





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

**TEMA:**

**“DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE,  
INSTALADO EN EL POZO SACHA 178D, Y ANÁLISIS DEL  
DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO DE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE.”**

**Tesis previa la obtención del título de Tecnólogo en Petróleos**

**Autor: Rubén Darío Alvarado Paz**

**Director: Ing. Patricio Izurieta**

**Quito-Ecuador**

**2010**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Rubén Darío Alvarado Paz, declaro que todo el trabajo aquí escrito es de mi  
autoría.

-----.

**RUBÉN DARÍO ALVARADO PAZ**

C.I. # 1718300104

## **CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR**

Yo, ING PATRICIO IZURIETA, certifico que la presente tesis fue realizada en su totalidad por RUBÉN DARÍO ALVARADO PAZ, ha sido dirigida y revisada bajo mi supervisión.

-----

ING. PATRICIO IZURIETA.

Director de Tesis

Schlumberger Surencó, S.A.  
Av. Shyris y Suecia  
Edificio Renazzo Plaza Pisos 12 y 13 / Casilla 17-11-04797  
Quito, Ecuador  
Tel. +593 2 979400  
Fax +593 2 2976998

**Schlumberger**

No CRT\_10\_162\_XM  
Quito, 07 de Octubre del 2010

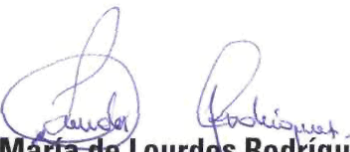
Señores  
**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**  
Quito

A petición verbal del interesado, señor **RUBEN DARIO ALVARADO PAZ**, portador de la cédula de identidad No. **171830010-4**, me permito **CERTIFICAR** que el mencionado señor realizó una pasantía para la empresa Schlumberger Surencó S.A. en el Segmento de **ATL**, desde el **21 de Febrero del 2010** al **30 de Junio del 2010**.

Es todo cuanto puedo afirmar en honor a la verdad.

Cualquier información adicional, por favor comunicarse con el Departamento de Recursos Humanos, al número telefónico 593 2 2979400, extensión 1459.

Atentamente,

  
**María de Lourdes Rodríguez**  
**Gerente de Servicios al Empleado - Ecuador**  
**SCHLUMBERGER SURENCO S.A.**



## **DEDICATORIA**

Este presente trabajo quiero dedicarlo principalmente a Dios, ya que gracias a Él puedo realizar y obtener cada una de mis metas sin excepción alguna.

Y como no mencionar a mis adorados padres, ya que siempre he contado con su apoyo incondicional, debido a sus esfuerzos tanto en el hogar como en sus trabajos, me han podido dar la educación necesaria para ser un hombre de bien, y todo los valores morales que me han enseñado no han sido en vano, sino que me han servido para poder desenvolverme en todo ámbito. Tengo el honor también de dedicar este trabajo a mis queridos hermanos, ya que siempre han sido un aporte muy valioso durante toda mi vida.

Mis objetivos alcanzados, siempre serán gracias al sacrificio realizado por mis padres, y que en cualquier parte que yo me encuentre los tendré presente en mi corazón.

Además quiero que tengan presente que siempre estoy orgulloso de ellos, tanto de mis padres como de mis hermanos, debido a que son las personas más valiosas e irremplazables en mi vida.

**RUBÉN DARÍO ALVARADO PAZ.**

## **AGRADECIMIENTO**

Al culminar con mi trabajo de Tesis, quiero primeramente agradecer a Dios, por todos los momentos de felicidad que me ha dado, y los mas 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, gracias a mis padres Julio y Rocío, que son los encargados de hacerme ver la vida tal y como es, y por enseñarme que a la vida no hay que esperarla sino hay que lucharla para en un mañana ser mejor que antes. Agradecer infinitamente a la prestigiosa UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL, por haberme recibido en sus aulas y por darme la oportunidad de conocer a muchos profesionales y tenerlos como profesores, finalmente quiero agradecer a mi gran amigo y director de Tesis, Ing. Patricio Izurieta, que con su gran experiencia laboral, me supo guiar de una forma correcta para culminar con el desarrollo de mi Tesis.

RUBÉN DARÍO ALVARADO PAZ

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CARÁTULA-----	I
DECLARACIÓN-----	III
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR -----	IV
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA-----	V
DEDICATORIA-----	VI
AGRADECIMIENTO -----	VII
ÍNDICE DE CONTENIDO -----	VIII
ÍNDICE GENERAL -----	IX
ÍNDICE DE TABLAS -----	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS -----	XIV
ÍNDICE DE ECUACIONES-----	XVI
ÍNDICE DE EJEMPLOS -----	XVIII
ÍNDICE DE ANEXOS-----	XIX
RESUMEN-----	XX
SUMMARY-----	XXI



## ÍNDICE GENERAL

<b>CAPÍTULO I</b>	<b>1</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Problema	2
1.2. Planteamiento del problema	2
1.3. Objetivo General	2
1.4. Objetivos específicos	3
1.5 Justificación	3
1.6 Hipótesis	4
1.7. Marco conceptual	4
1.8. Metodología	6
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>8</b>
<b>2. Sistema de Bombeo Electrosumergible</b>	<b>8</b>
2.1. Descripción de los elementos que conforman el equipo de Bombeo Electrosumergible	12
2.2. Descripción del Equipo de Superficie	13
2.2.1 Transformadores o Banco de transformación eléctrica	14
2.2.2. Variadores de frecuencia	16
2.2.3. Caja de venteo	20
2.2.4. Cabezal de pozo	21
2.2.5. Lift Watcher	22
2.2.6. Tablero de Control	23
2.3. Descripción del Equipo de Fondo	23
2.3.1. Bomba centrífuga	25

2.3.1.1. Construcción de las Bombas y Tipos de etapas -----	29
2.3.1.2. Rango de Operación recomendado-----	31
2.3.1.2.1. Bombas de Compresión -----	31
2.3.1.2.2. Bombas de flotación -----	32
2.3.1.3. Nomenclatura -----	32
2.3.2. Intake-----	34
2.3.3. Separador de Gas -----	34
2.3.4. Protector o Sección Sellante -----	36
2.3.4.1. Funciones del Protector-----	36
2.3.4.2. Protectores Laberínticos -----	37
2.3.4.3. Protectores de sello Positivo -----	38
2.3.4.4. Cámara de empuje-----	40
2.3.4.5. Tipos de configuraciones -----	41
2.3.5. Motor-----	41
2.3.5.1. Componentes principales del Motor -----	44
2.3.5.1.1. El Estator -----	44
2.3.5.1.2. El Rotor-----	44
2.3.5.2. Enfriamiento del Motor-----	45
2.3.5.3. Consideraciones para seleccionar el Motor -----	46
2.3.6. Sensor de fondo-----	46
2.3.6.1. Características y beneficios del sensor de fondo -----	47
2.3.7. Centralizador-----	48
2.3.8. Cable -----	48
2.3.8.1. Cable de extensión -----	49

