



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“ESTUDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE INSTALADO EN EL POZO J1,
PARA VERIFICAR SI LA INSTALACIÓN ES LA ADECUADA”**

**TESIS DE GRADO PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGA
EN PETRÓLEOS**

Autora:

LISSETH JAJAIRA NÁJERA PINCAY

Director:

ING. PATRICIO JARAMILLO

Quito-Ecuador

2011

DECLARACIÓN

Del contenido del presente trabajo se responsabiliza el autor.

LISSETH JAJAIRA NAJERA PINCAY

C.I. 1205510389

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR

Quito, DM, 23 de Agosto de 2011

Señor Ingeniero

Jorge Viteri Moya MSc. - MBA

Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería

Universidad Tecnológica Equinoccial

Presente

Señor Decano:

Por medio de la presente informo que la Tesis **"ESTUDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE INSTALADO EN EL POZO JI, PARA VERIFICAR SI LA INSTALACIÓN ES LA ADECUADA"**, realizada por la señorita **NÁJERA PINCAY LISSETH JAJAIRA**, previa a la obtención del Título de Tecnóloga en Petróleos, ha sido concluida bajo mi dirección y tutoría, por lo que solicito el trámite subsiguiente.

Por la atención a la presente, me suscribo.

Atentamente,

Ing. Patricio Jaramillo, MSc.

Director de Tesis

DEDICATORIA

Dedico principalmente este trabajo a Dios por darme la fortaleza para obtener cada una de las metas propuesta.

A mis padres adorados enrique y norma que supieron brindarme todo su apoyo incondicional en momentos difíciles de mi carrera universitaria y que han sido un pilar fundamental para mis logros, como no mencionar a mis queridos hermanos y que han sido un aporte muy valioso durante toda mi vida.

LISSETH JAJAIRA NÁJERA PINCAY

AGRADECIMIENTO

Al concluir con mi trabajo de Tesis, quiero primeramente agradecer a Dios, por todos los momentos de felicidad que me ha dado, y lo más importante por darme salud y vida, además estoy muy agradecido porque me ha dado unos Padres increíbles, que han sabido llevarme por el camino del bien; que son los encargados de hacerme ver la vida tal y como es, por enseñarme que a la vida no hay que esperarla si no hay que lucharla para en un mañana ser mejor que antes. Agradecer infinitamente a la Universidad Tecnológica Equinoccial por acogerme en sus aulas y permitir desarrollarme académica y personalmente, a las empresas que me brindaron la oportunidad de adquirir experiencias como lo fue la Dirección Nacional de Hidrocarburos, (DNH), SCHLUMBERGER SURENCO S.A. gracias por haberme recibido, por darme la oportunidad de conocer a muchos profesionales y brindarme la oportunidad de obtener experiencias dentro de la vida práctica profesional, finalmente quiero agradecer a mi gran amigo y director de Tesis, Ing. Patricio Jaramillo, que me supo guiar de una forma correcta para culminar con el desarrollo de mi Tesis.

LISSETH JAJAIRA NÁJERA PINCAY

ÍNDICE DE CONTENIDO

CARÁTULA -----	I
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR -----	III
AGRADECIMIENTO -----	V
ÍNDICE DE CONTENIDO -----	VI
ÍNDICE GENERAL -----	VII
RESUMEN-----	XII
SUMMARY -----	XVII

ÍNDICE GENERAL

1. CAPÍTULO I	
1.1 JUSTIFICACIÓN-----	2
1.2 OBJETIVOS -----	2
1.2.1 Objetivo General-----	2
1.2.2 Objetivos Específicos-----	3
1.3 HIPOTESIS -----	3
1.3.1 Hipótesis General-----	3
1.3.2 Hipótesis Específicas-----	3
1.4 MARCO TEORICO -----	4
1.4.1 Antecedentes-----	4
1.5 METODOLOGÍA -----	6
1.5.1 Métodos-----	6
1.5.2 Técnicas-----	6
1.6 VARIABLES-----	6
1.6.1 Variable Dependiente-----	7
1.6.2 Variable Independiente-----	7
2. CAPÍTULO II	
2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.-----	11
2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SUPERFICIE-----	12
2.2.1 Transformadores o Banco de transformación eléctrica-----	13

2.2.2	Variadores de frecuencia-----	14
2.2.3	Caja de venteo-----	17
2.2.4	Cabezal de pozo-----	18
2.2.5	Tablero de Control-----	19
2.3	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE FONDO-----	19
2.3.1	Bomba centrífuga-----	21
2.3.1.1	Construcción de las Bombas y Tipos de etapas-----	24
2.3.1.2	Rango de Operación recomendado-----	27
2.3.1.2.1	Bombas de Compresión-----	28
2.3.1.2.2	Bombas de flotación-----	28
2.3.1.3	Nomenclatura -----	28
2.3.2	Motor-----	30
2.3.2.1	Componentes principales del Motor -----	32
2.3.2.1.1	El Estator-----	32
2.3.2.1.2	El Rotor -----	33
2.3.2.2	Enfriamiento del Motor-----	34
2.3.2.3	Consideraciones para seleccionar el Motor -----	34
2.3.3	Separador de Gas-----	35
2.3.4	Protector o Sección Sellante-----	36
2.3.4.1	Protectores Laberínticos -----	37
2.3.4.2	Protectores de sello Positivo -----	39
2.3.4.3	Cámara de empuje-----	40
2.3.5	Sensor de fondo-----	41
2.3.5.1	Características y beneficios del sensor de fondo -----	42

2.3.6	Centralizador-----	42
2.3.7	Cable Eléctrico-----	43
2.3.7.1	Cable de extensión.-----	43
2.3.7.2	Cable de Potencia.-----	45
2.3.7.3	Nomenclatura del Cable.-----	46
2.3.8	Válvula de Retención.-----	48
2.3.9	Válvula de drenaje.-----	49
3.	CAPÍTULO III	
3.1	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO -----	51
3.2	GRADIENTE DE PRESIÓN -----	52
3.3	CORTE DE AGUA (W.C.)-----	53
3.4	PRESIÓN -----	53
3.5	PRESIÓN DE COLUMNA -----	54
3.6	PRESIÓN DE LA ENTRADA A LA BOMBA (PIP) -----	56
3.7	PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA REQUERIDO -----	56
3.8	PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA DISPONIBLE -----	57
3.9	PRESIÓN DE BURBUJA (PB)-----	57
3.10	RELACIÓN GAS – ACEITE (GOR)-----	57
3.11	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) -----	58
3.12	CURVAS DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN-----	59
3.13	MODELO DE PRODUCTIVIDAD IPR -----	60
3.14	IPR COMPUESTO -----	61
3.15	GRAVEDAD API -----	61

3.16	GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LA MEZCLA (PROMEDIO)-----	62
3.17	DENSIDAD DEL FLUIDO -----	62
3.18	CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS -----	63
3.18.1	La relación gas – petróleo de formación (GOR)-----	63
3.18.2	Relación gas – líquido (GLR)-----	63
3.19	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (Bo)-----	64
3.20	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (Bg) -----	65
3.21	GAS TOTAL -----	66
3.22	GAS EN SOLUCIÓN-----	66
3.24	VOLUMEN DE PETRÓLEO, GAS Y AGUA-----	68
3.25	VOLUMEN TOTAL -----	69
3.26	PORCENTAJE DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA -----	70
3.27	ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)-----	71
3.28	NUMERO DE ETAPAS -----	73
3.29	POTENCIA AL FRENO -----	74
3.30	SELECCIÓN DEL CABLE -----	74
4.	CAPÍTULO IV	
4.1	DATOS BÁSICOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL POZO J1 -----	75
4.2	CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP) -----	76
4.3	CÁLCULO DE LA NUEVA PRESIÓN DE FONDO, MEDIANTE EL CAUDAL DESEADO	77
4.4	CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL CRUDO -----	77
4.5	CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO-----	78
4.6	CÁLCULO DEL LA PRESIÓN EN LA ENTRADA DE LA BOMBA (PIP) -----	78

4.7	CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA-----	79
4.8	CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA (PD)-----	80
4.9	PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA-----	81
4.10	CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH) -----	82
4.11	CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS-----	82
4.12	CÁLCULO DE LA POTENCIA AL FRENO -----	83
4.13	CÁLCULO DE LA RELACIÓN GAS – PETRÓLEO-----	84
4.14	CÁLCULO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO -----	85
4.15	CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DE GAS -----	86
4.16	CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DE GAS-----	87
4.17	CÁLCULO DEL GAS EN SOLUCIÓN -----	88
4.18	CÁLCULO DEL GAS LIBRE -----	89
4.19	CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO EN LA ENTRADA DE LA BOMBA -----	89
4.20	CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS EN LA ENTRADA DE LA BOMBA -----	90
4.21	CÁLCULO DEL VOLUMEN DE AGUA EN LA ENTRADA DE LA BOMBA -----	90
4.22	CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DE PETRÓLEO, GAS, AGUA, EN LA ENTRADA DE LA BOMBA -----	91
4.23	CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA-----	91
4.24	EQUIPOS INSTALADOS EN EL POZO J1 -----	95
5.	CAPÍTULO V	
5.1	CONCLUSIONES -----	97
5.2	RECOMENDACIONES -----	99

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE -----	10
FIGURA 2. EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. -----	12
FIGURA 3. EQUIPO DE SUPERFICIE. -----	13
FIGURA 4. TRANSFORMADORES DE VOLTAJE -----	14
FIGURA 5. VARIADOR DE FRECUENCIA. -----	16
FIGURA 6. CAJA DE VENTEO. -----	18
FIGURA 9. BOMBA CENTRÍFUGA -----	21
FIGURA 10. VISTA DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA CENTRÍFUGA. -----	22
FIGURA 11. IMPULSOR -----	22
FIGURA 12. DIFUSOR -----	23
FIGURA 13. CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DENTRO DE LA BOMBA -----	23
FIGURA 14. VISTA FRONTAL DE UNA ETAPA DE LA BOMBA -----	24
FIGURA 15. TIPOS DE IMPULSORES -----	25
FIGURA 16. IMPULSOR DE FLUJO MIXTO -----	26
FIGURA 17. IMPULSOR DE FLUJO MIXTO -----	26
FIGURA 18. IMPULSOR DE FLUJO RADIAL -----	27
FIGURA 26. MOTOR. -----	30
FIGURA 27. FASES DEL MOTOR -----	31
FIGURA 28. CAMPO MAGNÉTICO. -----	32
FIGURA 29. COMPONENTES INTERNOS DEL MOTOR. -----	33
FIGURA 20. SEPARADOR DE GAS -----	35
FIGURA 21. SEPARADOR DE GAS -----	36

FIGURA 22. PROTECTOR O SECCION SELLANTE -----	37
FIGURA 23. CÁMARA LABERÍNTICA-----	38
FIGURA 24. PROTECTOR DE SELLO POSITIVO -----	39
FIGURA 25. CÁMARA DE EMPUJE. -----	40
FIGURA 30. SENSOR DE FONDO. -----	41
FIGURA 31. PARTES INTERNAS DEL CABLE. -----	43
FIGURA 32. CABLE DE EXTENSIÓN. -----	44
FIGURA 33. VISTA FRONTAL DEL CABLE.-----	45
FIGURA 2.34 CABLE DE POTENCIA -----	45
FIGURA 2.35 VÁLVULA DE RETENCIÓN. -----	49
FIGURA 36. VÁLVULA DE DRENAJE. -----	T50
FIGURA 37. PERDIDAS POR FRICCIÓN -----	81
FIGURA 38. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA @ 60 HZ -----	94
FIGURA 39. DISEÑO TECNICO -----	96

ÍNDICE DE TABLA

TABLA 1. NOMENCLATURA DE BOMBAS CENTRIFUGAS -----	29
TABLA 2. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA BOMBA GN1600 DENTRO DEL POZO -----	92

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 3.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO. -----	51
ECUACIÓN 3.2 DEL GRADIENTE DE PRESIÓN. -----	52
ECUACIÓN 3.3 CALCULO DE LA PRESIÓN DE COLUMNA -----	55
ECUACIÓN 3.4 CALCULO DE LA PRESIÓN DE COLUMNA -----	55

ECUACIÓN 3.5 CALCULO DE LA PRESIÓN DE COLUMNA-----	55
ECUACIÓN 3.6 PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA.-----	56
ECUACIÓN 3.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.-----	58
ECUACIÓN 3.8 PARA CALCULAR NUEVAS TAZAS DE PRODUCCIÓN EN RELACIÓN AL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.-----	59
ECUACIÓN 3.9 PARA DETERMINAR EL CAUDAL MÁXIMO-----	60
ECUACIÓN 3.10 ECUACIÓN PARA CALCULAR EL GRADO API.-----	61
ECUACIÓN 3.11 GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO-----	62
ECUACIÓN 3.12 RELACIÓN GAS – LÍQUIDO (GLR).-----	63
ECUACIÓN 3.13 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (Bo)-----	64
ECUACIÓN 3.14 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (Bg)-----	65
ECUACIÓN 3.15 GAS TOTAL-----	66
ECUACIÓN 3.16 GAS EN SOLUCION-----	66
ECUACIÓN 3.17 GAS LIBRE-----	67
ECUACIÓN 3.18 VOLUMEN DE PETRÓLEO, GAS Y AGUA-----	68
ECUACIÓN 3.19 VOLUMEN DE GAS-----	68
ECUACIÓN 3.20 VOLUMEN DE AGUA-----	69
ECUACIÓN 3.21 VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO-----	69
ECUACIÓN 3.22 PORCENTAJE DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA-----	70
ECUACIÓN 3.23 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)-----	71
ECUACIÓN 3.24 CALCULO DE LA ALTURA DINÁMICA-----	71
ECUACIÓN 3.25 PERDIDAS POR FRICCIÓN-----	72
ECUACIÓN 4.1 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.-----	76
ECUACIÓN 4.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO.-----	77

ECUACIÓN 4.3 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL CRUDO.-----	77
ECUACIÓN 4.4 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO-----	78
ECUACIÓN 4.5. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA EN LA BOMBA. -----	79
ECUACIÓN 4.6 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA.-----	79
ECUACIÓN 4.7 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA. -----	80
ECUACIÓN 4.8 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA-----	81
ECUACIÓN 4.9 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA TOTAL. -----	82
ECUACIÓN 4.10.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS. -----	82
ECUACIÓN 4.10.2 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS-----	83
ECUACIÓN 4.11 CÁLCULO DE LA POTENCIA AL FRENO -----	83
ECUACIÓN 4.12 CÁLCULO DE LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO-----	84
ECUACIÓN 4.13 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO. -----	85
ECUACIÓN 4.14 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS.-----	86
ECUACIÓN 4.15 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DEL GAS. -----	87
ECUACIÓN 4.16 CÁLCULO DEL GAS EN SOLUCIÓN.-----	88
ECUACIÓN 4.17 CÁLCULO DEL GAS LIBRE. -----	89
ECUACIÓN 4.18 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO EN LA ENTRADA DE LA BOMBA. ----	89
ECUACIÓN 4.19 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.-----	90
ECUACIÓN 4.20 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE AGUA EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.-----	90
ECUACIÓN 4.21 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.-----	91
ECUACIÓN 4.22 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.--	91

RESUMEN

En el estudio del presente trabajo de tesis, se describen los componentes que conforman el sistema de Bombeo Electrosumergible, también se señala un análisis del dimensionamiento del equipo, instalado en el pozo J1, para verificar si la instalación de la bomba electrosumergible es la adecuada, con respecto a los datos reales del pozo J1.

El Bombeo Electrosumergible, es un mecanismo totalmente eficiente, y confiable para recuperar o mejorar la producción en el pozo, además este sistema es actualmente uno de los más utilizados en los campos del distrito Amazónico, ya que entre sus beneficios nos permite producir petróleo a grandes profundidades, así como también a temperaturas altas y bajo una amplia variedad de condiciones del pozo.

Para el análisis de dimensionamiento de este equipo Electrosumergible se utilizó datos y resultados reales, el diseño también se realizó siguiendo los 9 pasos de dimensionamiento de un equipo Electrosumergible mediante los manuales de “Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP”. Más adelante se podrá observar y entender el dimensionamiento del equipo BES.

Mediante la comparación de los resultados obtenidos en el análisis de dimensionamiento del Bombeo Electrosumergible con los datos y resultados utilizados anteriormente en el diseño de la Bomba ESP introducida en el pozo J1, se concluyó que el dimensionamiento del equipo BES es el correcto.

SUMMARY

In the study of the present thesis work, there is described the components that shape the electrical submersible pumping system, also there is explained the analysis of the design for the equipment, installed in the well J1, to check if the installation of the electrical submersible pump is the correct, regarding to the real information of the well J1.

The Electrical submersible Pumping, it is a totally efficient, and reliable mechanism to recover or to improve the production in the well, in addition this system is nowadays one of most used in the fields of the Amazonian district, among their benefits it allows us to produce oil to big depth, as well to high temperatures and under a wide variety of conditions of the well.

For the analysis of the design of this Electrical submersible equipment, did use real information and real results, the design also was realized following the nine steps of design of an Electrical submersible equipment according with the Centrilift's manuals and the Engineering Foundations for the oil production ESP. Later on will be possible to look and understand the design of the equipment BES.

According the comparison of the results obtained in the analysis of design of the Electrical submersible Pumping with the information and results used previously in the design of the Pump got in the well J1, I conclude that the design of the equipment BES is the correct one.

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

El bombeo electrosumergible, conocido comúnmente como BES, es un método de levantamiento artificial, el cual ha estado presente en el mercado del mundo petrolero desde hace más de 60 años. Este método, consiste en una bomba de subsuelo de tipo centrífuga de etapas múltiples, ubicada en el fondo del pozo, y ésta es accionada por un motor eléctrico ya que su principio fundamental es el de transformar la energía eléctrica en energía mecánica mediante la rotación del motor, el cual le transmitirá un giro determinado a la bomba, generando el levantamiento requerido para que los fluidos sean transportados desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Entre las características del sistema de bombeo electrosumergible esta su capacidad de producir volúmenes considerables de fluidos desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones de pozo. Es muy ventajoso en pozos que tengan altas tasas de producción, alta productividad, bajas presiones de fondo fluyente y baja relación gas – petróleo.

Uno de los propósitos de este proyecto es hacer una breve descripción de las partes que compone el bombeo electrosumergible. También conocer los pasos a seguir para el diseño de una bomba electrosumergible conociendo las características de pozo (presión, temperatura, gravedad específica, viscosidad, etc.).

Como último objetivo de este trabajo de tesis es analizar la bomba electrosumergible instalada en el pozo J1 para realizar un diseño del bombeo electrosumergible en forma manual siguiendo los 9 pasos de dimensionamiento de un equipo Electrosumergible

mediante los manuales de “Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP”.

1.1 JUSTIFICACIÓN

En los campos del distrito Amazónico, existe un alto porcentaje de pozos cuyas presiones de fondo son insuficientes para levantar la columna de fluido por flujo natural. Debido a que en los yacimientos aun existen reservas considerables de petróleo, es necesario para su extracción la utilización de Sistemas de Levantamiento Artificial (Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, Levantamiento a Gas o Gas Lift, etc.).

En el caso específico del pozo “J1”, debido a sus características litológicas y propias del yacimiento, se ha determinado que el método de Levantamiento Artificial más idóneo es el bombeo electrosumergible, además el pozo cuenta con un sistema de generación eléctrica que abastece el funcionamiento del equipo.

1.2 OBJETIVOS

A continuación se describen los Objetivos planteados para este trabajo de tesis:

1.2.1 Objetivo General

Analizar la instalación de Bombeo electrosumergible (BES), como método de Levantamiento Artificial en el pozo “J1”, para verificar si su instalación es la adecuada.

1.2.2 **Objetivos Específicos**

- Conocer el método del bombeo electrosumergible como sistema de Levantamiento Artificial.
- Determinar las ventajas y desventajas de la utilización del bombeo electrosumergible en el pozo “J1”.
- Analizar el diseño del bombeo electrosumergible para el pozo “J1”.

1.3 **HIPOTESIS**

Como recolección de información se utilizaran las siguientes hipótesis:

1.3.1 **Hipótesis General**

Si se revisa la instalación de bombeo electrosumergible en el pozo J1 podemos recomendar un diseño adecuado en el equipo, y así, comparar si la instalación es la adecuada.

1.3.2 **Hipótesis Específicas**

- Se revisará la instalación de bombeo electrosumergible en el pozo J1 para determinar si el diseño del equipo es el correcto.

- Se analizará los principales problemas que se presentan en el pozo J1 para recomendar soluciones a las fallas operaciones de la bomba instalada en el pozo J1.
- Determinaremos la importancia de diseño del equipo electrosumergible, para recomendar una buena instalación.

1.4 MARCO TEORICO

El método de bombeo electrosumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial que consiste en una bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico de fondo acoplado, capaz de levantar grandes cantidades de fluido desde grande profundidades en una variedad de condiciones de pozo. Las etapas de la bomba son diseñadas originalmente para operar en pozos de agua, debido que el agua es un fluido cuya propiedades son las más simples de estudiar. Para la aplicación del método BES en campos de producción de petróleo hay que considerar factores tales como condición del yacimiento, tipo de pozo, propiedades del crudo, etc. Es por ello que es necesario que las personas que dirigen u operan un campo petrolero, conozcan los principios y procedimientos operativos de los equipos BES.

1.4.1 Antecedentes

Los sistemas de Levantamiento Artificial permiten disminuir la presión de fondo del pozo ya sea con la inyección de gas o transfiriendo energía desde la superficie hasta la bomba subsuperficial. En todos los casos hay un consumo de potencia ya sea en forma

de gas comprimido o en forma de potencia eléctrica, hidráulica o neumática necesaria para operar los diferentes tipos de bombas.

Los sistemas más comunes para producir con levantamiento artificial que se conocen son:

- **Bombeo mecánico (Balancín)** Este método consiste de una sarta de varillas de acero que hacen trabajar una bomba de pistón recíprocante en el subsuelo.
- **Bombeo neumático (Gas Lift).**- Es un proceso que consisten levantar los fluidos de un pozo mediante el uso de un gas a presión relativamente alta que se inyecta en la columna de fluido en algún punto por debajo del nivel de fluido estático.
- **Bombeo hidráulico (Power Oil).**- Es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un fluido hidráulico para mover un motor y bomba recíprocantes en el subsuelo con el fin de levantar el fluido a la superficie.
- **Bombeo Eléctrico Sumergible (BES).**- Es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un motor eléctrico en el subsuelo para mover a una bomba centrífuga. Este sistema combina las ventajas de las presiones de entrada extremadamente bajas de los sistemas de bombeo y las tasas de producción elevadas que se obtienen con los sistemas de levantamiento a gas.

El sistema de Bombeo Electrosurgible es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis, y control, a fin de garantizar el adecuado

comportamiento del sistema. Es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

1.5 METODOLOGÍA

Se utilizaran los métodos siguientes:

1.5.1 Métodos

- **Método Deductivo**

Este método permite detallar los componentes de la bomba electrosumergible, y verificar si la instalación del pozo J1 es el correcto.

- **Método Analítico**

Este método sirve para analizar la instalación y resultados del diseño de la bomba electrosumergible, y así verificar un diseño adecuado en la instalación.

1.5.2 Técnicas

- En este proyecto se va a utilizar la técnica de la revisión de libros actualizados del bombeo electrosumergible.

1.6 VARIABLES

Describiré las siguientes variables a utilizar:

1.6.1 **Variable Dependiente**

- Revisión de la instalación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible en el pozo J1, limitando fallas operacionales.

1.6.2 **Variable Independiente**

- Análisis adecuado del diseño del bombeo electrosumergible en el pozo J1, para verificar si la instalación del equipo es el adecuado

CAPÍTULO II

2 Sistema de Bombeo Electrosumergible¹

El Bombeo Electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un motor eléctrico en el subsuelo para mover a una bomba centrífuga. Este sistema combina las ventajas de las presiones de entrada extremadamente bajas de los sistemas de bombeo y las tasas de producción elevadas que se obtienen con los sistemas de levantamiento a gas.

El sistema de Bombeo Electrosumergible es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos; sin embargo, es uno de los métodos de extracción de crudo que exige mayor requerimiento de supervisión, análisis, y control, a fin de garantizar el adecuado comportamiento del sistema. Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación Gas-Petróleo; sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido buenos resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y diámetros reducidos.

El Bombeo Electrosumergible, representa uno de los métodos más automatizables y fácil de mejorar, y está constituido por equipos complejos, y de alto costo, por lo que se requiere, para el buen funcionamiento de los mismos, de la aplicación de herramientas efectivas para su supervisión análisis, y control, además es considerado como un medio

¹ Texto Guía Bombeo Eléctrico Sumergible

económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

²El Bombeo Electrosumergible ha demostrado ser una alternativa altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos en el ámbito mundial gracias a las ventajas que proporciona en comparación a los otros métodos de levantamiento artificial. Este sistema posee la capacidad de manejar grandes volúmenes de crudo, a grandes profundidades. El sistema de Bombeo Electrosumergible también permite controlar y programar la producción dentro de los límites del pozo, a través del empleo de variador de frecuencia. Otro de los beneficios que proporciona este sistema, es la indicación continua de las condiciones de presión y temperatura en el pozo, gracias a las señales transmitidas por el sensor de fondo, que nos da los datos de presión y temperatura.

El sistema de Bombeo Electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

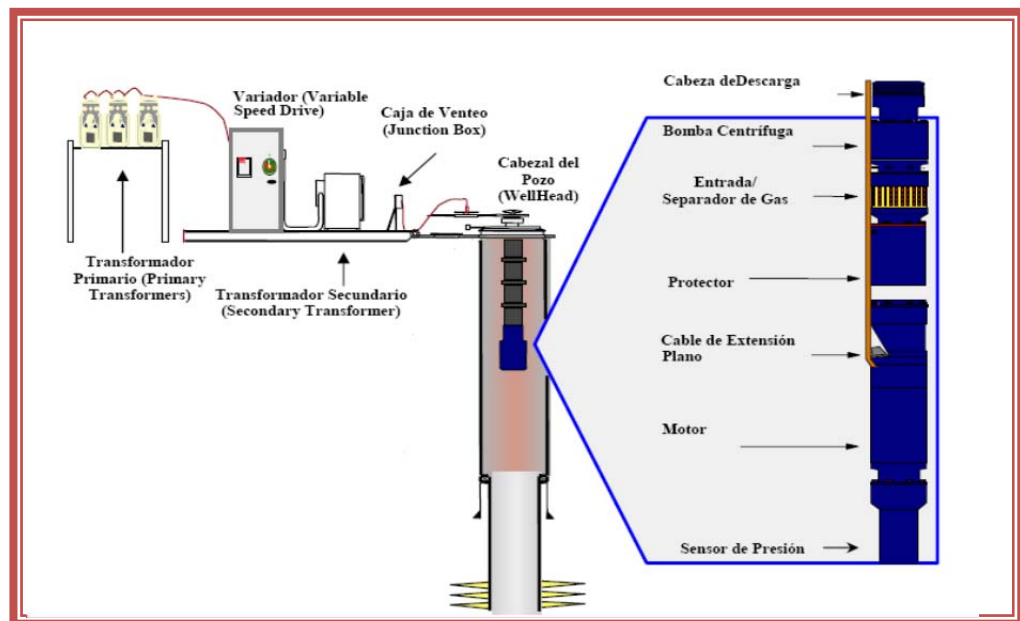
El Bombeo Electrosumergible ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económica. En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor, es decir un pozo candidato a producir artificialmente con Bombeo Electrosumergible, debe reunir características que no

² Texto Guía Bombeo Eléctrico Sumergible

afecten su funcionamiento como las altas relaciones Gas-Petróleo, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos.

³Una las características del sistema Electrosumergible es la capacidad que tiene de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque, el motor esta directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. El ensamblaje de Bombeo Electrosumergible trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquido con bajas relaciones Gas-Petróleo.

FIGURA 1 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

³ Texto Guía Bombeo Eléctrico Sumergible

⁴Ventajas del sistema de Bombeo Electrosumergible

- Puede levantar altos volúmenes de fluido.
- Maneja altos cortes de agua.
- Su vida útil puede ser muy larga.
- Simple de operar.
- Se puede usar en cualquier tipo de facilidades de operación, tierra o mar.
- Versatilidad, diferentes modelos y tamaños.
- Alta confiabilidad.
- Económico, recuperación inmediata de la inversión.

Desventajas del sistema de Bombeo Electrosumergible.

- Inversión inicial muy alta.
- Alto consumo de potencia.
- No es rentable en pozos de baja producción.
- Los cables se pueden deteriorar al estar expuestos a temperaturas elevadas.

2.1 Descripción de los elementos que conforman el equipo de Bombeo Electrosumergible.

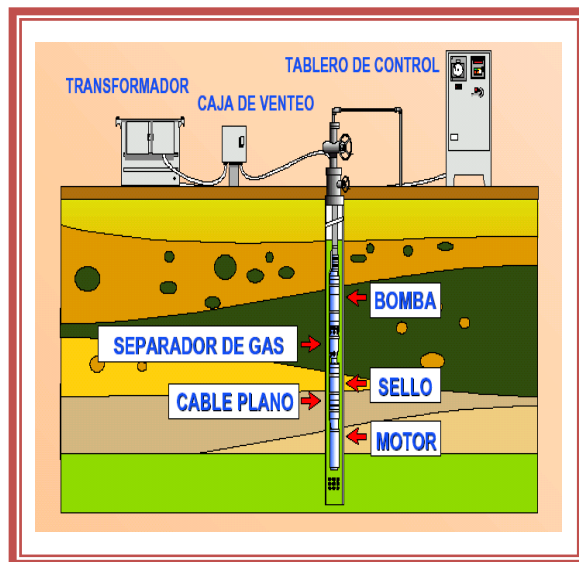
El sistema de bombeo electrosumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales.

El equipo de subsuelo se encuentra constituido por una bomba centrífuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico, el sensor de fondo. Entre los cables tenemos el cable conductor eléctrico, y el cable de conexión al motor.

⁴ Texto Guía Bombeo Eléctrico Sumergible

⁵El equipo de superficie está conformado por el cabezal de descarga el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o de venteo, y por el conjunto de transformadores. Entre los componentes de accesorios se puede mencionar, la válvula de drenaje, la válvula de venteo, los soportes en el cabezal, los centralizadores y las bandas del cable.

FIGURA 2. EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.



Fuente: Schlumberger, Curso básico de ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

2.2 Descripción del Equipo de Superficie

El equipo de superficie está constituido por los siguientes elementos que son:

- Transformador
- Variadores de Frecuencia

⁵ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

- Caja de venteo
- Cabezal de pozo

FIGURA 3. EQUIPO DE SUPERFICIE.



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

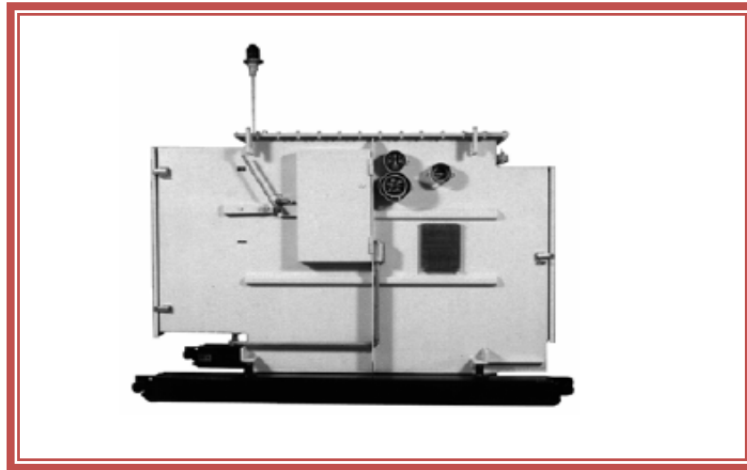
2.2.1 Transformadores o Banco de transformación eléctrica⁶

Está constituido por un transformador que cambia el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor. 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 que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos. Normalmente cuando se usan transformadores de una sola fase para corrientes de tres fases, se conectan tres transformadores juntos. El transformador es usado para convertir el voltaje de la red de distribución, al requerido por los equipos de

⁶ Texto Guía Bombeo Eléctrico Sumergible

superficie. Además envía el voltaje correcto al tablero de arranque para que el motor opere apropiadamente. Esto está basado en la potencia requerida en KVA.

FIGURA 4. TRANSFORMADORES DE VOLTAJE



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

2.2.2 Variadores de frecuencia⁷

Los Variador de frecuencia (VSD) son utilizados para el monitoreo del pozo y de la producción de crudo. Estos Variadores de Frecuencia usan componentes electrónicos para variar la frecuencia de entrada de 60 Hz y convertirla a una frecuencia que puede oscilar entre 30 - 90 Hz. Además permite operar la bomba a diferentes velocidades y producciones manteniendo una eficiencia alta en el sistema.

La manipulación de la frecuencia de entrada al motor permite modificar la velocidad del equipo de fondo y por ende el rendimiento y rango operacional de la bomba electrosumergible.

⁷ Curso Básico – Baker Hughes – Centrlift - 2006

⁸Un variador de frecuencia (siglas VSD o AFD, del inglés: Variable Frequency Drive o bien AFD Ajustable Frequency Drive) es un sistema para el control de la velocidad rotacional de un motor de corriente alterna (AC) por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada. Los variadores de frecuencia también son conocidos como drivers de frecuencia ajustable (AFD), drivers de CA, micro drivers o inversores. Dado que el voltaje es variado a la vez que la frecuencia. Permite un arranque gradual o “suave” en la operación de sistemas ESP.

FUNCION DEL VARIADOR DE FRECUENCIA (VSD):

- Provee torque constante en todo el rango de velocidades
- Puede ser usado manualmente para ajustar la relación V/Hz para aplicaciones específicas (Velocidad Base)
- Capacidad para un arranque suave (Soft Start)
- Optimiza la producción del pozo (Evita los arranques y paradas cíclicas del equipo y del pozo). Permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege al equipo de variaciones eléctricas.

¿Por qué utilizar un Variador de Frecuencia?

- Elimina el uso de estranguladores en el sistema
- Provee arranques suaves sin picos de corriente en el arranque
- Protege el equipo de subsuelo contra tasa de bombeo máximo (achicamiento del pozo)
- Permite operación remota/automatización

⁸ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

- Suaviza la rampa aceleración en el arranque, reduce daños en la bomba, previene infiltración de arena, todo esto para aumentar la vida útil del sistema
- Reduce tiempos de parada y mantenimiento

Los Variadores de Frecuencia agregan valor a la aplicación.

- Cada aplicación puede beneficiarse de la velocidad variable
- Las BES no son una excepción
 - Extiende la vida útil del equipo
 - Mejora la eficiencia del sistema
 - Permite optimizar el sistema a medida que las condiciones del pozo cambian.

FIGURA 5. VARIADOR DE FRECUENCIA.



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Un VSD es simplemente un dispositivo que toma corriente a una frecuencia fija para cambiarla a corriente de frecuencia variable y suministrarla al equipo de fondo.

El incremento de velocidad hace que la bomba genere más altura y caudal.

El diseñar una aplicación con VSD es entonces una cuestión de operar el motor y la bomba a la velocidad de interés.

2.2.3 ⁹ Caja de venteo

Está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que lleguen al tablero de control. Por razones de seguridad se instala 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. En la caja de venteo o de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad. Permite disponer de borneras para realizar maniobras de conexión o viceversa entre el equipamiento de superficie y el equipamiento de fondo de pozo. Además permite un rápido chequeo de los voltajes y corrientes para diagnóstico de los problemas en el equipo de fondo. Como así también ventear el gas que pueda venir por el cable de potencia desde el fondo de pozo.

⁹ Texto Guía Bombeo Eléctrico Sumergible

FIGURA 6. CAJA DE VENDEO.



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

2.2.4 Cabezal de pozo

Los cabezales de superficie pueden ser de varios tipos diferentes, de los cuales, los más comúnmente utilizados son:

- **Cabezal tipo Hércules.-** Utilizados en pozos de baja presión en el espacio anular, y en instalaciones no muy profundas. Estos poseen un colgador de tubería tipo cuña, y un espacio para el cable. El cable de potencia cruza a través de ellos hasta la caja de vendeo, y es empacado por un juego de gomas prensadas.
- **Cabezal tipo Roscado.-** Recomendados para alta presión, este cabezal en su mayoría se lo utiliza en instalaciones costa afuera, pozos con alta presión de gas en el espacio anular o para instalaciones a alta profundidad. En ellos la tubería está roscada al colgador y este se suspende del cabezal.

2.2.5 Tablero de Control¹⁰

Componente en el cual se gobierna la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se selecciona 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 indicadoras de la causa del paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto, los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

2.3 Descripción del Equipo de Fondo

Son piezas o componentes que operan en el subsuelo. Las compañías de Bombeo Electrosumergible se especializan en la fabricación de estos equipos, y además de los misceláneos, que se necesitan para su instalación.

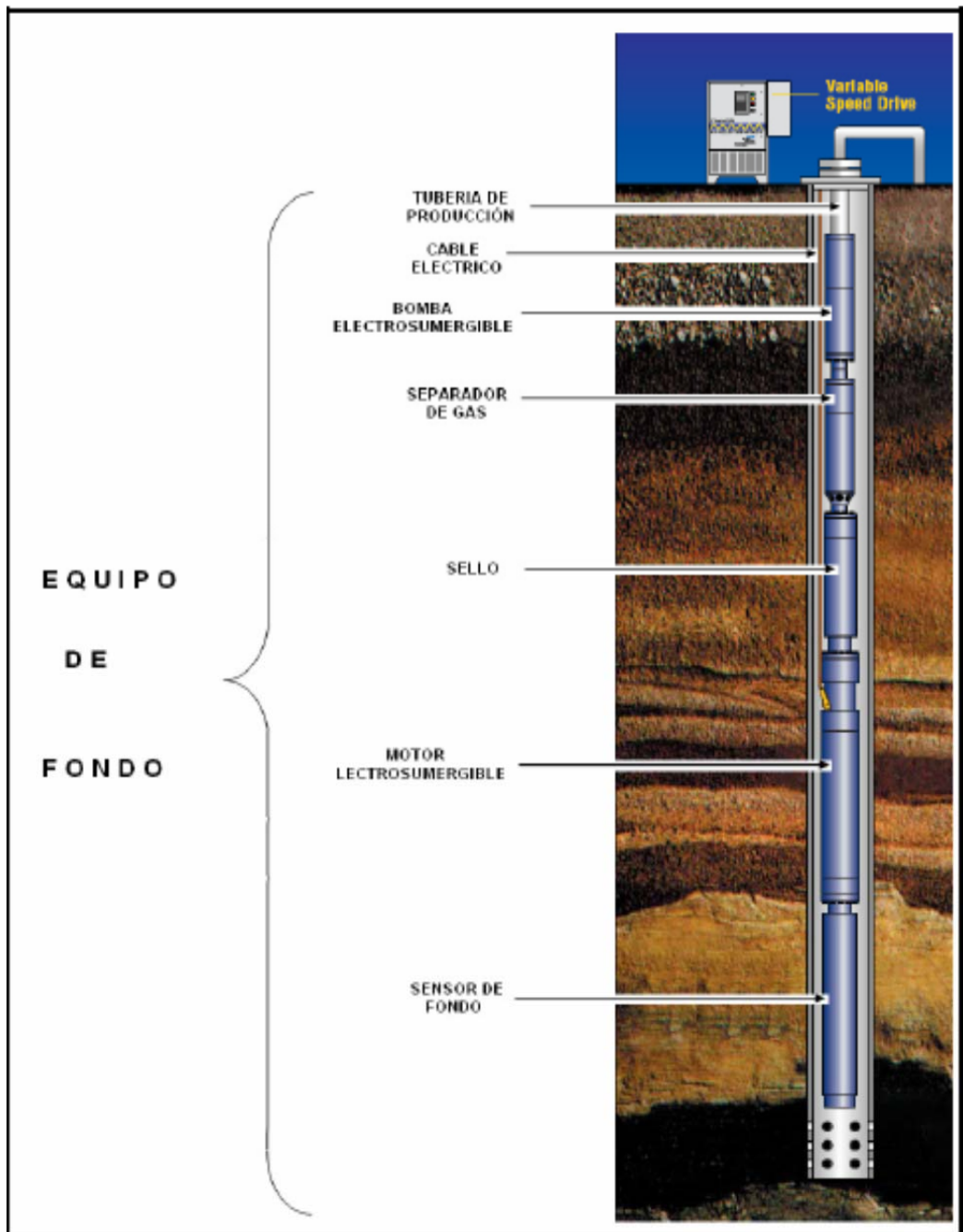
El conjunto de equipo de fondo está constituido por:

- Bomba Centrifuga
- Separador de Gas
- Protector o Sección Sellante
- Motor

¹⁰ Texto Guía Bombeo Eléctrico Sumergible

- Sensor de fondo
- Centralizador
- Cable

FIGURA 8. EQUIPO DE FONDO



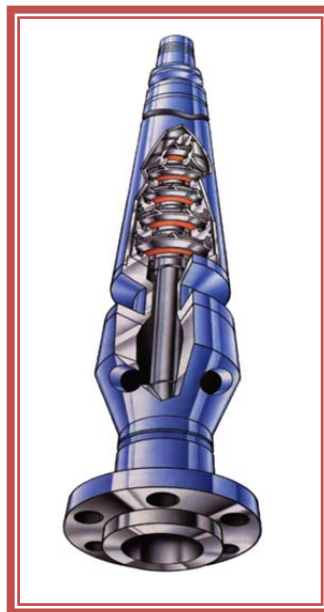
Fuente: Schlumberger
 Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

2.3.1 Bomba centrífuga

¹¹Una bomba centrífuga es una máquina que mueve fluidos rotándolos con un impulsor rotativo dentro de un difusor que tiene una entrada central y una salida tangencial. La trayectoria del fluido es una espiral que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente al difusor. El impulsor transmite energía cinética al fluido. En el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura) por medio de un incremento del área de flujo.