2.3.8.2. Cable de Potencia-----	51
2.3.8.3. Nomenclatura del Cable-----	52
2.3.9. Válvula de Retención -----	54
2.3.10. Válvula de drenaje -----	54
<b>CAPÍTULO III -----</b>	<b>55</b>
<b>3. Consideraciones, para el análisis del dimensionamiento del sistema de Bombeo</b>	
<b>Electrosumergible-----</b>	<b>55</b>
3.1. Gravedad Específica del Petróleo -----	55
3.2. Gradiente de Presión -----	56
3.3. Corte de Agua (W.C.)-----	58
3.4. Presión -----	59
3.5. Presión de Columna-----	60
3.6. Presión de la entrada a la Bomba (PIP)-----	64
3.7. Presión de Entrada de la Bomba Requerido -----	66
3.8. Presión de Entrada de la Bomba Disponible-----	66
3.9. Presión de Burbuja (Pb) -----	66
3.10. Relación Gas – Aceite (GOR)-----	67
3.11. Fricción en la Tubería -----	67
3.12. Comportamiento del Pozo -----	68
3.13. Índice de productividad (PI)-----	69
3.14. Curvas de capacidad de producción -----	72
3.15. Modelo de Productividad IPR-----	73
3.16. IPR Compuesto-----	75
3.17. Cavitación-----	75

3.18. Gravedad Específica Promedio -----	76
3.19. Densidad del Fluido -----	77
3.20. Gravedad API -----	78
3.21. Cálculo de volumen de Gas-----	79
3.21.1. La relación gas – petróleo de formación (GOR)-----	79
3.21.2. Relación gas – líquido (GLR) -----	80
<b>CAPÍTULO IV -----</b>	<b>81</b>
<b>4. Análisis del dimensionamiento del Equipo de Bombeo Electrosumergible, instalado en el Pozo SACHA 178 D -----</b>	<b>81</b>
4.1 Datos Básicos del Pozo SAHA 178 D-----	82
4.2. Cálculo del Índice de Productividad (PI)-----	83
4.3. Cálculo de la nueva Presión de Fondo, mediante el caudal deseado -----	83
4.4. Cálculo de la Gravedad Específica del Crudo -----	84
4.5. Cálculo de la Gravedad Específica Promedio -----	84
4.6. Cálculo del la Presión en la Entrada de la Bomba (PIP) -----	85
4.7 Cálculo de la Altura Dinámica -----	87
4.8 Cálculo de la Presión de Descarga (PD) -----	87
4.9. Pérdidas por Fricción en la Tubería-----	88
4.10. Cálculo de la Altura Dinámica Total (TDH)-----	88
4.11. Cálculo del Número de Etapas -----	89
4.12. Cálculo de la Potencia al Freno -----	89
4.13. Cálculo de la Relación Gas – Petróleo -----	90
4.14. Cálculo del factor de Volumen de la Formación -----	91
4.15. Cálculo del factor de volumen de gas -----	92

4.16. Cálculo del volumen total de gas -----	93
4.17. Cálculo del gas en solución-----	93
4.18. Cálculo del gas Libre -----	94
4.19. Cálculo del Volumen de Petróleo en la entrada de la bomba -----	95
4.20. Cálculo del volumen de gas en la entrada de la bomba-----	95
4.21. Cálculo del volumen de agua en la entrada de la bomba -----	96
4.22. Cálculo del volumen total de petróleo, gas, agua, en la entrada de la bomba---	96
4.23. Cálculo del porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba-----	97
4.24. Equipos a utilizarse en el Pozo SACHA 178D -----	97
4.25. Tabla de resultados-----	99
4.26. Equipo a utilizarse -----	99
<b>CAPÍTULO V-----</b>	<b>101</b>
5.1. Conclusiones -----	101
5.2. Recomendaciones -----	104
<b>BIBLIOGRAFÍA-----</b>	<b>107</b>
<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS-----</b>	<b>108</b>
<b>ANEXOS-----</b>	<b>113</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 NOMENCLATURA DE BOMBAS CENTRÍFUGAS -----	33
TABLA 3.1 GRADIENTE DE PRESIÓN-----	58
TABLA 3.2 GRAVEDAD API-----	78

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE -----	11
FIGURA 2.2 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE -----	13
FIGURA 2.3 EQUIPO DE SUPERFICIE -----	14
FIGURA 2.4 TRANSFORMADORES DE VOLTAJE-----	15
FIGURA 2.5 TRANSFORMADORES DE VOLTAJE-----	16
FIGURA 2.6 VARIADOR DE FRECUENCIA-----	19
FIGURA 2.7 CAJA DE VENDEO-----	21
FIGURA 2.8 SITE COMMUNICATION BOX -----	22
FIGURA 2.9 VISTA DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA CENTRIFUGA-----	26
FIGURA 2.10 IMPULSOR -----	26
FIGURA 2.11 DIFUSOR -----	27
FIGURA 2.12 CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DENTRO DE LA BOMBA -----	28
FIGURA 2.13 VISTA FRONTAL DE UNA ETAPA DE LA BOMBA -----	28
FIGURA 2.14 TIPOS DE IMPULSORES-----	29
FIGURA 2.15 IMPULSOR DE FLUJO MIXTO -----	30

FIGURA 2.16 IMPULSOR DE FLUJO MIXTO -----	30
FIGURA 2.17 IMPULSOR DE FLUJO RADIAL -----	31
FIGURA 2.18 INTAKE -----	34
FIGURA 2.19 SEPARADOR DE GAS -----	35
FIGURA 2.20 SEPARADOR DE GAS -----	36
FIGURA 2.21 CÁMARA LABERÍNTICA -----	37
FIGURA 2.22 CÁMARA LABERÍNTICA -----	38
FIGURA 2.23 PROTECTOR DE SELLO POSITIVO -----	39
FIGURA 2.24 CÁMARA DE EMPUJE -----	40
FIGURA 2.25 CONFIGURACIONES DEL PROTECTOR -----	41
FIGURA 2.26 MOTOR -----	42
FIGURA 2.27 FASES DEL MOTOR -----	43
FIGURA 2.28 CAMPO MAGNÉTICO -----	43
FIGURA 2.29 COMPONENTES INTERNOS DEL MOTOR -----	45
FIGURA 2.30 SENSOR DE FONDO -----	47
FIGURA 2.31 PARTES INTERNAS DEL CABLE -----	49
FIGURA 2.32 CABLE DE EXTENSIÓN -----	50
FIGURA 2.33 VISTA FRONTAL DEL CABLE -----	51
FIGURA 2.34 CABLE DE POTENCIA -----	51
FIGURA 2.35 VÁLVULA DE RETENCIÓN -----	54
FIGURA 2.36 VÁLVULA DE DRENAJE -----	54

## ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 3.1 PARA CALCULAR LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO -----	55
ECUACIÓN 3.2 PARA CALCULAR EL GRADIENTE DE PRESIÓN -----	57
ECUACIÓN 3.3 PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE COLUMNA -----	61
ECUACIÓN 3.4 PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE COLUMNA -----	61
ECUACIÓN 3.5 PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE COLUMNA-----	61
ECUACIÓN 3.6 PARA CALCULAR LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE LA BOMBA -----	64
ECUACIÓN 3.7 PARA CALCULAR LA FRICCIÓN EN LA TUBERÍA -----	67
ECUACIÓN 3.8 PARA CALCULAR EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD -----	70
ECUACIÓN 3.9 PARA CALCULAR NUEVAS TASAS DE PRODUCCIÓN EN RELACIÓN AL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD -----	70
ECUACIÓN 3.10 PARA DETERMINAR EL CAUDAL MÁXIMO -----	74
ECUACIÓN 3.11 PARA CALCULAR LA GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO -----	76
ECUACIÓN 3.12 ECUACIÓN PARA CALCULAR EL GRADO API -----	79
ECUACIÓN 3.13 PARA CALCULAR LA RELACIÓN GAS – LÍQUIDO (GLR)---	80
ECUACIÓN 4.1 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD-----	83
ECUACIÓN 4.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO-----	83
ECUACIÓN 4.3 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL CRUDO-----	84
ECUACIÓN 4.4 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO -----	84
ECUACIÓN 4.5.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA EN LA BOMBA -	85



ECUACIÓN 4.5.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA EN LA BOMBA	- 86
ECUACIÓN 4.6 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA	----- 87
ECUACIÓN 4.7 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA	----- 87
ECUACIÓN 4.8 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA	-- 88
ECUACIÓN 4.9 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA TOTAL	----- 88
ECUACIÓN 4.10.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS	----- 89
ECUACIÓN 4.10.2 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS	----- 89
ECUACIÓN 4.11 CÁLCULO DE LA POTENCIA AL FRENO	----- 89
ECUACIÓN 4.12 CÁLCULO DE LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO	----- 90
ECUACIÓN 4.13 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN	
-----	----- 91
ECUACIÓN 4.14 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS	----- 92
ECUACIÓN 4.15 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DEL GAS	----- 93
ECUACIÓN 4.16 CÁLCULO DEL GAS EN SOLUCIÓN	----- 93
ECUACIÓN 4.17 CÁLCULO DEL GAS LIBRE	----- 94
ECUACIÓN 4.18 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO EN LA ENTRADA DE LA BOMBA	----- 95
ECUACIÓN 4.19 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE GAS EN LA ENTRADA DE LA BOMBA	----- 95
ECUACIÓN 4.20 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE AGUA EN LA ENTRADA DE LA BOMBA	----- 96
ECUACIÓN 4.21 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO, AGUA GAS EN LA ENTRADA DE LA BOMBA	----- 96

ECUACIÓN 4.22 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE GAS LIBRE EN LA ENTRADA DE LA BOMBA-----	97
-------------------------------------------------------------------------------------	----

### ÍNDICE DE EJEMPLOS

EJEMPLO 3.1 PARA DETERMINAR LA GRAVEDAD ESPECÍFICA -----	56
EJEMPLO 3.2 DETERMINAR EL GRADIENTE DE PRESIÓN-----	57
EJEMPLO 3.3 ECUACIÓN 3.3: CÁLCULO DE PRESIÓN DE COLUMNA-----	62
EJEMPLO 3.4 ECUACIÓN 3.4: CÁLCULO DE PRESIÓN DE COLUMNA-----	63
EJEMPLO 3.5 ECUACIÓN 3.5: CÁLCULO DE PRESIÓN DE COLUMNA-----	63
EJEMPLO 3.6 CALCULAR LA PRESIÓN EN LA ENTRADA DE LA BOMBA ----	65
EJEMPLO 3.7 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD -----	71
EJEMPLO 3.8 ENCONTRAR NUEVA PRESIÓN DE FLUJO A 600 BPB-----	72
EJEMPLO 3.9 ENCONTRAR LA PRODUCCIÓN ESPERADA CON UNA REDUCCIÓN DE PRESIÓN DE FLUJO-----	72
EJEMPLO 3.10 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD RELATIVA (IPR) -----	74
EJEMPLO 3.11 DETERMINAR LA GRAVEDAD ESPECIFICA PROMEDIO-----	77
EJEMPLO 3.12 PARA DETERMINAR LA GRADIENTE-----	77
EJEMPLO 3.13 DETERMINAR EL GRADO API-----	79
EJEMPLO 3.14 CALCULAR LA RELACIÓN GAS – LÍQUIDO-----	80

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 TABLA PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA -----	113
ANEXO 2 TABLA PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA -----	114
ANEXO 3 DISEÑO DE UN EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE-----	115
ANEXO 4 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA A DIFERENTES VALORES DE FRECUENCIA -----	116

## **RESUMEN**

En el presente trabajo de tesis, se describen los varios componentes que conforman el sistema de Bombeo Electrosumergible, además se realizó un análisis del dimensionamiento del equipo BES, instalado en el pozo SACHA 178D, para mejorar la producción del pozo, ya que el pozo no cuenta con la suficiente presión para extraer el fluido a superficie.

El sistema de 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 pozos de los campos ecuatorianos, ya que entre sus beneficios están que nos permite producir petróleo a grandes profundidades, así como también a temperaturas altas y bajo una amplia variedad de condiciones del pozo.

Los resultados, y los datos, que se utilizaron para el análisis del dimensionamiento del equipo de Bombeo Electrosumergible, son en su totalidad reales, este análisis se lo realizó siguiendo los pasos de dimensionamiento de un equipo Electrosumergible mediante los manuales de “Centrilift y Fundamentos de la ingeniería para la producción de petróleo ESP”.

Es importante hacer énfasis que años atrás los dimensionamientos de los equipos se los realizaba en forma manual y estos eran procesos muy confiables, pues bien hoy en día existen muchos tipos de software que permiten realizar el dimensionamiento del equipo, pero cabe mencionar que para manejar estos tipos de software debemos primero saber interpretar los resultados.

## SUMMARY

In this thesis, I describe the various components that make up the ElectroSubmersible Pump; also it carried out an analysis of BES equipment sizing, installed in the well SACHA 178D, to improve the production, because the well does not have enough pressure to get the fluid to surface.

The system Electrosubmersible Pump is a fully efficient mechanism, and reliable to restore or improve production in the well, also this system is currently one of the most used in the wells in Ecuador, the benefits are, that allow us to produce oil at great depths, as well as in high temperatures and under a wide variety of well conditions.

The results and data which were used, are entirely real, this analysis was done following the design steps of Electro submersible equipment through the manuals "Centrilift and engineering fundamentals for oil production ESP."

It is important to emphasize that years ago, the dimensioning of the equipment were performed manually and these processes were very reliable. Nowadays there are many types of software that allow us to do that job, but before working with these types of software, we must interpret the results.

# **CAPÍTULO I**

## CAPÍTULO I

### **1. Introducción.**

La fuerza de empuje que desplaza al aceite de un yacimiento proviene de la energía natural de los fluidos comprimidos almacenados en el yacimiento. La energía que realmente hace que el pozo produzca es el resultado de una reducción en la presión entre el yacimiento y la cavidad del pozo. Si la diferencia de presión entre el yacimiento y las instalaciones de producción de la superficie es lo suficientemente grande, el pozo fluirá naturalmente a la superficie utilizando solamente la energía natural suministrada por el yacimiento.

La producción de petróleo por métodos artificiales es requerida cuando la energía natural asociada con los fluidos no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo como para levantar los fluidos del yacimiento hasta las instalaciones de superficie, o es insuficiente para producir a niveles económicos.

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

### **1.1. Problema.**

La declinación de la rata de producción, o el volumen, es un problema que se tiene en pozos maduros, es por esta razón que se recurre a instalar en el pozo un mecanismo de levantamiento artificial.

El costo de obtener el equipo de Bombeo Electrosumergible es relativamente insignificante ya que con este equipo podremos aumentar la producción, y obtendremos resultados buenos en corto tiempo.

### **1.2. Planteamiento del problema.**

La declinación de la rata de producción que se tiene en el pozo, es un parámetro de interés, ya que debido a este, se debe escoger el mejor mecanismo de levantamiento artificial para mantener una curva de producción, estable y deseada.

Las propiedades físico-químicas, que tienen los pozos.

La rata de producción que se desea obtener en superficie, es un parámetro importante, ya que este dato nos ayudara a escoger el mejor mecanismo de levantamiento, y el equipo con la capacidad necesaria para levantar dicho volumen de fluido.

### **1.3. Objetivo General.**

Describir el sistema de Bombeo Electrosumergible, del equipo instalado en el pozo SACHA 178 D y analizar el dimensionamiento del equipo de Bombeo Electrosumergible.



#### **1.4. Objetivos específicos.**

Identificar las partes del equipo de Bombeo Electrosumergible, instalado en el pozo SACHA 178 D.

Determinar el mejor y adecuado equipo de Bombeo Electrosumergible para incrementar la rata de producción deseada en el pozo SACHA 178 D.

Dimensionar el Equipo de Bombeo Electrosumergible, con los datos obtenidos en el pozo SACHA 178 D.

#### **1.5 Justificación.**

Se debe seleccionar de una manera adecuada, y haciendo referencia a los datos que tenemos del pozo, el tipo de bomba, que se utilizará en el pozo, ya que de esta forma este mecanismo ayudará a optimizar la producción y de la misma manera a mantener una prolongada vida útil del equipo, todo esto ayudará a tener beneficios.

Las condiciones para que el fluido de pozo no llegue a superficie, básicamente es porque se pierde la presión en el fondo del pozo, es por este motivo importante que se debe escoger la mejor aplicación del equipo BES.

El equipo de Bombeo Electrosumergible, es uno de los más utilizados en la actualidad en lo que se refiere a los mecanismos de levantamiento artificial ya que es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

## **1.6 Hipótesis.**

### **HIPÓTESIS GENERAL.**

Si existiera una buena elección del equipo de Bombeo Electrosumergible, mediante los parámetros y datos que se obtiene del pozo, se podría, realizar un adecuado dimensionamiento, y diseño de la unidad BES, además se mejoraría la rata de producción, mejoraría la vida del pozo, se mantendría un índice de productividad estable, y se mantendría una prolongada vida útil del equipo BES.

### **HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.**

Si existiera una buena elección del equipo de Bombeo Electrosumergible, mediante datos obtenidos en el pozo, se podría diseñar y dimensionar un adecuado equipo BES que satisfaga las necesidades de las compañías operadoras.

Un buen diseño y dimensionamiento del equipo, puede ayudarnos a mantener una rata de producción estable o deseada.

Un buen diseño del equipo de Bombeo Electrosumergible, nos permitirá mantener una prolongada vida tanto del pozo como del equipo BES.

## **1.7. Marco conceptual.**

Los métodos de Levantamiento Artificial disminuirán la presión de fondo del pozo 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 métodos más comunes para producir con levantamiento artificial son:

- Bombeo mecánico (Balancín – Rod Pumping).
- Bombeo neumático (Gas Lift).
- Bombeo hidráulico (Power Oil).

a) Tipo Pistón.

b) Tipo Jet.

- Bombeo Eléctrico Sumergible (BES).
- 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.

El Bombeo Electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial. Además el Bombeo Electrosumergible, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

El sistema de Bombeo Electrosumergible, 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.

## **1.8. Metodología.**

### TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

Mediante investigación Bibliográfica e investigación de campo.

### MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN A EMPLEARSE

Método general.

Método inductivo.

Método deductivo.

Método analítico.

Método experimental.

### TÉCNICAS

Revisión de literatura.

Internet.

Trabajo de campo.

Visita a biblioteca.

### INSTRUMENTOS.

Herramientas.

Libros.

Manuales.

Internet.

## TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

Investigación bibliográfica, se buscará información sobre el equipo de Bombeo Electrosumergible.

## INVESTIGACIÓN DE CAMPO.

Entrevistara a ingenieros, y a técnicos de campo.

Observación.

Recopilación de datos.

## **CAPÍTULO II**

## CAPÍTULO II

### **2. Sistema de Bombeo Electrosumergible.**

El Bombeo Electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial. Además el Bombeo Electrosumergible, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

El sistema de Bombeo Electrosumergible, 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 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.

El sistema de 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.

El sistema de 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. Además de esto el sistema de Bombeo Electrosumergible 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 método, 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. Como en todos los casos cuando se desea diseñar un sistema de levantamiento artificial, es recomendable recordar:

“No siempre lo más barato es lo más conveniente”

“No siempre lo más costoso es la mejor solución”

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

Entre las características del sistema están su capacidad 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 2.1 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### **Ventajas del sistema de Bombeo Electrosumergible.**

Puede levantar altos volúmenes de fluido.

Maneja altos cortes de agua.

Puede usarse para inyectar fluidos a la formación.

Su vida útil puede ser muy larga.

Puede trabajar en pozos desviados.

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.**

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electro sumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie cables y componentes superficiales.

El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la 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, el cable de conexión al motor.

Los equipos de superficie están conformados 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.

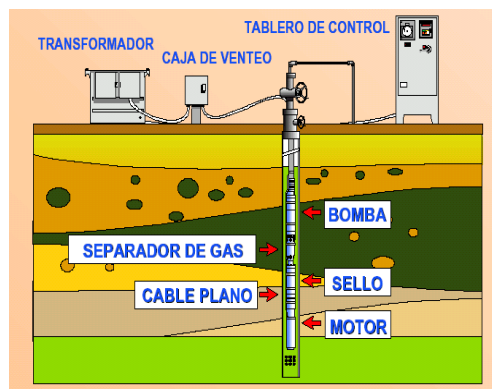
Entre los componentes de accesorios se puede mencionar, la válvula de drenaje, la válvula de venteo, los soportes en el cabezal, los centralizadores y las bandas del cable.

Básicamente los elementos que conforman un sistema de Bombeo Electrosumergible se pueden clasificar en dos grupos:

Equipo de Superficie.

Equipo de Fondo.

**FIGURA 2.2 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**



Fuente: Schlumberger, Curso básico de ESP.

Elaborado por: Rubén Alvarado Paz.

## 2.2. Descripción del Equipo de Superficie.

Los elementos que conforman el equipo de superficie son:

Transformador.- Es aquel que está constituido por un transformador que cambia el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor.

Variadores de Frecuencia.- Este sirve para control y monitoreo del pozo.

Caja de venteo.- Permite un rápido chequeo de los voltajes y corrientes para diagnóstico de los problemas en el equipo de fondo.

Cabezal de pozo.- Su función es sostener o sujetar, el equipo de fondo.

Lift Watcher.- Es un sistema de comunicación en tiempo real del pozo.

**FIGURA 2.3 EQUIPO DE SUPERFICIE.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### **2.2.1 Transformadores o Banco de transformación eléctrica**

Es aquel que está constituido por un transformador que cambia el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor.

Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores 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.

Un transformador es usado para convertir el voltaje de la red de distribución, al requerido por los equipos de superficie.

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

**FIGURA 2.4 TRANSFORMADORES DE VOLTAJE**



**Fuente:** Schlumberger, Pozo Sacha 178D”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

## **FIGURA 2.5 TRANSFORMADORES DE VOLTAJE.**



**Fuente:** Schlumberger, Pozo Sacha 178D”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### **2.2.2. Variadores de frecuencia.**

Los VSD (Variador de frecuencia) son utilizados en Schlumberger para monitoreo del pozo y de la producción de crudo.

El Controlador de Velocidad Variable usa componentes electrónicos para variar la frecuencia de entrada de 60 Hz y convertirla a una frecuencia que puede oscilar entre 30 - 90 Hz. Esto 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.

Permite un arranque gradual o “suave” en la operación de sistemas BES.

Un 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. Son también 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.

¿Qué hace el Variador de Frecuencia?

- Provee torque constante en todo el rango de velocidades
- Puede ser usado manualmente para ajustar la relación V/Hz para aplicaciones específicas (Velocidad Base)
- Provee 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.

¿Porque utilizar un Variador de Frecuencia?

- Protege al equipo de subsuelo contra relámpagos
- 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
- 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 2.6 VARIADOR DE FRECUENCIA.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

Como hemos visto, 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.

No hay nada “mágico” en un VSD. Al incrementar la frecuencia, también incrementa la velocidad del motor así como su capacidad de potencia.

El incremento de velocidad hace que la bomba genere más altura y caudal. Podemos predecir el cambio en el rendimiento de la bomba con las leyes de afinidad.

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. 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.

Se instala por razones de seguridad 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 atmosfera 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.

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.

**FIGURA 2.7 CAJA DE VENTEO.**



**Fuente:** Schlumberger, Pozo Sacha 178D”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

#### **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, para baja presión.- Los cabezales tipo Hércules, son 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 venteo, y es empacado por un juego de gomas prensadas.

Cabezal tipo Roscado, para alta presión.- A 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. Lift Watcher.

En la siguiente figura se muestra el site comunicación box.

**FIGURA 2.8 SITE COMUNICACION BOX.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

El Lift Watcher, es uno de los elementos que conforman el equipo de superficie del sistema de Bombeo Electrosumergible, este dispositivo consta de tres componentes principales estos son:

- CSB, o también conocida como Caja de Comunicación del Sitio.
- Modem, de comunicación satelital.
- Antena.

El Lift Watcher, nos sirve principalmente para tener una comunicación directa del pozo, mediante una página web.

Este tipo de comunicación se da básicamente entre el tablero de control y el Lift Watcher.

Este dispositivo tiene ventajas como por ejemplo, nos permite ganar tiempo de operación ya que el operador no necesita dirigirse al pozo para realizar algún tipo de monitoreo, sino que mediante el internet podemos tener datos del pozo en tiempo real.

#### **2.2.6. Tablero de Control.**

Es el componente desde el que 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 aquellas 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.- Una 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.

Intake.- Por medio de este equipo, el crudo entra a la bomba, este actúa como succión para la bomba.

Separador de Gas- Su finalidad es separar una fracción significativa de gas libre en el fluido, y al mismo tiempo actuar como succión para la bomba.

Protector o sección sellante.- El propósito principal es aislar al motor del fluido del pozo.

Motor.- El diseño del motor es de inducción, dos polos, tres fases y de jaula de ardilla.

Sensor de fondo.- Es un instrumento de suma importancia, ya que por medio de este equipo podemos obtener datos del fondo de pozo en superficie.

Centralizador.- Como su nombre lo indica, se utiliza para centrar el equipo de fondo, y además sirve para que el motor tenga un enfriamiento adecuado, también evita que el cable se golpee por golpes.

Cable.- transmite la energía eléctrica desde la superficie hasta el motor electro sumergible, y esta sujetado mediante flejas metálicos al equipo y a toda la tubería de producción.

### **2.3.1. Bomba centrífuga.**

El término “bomba centrífuga” ha sido usado para describir una amplia variedad de aplicaciones de bombeo y diseños a través de los años.

Una 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 2.9 VISTA DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA CENTRÍFUGA.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

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

**FIGURA 2.10 IMPULSOR**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

El movimiento del impulsor forma un vacío parcial a la succión del impulsor.

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.

**FIGURA 2.11 DIFUSOR**



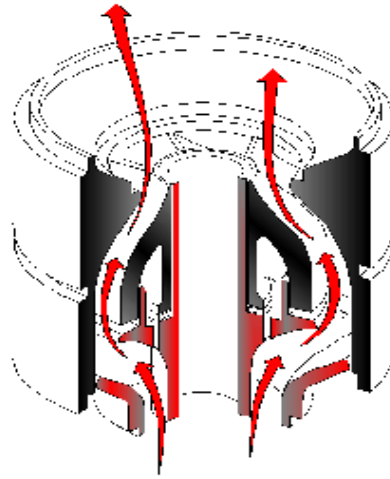
**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**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 2.12 CIRCULACIÓN DEL FLUIDO DENTRO DE LA BOMBA



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

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).

## FIGURA 2.13 VISTA FRONTAL DE UNA ETAPA DE LA BOMBA



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**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.

**FIGURA 2.14 TIPOS DE IMPULSORES**



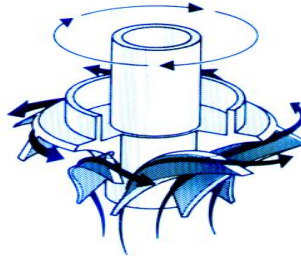
**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

Hay dos tipos de impulsores.

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

**FIGURA 2.15 IMPULSOR DE FLUJO MIXTO**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**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 2.16 IMPULSOR DE FLUJO MIXTO**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**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.

**FIGURA 2.17 IMPULSOR DE FLUJO RADIAL**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

### **2.3.1.2. Rango de Operación recomendado.**

Las bombas REDA vienen en dos tipos básicos:

- 1) Construcción “Flotante” – Cada impulsor es libre de moverse hacia arriba y hacia abajo en el eje como si “flotara” en el eje.
- 2) 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.

#### **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. Nomenclatura.**

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**

Las series están designadas según la Tabla anexa:

**TABLA 2.1 NOMENCLATURA DE BOMBAS CENTRIFUGAS**

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

**Fuente:** Schlumberger, Manual "Fundamentos del Bombeo Electrosumergible"

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

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)



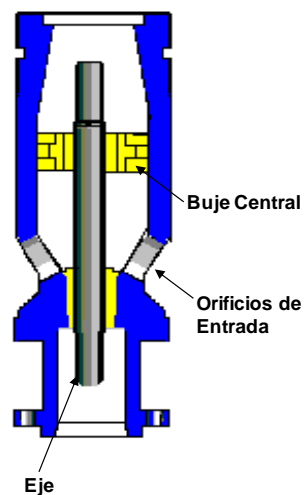
(60 Hz : 3500 RPM) en barriles por día.

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

### 2.3.2. Intake.

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

**FIGURA 2.18 INTAKE**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

### 2.3.3. Separador de Gas.

Los Separadores de Gas se usan cuando el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba.