La bomba centrífuga REDA es multi-etapas, conteniendo un número seleccionado de impulsores equipados con álabes, dentro de sus respectivos difusores de una forma muy ajustada, dispuestas en serie en un eje el cual está movido por un motor eléctrico.

FIGURA 9. BOMBA CENTRÍFUGA



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

¹¹ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

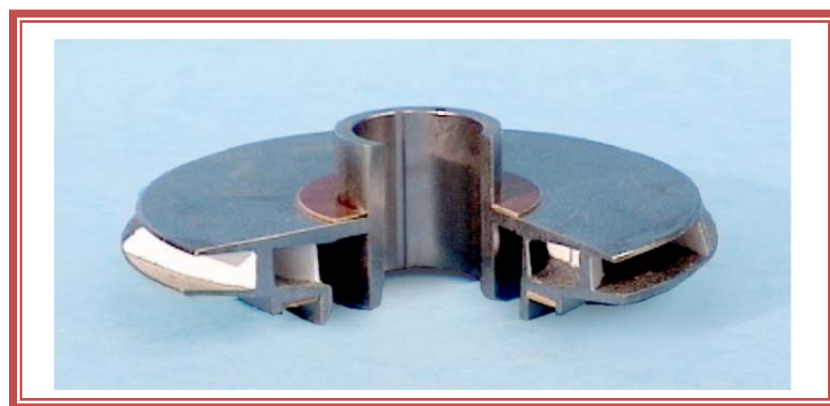
FIGURA 10. VISTA DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA CENTRÍFUGA.¹²



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Una bomba centrífuga crea presión por medio de la rotación de una serie de álabes en un impulsor.

FIGURA 11. IMPULSOR



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

¹² Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

La función del impulsor es transferir energía al rotar el líquido pasando a través de él, por lo tanto elevando la energía cinética. El difusor entonces convierte esta energía en energía potencial elevando la presión de la descarga.¹³

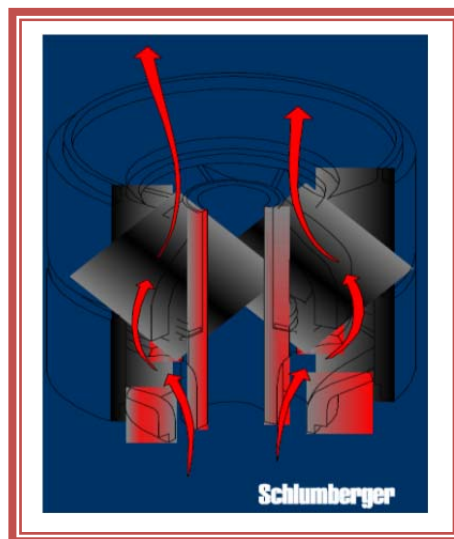
FIGURA 12. DIFUSOR



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Fuerzas externas, tales como la atmosférica presionan o empujan fluido dentro del ojo del impulsor en dirección a la periferia del impulsor. De aquí, la rotación del impulsor a alta velocidad lanza el fluido dentro del difusor.

FIGURA 13. CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DENTRO DE LA BOMBA

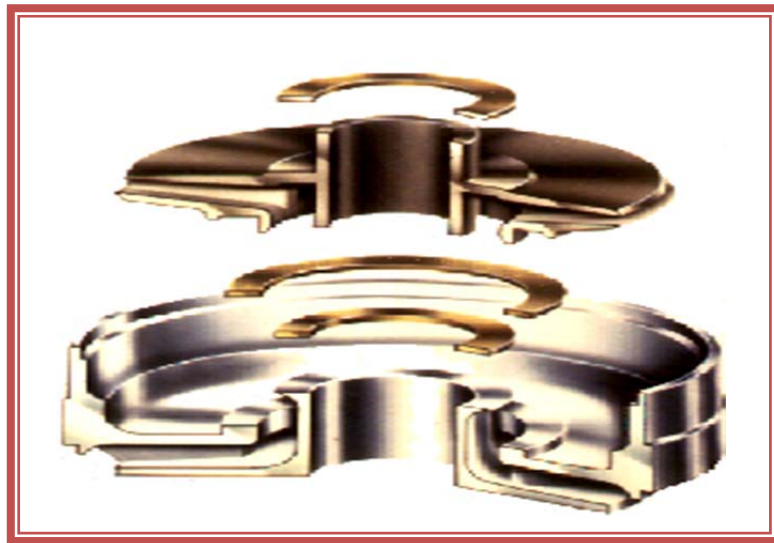


Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

¹³ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

Cada etapa consiste de un impulsor y un difusor. Una vez más, el impulsor toma el fluido y le imparte energía cinética. El difusor convierte la energía cinética en potencial (altura).¹⁴

FIGURA 14. VISTA FRONTAL DE UNA ETAPA DE LA BOMBA



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Resumiendo, la función principal de las bombas es levantar fluidos de un nivel a otro.

2.3.1.1 Construcción de las Bombas y Tipos de etapas

Los impulsores determinan la tasa de flujo que la bomba es capaz de manejar para un diseño específico.

¹⁴ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

FIGURA 15. TIPOS DE IMPULSORES

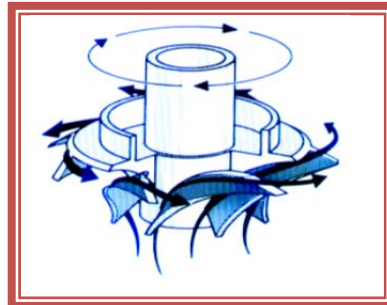


Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Hay dos tipos de impulsos.

La diferencia entre estos dos tipos de impulsos está definida por los ángulos del álabe en el impulsor y el tamaño y la forma de los pasajes internos para el flujo.

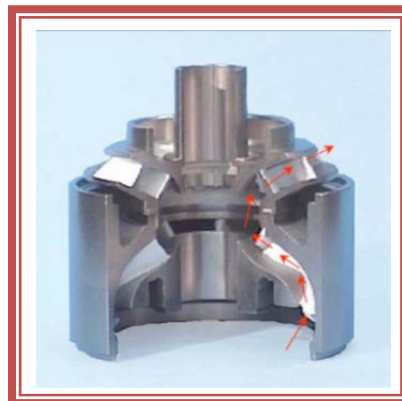
FIGURA 16. IMPULSOR DE FLUJO MIXTO¹⁵



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Un impulsor de flujo mixto tiene los ángulos de los álabes cercanos a 45 grados, los cuales son usualmente encontrados en las bombas para altas tasas de flujo.

FIGURA 17. IMPULSOR DE FLUJO MIXTO



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Los impulsores radiales tienen los ángulos cercanos a 90 grados, los cuales son encontrados usualmente en bombas de bajas tasas de flujo.

¹⁵ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

FIGURA 18. IMPULSOR DE FLUJO RADIAL¹⁶



Fuente: Schlumberge
Elaborado por: REDA, Schlumberger

2.3.1.2 Rango de Operación recomendado

Las bombas REDA vienen en dos tipos básicos:

- **Construcción “Flotante”** – Cada impulsor es libre de moverse hacia arriba y hacia abajo en el eje como si “flotara” en el eje.
- **Construcción “Compresión”** – Cada impulsor está rígidamente fijo al eje de tal manera que se mueve solidariamente con el eje. Todos los impulsores están “comprimidos” conformando un cuerpo rígido.

¹⁶ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

2.3.1.2.1 Bombas de Compresión

En una bomba de compresión, todos los impulsores están fijados rígidamente al eje de manera que si un impulsor trata de moverse hacia arriba o abajo, tratará de mover el eje en esa dirección.

Durante el ensamblaje y debido a la gravedad, el impulsor normalmente está descansando en su correspondiente difusor inferior. Por esta razón, el eje de la bomba es “levantado” con espaciadores en el acople de tal manera que el impulsor no toca el difusor en el equipo ensamblado. Esto hace que todo el empuje desarrollado en el eje de la bomba sea transferido directamente al eje del protector.

2.3.1.2.2 Bombas de flotación

En vista que los impulsores flotantes son libres de moverse en el eje, hacia arriba o hacia abajo, lo único que lo detiene es el difusor de superior o el inferior. Las “arandelas de empuje” son usadas para proveer, en todos los pares de superficie entre el impulsor y el difusor, para absorber el empuje generado.

2.3.1.3 Nomenclatura¹⁷

REDA Production Systems usa caracteres alfabéticos para describir el diámetro o serie de cada etapa disponible en la descripción del catálogo, tal como “DN 1300.”

DN 1300

¹⁷ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

Las series están designadas según la Tabla anexa:

TABLA 1. NOMENCLATURA DE BOMBAS CENTRIFUGAS¹⁸

Tipo	Serie	Diámetro Externo	Diámetro Mínimo de Revestidor
A	338	3.38"	4 ½"
D	400	4.00"	5 ½"
G	540	5.13"	6 5/8"
S	538	5.38"	7"
H	562	5.63"	7"
J	675	6.75"	8 5/8"
L	738	7.25"	9 5/8"
M	862	8.63"	10 ¾"
N	950	9.5"	11 ¾"
	950	10.00"	11 ¾"
P	1125	11.25"	13 3/8"

Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

REDA Production Systems usa descripción numérica para referirse a la Tasa de Flujo de las Bombas en el punto de mejor eficiencia en barriles por día (bpd). El segundo carácter alfabético en la descripción de los tipos de bomba más viejos se refiere al material de las etapas.

DN 1300

Por ejemplo, una bomba DN1300 define:

D = serie 400; por lo tanto, 4.0" de diámetro externo.

1300 = tasa de flujo en el punto de mejor eficiencia (BEP)

¹⁸ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

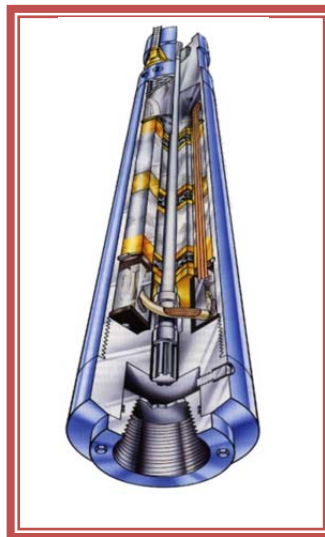
(60 Hz : 3500 RPM) en barriles por día.

N = El material de la etapa, en este caso es, Ni-resist.

2.3.2 Motor¹⁹

El Motor electro-sumergible es un motor de inducción bipolar trifásico, el cual opera a una velocidad típica de 3,600 RPM. Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas hasta 260°C (500°F). Una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que giran en el estator. Estos campos magnéticos inducen a los rotores y al eje a girar dentro del estator.

FIGURA 26. MOTOR.



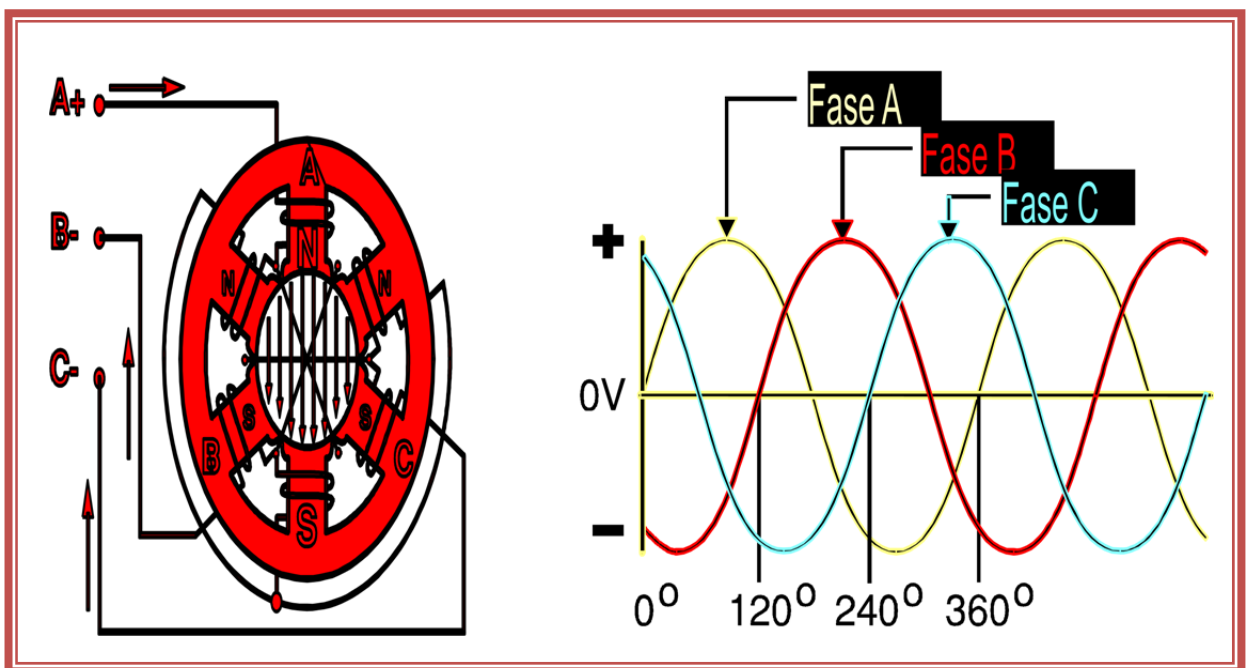
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: REDA, Schlumberger.

¹⁹ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

Una corriente alterna (AC) de tres fases individuales desplazadas 120° eléctricos, crea campos magnéticos que giran en el estator. Estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator.²⁰

FIGURA 27. FASES DEL MOTOR



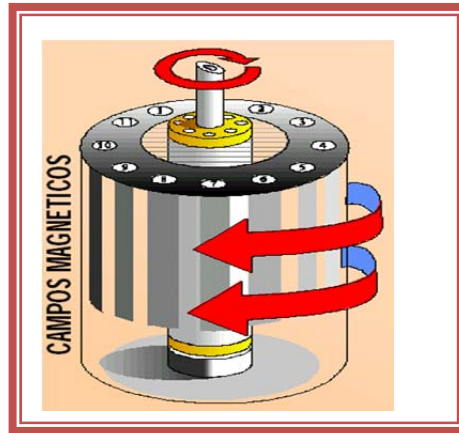
Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Cada rotor es entonces capaz de producir un determinado número de HP a un voltaje dado.

El voltaje, en la superficie, puede ser cambiado para ajustar la capacidad de HP y el rendimiento del motor.

²⁰ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

FIGURA 28. CAMPO MAGNÉTICO.



Fuente: Schlumberger, Curso básico de ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

2.3.2.1 Componentes principales del Motor²¹

2.3.2.1.1 El Estator

Está compuesto de un grupo de electro-imanés individuales colocado tal modo que ellos forman una cavidad cilíndrica, cada electro-imán posee un polo que mira hacia el centro del grupo.

Aun cuando el estator no tiene movimiento físico, el movimiento eléctrico es creado por el cambio progresivo de la polaridad en los polos del estator de manera que el campo magnético gira.

Esto es fácilmente cumplido por un motor de la corriente alterna, ya que cada medio ciclo cambiara la polaridad de cada polo del estator automáticamente.

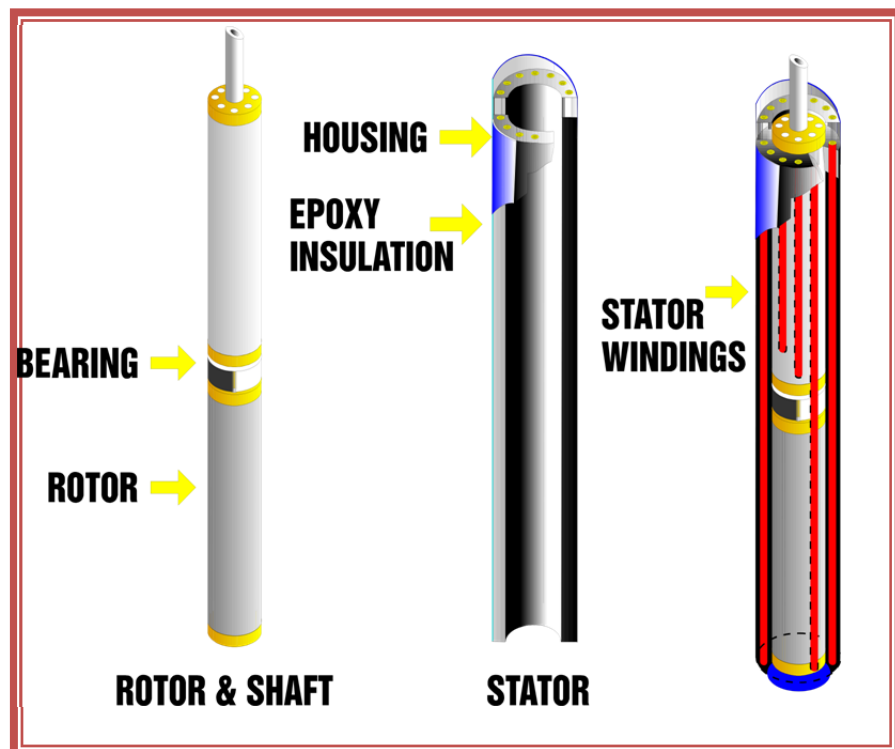
²¹ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

2.3.2.1.2 El Rotor²²

Compuesto de un grupo de electro-imanes colocado en un cilindro con los polos enfrentados a los polos del estator.

El rotor simplemente gira por atracción y repulsión magnética, ya que sus polos intentan seguir el campo eléctrico giratorio generado por el estator. No hay ninguna conexión externa al rotor, sin embargo el flujo de corriente, los polos eléctricos del rotor, son inducidos por el campo magnético creado en el estator.

FIGURA 29. COMPONENTES INTERNOS DEL MOTOR.



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

²² Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

2.3.2.2 Enfriamiento del Motor²³

El enfriamiento del motor se logra a través de:

- Circulación interna del aceite del motor.
- Velocidad y flujo másico de crudo alrededor de la parte exterior del motor.

En el caso en donde el espacio anular no permita alcanzar la velocidad para refrigeración o la posición del motor esté por debajo de los punzados del pozo, se emplea la camisa de refrigeración para forzar al fluido a pasar por sobre las paredes del motor como si estuviera en un espacio anular menor.

2.3.2.3 Consideraciones para seleccionar el Motor

Para una selección apropiada del Motor se debe tener en cuenta:

- HP que va a consumir el sistema.
- Porcentaje de la carga a la cual trabajará.
- Temperatura operativa del motor.
- Profundidad del equipo.
- Velocidad del fluido.
- Presencia de agentes corrosivos y o carbonatos.
- Características del fluido (API, Corte de Agua, etc.)
- Diámetro interno del casing.
- Suministro de energía y equipo de superficie (Voltaje, corriente).

²³ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

2.3.3 Separador de Gas²⁴

Los Separadores de Gas se usan cuando el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba. Diseñados para prevenir que gran parte del gas libre entre a la bomba. En casos extremos, cuando los volúmenes de gas son elevados, aparece el fenómeno de cavitación, lo que haría que la bomba opere deficientemente y en corto tiempo sea necesario cambiarla por desgaste y abrasión. Puede utilizarse tanto en forma sencilla como en TANDEM.

FIGURA 20. SEPARADOR DE GAS



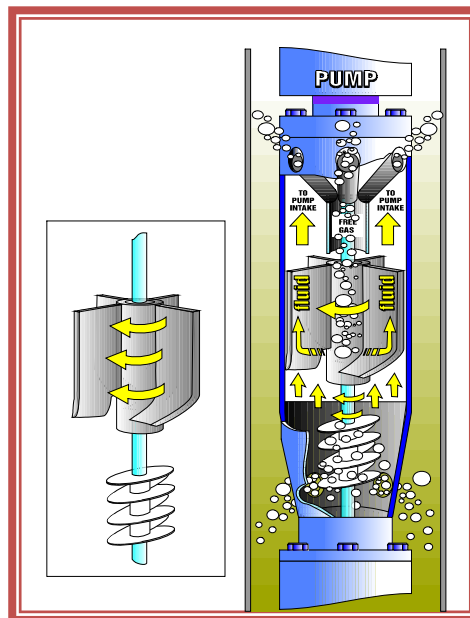
Fuente: Schlumberger, Curso básico de ESP.
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

²⁴ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

La cámara rotativa de diseño especial actúa como una centrífuga. Obliga a los fluidos pesados a dirigirse hacia las paredes exteriores y deja que el gas migre hacia el centro de la cámara.²⁵

El gas libre es físicamente separado del resto de los fluidos al final del separador. El fluido rico en líquidos es dirigido hacia la toma de la bomba. La corriente rica en gas es venteadada hacia el espacio anular.

FIGURA 21. SEPARADOR DE GAS



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger

2.3.4 Protector o Sección Sellante

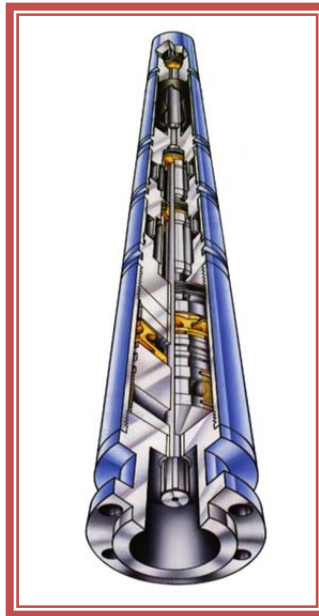
El protector o sección Sellante cumple con las 4 funciones siguientes:

- Permitir la expansión térmica del aceite del motor que resulta del incremento calórico que ocurre durante la operación normal de la bomba.

²⁵ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

- Aislar el motor del fluido del pozo permitiendo así el balance de la presión interna del motor con la presión de fondo.²⁶
- Conectar la bomba al motor uniendo los housing y ejes de ambos.
- Absorber el empuje axial del eje utilizando un cojinete de empuje.

FIGURA 22. PROTECTOR O SECCION SELLANTE



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger

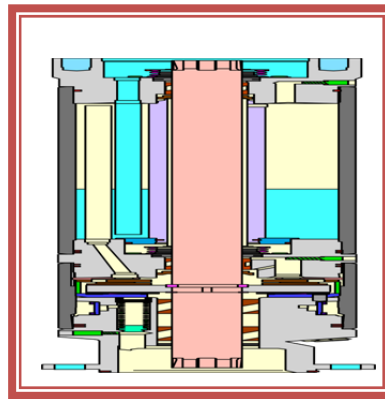
2.3.4.1 Protectores Laberínticos

Se fundamenta en la diferencia de densidades que existe entre aceite del motor y el fluido del pozo. El protector impide que el fluido del pozo llegue al motor permitiendo que el aceite de este haga contacto con el fluido del pozo a través de cámaras segregadas en forma de laberinto.

²⁶ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

El fluido del pozo es generalmente inmisible con el aceite del motor así pues, aunque haya un contacto directo, no hay tendencia para contaminar el aceite del motor.

FIGURA 23. CÁMARA LABERÍNTICA²⁷



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Los protectores de laberinto tampoco tienen aplicación en pozos horizontales o altamente desviados. El diseño de la separación de la gravedad requiere a la unidad ser mayormente vertical.

Este protector puede operar en cualquier cantidad de desviación pero el volumen de expansión es un poco reducido. Muchas veces, el protector laberíntico es revisado en el campo para determinar si tuvo agua en el fondo de la unidad. Si esto se hace deberá hacerlo antes que la unidad se afirme en su lado. Una vez en su lado, el agua inicialmente en el fondo de la cámara puede redistribuirse por ella misma puesto que la restricción del tubo "U" se remueve efectivamente.

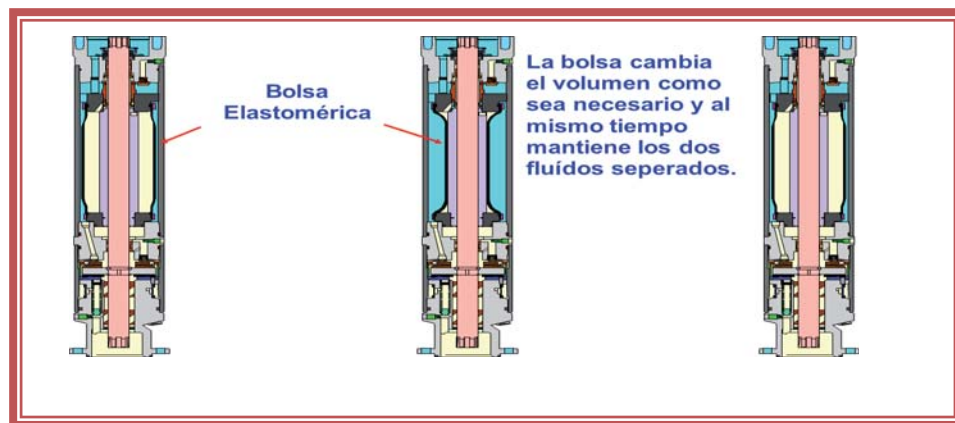
²⁷ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

2.3.4.2 Protectores de sello Positivo²⁸

La función del protector de sello positivo se basa en la utilización de una bolsa elástica que actúa como barrera que impide el paso del fluido. La bolsa elástica permite la expansión térmica del aceite del motor mientras evita que el fluido del pozo ingrese a este.

Esta bolsa es hecha de un elastómero de alta temperatura y alto funcionamiento que puede resistir el duro entorno de las condiciones del pozo. La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite del motor limpio en el interior. Cuando el aceite del motor se expande o se contrae, la bolsa simplemente se dobla para acomodar el cambio de volumen necesario.

FIGURA 24. PROTECTOR DE SELLO POSITIVO



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

El protector de sello positivo ofrece una gran parte de flexibilidad y es útil en una amplia variedad de aplicaciones. Un área donde la preocupación necesita ser tomada en

²⁸ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

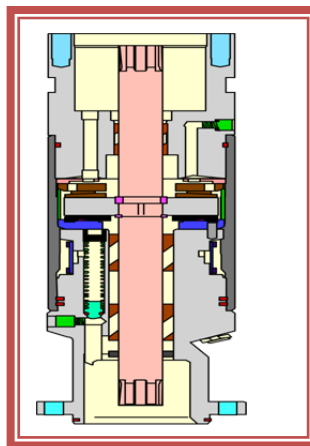
cuenta con este tipo de protector es con químicos duros o agresivos de los tratamientos a los pozos.

Como con cualquier elastómero de campo petrolero, la preocupación debe ser tomada para garantizar que la goma no se dañará por cualquier cosa que encuentre en el pozo. Si el sello positivo se rompe, el motor puede ser contaminado fácilmente con el fluido del pozo.

2.3.4.3 Cámara de empuje²⁹

Otra de las funciones que el protector lleva a cabo es la transmisión de torque del motor a la bomba, puesto que físicamente se localiza entre los dos. Aunque esto puede parecer un poco trivial, en el proceso de selección, necesitamos estar seguros de que el eje del protector es capaz de mandar el torque completo requerido sin exceder su resistencia máxima la cual podría resultar en un eje roto.

FIGURA 25. CÁMARA DE EMPUJE.



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

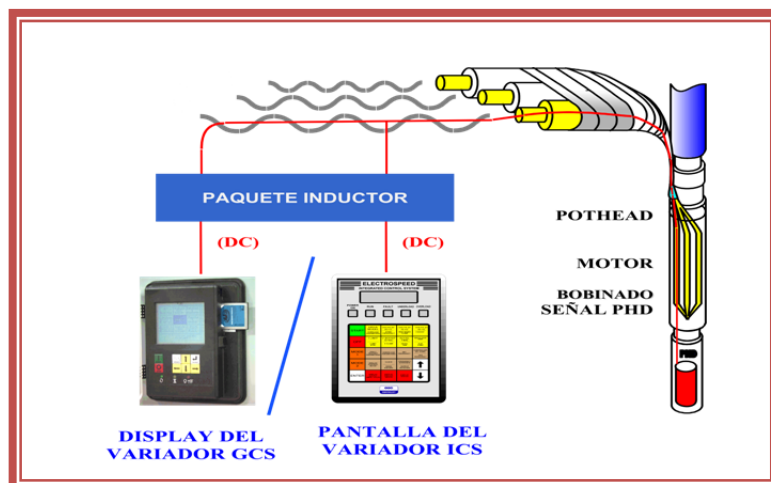
²⁹ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

2.3.5 Sensor de fondo³⁰

Es una herramienta que puede medir con exactitud y confiabilidad valores de presión y temperatura en el fondo del pozo y enviar esta información a la superficie, estos datos son utilizados por los ingenieros de producción para optimizar el desarrollo y producción de los reservorios y aumentar la vida útil del sistema. Con los parámetros de presión se pueden controlar variadores de frecuencia y por ende controlar la velocidad de la bomba dando mayor flexibilidad a todo el sistema.

El sensor de presión de fondo Pressure Heaters Detectors (PHD), opera acoplado al motor y eléctricamente está conectado al centro de estrella del motor. Además emplea un transductor de presión a una señal eléctrica, esta señal se transmite a superficie a través del cable de potencia. El transductor está compuesto básicamente de un tubo bourdon y una resistencia variable.

FIGURA 30. SENSOR DE FONDO.



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

³⁰³⁰ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

2.3.5.1 Características y beneficios del sensor de fondo³¹

- Diseñado específicamente para sistemas BES.
- Sólida y comprobada reputación como sensor.
- Resistente, robusto.
- No requiere de calibración.
- Compatible con la tecnología GCS, o como sistema de superficie único.
- Panel o Choke diseñado para alta tensión, seguro y con configuración para colocar a la intemperie NEMA 4.
- Sensor de fondo mantiene herméticamente sellados a los componentes electrónicos.
- Asegura un óptimo desempeño.
- Señal digital, por ende elimina errores de comunicación.
- Fácil seteo y lectura, no requiere condiciones externas.
- Uso amigable.
- No requiere cable adicional, la señal va por el cable de potencia.

2.3.6 Centralizador

Su función es de centrar el motor, la bomba, el cable durante la instalación. Se utilizan en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado, y así permitir un enfriamiento adecuado. También evitan que el cable se dañe por roce con el revestidor, a medida que es bajado en el pozo.

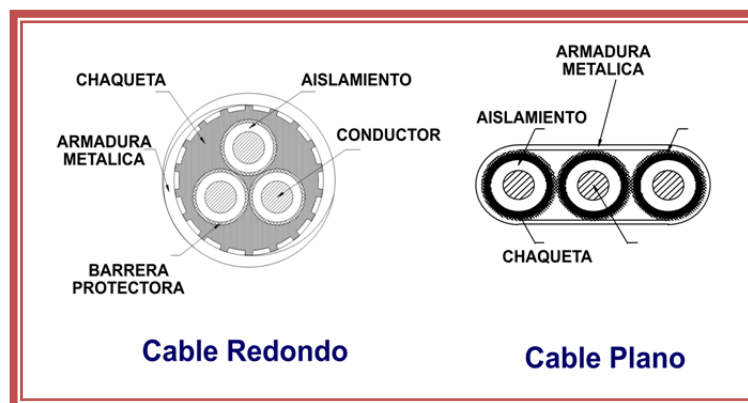
³¹ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

2.3.7 Cable Eléctrico³²

La corriente eléctrica es suministrada al motor que se encuentra en el fondo del pozo mediante un cable especial sumergible, existen varios tipos de cables en una instalación de Bombeo Electrosumergible estos son:

- Cable de extensión.
- Cable de potencia.

FIGURA 31. PARTES INTERNAS DEL CABLE.



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

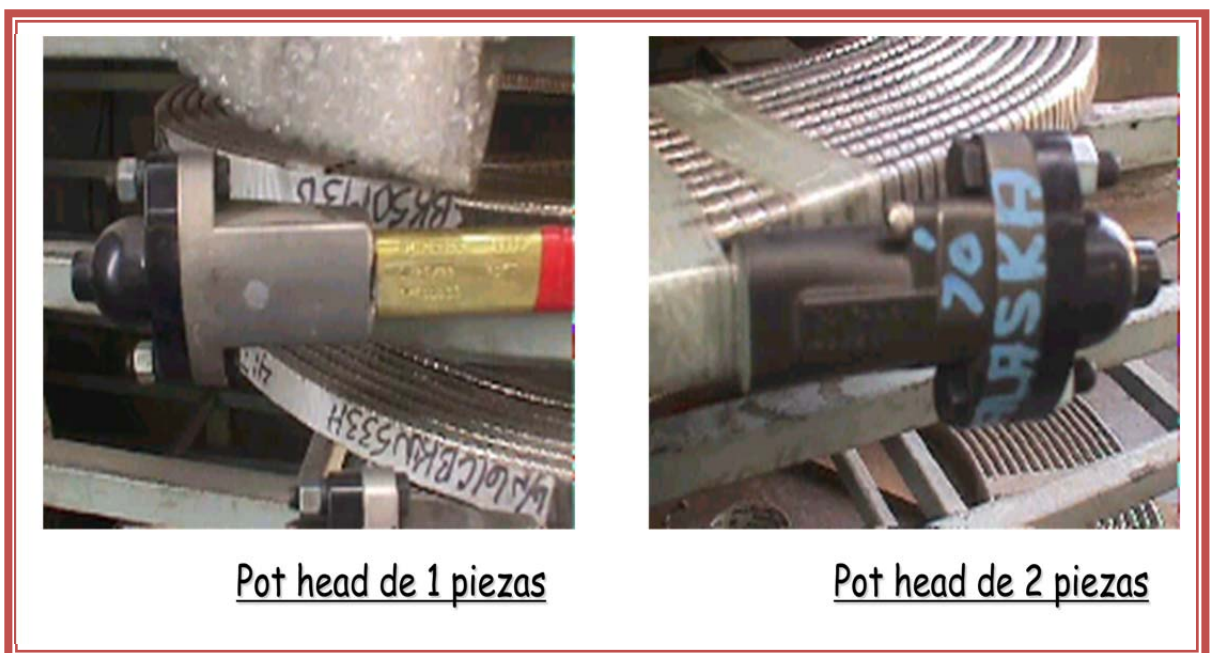
2.3.7.1 Cable de extensión.

El cable de extensión del motor o MLE es un cable construido especialmente para ser instalado en toda la longitud del equipo de fondo debido a que este es más delgado y disminuye el diámetro exterior del conjunto que un cable de potencia posee una ficha de conexión o POT HEAD que va conectado al motor en uno de sus extremos y por el otro extremo se empalma al cable de potencia. El cuerpo del Pot Head tiene inyectado

³² Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

goma EPDM que no permite el ingreso del fluido del pozo a través de los terminales fijados, también realiza un perfecto sellado en el cabezal de motor. ³³El cable de extensión se clasifica según la sección del conductor y se los nombra según AWG como # 2, #4 o #6. El Pot Head de un cable de extensión puede estar construido en una sola pieza o en dos según se muestra en las fotos:

FIGURA 32. CABLE DE EXTENSIÓN.



Fuente: Schlumberger, Base Coca
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

CABLE DE EXTENSIÓN PLANO KLHT	
Armadura	Monel o acero galvanizado.
Malla	Entretejido sintético.
Vaina de plomo	Vaina de plomo para problemas de gases y fluidos ácidos.
Aislación	Goma EPDM (DL90), Alto módulo y alta rigidez dieléctrica.
Película de poliamida	Doble capa solapada al 50% para mejores propiedades de aislamiento eléctricas.
Conductor	Barra sólida de cobre.

³³ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

FIGURA 33. VISTA FRONTAL DEL CABLE.

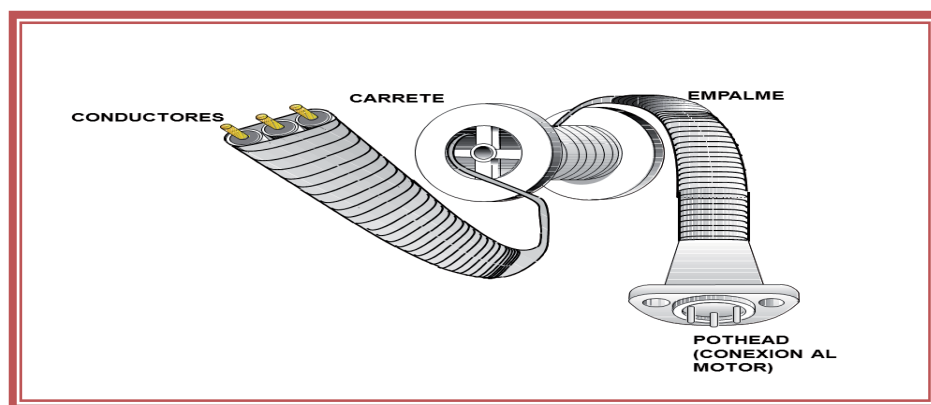


Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

2.3.7.2 Cable de Potencia.³⁴

El tamaño apropiado del cable está gobernado por el amperaje, pérdida de voltaje, y espacio disponible en el colgador de la tubería de producción y el revestidor.

FIGURA 2.34 CABLE DE POTENCIA



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: REDA, Schlumberger.

Factores involucrados en el diseño y manufactura de los cables eléctricos sumergibles:

- Propiedades eléctricas

³⁴ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

- Dimensiones físicas
- Resistencia al ambiente
- Resistencia mecánica
- Temperatura
- Condiciones de manejo

2.3.7.3 Nomenclatura del Cable.³⁵

Al nombrar los cables, siempre se comienza desde adentro hacia afuera. El primer elemento es el conductor:

#/1	AWG # / Conductor Sólido
#/7	AWG # / Conductor Enhebrado (redondo)
#/7 C/S	AWG # / Conductor Enhebrado Compactado

El aislamiento es el segundo elemento y generalmente será:

PPE or P	Polipropileno /etileno
E	EPDM (etileno propileno dienometileno)
K	Poliamida (Kapton™)
T	Cinta semi-conductor (RedaSurface)
S	Especial

³⁵ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

El siguiente elemento es la barrera protectora, ya sea de cinta o extruida, con una letra única para cada tipo. ³⁶

S	Fluoruro de Polivinilideno Extruido (PVDF or Solef™)
TB-300	Cinta & trenzado de fluoruro de polivinil (PVF or Tedlar™)
F	Fluoropolímero extruido (FEP)
TB-400	Cinta/trenzado de alta temperatura
L	Plomo

Como siguiente elemento tenemos la chaqueta

PE	Polietileno de alta densidad (HDPE)
O	Nitrilo (Compuesto de goma de nitrilo resistente al petróleo)
E	EPDM (Compuesto de goma de EPDM)

El siguiente elemento es la armadura.