El Separador de Gas está diseñado para prevenir que gran parte del gas libre entre a la bomba.

El Separador de Gas previene la cavitación.

Puede utilizarse tanto en forma sencilla como en TANDEM.

**FIGURA 2.19 SEPARADOR DE GAS**



**Fuente:** Schlumberger, Curso básico de ESP.

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

La cámara rotativa de diseño especial actúa como una centrífuga.

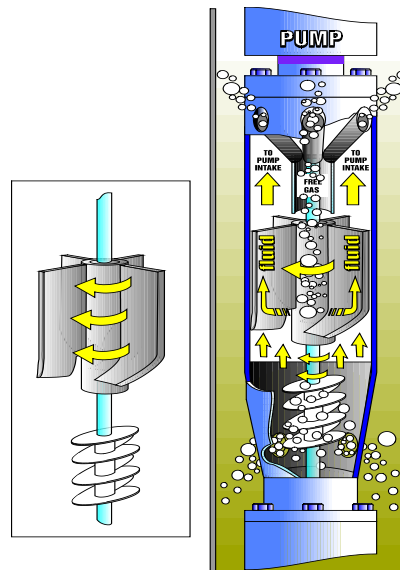
Obliga a los fluidos pesados a dirigirse hacia las paredes exteriores y deja que el gas migre hacia el centro de la cámara.

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 2.20 SEPARADOR DE GAS**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

### **2.3.4. Protector o Sección Sellante.**

#### **2.3.4.1. Funciones del Protector.**

Evita que el Motor se contamine.- Mediante el sistema interno de cámaras estas pueden ser Laberínticas, o cámaras de Bolsa.

Alarga la vida útil total de equipo BES.- Mediante el sistema de cámaras esta, no permite que el motor se contamine y pueda sufrir daños al equipo.

El protector es un reservorio de aceite para el motor.- El protector al igual que el motor es llenado con aceite dieléctrico, y actúa como una reserva de aceite para el motor.

El protector soporta los empujes ascendentes y descendentes.- Esto es por medio de la base del protector, que consta de una cámara de verings, que actúa como soporte.

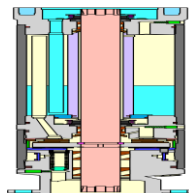
El eje del protector actúa como un torque del motor y de la bomba.- Por medio del eje del protector se une la bomba, y el motor.

#### **2.3.4.2. Protectores Laberínticos.**

Con este diseño, el aceite del motor y el fluido del pozo están en contacto directo. La cámara del laberinto está aislada de la rotación del eje por el tubo del eje así que no ocurrirá mezcla al prenderse la unidad.

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 2.21 CÁMARA LABERÍNTICA**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

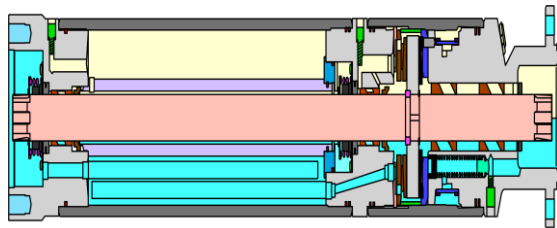
**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

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.

**FIGURA 2.22 CÁMARA LABERÍNTICA.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual "Fundamentos del Bombeo Electrosumergible"

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

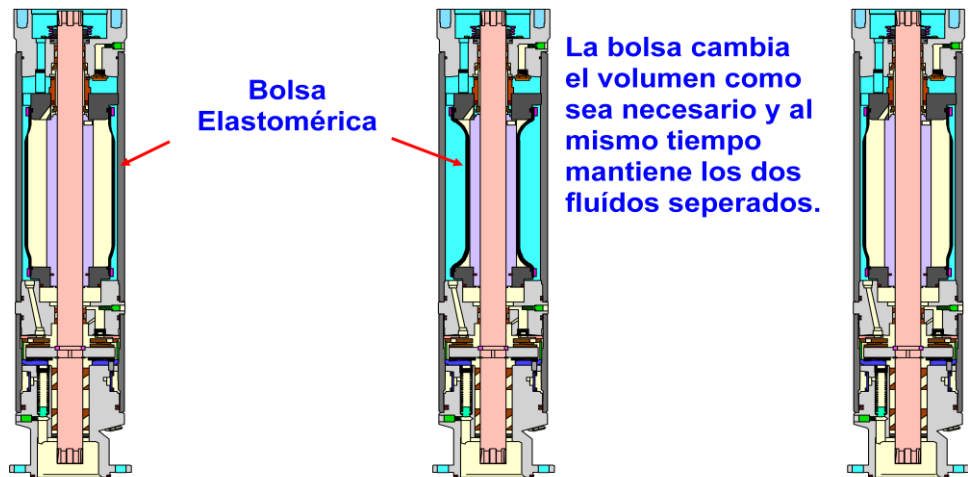
#### **2.3.4.3. Protectores de sello Positivo.**

Para aplicaciones donde el fluido del pozo y las gravedades del aceite de motor con similares o donde un pozo es altamente desviado u horizontal, un diseño diferente de protector utiliza un "sello positivo" ó "bolsa" para separar físicamente los dos fluidos. Este es similar a él "fuelle" encontrado en algunos motores de pozos de agua excepto que la bolsa tiene mucha mayor capacidad para la expansión y la contracción que un típico "fuelle".

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 2.23 PROTECTOR DE SELLO POSITIVO**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**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 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.

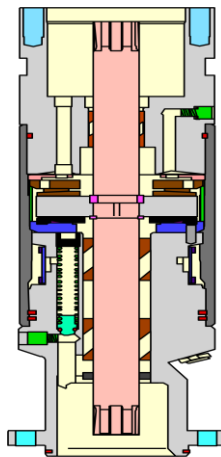
Si el sello positivo se rompe, el motor puede ser contaminado fácilmente con el fluido del pozo.

#### 2.3.4.4. Cámara de empuje.

Otra función 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 2.24 CÁMARA DE EMPUJE.**