G	Acero galvanizado
HG	Acero galvanizado de película gruesa
GG	Doble galvanizado (dos películas)
SS	Acero inoxidable
M	Monel™
FP	Perfil de armadura plana.

El último elemento es la capacidad de voltaje y geometría del cable

3, 4, 5, 8	Clasificación de voltaje (kV)
F	Configuración de cable plano
R	Configuración de cable redondo

³⁶ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

Ejemplo de Cable Eléctrico para una instalación del Bombeo Electrosumergible:

¿Que representa #4/1 KEOTB 0.015M5F?³⁷

#4/1	Conductor sólido #4 AWG
K	Aislamiento primario de Polyimida (Kapton™)
E	Aislamiento secundario de EPDM
O	Chaqueta de Nitrilo
TB	Cinta (probablemente Tedlar™) & entrelazado
0.015	Espesor de la armadura (pulgadas)
M	Armadura de Monel
5	Clasificación de voltaje (5 kV)
F	Cable Plano

Es importante señalar que el cable de potencia genera una caída adicional de voltaje entre la superficie y el motor eléctrico en el fondo del pozo. Esta caída de voltaje debe ser contemplada en los diseños del motor y de la fuente de poder que lo alimenta.

2.3.8 Válvula de Retención.³⁸

La Válvula de Retención cumple la función mantener la columna llena de fluido por encima de la descarga de la bomba, impidiendo así un retorno cuando el equipo de fondo está parado.

³⁷ Curso BES Avanzado Español – Schlumberger - 2006

³⁸ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

FIGURA 2.35 VÁLVULA DE RETENCIÓN.



Fuente: Schlumberger, Base Coca
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

2.3.9 Válvula de drenaje.³⁹

La Válvula de Drenaje tiene la función de purga de la tubería de producción. La instalación de esta válvula está recomendada de uno a dos tubing por encima de la Válvula de Retención.

³⁹ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

FIGURA 36. VÁLVULA DE DRENAJE.⁴⁰



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

⁴⁰ Curso Básico – Baker Hughes – Centrilift - 2006

CAPÍTULO III

3 Parámetros que se debe considerar para el dimensionamiento del sistema de Bombeo Electrosumergible⁴¹

Es importante conocer los parámetros del pozo, los datos deben ser confiables, para no tener errores en el diseño del equipo, los datos erróneos frecuentemente traen como resultado una bomba mal seleccionada y una operación costosa. A continuación detallamos los siguientes parámetros de dimensionamiento del equipo de bombeo electrosumergible:

3.1 Gravedad Específica del Petróleo

Es la relación de la densidad de una sustancia con la de otra sustancia de referencia. Para los líquidos la sustancia de referencia es el agua a 60°F. Las características del rendimiento de una bomba electrosumergible se determinan empleando agua de gravedad específica 1.0. En la industria petrolera se utiliza a gravedad API (American Petroleum Institute) como medida de la gravedad específica del petróleo. La relación entre la gravedad específica y gravedad API es la siguiente (a una temperatura a 60ª F). La ecuación que se usa para calcular la gravedad específica de los crudos es la siguiente:

Ecuación 3.1 Gravedad Específica del Petróleo.

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

⁴¹ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

Donde:

- $SG =$ Gravedad Especifica del petróleo
- $^{\circ}API =$ American Petroleum Institute. Gravedad del petróleo

Una medida de 10 grados API corresponde a una gravedad específica de 1.00. Un crudo de 34° API es considerado un crudo liviano, mientras que un crudo de 10° API es considerado un crudo pesado. Al evaluar pozos con gravedades inferiores a los 10° API se debe prestar especial atención a los cálculos de pérdida de presión y de columna dinámica total (TDH).⁴²

3.2 Gradiente de Presión

Es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del fluido. Un ejemplo es el agua fresca, ejerce un gradiente de presión de 0.433 psi/pie. Por lo tanto una columna de agua de 50 pies de altura ejerce una presión de 21.65 psi, entre mayor sea la densidad o gravedad específica del fluido, mayor será el gradiente de presión ejercido por la misma columna de fluido.

Ecuación 3.2 del Gradiente de Presión.

$$\text{Gradiente (psi/pie)} = SG * 0.433 \text{ psi/pie}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

⁴² Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.3 Corte de Agua (W.C.)⁴³

El calculado en la superficie como el porcentaje del volumen del agua en relación al volumen de los otros fluidos del pozo. Este valor se usa para calcular la gravedad específica del flujo total del pozo y es un valor muy importante en los cálculos de las correlaciones del flujo multifásico y de viscosidad del fluido. Si el agua es más pesada que el crudo, un aumento de corte de agua tendrá como efecto un incremento en la densidad total del fluido, incrementando el gradiente de presión.

3.4 Presión

Es la fuerza por unidad de área de un fluido. Se puede considerar como un esfuerzo de compresión. Las unidades más comunes para expresar a la presión son libras por pulgada cuadrada (psi) y kg/cm^3 . De acuerdo con el principio de Pascal, si la presión se aplica a la superficie de un fluido, esta presión es transmitida igualmente en todas las direcciones.

En la industria petrolera existen varios tipos de presiones.

- Presión Manométrica (psig).
- Presión Atmosférica.
- Presión Absoluta (psia).

$$\text{Presión Manométrica} + \text{Presión Atmosférica} = \text{Presión Absoluta.}$$

⁴³ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

Presión Manométrica.- Es la presión diferencial indicada por un manómetro, a diferencia de presión absoluta. La presión manométrica y la presión absoluta esta relacionadas, siendo la presión absoluta igual a la presión manométrica mas la presión atmosférica.

Presión Atmosférica.- Es la fuerza ejercida en una unidad de área por el peso de la atmosfera. La presión a nivel del mar es 14.7 psi.

Presión Absoluta.- Es la suma de la presión manométrica y la presión atmosférica. La presión absoluta en un vacío perfecto es cero.

3.5 Presión de Columna

Cantidad de energía por libra de fluido, comúnmente usada para representar la altura vertical de una columna estática de un fluido correspondiente a la presión de un fluido en un punto determinado. La altura de columna puede también considerarse como la cantidad de trabajo necesario para mover un líquido de su posición original a la posición requerida. En un líquido en reposo, la presión total existente en cualquier punto consiste del peso de la columna del líquido por encima de este punto, expresado en psi o en kg/cm^2 , más la presión atmosférica ejercida en la superficie. Por lo tanto se puede imaginar que las presiones en un líquido son causadas por una columna de líquido que, debido a su peso, ejerce presión en cualquier punto seleccionado de la columna. Esta columna es llamada como altura de columna estática y se expresa generalmente en pies.

Como se puede entender en el párrafo anterior Presión y altura de columna son, por lo tanto, maneras diferentes de expresar el mismo valor. En la industria petrolera cuando se emplea el término “presión” se refiere generalmente a unidades en psi mientras que “altura de columna” se refiere a pies o longitud de columna⁴⁴. Estos valores siendo mutuamente convertibles, se pueden encontrar usando estas fórmulas:

Ecuaciones para determinar la Presión de Columna

Ecuación 3.3 Calculo de la Presión de Columna

$$Presión(psi) = \frac{Alt. col. en. pies * Gravedad Específica}{2.31 \frac{pies}{psi}}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Ecuación 3.4 Calculo de la Presión de Columna

$$Alt. columna(pies) = \frac{psi * 2.31pies/psi}{SG}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Ecuación 3.5 Calculo de la Presión de Columna

$$PSI= 0.433psi/ft*Gravedad Específica*Alt.col.en.pies$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

⁴⁴ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.6 Presión de la entrada a la Bomba (PIP)⁴⁵

Para una determinación exacta de la presión de entrada de la bomba se puede derivar estableciéndose los pies de fluido en el espacio anular sobre la entrada de la bomba y sumando cualquier presión en la tubería de revestimiento aplicada en la superficie. En las operaciones con bombas electrocentrifugas nos interesa saber los pies de fluido sobre la bomba o la presión de entrada de la bomba. Para definir correctamente este dato es importante saber que la gravedad específica o gradiente del fluido en el espacio anular de la tubería de revestimiento. Si se conoce el gradiente del fluido o la gravedad específica podemos estimar la presión de entrada de la bomba o el nivel de fluido sobre la bomba.

Ecuación 3.6 Presión a la Entrada de la Bomba.

$$\text{Presión en la entrada de la bomba} = \left\{ \frac{(\text{Prof. Ent. de flu} - \text{Prof. Nivel. de flu}) * 0.8984}{2.31 \frac{\text{pies}}{\text{pie}}} \right\} + 100 \text{ psi}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

3.7 Presión de Entrada de la Bomba Requerido

Es la presión de entrada necesaria para alimentar adecuadamente la bomba y evitar tanto la cavitación como el bloqueo por gas, esto se conoce como A.N.P.S. (Altura Neta Positiva de Succión) requerida. Este valor varía con las condiciones del fluido del pozo.

⁴⁵ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.8 Presión de Entrada de la Bomba Disponible⁴⁶

La presión es una función del sistema en el cual opera la bomba. La presión de entrada de la bomba disponible es la sumergencia de operación característica de cada instalación individual.

3.9 Presión de Burbuja (Pb)

Es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas. Esta presión depende en parte de las propiedades del fluido. El gas y el aceite conforman una mezcla de múltiples componentes y las cantidades de gas-aceite están determinadas por un equilibrio gas-líquido.

Esta presión es importante en el diseño de un sistema electro-sumergible. Para reducir la cantidad de gas que entra a la bomba, se debe procurar mantener la presión de entrada a la bomba por encima de la presión de burbuja. Sin embargo, muchos de los pozos en levantamiento artificial presentan bajas presiones y en muchos casos la presión del pozo se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja.

3.10 Relación Gas – Aceite (GOR)

Volumen total de gas producido por día dividido por el volumen total de petróleo producido por día, las unidades de GOR son Scf/Stb. El GOR de producción es

⁴⁶ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

calculado en la superficie, por lo tanto se considera que todo el gas existente se encuentra en estado libre.

3.11 Índice de productividad (IP)⁴⁷

Es la forma más simple de conseguir la curva de la relación del comportamiento de afluencia (Índice de Productividad Relativa), la cual resulta de la suposición de que el Índice de Productividad Relativa es una relación lineal. Es decir el caudal del pozo (q_o) es directamente proporcional a la reducción de presión “drawdown” en el fondo del pozo ($P_r - P_{wf}$). La constante de proporcionalidad que mide la productividad del pozo se le conoce como el índice de productividad IP.

Ecuación 3.7 Índice de Productividad.

$$IP = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} \text{ Cuando } P_{wf} \geq P_b$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

IP = Índice de productividad

q_o = Caudal de prueba

P_{wf} = Presión de fondo psig

P_r = Presión promedio de yacimiento psig

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

⁴⁷ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

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} .⁴⁸

Ecuación 3.8 Para calcular nuevas Tasas de Producción en relación al Índice de Productividad.

$$q_o = IP (Pr - P_{wf})$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Podemos emplear este método en pozos donde la presión de flujo a lo largo del pozo es mayor que la presión de burbuja (todo el gas que se encuentra en solución), o en pozos que producen solamente agua.

3.12 Curvas de capacidad de producción

Cuando la presión del pozo cae por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas sale de solución e interfiere con el flujo de petróleo y del agua. El caudal del pozo empieza a declinar a mayores reducciones de presión. Este caso se presenta en la mayoría de pozos de levantamiento artificial en los cuales existe un flujo bifásico.

Si un pozo se encuentra en estas condiciones de flujo no es correcto asumir un índice de productividad constante, el PI constante no toma en consideración la pérdida ocasionada por el gas.

⁴⁸ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.13 Modelo de Productividad IPR⁴⁹

Vogel desarrollo una curva de referencia adimensional que puede usarse para trazar la curva del IPR para un pozo en articular y, nos permite dimensionar la capacidad de producción de un pozo. Esta curva es mucho más precisa para pozos con altos porcentajes de flujo de petróleo o gas.

Por debajo del punto de burbuja, el petróleo libera gas a expensas de la saturación de petróleo. La permeabilidad efectiva al petróleo disminuye, el gas liberado se expande gradualmente y la caída de presión para un cierto caudal será mayor si el flujo fuera monofásico. Si P_{wf} es menor que el punto de burbuja, entonces se debe usar la curva de IPR.

La relación está dada por la siguiente ecuación.

Ecuación 3.9 Para determinar el Caudal Máximo

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- $Q_{m\acute{a}x}$ = Caudal máximo a producir
- P_{wf} = Presión de fondo psig

⁴⁹ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

- Pr. = Presión promedio de yacimiento psig

3.14 IPR Compuesto⁵⁰

Es la combinación del IP y el IPR. Los dos juntos predicen la presión vs la eficiencia del flujo en el pozo. Así el PI se usa para predecir el flujo durante la producción del agua y el IPR usado para predecir el flujo durante la producción de petróleo.

3.15 Gravedad API

La Gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua, es decir, se busca determinar si el petróleo es más liviano o pesado que ésta última. Para líquidos la sustancia de referencia es el agua a 60°F. El rendimiento de una bomba electrosumergible se determina empleando agua de gravedad específica 1.0.

Ecuación 3.10 Ecuación para calcular el Grado API.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

⁵⁰ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

- $SG =$ Gravedad Especifica del petróleo
- $^{\circ}API =$ American Petroleum Institute. Gravedad del petróleo

3.16 Gravedad Específica de la Mezcla (Promedio)⁵¹

La Gravedad especifica de una mezcla de fluidos, en este caso petróleo y agua puede ser calculada a partir de los cortes de agua y de la gravedad API de una sustancia pura, y se determinar con la siguiente ecuación.

Ecuación 3.11 Gravedad Especifica Promedio

$$SG_{prom} = \%AGUA * SG AGUA + \% CRUDO * SG CRUDO$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- SG_{prom} = Gravedad especifica promedio
- $SG AGUA$ = Gravedad especifica del agua
- $SG CRUDO$ = Gravedad especifica del crudo

3.17 Densidad del Fluido

Otro de los términos comúnmente usados es el peso del fluido y es usualmente expresado en libras por galón (lb / gal). El agua tiene una densidad de 8.34 lb / gal.

⁵¹ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.18 Cálculo de volumen de Gas⁵²

Cuando un pozo de petróleo esta en producción generalmente hay gas en producción en asociación con el petróleo.

3.18.1 La relación gas – petróleo de formación (GOR)

Es la mayor cantidad de gas producido en asociación con el petróleo. La relación gas – petróleo es expresado en pies cúbicos estándar de gas por barril de petróleo o, scf / bl Std.

3.18.2 Relación gas – líquido (GLR)

Si el pozo está produciendo agua y petróleo, la ecuación puede ser usada para calcular el GLR.

Ecuación 3.12 Relación Gas – Líquido (GLR).

$$GLR \left(\frac{scf}{bl} \right) = \frac{(GOR) * (\%PETROLEO)}{100}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- GLR = Relación Gas – Líquido
- GOR = Relación Gas - petróleo

⁵² Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.19 Factor Volumétrico del Petróleo (B_o)⁵³

El cambio en volumen del petróleo se expresa en términos del Factor Volumétrico del Petróleo (B_o), el cual se define como el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. Se puede expresar a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 3.13 Factor Volumétrico del Petróleo (B_o)

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- B_o = Factor Volumétrico del Petróleo

$$F = R_s * \left(\frac{Y_g}{Y_o}\right)^{0.5} + 1.25 * T$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- Y_g = Gravedad Específica del gas.

- Y_o = Gravedad Específica del petróleo.

- R_s = Relación Gas – Petróleo.

⁵³ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

- T = Temperatura de fondo de pozo (°F)

3.20 Factor Volumétrico del Gas (B_g)⁵⁴

Este factor representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales. Se puede calcular con la siguiente ecuación.

Ecuación 3.14 Factor Volumétrico del Gas (B_g)

$$B_g = \frac{5.04 * Z * T}{P}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- B_g = Factor volumétrico del gas
- Z = Factor de compresibilidad del gas.
- T = Temperatura del pozo R (R = 460 + F)
- P = Presión de surgencia (Psi)

⁵⁴ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.21 Gas Total⁵⁵

Para el cálculo del gas total se determina el volumen de agua y de gas libre a partir de datos de producción cuando se conoce la relación gas – petróleo. La ecuación es la siguiente:

Ecuación 3.15 Gas Total

$$T_G = \frac{BOPD * GOR}{1000}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- T_G = Gas total
- GOR = Relación Gas – Petróleo
- $BOPD$ = Barriles de petróleo por día

3.22 Gas en Solución

La presencia de gas en solución en un crudo aumenta el contenido de las moléculas de bajo peso molecular en el crudo y este produce una disminución de la viscosidad.

Ecuación 3.16 Gas en Solucion

$$S_G = \frac{BOPD * R_s}{1000}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

⁵⁵ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

Donde:

- S_G = Gas en solución
- R_s = Relación Gas – petróleo
- $BOPD$ = Barriles de petróleo por día

3.23 Gas Libre⁵⁶

Es la diferencia del gas total y el gas en solución que pasará a través de la bomba, se expresa en la siguiente ecuación:

Ecuación 3.17 Gas Libre

$$F_G = T_G - S_G$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- F_G = Gas libre
- T_G = Gas total
- S_G = Gas en Solución

⁵⁶ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.24 Volumen de Petróleo, Gas y Agua⁵⁷

El cálculo del volumen de petróleo, gas y agua se lo determina a la profundidad de asentamiento de la bomba, las ecuaciones son las siguientes:

Ecuación 3.18 Volumen de Petróleo, Gas y Agua

$$V_o = BOPD * \text{Factor volumétrico del petroleo } B_o$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- V_o = Volumen de Petróleo
- B_o = Factor Volumétrico del petróleo

Ecuación 3.19 Volumen de Gas

$$V_G = \text{Gas libre } F_G * \text{Factor volumétrico del gas } B_G$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

⁵⁷ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

Donde:

- V_G = Volumen de Gas

Ecuación 3.20 Volumen de Agua

$$V_W = \text{Volumen total de fluido} * \% \text{ de agua}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- V_W = Volumen del agua

3.25 Volumen Total

Es el volumen total que va a manejar la bomba electrosumergible, se utiliza la ecuación siguiente:

Ecuación 3.21 Volumen Total de fluido

$$V_t = V_O + V_G + V_W$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- V_t = Volumen Total (oil+agua+gas)

- V_O = Volumen del petróleo

- V_G = Volumen del gas
- V_W = Volumen de agua
-

3.26 Porcentaje de Gas Libre en la entrada de la Bomba⁵⁸

En el diseño de bombeo electrosumergible se recomienda que el porcentaje de gas libre que pase a través de la bomba no sea superior al 10%. Si el porcentaje de gas libre es mayor al 10%, es necesario instalar un separador de gas a cambio de la sección de entrada a la bomba (intake). El separador de gas va ubicado en la misma posición que iría el intake. Este porcentaje de gas se puede calcular con la siguiente ecuación:

Ecuación 3.22 Porcentaje de Gas Libre en la entrada de la Bomba

$$\%GAS\ libre = \frac{V_G}{V_t} * 100$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- V_G = Volumen de gas
- V_t = Volumen total
- $\%GAS\ libre$ = Porcentaje de gas libre

⁵⁸ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

3.27 Altura Dinámica Total (TDH)⁵⁹

La carga dinámica total en el sistema BES esta dado por la suma del nivel de fluido dinámico más la perdida de fricción de la tubería mas la presión de descarga (Presión del tubing).

Ecuación 3.23 Altura dinámica Total (TDH)

$$TDH = HD + Ft + PD$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- **TDH** = Altura dinámica total

Ecuación 3.24 Calculo de la Altura Dinámica

$$HD = Prof. de asentamiento. pump - \left(\frac{PIP * 2.31 \frac{ft}{psi}}{SG_{compuesta}} \right)$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- **HD** = Nivel Dinámico.- Es la distancia entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción.

⁵⁹ Manual de Baker Hughes – Centrlift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

- **PIP** = Presión de la entrada a la bomba
- $SG_{compuesta}$ = Gravedad específica compuesta

Ecuación 3.25 Perdidas por fricción⁶⁰

$$F_t = \frac{\text{Fricción de tubería mediante la tabla.}}{1000} * \text{Prof. asentamiento.pump.}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- **F_t** = Fricción del Tubing (Pérdida).- Es la energía debido al esfuerzo por el flujo del fluido, aunque en la práctica se mide como pérdidas de presión. Hay tablas que están disponibles en los manuales de los fabricantes de las bombas para calcular la fricción.

Ecuación 3.26 Presión de Descarga

$$\text{Alt. columna(pies)} = \frac{\text{PSI} * 2.31\text{pies/psi}}{SG_{compuesta}}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

⁶⁰ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

Donde:

- **PD** = Presión de descarga.- Presion necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo (Presion deseada en la cabeza del pozo).

3.28 Numero de Etapas⁶¹

Para calcular el número de etapas requeridas, se divide la carga dinámica total para el levantamiento en pies que tiene cada etapa. Se representa con la siguiente fórmula:

Ecuación 3.27 Numero de Etapas

$$\frac{\text{Cabeza}}{\text{Etapa}} = \text{Eficiencia de la bomba} * SG_{prom}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Ecuación 3.28 Numero de Etapas

$$\text{Num. Etapas} = \frac{TDH}{\frac{\text{Cabeza}}{\text{Etapa}}}$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

- **TDH** = Altura dinámica total

⁶¹ Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

- $\frac{Cabeza}{Etapa} =$ Numero de etapas

3.29 Potencia al freno⁶²

Ecuación 3.29 Potencia al freno

$$BHP = BHP/Etapa * Num. Etapas$$

Fuente: Manual Didáctico, Fundam. De Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

3.30 Selección del Cable

En esta selección de cable se involucra lo siguiente:

- Tamaño (caída de voltaje, amperaje y espacio disponible en el anular).
- Tipo y longitud

Las principales condiciones que afectan directamente la selección del tipo de cable que se va a utilizar son el fluido del pozo y la temperatura, o mejor el tipo de armadura que debe tener para enfrentar las condiciones de operación (temperatura o ambiente corrosivo).

Se puede determinar la longitud del cable, mediante la profundidad de asentamiento de la bomba. Se adicionan 100 a 200 pies más de cable, los cuales son usados para conectar el equipo de subsuelo con el equipo eléctrico de superficie.

⁶² Manual de Baker Hughes – Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP

CAPÍTULO IV

4 Análisis del dimensionamiento del Equipo de Bombeo Electrosumergible, instalado en el Pozo J1

En el dimensionamiento de una instalación de Bombeo Electrosumergible se involucra un gran número de factores. También es importante obtener información detallada acerca del estado mecánico del pozo, la historia de producción y las condiciones del yacimiento como conocer los datos básicos de pozo para obtener un buen diseño del equipo y no tener problemas a futuro porque una bomba mal seleccionada puede trabajar fuera del rango óptimo de operación sobrecargando el motor o haciéndole trabajar por debajo de la carga.

4.1 Datos Básicos para el dimensionamiento del Pozo J1

- Casing	←————→	9-5/8 pulg
- Profundidad Total	←————→	8020 ft
- Intervalo de perforaciones	←————→	8010ft – 8020ft
- Tubing	←————→	2-7/8 pulg
- Caudal	←————→	1400 bls/d
- Presión estática (Pr)	←————→	2719 Psi
- Presión de fondo fluyente (Pwf)	←————→	2164 Psi
- Corte de agua	←————→	40%
- API	←————→	24.2
- Temperatura de fondo (°F)	←————→	202 °F
- Gravedad específica del agua (SGw)	←————→	1.03

- Gravedad específica del gas (SGg) ←————→ 0.53
- Producción deseada (Q) ←————→ 1400 bls/d
- Profundidad de asentamiento de la bomba ←————→ 7640 ft
- Presión de cabeza (Pc) ←————→ 350 Psi
- Presión de Burbuja (Pb) ←————→ 1380 Psi
- Relación Gas – Petróleo ←————→ 354 Scf/bl

4.2 Cálculo del Índice de Productividad (IP)

Tanto los datos de producción deseada y la profundidad de asentamiento de la bomba están dados. La presión de entrada a la bomba, a la producción deseada, puede ser calculada con las condiciones de producción presentes.

ECUACIÓN 4.1 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

$$IP = \frac{q_o}{Pr - Pwf}$$

$$IP = \frac{1400Bls}{2719psi - 2164psi}$$

$$IP = \frac{1400Bls}{555psi}$$

$$IP = 2.52 \frac{Bls}{psi}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.3 Cálculo de la nueva Presión de Fondo, mediante el caudal deseado

Lo siguiente es encontrar la presión de fondo fluyente (P_{wfd}) @ caudal deseado de 1400 bpd (Q_d):

ECUACIÓN 4.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO.

$$P_{wfd} = P_r - \frac{Q \cdot \text{deseado}}{IP}$$
$$P_{wfd} = 2719 \text{psi} - \frac{1400 \text{Bls}}{2.52 \frac{\text{Bls}}{\text{psi}}}$$
$$P_{wfd} = 2719 \text{psi} - 555.5 \text{psi}$$
$$\mathbf{P_{wfd} = 2164 \text{psi.}}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.4 Cálculo de la Gravedad Específica del Crudo

Una vez calculada la presión de fondo, es necesario calcular la gravedad específica del fluido producido, se calcula así:

ECUACIÓN 4.3 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL CRUDO.

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API}$$
$$SG = \frac{141.5}{131.5 + 24.2}$$
$$SG = \frac{141.5}{155.7}$$

$$SG = 0.9087$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.5 Cálculo de la Gravedad Específica Promedio

Necesitamos determinar la gravedad específica promedio o de la Mezcla para los cálculos que se irán realizando en el dimensionamiento del equipo de bombeo electrosumergible. Con la siguiente ecuación se calcula la gravedad específica promedio:

ECUACIÓN 4.4 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO

$$SG_{prom} = \%AGUA * SG_{AGUA} + \%CRUDO * SG_{CRUDO}$$

$$SG_{prom} = 0.40 * 1.03 + 0.60 * 0.9087$$

$$SG_{prom} = 0.412 + 0.5452$$

$$SG_{prom} = 0.9572$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.6 Cálculo de la Presión en la Entrada de la Bomba (PIP)

La diferencia entre la profundidad promedio de disparos (8015 pies) y la profundidad de asentamiento de la bomba (7640 pies) es 375 pies. Para estimar la presión de entrada a la bomba (PIP) se puede convertir esta diferencia de 375 pies a presión y restarla de la presión de fondo fluente deseada (Pwf) calculada:

ECUACIÓN 4.5. CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA EN LA BOMBA.

$$PIP = P_{wf} - \left(\frac{(\text{Intervalo de perforaciones} - \text{Prof. de asentamiento. pump}) * SG_{prom}}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right)$$

$$PIP = 2164psi - \left(\frac{(8015ft - 7640ft) * 0.9572}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right)$$

$$PIP = 2164psi - \left(\frac{(375ft) * 0.9572}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right)$$

$$PIP = 2164psi - \left(\frac{358.95}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right)$$

$$PIP = 2164psi - (155.38)$$

$$PIP = 2009 psi$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.7 Cálculo de la Altura Dinámica

ECUACIÓN 4.6 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA.

$$HD = \text{Prof. de asentamiento. pump} - \left(\frac{PIP * 2.31 \frac{ft}{psi}}{SG_{compuesta}} \right)$$

$$HD = 7640ft - \left(\frac{2009psi * 2.31 \frac{ft}{psi}}{0.9572} \right)$$

$$HD = 7640ft - \left(\frac{4640.79ft}{0.9572}\right)$$

$$HD = 7640ft - (4848.30)$$

$$**HD = 2792 ft**$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.8 Cálculo de la Presión de Descarga (PD)

ECUACIÓN 4.7 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA.

$$PD = \frac{Pc * 2.31pies/psi}{SG_{compuesta}}$$

$$PD = \frac{350 psi * 2.31pies/psi}{0.9572}$$

$$PD = \frac{808.5 ft}{0.9572}$$

$$**PD = 845 ft**$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.9 Pérdidas por Fricción en la Tubería

Mediante la figura 37 se podrá determinar las pérdidas por fricción:

FIGURA 37. PERDIDAS POR FRICCIÓN

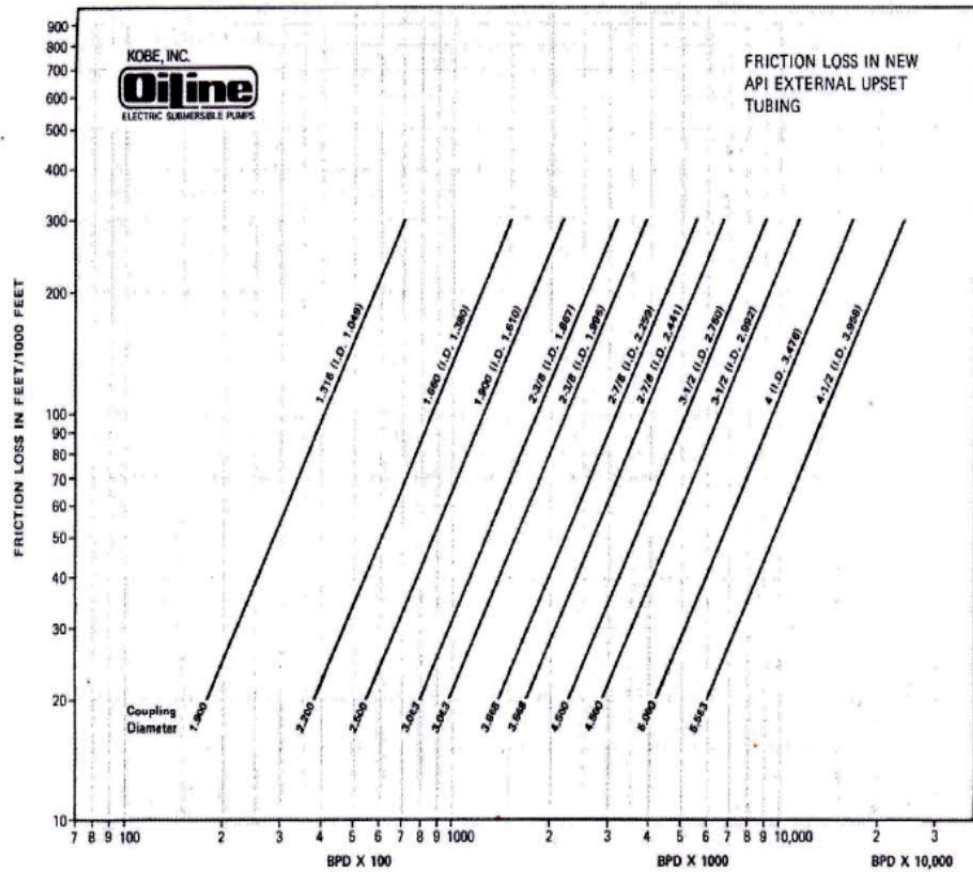


Fig. 4C (A, B, & C) Loss of head due to friction of water in pipe (based on William & Hazen tables) (Courtesy OLine-Kobe)

Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ECUACIÓN 4.8 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA

$$F_t = \frac{\text{Fricción de tubería mediante la fig. 37}}{1000} * \text{Prof. asentamiento. pump.}$$

$$F_t = \frac{21}{1000} * 7640 \text{ft.}$$

$$F_t = 0.021 * 7640 \text{ft.}$$

$$Ft = 160ft.$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.10 Cálculo de la Altura Dinámica Total (TDH)

El cálculo del TDH permitirá determinar el número de etapas requeridas en la bomba. Este valor representara la diferencia de presión a la que va a estar sometida la bomba expresado en altura de columna y esta dado por los siguientes términos ya calculados anteriormente:

ECUACIÓN 4.9 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA TOTAL.

$$TDH = HD + Ft + PD$$

$$TDH = 2792ft + 845ft + 160ft$$

$$TDH = 3797ft$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.11 Cálculo del Número de Etapas

Una vez calculada la capacidad de elevación de una etapa y sabiendo que la bomba deberá vencer una presión (TDH) equivalente, podemos determinar en número de etapas necesarias para este equipo BES.

ECUACIÓN 4.10 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS

$$\text{Num. Etapas} = \frac{TDH}{\frac{\text{Cabeza}}{\text{Etapa}}}$$

$$\text{Num. Etapas} = \frac{3797ft}{48ft}$$

$$\text{Num. Etapas} = 79 \text{ stages}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

El valor del levantamiento por etapa se obtiene de la figura 38 (Pag. 94) del comportamiento de la bomba **GN1600**.

4.12 Cálculo de la Potencia al Freno

Una vez que el número de etapas ha sido determinado, se puede entonces calcular los BHPs de la bomba con la siguiente fórmula:

ECUACIÓN 4.11 CÁLCULO DE LA POTENCIA AL FRENO

$$BHP = BHP/Etapa * Num. Etapas$$

$$BHP = 0.9 \frac{BHP}{Etapa} * 79 * 0.9572$$

$$BHP = 68 \text{ HP}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.13 Cálculo de la Relación Gas – Petróleo

Hay casos en los cuales no se conoce con certeza la relación gas – petróleo. Para lo cual utilizaremos la siguiente fórmula:

ECUACIÓN 4.12 CÁLCULO DE LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO

$$R_S = Y_g * \left(\frac{PIP}{18} * \frac{10^{0.00125*API}}{10^{0.00091*T^aF}} \right)^{1.2048}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

$Y_g = \text{Gravedad Específica del Gas}$

$$R_S = 0.53 * \left(\frac{2005.13}{18} * \frac{10^{0.0125*24.2}}{10^{0.00091*202}} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.53 * \left(\frac{2009}{18} * \frac{10^{0.30}}{10^{0.1838}} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.53 * \left(\frac{2000}{18} * \frac{1.995}{1.526} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.53 * \left(\frac{4007.95}{27.468} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.53 * (145.91^{1.2048})$$

$$R_S = 0.53 * 404.85$$

$$R_S = 214.57 \frac{scf}{stb}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.14 Cálculo del factor Volumétrico del Petróleo

Ya calculada la relación gas – petróleo, continuamos el dimensionamiento del equipo BES con el cálculo del factor volumétrico del petróleo, mediante la siguiente fórmula:

ECUACIÓN 4.13 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO.

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

$$F = R_S * \left(\frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

$Y_g =$ Gravedad Específica del Gas

$Y_o =$ Gravedad Específica del Petróleo

$$F = 214.57 * \left(\frac{0.53}{0.9087}\right)^{0.5} + 1.25 * 202$$

$$F = 214.57 * \left(\frac{0.53}{0.9087}\right)^{0.5} + 252.5$$

$$F = 214.57 * (0.76) + 252.5$$

$$F = 163.07 + 252.5$$

$$F = 415.57$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Por lo tanto el factor volumétrico es 1.147 bbl en el yacimiento:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * (415.28)^{1.175}$$

$$B_o = 0.972 + 0.1753$$

$$B_o = 1.147 \text{ bbl}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.15 Cálculo del factor de volumen de gas

Ahora calculamos el factor volumétrico del gas, para lo cual es importante saber el factor de compresibilidad del mismo (Z):

ECUACIÓN 4.14 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS.

$$B_g = \frac{5.04 * Z * T}{P}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

Z= 0.85 (Tabla adjunta en el anexo 4)

T= Temperatura en grados Kelvin

P= PIP + 14.7

$$B_g = \frac{5.04 * 0.85 * (202 + 460)}{2023.32}$$
$$B_g = \frac{5.04 * 0.85 * (662)}{2023.32}$$
$$B_g = \frac{2836}{2023.32}$$
$$B_g = 1.4 \frac{bbl}{mcf}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.16 Cálculo del volumen total de gas

Mediante la siguiente formula se procede a calcular del volumen total de gas que se producirá:

ECUACIÓN 4.15 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DEL GAS.

$$T_G = \frac{BOPD * GOR}{1000}$$
$$T_G = \frac{(1400 * 0.60) * 354}{1000}$$
$$T_G = \frac{(840) * 354}{1000}$$

$$T_G = \frac{297360}{1000}$$

$$T_G = 297 \text{ mcf}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

BOPD = Producción deseada * (100-Corte de Agua).

4.17 Cálculo del gas en solución

El gas en Solución se calcula a la profundidad de asentamiento de la bomba, se determina mediante la siguiente expresión:

ECUACIÓN 4.16 CÁLCULO DEL GAS EN SOLUCIÓN.

$$S_G = \frac{BOPD * R_s}{1000}$$

$$S_G = \frac{(1400 * 0.60) * 214.57}{1000}$$

$$S_G = \frac{(840) * 214.57}{1000}$$

$$S_G = \frac{180238.8}{1000}$$

$$S_G = 180 \text{ mcf}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

BOPD = Producción deseada * (100-Corte de Agua).

4.18 Cálculo del gas Libre

Es el gas que pasa a través de la entrada de la bomba y se expresa en la siguiente ecuación:

ECUACIÓN 4.17 CÁLCULO DEL GAS LIBRE.

$$F_G = T_G - S_G$$

$$F_G = 297mcf - 180mcf$$

$$F_G = 117mcf$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.19 Cálculo del Volumen de Petróleo en la entrada de la bomba

Este cálculo se lo realiza a la profundidad de asentamiento de la bomba, mediante las siguientes ecuaciones:

ECUACIÓN 4.18 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.

$$V_o = BOPD * \text{Factor volumétrico de la formación } B_o$$

$$V_o = 1400 * (1 - 0.40) * 1.147$$

$$V_o = 840 * 1.147$$

$$V_o = 963 \text{ BOPD}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

Donde:

BOPD = Producción deseada * (100-Corte de Agua).