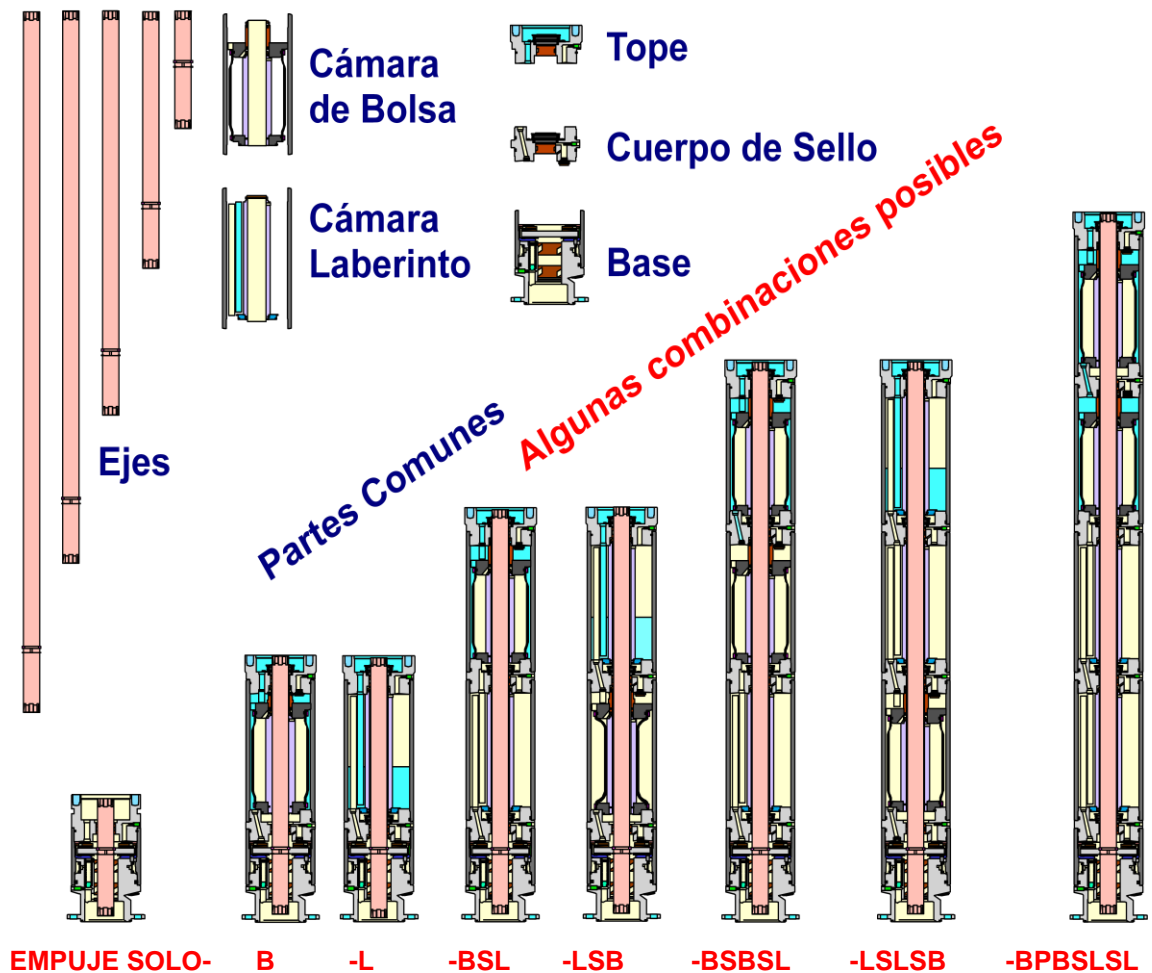


**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

### 2.3.4.5. Tipos de configuraciones.

FIGURA 2.25 CONFIGURACIONES DEL PROTECTOR.



Fuente: Schlumberger, Manual "Fundamentos del Bombeo Electrosumergible"

Elaborado por: Rubén Alvarado Paz.

### 2.3.5. Motor.

El Motor electro-sumergible es un motor de inducción bipolar trifásico, el cual opera a una velocidad típica de 3,600 RPM.

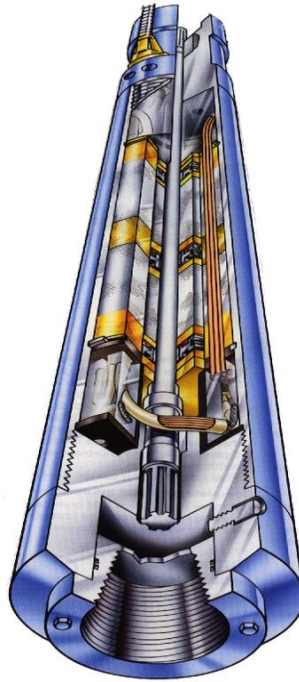
Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas hasta 260°C (500°F).



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 2.26 MOTOR.**

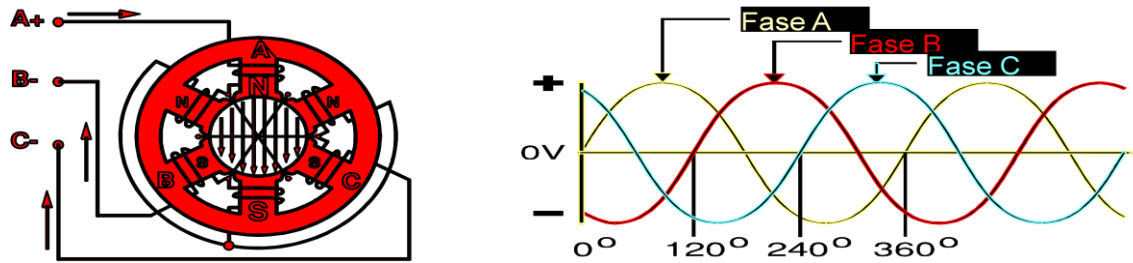


**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

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

**FIGURA 2.27 FASES DEL MOTOR.**



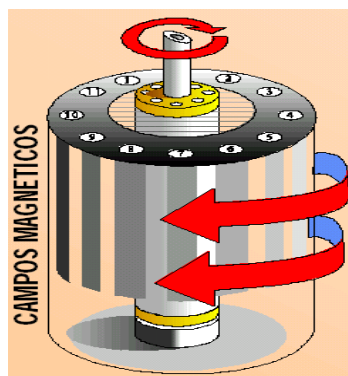
**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

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.

**FIGURA 2.28 CAMPO MAGNÉTICO.**



**Fuente:** Schlumberger, Curso básico de ESP.

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### **2.3.5.1. Componentes principales del Motor.**

#### **2.3.5.1.1. 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.

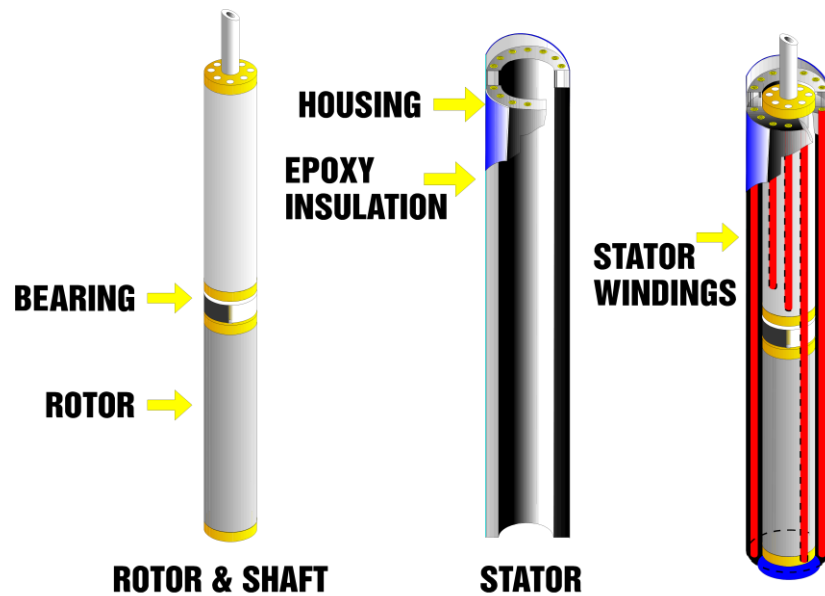
#### **2.3.5.1.2. El Rotor.**

También esta compuesto de un grupo de electro-imanés 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 2.29 COMPONENTES INTERNOS DEL MOTOR.**



Fuente: Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

Elaborado por: REDA, Schlumberger.