4.20 Cálculo del volumen de gas en la entrada de la bomba

El mismo procedimiento que se aplica en el volumen de petróleo en la entrada de la bomba, aplicamos en este cálculo con la siguiente ecuación:

ECUACIÓN 4.19 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.

$$V_G = \text{Gas libre } F_G * \text{Factor volumétrico del gas } B_G$$

$$V_G = 117 \text{ mcf} * 1.4 \frac{\text{bbl}}{\text{mcf}}$$

$$V_G = 164 \text{ BGPD}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.21 Cálculo del volumen de agua en la entrada de la bomba

ECUACIÓN 4.20 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE AGUA EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.

$$V_W = \text{Volumen total de fluido} * \% \text{ de agua} * SGW$$

$$V_W = 1400 * 0.40 * 1.03$$

$$V_W = 576 \text{ BHPD}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.22 Cálculo del volumen total de petróleo, gas, agua, en la entrada de la bomba

Procederemos a calcular la cantidad de volumen de petróleo que maneja la bomba con la ecuación siguiente:

ECUACIÓN 4.21 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.

$$V_t = V_O + V_G + V_W$$

$$V_t = 963 + 164 + 576$$

$$V_t = 1703 \text{ BHPD}$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

4.23 Cálculo del porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba

ECUACIÓN 4.22 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.

$$\% \text{GAS libre} = \frac{V_G}{V_t} * 100$$

$$\% \text{GAS libre} = \frac{164 \text{ BFPD}}{1703 \text{ BFPD}} * 100$$

$$\% \text{GAS libre} = 0.096 * 100$$

$$\% \text{GAS libre} = 9,6\%$$

Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

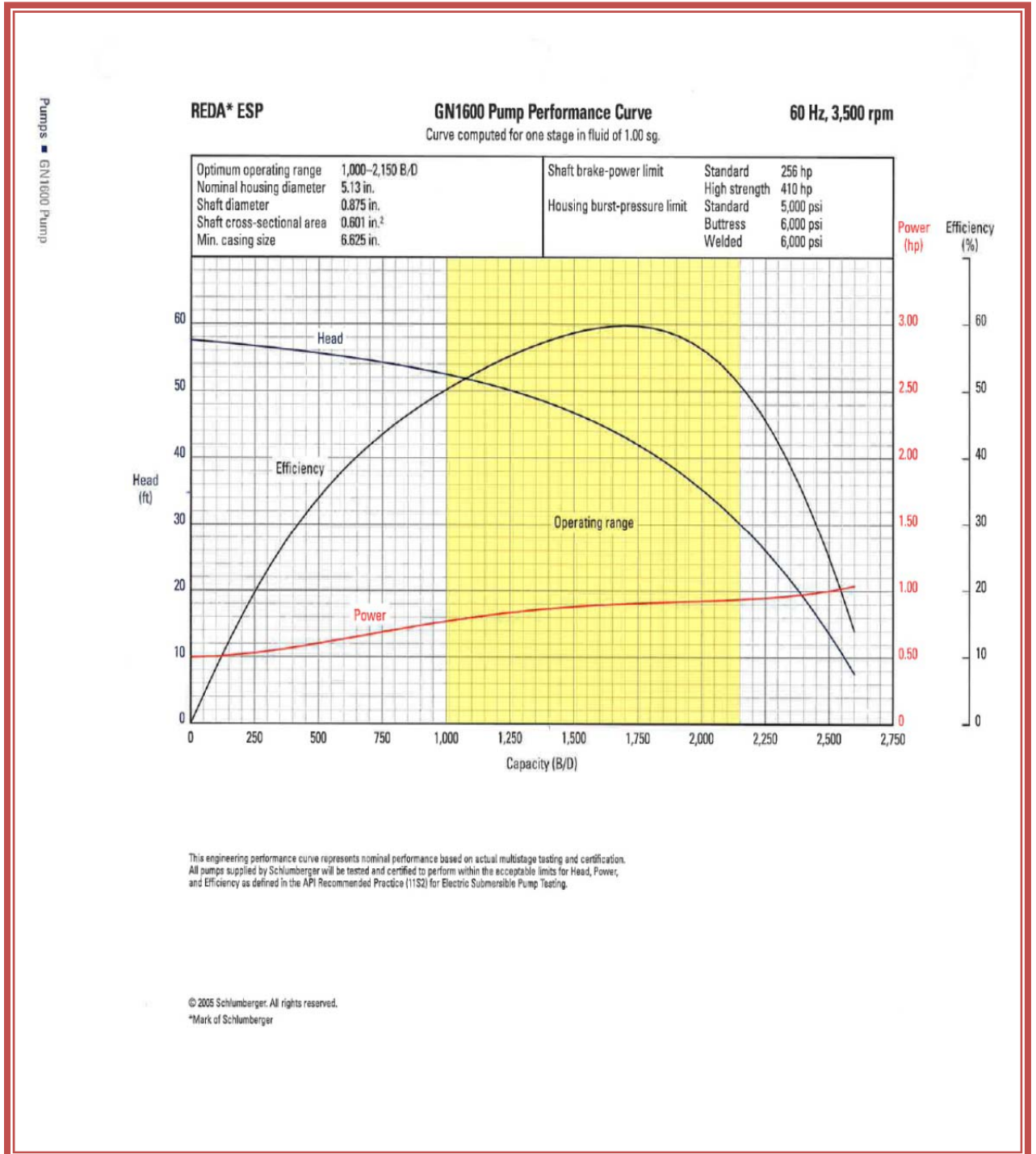
Mediante este análisis de los resultados obtenidos de la bomba DN1600 se comprobó que está trabajando de manera correcta dentro del rango operativo. Los resultados completos se los puede comprobar en la siguiente tabla:

TABLA 2. RESULTADOS OBTENIDOS DEL DISEÑO ACTUAL DEL POZO J1

Bomba dentro del pozo	GN1600
Índice de Productividad (IP)	2.52 (bls/psi)
Presión de fondo fluente (Pwf)	2164 (psi)
Gravedad especifica del crudo (SG)	0.9087
Gravedad especifica promedio (SG _{prom})	0.9572
Presión de entrada a la bomba (PIP)	2009 (psi)
Altura dinámica total (TDH)	3797 (ft)
Número de etapas	79
Potencia al Freno	68
Relación Gas – Petróleo	214 (csf/stb)

Factor Volumétrico del petróleo	1.147 (bbl)
Factor Volumetrico del Gas	1.4 (bbl/mcf)
Volumen total de gas	297 (mcf)
Gas en Solución	180 (mcf)
Gas Libre	117 (mcf)
Volumen de petroleo en la entrada de la bomba	963 (BOPD)
Volumen de gas en la entrada de la bomba	164 (BGPD)
Volumen de agua a la entrada de la Bomba	576 (BWPD)
Volumen total (agua + petroleo + gas)	1703 (BFPD)
Porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba	9.6 %

FIGURA 38. COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA @ 60 Hz



Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

De acuerdo con los resultados obtenidos, se pudo concluir que la bomba GN1600 que se encuentra instalada está funcionando dentro de los rangos operacionales correctos.

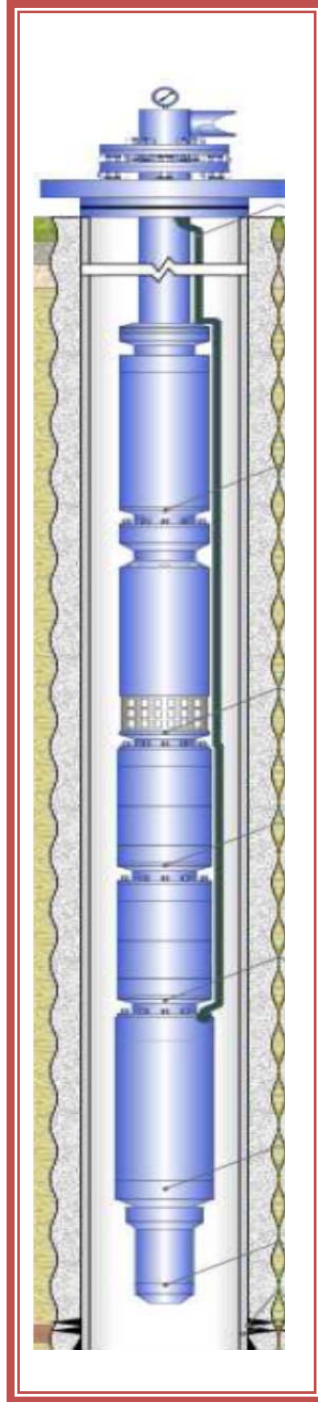
4.24 Equipos instalados en el Pozo J1

- **BOMBA.-** Se utilizara una bomba REDA 540 GN1600, 74 ETAPAS
LONGITUD: 7.7Ft DIAMETRO: 5.38Inch
- **SEPARADOR DE GAS.-** De acuerdo a los resultados obtenidos de diseño se recomendara utilizar un separador de gas TIPO GRS-RLOY SERIES 540,
LONGITUD: 2.5Ft DIAMETRO: 5.13Inch
- **PROTECTOR.-** Para este caso utilizaremos protector de SERIE 540 LSBPB
HL-RA MAXIMUS, LONGITUD: 8.9Ft DIAMETRO: 5.37Inch, componentes
TANDEM.
- **MOTOR.-** Utilizaremos un motor de REDA 562 F053 MAXIMUS 85
HP/47.5A/2424V, LONGITUD: 13.4Ft DIAMETRO: 5.62Inch
- **SENSOR DE FONDO PHOENIX.-** TIPO XT-1, LONGITUD: 1.84Ft
DIAMETRO: 450Inch 8000 FT 1/1 ELB .025 G5F CLASS II W/TWO 3/8 X
.049 TUBES.

CABLE 3/8" (FT)	LONGITUD (FT)	DESCRIPCION
CABLE SENCILLO	8000	1/1 ELB .025 G5F CLASS II W/TWO 3/8 X .049 TUBES

EQUIPO DE SUPERFICIE	KVA	DESCRIPCION
TRANSF. REDUCTOR	400	TRANSF. 400KVA 3PH 60HZ 480 / 480 V 12 PULSE
VSD 12 PULSOS	390	TRANSFO. 400KVA 3PH 60HZ 480 / 480 V 12 PULSE
TRANSF. ELEVADOR	400	TRANSF. ELEVADOR MULTITAP, 400 KVA, 480 V/1100-3811V
JUNCTION BOX	-	5KV
CONNECTOR DE SUP.	-	QCI

FIGURA 39. DISEÑO TECNICO



Fuente: Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante este trabajo de tesis referido al dimensionamiento del equipo de bombeo electrosumergible se llegó a las siguientes Conclusiones y Recomendaciones:

5.1 Conclusiones

- Se debe tener cuidado al elegir un método de levantamiento artificial, para obtener una producción y un diseño óptimo de pozo adaptándose a las condiciones del mismo y a las características del fluido tales como temperatura, gravedad API, tasa de producción y la viscosidad del fluido.
- La buena selección de sistema de levantamiento artificial, basado en buen análisis y diseño del equipo, podrá mejorar las condiciones del pozo, y se podría llegar a la producción estipulada y prolongar la vida útil del equipo.
- El mal dimensionamiento del equipo electrosumergible a instalarse involucraría muchas cosas perjudiciales, como son las pérdidas de tiempo, pérdidas de producción, etc.
- Se realizó paso a paso un análisis técnico de datos y resultados obtenidos anteriormente del pozo, tomando en cuenta parámetros existentes del mismo, tales como caudal, grado API, presión, temperatura, viscosidad, etc., para concluir si es correcto o no el diseño del equipo BES.

- Mediante el análisis técnico de diseño de bombeo electrosumergible realizado en el pozo J1 junto con los resultados obtenidos en el nuevo dimensionamiento del equipo se pudo concluir que la instalación del equipo de BES bajada en el pozo es el adecuado.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda que se debe seguir paso a paso el procedimiento total para seleccionar los parámetros de un buen diseño del equipo de bombeo electrosumergible.
- Actualmente las empresas prestadoras de servicios petroleros utilizan diferentes software, que son utilizadas por técnicos, para la realización de diseños de bombas electrosumergibles, gracias a esta tecnología que se ha ido innovado ha facilitado el trabajo para realizar un correcto diseño de bomba electro sumergible, dándonos como resultados las mejores opciones de equipos de bombeo electro sumergible.
- Por el motivo mencionado anteriormente se realizó en forma manual un análisis técnico de diseño del equipo de bombeo electrosumergible instalado en el pozo J1, ya que es importante saber cómo se obtienen los resultados, y saber interpretar los mismos.
- Se recomienda ser exactos en la determinación de parámetros de dimensionamiento del Sistema de Levantamiento Artificial por bombeo electrosumergible, ya sea que se realice el diseño de forma manual o mediante software, con un mínimo error en los valores y resultados se tendría un equipo bien dimensionado y provocaría menos fallas operacionales.

- Es recomendable realizar pruebas de restauración de presiones para actualizar los datos del yacimiento; esto se traduce en un buen diseño del equipo para tiempos de vida aceptables.
- Con el resultado obtenido de la fracción de gas a la entrada de la bomba (9,6%), es recomendable instalar un separador de gas, para no tener un paro de producción a futuro debido a la falta de un separador de gas.
- Para realizar el diseño de equipo BES del pozo J1 se recomendó seguir los 9 pasos de dimensionamiento de un equipo electrosumergible mediante los manuales de “Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP”.

BIBLIOGRAFIA

1. BROWN K. THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS.
Volume 1 – 2.
2. Curso de Bombeo Electrosumergible, Dirección Nacional de Hidrocarburos,
dictado por Baker Centrilift.
3. ESP Oil, DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE.
4. Estudio para Incrementar la Producción de Petróleo mediante el Análisis del
diseño en el Bombeo Electrosumergible.
5. Libro de Instrumentación Industrial , autor Antonio Creuss
6. Libro de Well Control School.
7. Libro de Instrumentación Industrial, autor Soison
8. Manual del Equipo Electrosumergible (Centrilift).
9. Manual del procedimiento de campo del equipo electrosumergible (Centrilift).
10. Manual de GCS (Graphic Control System) Electro SP
11. Manual de los 9 pasos para el diseño del Bombeo Electrosumergible.
12. Manual de gráficos utilizados en el Bombeo Electrosumergible.
13. Manual de antecedentes históricos del campo “J” del pozo “J1”.
14. PETROPRODUCCION, Manual De Operaciones De Bombeo
Electrosumergible.
15. PETROPRODUCCIÓN, Glosario de Términos
16. REDA-SCHLUMBERGER, Aplicaciones de los variadores de frecuencia, Coca-
Ecuador, 2002.

17. SCHLUMBERGER, Curso BES.

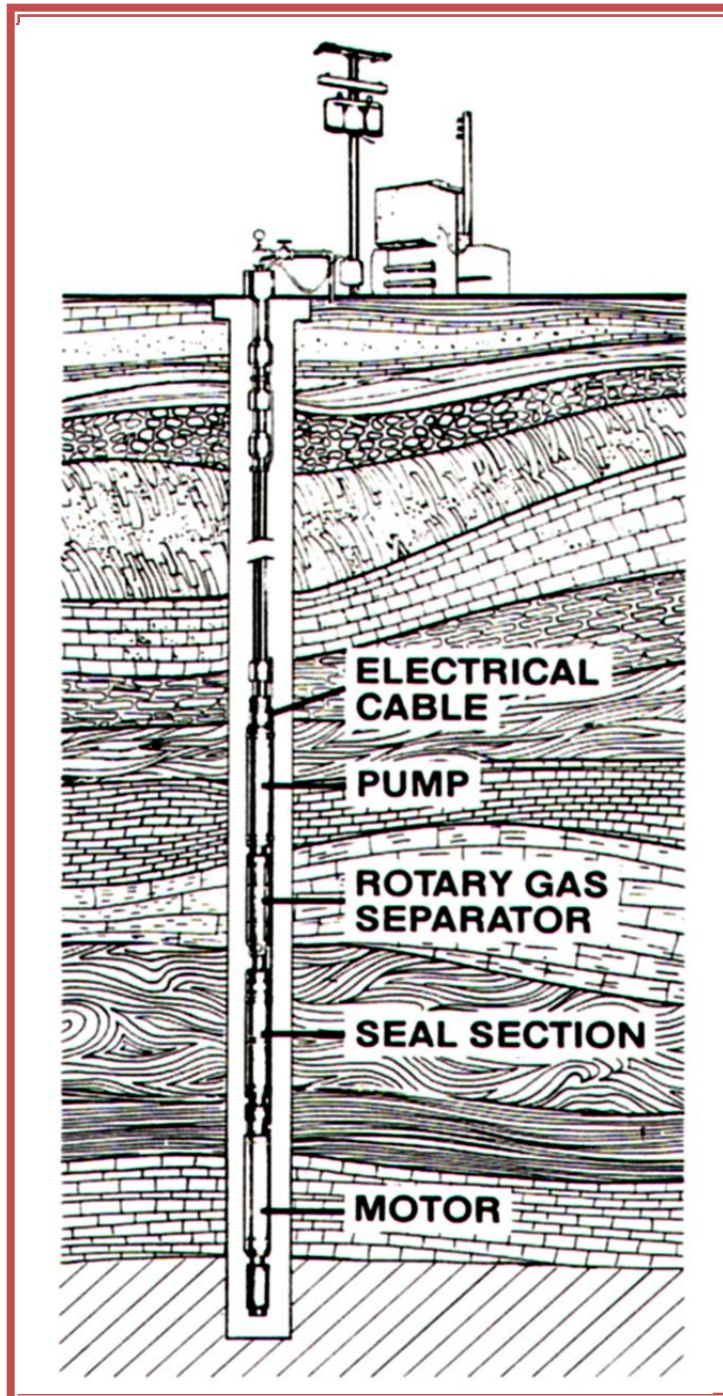
GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).**- Bomba centrífuga multietapa con un motor eléctrico de fondo acoplado, capaz de levantar grandes cantidades de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.
- **PRESION DE FONDO FLUYENTE (P_{wf}).**- Es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona de disparos, a condiciones de flujo gobernadas por un estrangulador.
- **PRESIÓN ESTÁTICA (P_r).**- Es la presión de un yacimiento a condiciones estáticas, es decir, cuando no existe movimiento de fluidos dentro del mismo y todas las fases se encuentran en equilibrio. Esta presión se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona de disparos, cuando éste se ha permanecido cerrado durante el tiempo suficiente hasta estabilizarse.
- **BPD.**- Unidad de flujo volumétrico de líquido normalmente utilizado en la industria petrolera y que indica barriles por día (1 bpd = 159 litros/día).
- **ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).**- Es la relación entre la tasa de producción (BPD) y el diferencial de presión (PSI).
- **BSW.**- Porcentaje de agua y sedimento.

- **YACIMIENTO.-** Es aquella formación rocosa que contiene hidrocarburos dentro de su volumen poroso, limitada por una roca sello que impide la migración de los fluidos.
- **TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (Casing).-** Es el conjunto de tuberías de acero que se colocan dentro de un pozo de frente a las formaciones rocosas que han sido perforadas, con objeto de evitar derrumbes de las mismas y/o para aislar zonas con presiones anormales, es decir, diferentes a las del gradiente normal de presión esperado.
- **CAMPO.-** Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.
- **CENTRALIZADOR.-** Aparato utilizado para colocar la tubería, equidistante, con respecto a la pared del hoyo.
- **CONDICIONES ESTÁNDAR.-** Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.
- **CAUDAL.-** Es el movimiento de fluidos de un punto a otro debido a una diferencia de presión existente entre estos dos puntos.
- **GOR.-** Relación gas-petróleo.

- **PRESIÓN DE BURBUJA (Pb).**- La presión de burbuja de un hidrocarburo es la presión más alta a la cual las primeras moléculas de gas salen de solución y forman una burbuja de gas.
- **VISCOSIDAD.**- Resistencia de los fluidos al movimiento.
- **CABEZAL DEL POZO.**- Mecanismo que mantiene el control de un pozo desde la superficie. Incluye el cabezal de tubería de revestimiento, el cabezal de tubería de producción y el árbol de navidad.
- **CRUDO.**- Mezcla de petróleo, gas, y sedimentos, tal como sale de las formaciones productoras a la superficie.
- **DENSIDAD DEL PETROLEO.**- Característica de los crudos, de acuerdo con la profundidad y antigüedad de los yacimientos, siendo menos densos los de mayor antigüedad.
- **GAS ASOCIADO.**- Gas natural que se encuentra en los yacimientos petroleros y cuya composición es variable.
- **BOMBA.**- Máquina que aumenta la presión sobre un líquido y de este modo lo hace subir a mayores niveles o lo obliga a circular.
- **BOMBEO.**- Acción de elevar o impulsar los hidrocarburos del yacimiento a la superficie por medios artificiales.

ANEXO 1. INSTALACIÓN TÍPICA DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



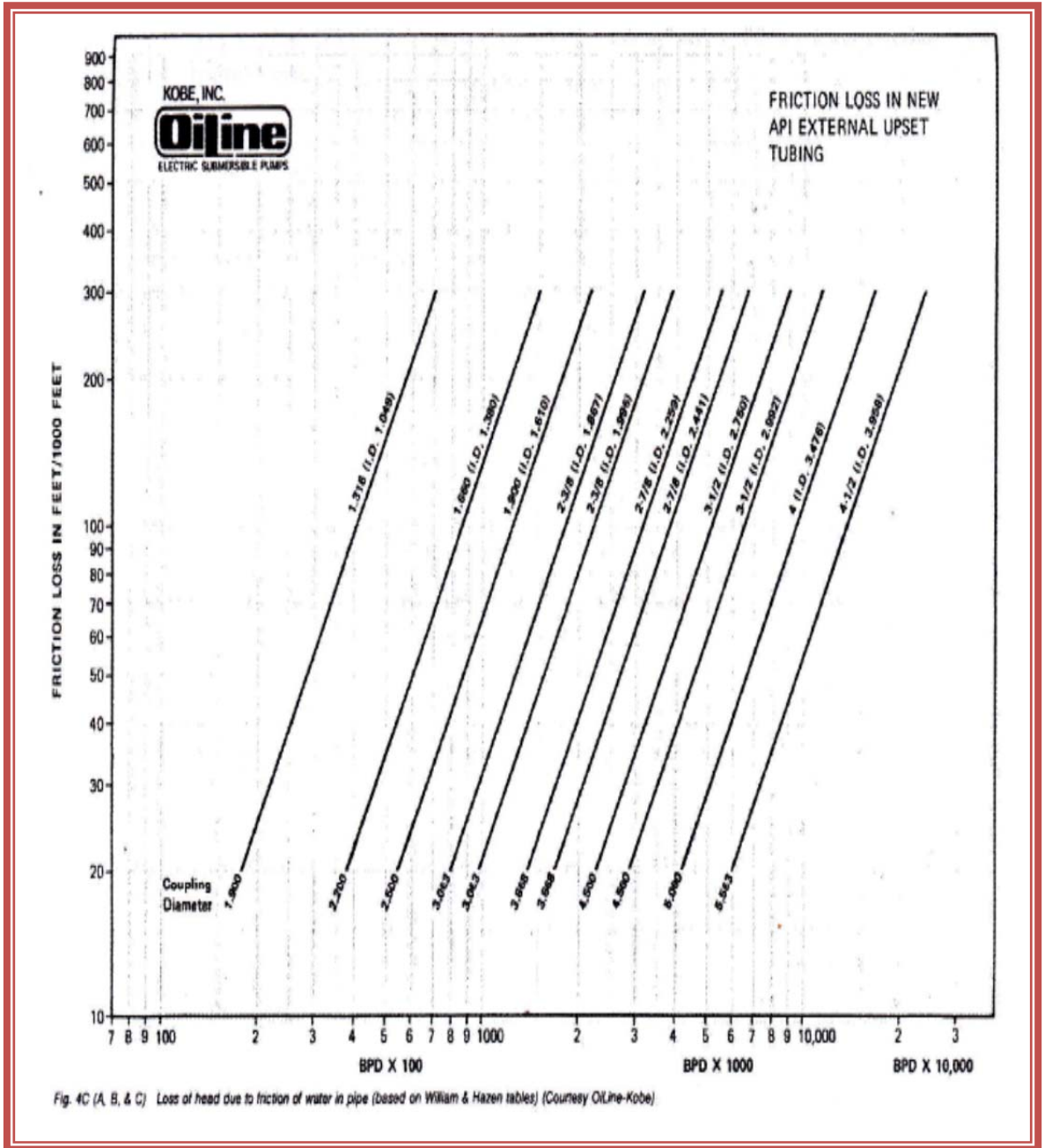
Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 2. EJEMPLO DE DISEÑO DEL EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE

<p>3.4.1 DATOS REQUERIDOS</p>	<p>3.4.1.9 Nivel de sumergencia deseado y presión intake (PIP)</p>
<p>3.4.1.1 Caudales</p> <p>Actuales y deseados</p>	<p>Determina la profundidad de asentamiento de la bomba calculado con las siguientes ecuaciones:</p>
<p>3.4.1.2 Profundidad de los intervalos perforados</p> <p>Determina la profundidad de asentamiento de la bomba</p>	$\Delta P = (MPP - \text{prof. bomba}) * SG_m * 0.433 \quad (3.8)$ $PIP = P_{wf} + CHP - \Delta P \quad (3.9)$
<p>3.4.1.3 Tamaño y profundidad de asentamiento del revestimiento</p> <p>Garantiza que la unidad encaje dentro del revestimiento</p>	$\text{Sumergencia} = \frac{PIP}{0.4333 * SG_o} \quad (3.10)$ <p>Donde:</p>
<p>3.4.1.4 Tamaño y diámetro de tubería de producción</p> <p>Ayuda a calcular las pérdidas por fricción</p>	<p>PIP = Presión de entrada de la bomba</p> <p>MPP = Profundidad media de las perforaciones</p> <p>CHP = Presión en cabeza</p>
<p>3.4.1.5 Gravedad específica de los líquidos de producción</p> <p>Calcula los gradientes de los fluidos para obtener los ΔP requeridos</p>	<p>3.4.1.10 Voltajes disponibles en superficie</p> <p>Necesario para seleccionar los transformadores y variador de frecuencia</p>
<p>3.4.1.6 Temperatura del fondo del pozo (BHT)</p> <p>Selecciona el tipo de cable y determina la temperatura de operación</p>	
<p>3.4.1.7 Índice de productividad o relación de desempeño de flujo (IPR)</p> <p>Determina la capacidad de producción que tiene el pozo a medida que se va generando una caída de presión en la cara del pozo</p>	
<p>3.4.1.8 Presión de cabeza del pozo (THP)</p> <p>Garantiza que el fluido de producción llegue a las facilidades</p>	

Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 3. TABLA PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 4. TABLA PARA CALCULAR EL FACTOR Z

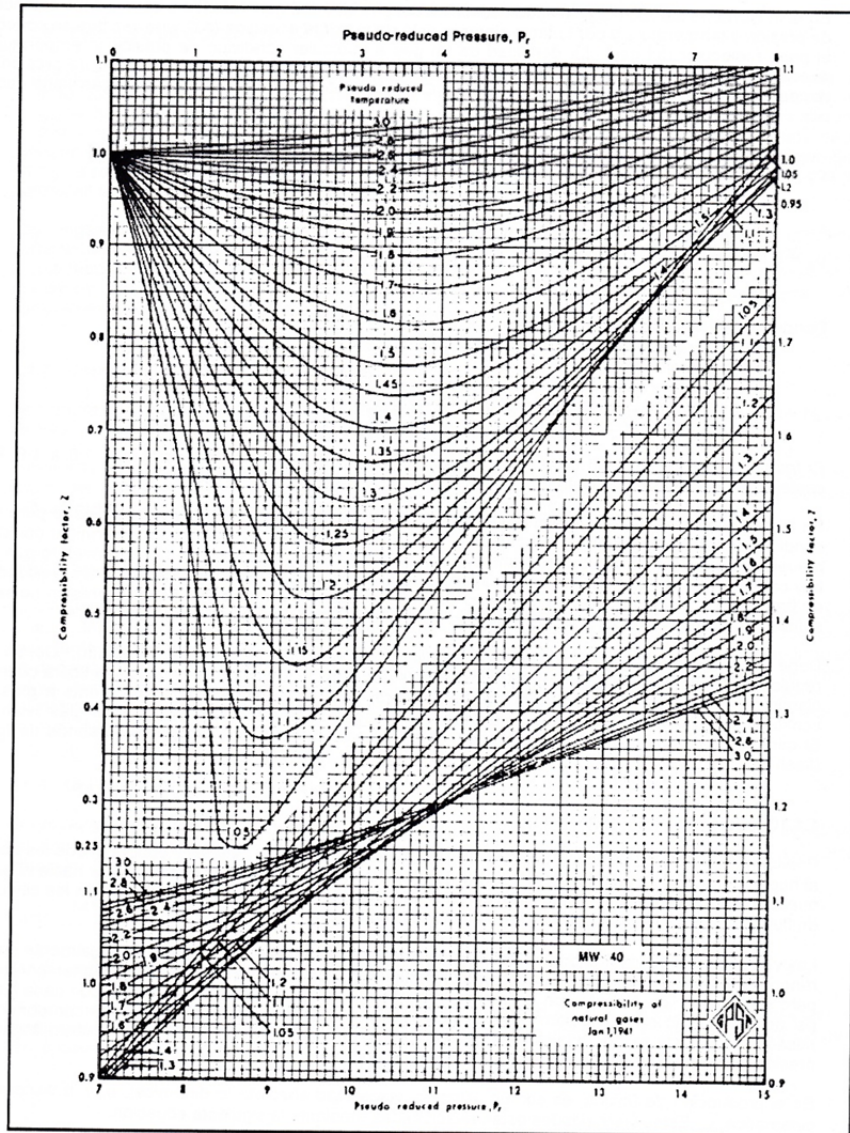


FIGURA 1.6. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD O DE DESVIACIÓN PARA GASES NATURALES

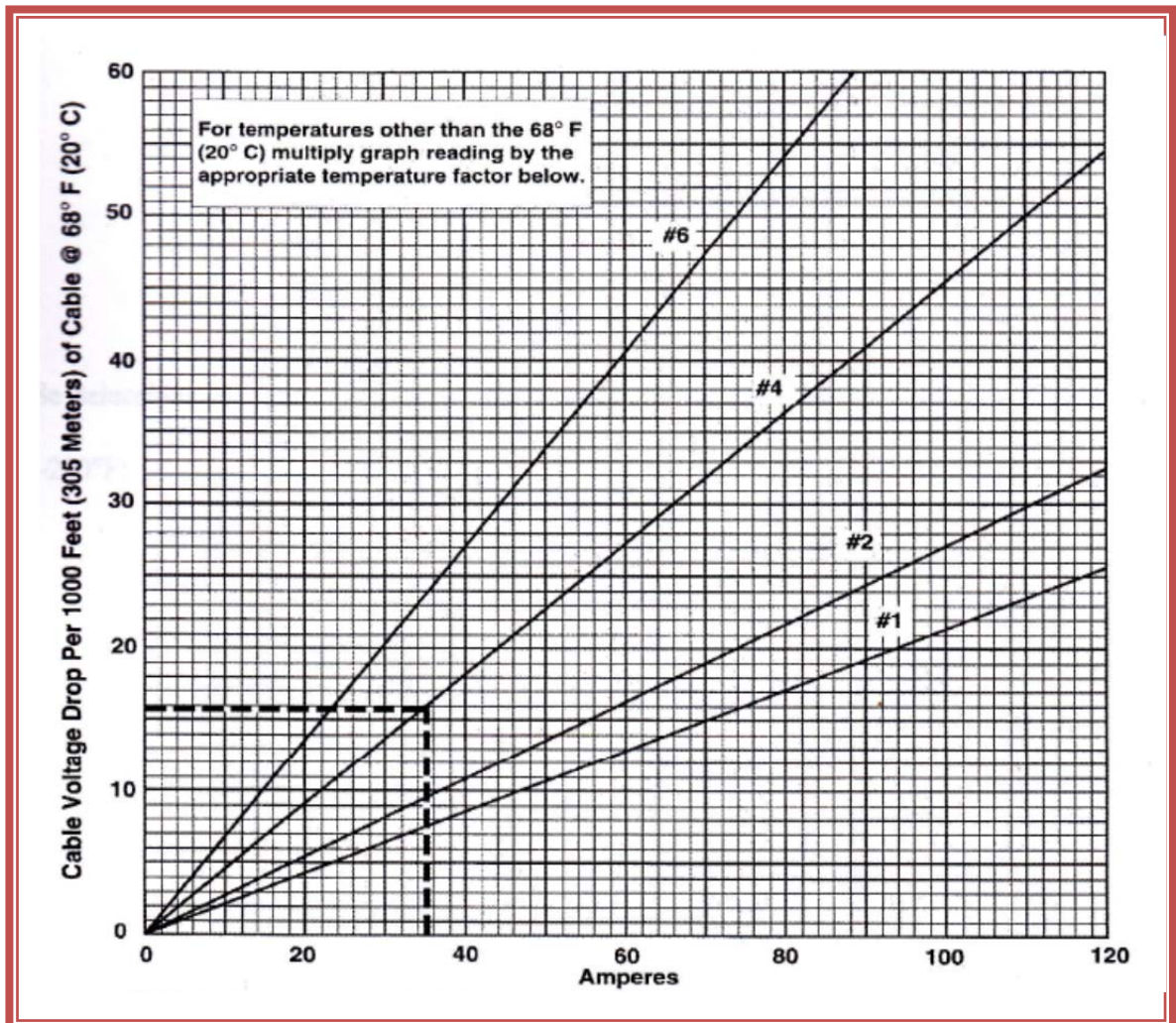
Fuente: Schlumberger
 Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 5. SERIES DE MOTORES Y HP

CASING OD	MOTOR SERIES	60 HERTZ HP
4 ½ "	375	7.5 a 127
5 ½ "	456	10 a 300
7"	540	25 a 750
7"	562	30 a 1200
8 5/8"	738	200 a 1020

Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 6. PERDIDA DE VOLTAJE EN EL CABLE



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 7. SELECCIÓN DEL EQUIPO RESPECTO AL CASING

API CASING O.D.	PESO		SERIE DEL EQUIPO		
	Lb/pie	Kg/m	Motor	Protector	Bomba
4½" (114.3 mm)	9.5	14.1	375	338	338
	10.5	15.6			
	11.6	17.3			
5 ½" (139.7 mm)	20.0	29.9	375,450	338,400	338,400
	17.0	25.3			
	15.5	23.0			
	14.0	20.7			
6 5/8" (168.3 mm)	28.0	41.7	375,450	338,400	338,400
	26.0	38.7	450,544	400,513	400,513
	24.0	35.8			400,513,562
	20.0	29.9			
7" (177.8 mm)	32.0	47.6	450,544,562	400,513	400,513
	29.0	43.3			
	26.0	38.7			
	23.0	34.1			400,513,562
	20.0	29.9			
17.0	25.3				
7 5/8" (193.7 mm)	39.0	58.1	450,544,562	400,513	400,513,562
	33.7	50.2			
	29.7	44.3			
	26.4	34.4			
	24.0	35.8			
	20.0	29.9			
9 5/8" (219.1 mm)	49.0	72.8	450,544, 62	400,513	400,513,562
	44.0	65.6	y	y	y
	40.0	59.4	725	675	675
	36.0	53.5			
	32.0	47.6			
10 ¾" (273 mm)	55.5	82.7	450,544,562	400, 513, 675	400,513, 562, 675
	32.7	48.5	y	y	y
13 3/8" (339.8 mm)	83.0	123.4	725	875	400,513, 562,675
	48.0	71.5			875,1025

Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 8. DIMENSIONES Y RANGOS OPERATIVOS DE LA BOMBA

API Casing OD	Weight		Equipment Series Application			Operating Range*	
	lb./ft	kg/m	Motor	Seal	Pump	60 Hz (bpd)	50 Hz (m ³ /d)
4 ½ in. 114.3 mm	9.5	14.1	375	338	338	523-3,100	70-411
	10.5	15.6					
	11.6	17.3					
5 ½ in. 139.7 mm	20.0	29.9	450	400	400	150-6,800	20-901
	17.0	25.3					
	15.5	23.0					
	14.0	20.7					
7 in. 177.8 mm	35	47.6	450, 544, 562	400, 513	400, 513	150-10,700	20-1,418
	29	43.3					
	26	38.7			400, 513, 562	150-26,000	20-3,444
	23	34.1					
	20	29.9					
17	25.3						
8 ¾ in. 219.1 mm	49	72.8	450, 544, 562, 725	400, 513, 675	400, 513, 562, 675	150-26,000	20-3,444
	44	65.6					
	40	59.4					
	36	53.5					
10 ¾ in. 219.1 mm	32	47.6					
	55.5	82.7					
13 ¾ in. 333.9 mm	32.7	48.5				18-32,200	24-4,266
	83	123.4					
	48	71.5				180-58,900	24-7,803

*Significantly higher or lower flow rates can be achieved, within the parameters of the pump housing burst strength, shaft horsepower limitations and available motor ratings of horsepower and voltage with the use of an Electrospeed motor controller.

Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 9. POTENCIA DE UN SEPARADOR DE GAS SEGÚN LA SERIE

Typical HP for rotary gas separators			
	Series	HP	
	338	3	
	400	4	
	513	6	

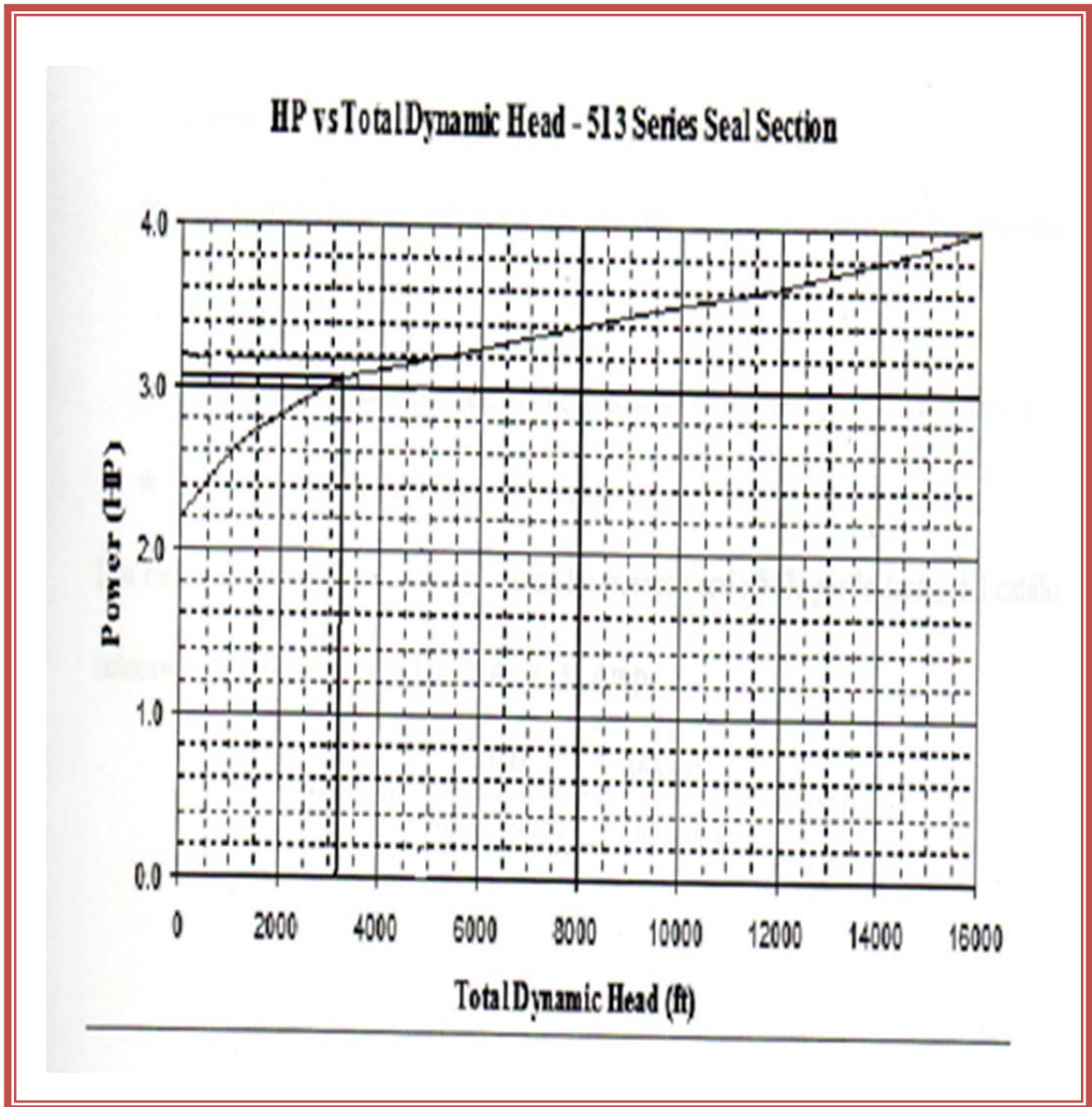
Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 10. CLASIFICACION DE MOTORES SERIE 562

Size HP		Volts/Amps		Length		Weight	
60 Hz.	50 Hz.	60 Hz.	50 Hz.	Ft.	M	Lbs.	Kg.
35	29	460/44	383/44	5.4	1.65	383	174
35	29	1250/16	1042/16	5.4	1.65	383	174
50	42	460/63	383/63	6.8	2.08	486	221
50	42	1250/23	1041/23	6.8	2.08	486	221
65	54	805/47	671/47	8.3	2.52	590	268
65	54	1250/30	1042/30	8.3	2.52	590	268
82	68	780/60	650/60	9.7	2.95	693	314
82	68	1230/38	1025/38	9.7	2.95	698	314
100	83	805/72	671/82	11.1	3.39	796	361
100	83	2145/27	1787/27	11.1	3.39	796	361
115	96	780/85	650/85	12.5	3.82	899	408
115	96	2030/33	1692/33	12.5	3.82	899	408
130	108	1250/60	1042/60	14.0	4.26	1003	455
130	108	2145/35	1787/35	14.0	4.26	1003	455
150	125	1205/72	1004/72	15.4	4.69	1106	502
150	125	2210/39	1842/39	15.4	4.69	1106	502
165	137	1115/85	929/85	16.8	5.13	1209	548
165	137	2230/43	1858/43	16.8	5.13	1209	548
180	150	1230/84	1025/84	18.2	5.56	1312	595
180	150	2210/47	1842/47	18.2	5.56	1312	595
195	162	1055/105	879/105	19.7	6.00	1415	642
195	162	2145/52	1787/52	19.7	6.00	1415	642
225	187	1230/105	1025/105	22.5	6.87	1622	736
225	187	2190/59	1825/59	22.5	6.87	1622	736
255	212	1405/105	1171/105	25.4	7.74	1828	829
255	212	2145/69	1787/69	25.4	7.74	1828	829

Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay

ANEXO 11. POTENCIA vs COLUMNA DINAMICA TOTAL



Fuente: Schlumberger
Elaborado por: Jajaira Nájera Pincay