### 2.3.5.2. Enfriamiento del Motor.

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.

### **2.3.5.3. Consideraciones para seleccionar el Motor.**

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

HP que va a consumir el sistema.

% 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).

### **2.3.6. Sensor de fondo.**

Los Sistemas de Monitoreo de fondo pueden ser instalados en la parte inferior del motor.

Opciones disponibles actualmente:

Presión de fondo

Temperatura del motor

Presencia de agua.

Otras opciones disponibles incluyen:

Flujo de descarga

Presión de descarga

Vibración

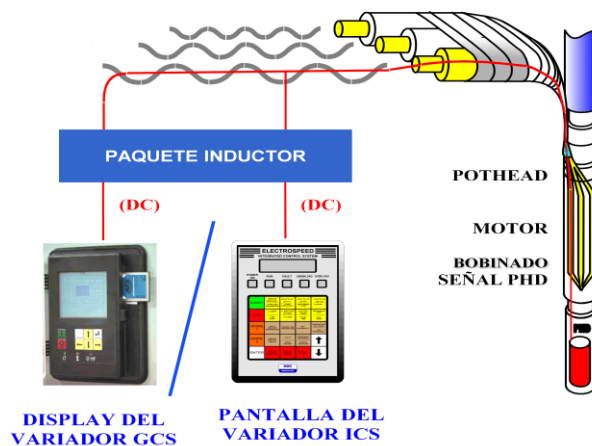
Etc...

El sensor de presión de fondo Pressure Heaters Detectors (PHD), opera acoplado al motor y eléctricamente está conectado al centro de estrella del motor.

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 2.30 SENSOR DE FONDO.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

### **2.3.6.1. Características y beneficios del sensor de fondo.**

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.

### **2.3.7. Centralizador.**

Como su nombre lo indica se utiliza para 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.

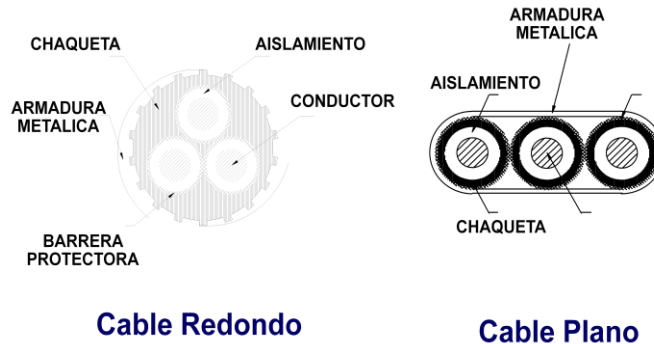
### **2.3.8. Cable.**

La unión eléctrica entre los equipos descritos, instalados en el subsuelo, y los equipos de control en superficie son los cables, existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo electro-sumergible estos son:

Cable de extensión.

Cable de potencia.

**FIGURA 2.31 PARTES INTERNAS DEL CABLE.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electr sumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### **2.3.8.1. 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 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.

El 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 2.32 CABLE DE EXTENSIÓN.**



Pot head de 1 piezas



Pot head de 2 piezas

**Fuente:** Schlumberger, Base Coca

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

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.

**FIGURA 2.33 VISTA FRONTAL DEL CABLE.**



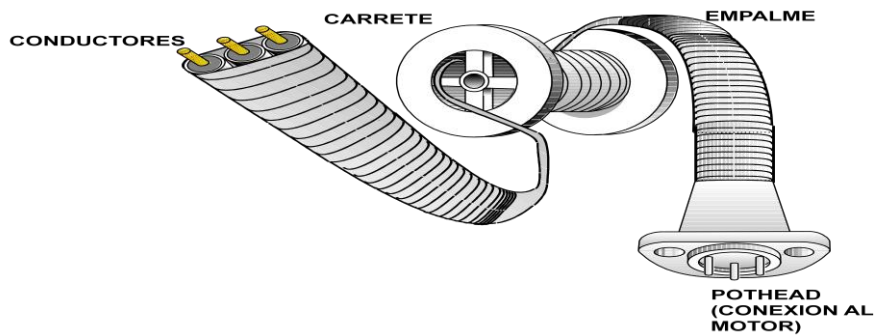
**Fuente:** Schlumberger, Manual "Fundamentos del Bombeo Electrosumergible"

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### 2.3.8.2. Cable de Potencia.

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, Manual "Fundamentos del Bombeo Electrosumergible"

**Elaborado por:** REDA, Schlumberger.

Varios factores están involucrados en el diseño y manufactura de los Cables Eléctricos

Sumergibles

Propiedades Eléctricas

Dimensiones Físicas

Resistencia al Ambiente

Resistencia Mecánica

Temperatura

Condiciones de Manejo

### **2.3.8.3. Nomenclatura del Cable.**

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

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

S = Fluoruro de Polivinildeno 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

El siguiente elemento es 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

Ejemplo:

¿Que representa #4/1 KEOTB 0.015M5F?

- #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

### 2.3.9. Válvula de Retención.

La Válvula de Retención tiene por 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.

**FIGURA 2.35 VÁLVULA DE RETENCIÓN.**



**Fuente:** Schlumberger, Base Coca”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### 2.3.10. Válvula de drenaje.

La Válvula de Drenaje cumple 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.

**FIGURA 2.36 VÁLVULA DE DRENAJE.**



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

# **CAPÍTULO III**

## CAPÍTULO III

### 3. Consideraciones, para el análisis del dimensionamiento del sistema de Bombeo Electrosumergible.

#### 3.1. Gravedad Específica del Petróleo.

Es la relación de la densidad, o peso específico del proyecto con respecto a la densidad del agua a condiciones estándar. La gravedad específica de los gases se compara con la densidad del aire a condiciones estándar de presión y temperatura.

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 60° F).

#### **Ecuación 3.1 Para calcular la Gravedad Específica del Petróleo.**

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

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

**Elaborado por:** Ruben Alvarado Paz

### **EJEMPLO 3.1 PARA DETERMINAR LA GRAVEDAD ESPECÍFICA.**

**Datos:**

**API:** 26°

**SG:** ?

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + 26}$$

$$SG = \frac{141.5}{157.5}$$

$$SG = 0.8984$$

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).

### **3.2. Gradiente de Presión.**

Esta es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del fluido. Por ejemplo 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 Para calcular el Gradiente de Presión.**

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

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

**Elaborado por:** Ruben Alvarado Paz

#### **EJEMPLO 3.2 DETERMINAR EL GRADIENTE DE PRESIÓN.**

**Datos:**

**SG:** 0.8984

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

$$\text{Gradiente (psi/pie)} = 0.8984 * 0.433 \text{ psi/pie}$$

$$\text{Gradiente (psi/pie)} = \mathbf{0.3890.}$$

**TABLA 3.1 GRADIENTE DE PRESIÓN.**

<b>Gravedad API</b>	<b>Gravedad Especifica</b>	<b>Gradiente PSI / ft</b>
10	1.000	0.433
11	0.993	0.430
12	0.986	0.427
13	0.979	0.724
14	0.973	0.431
15	0.966	0.418
16	0.959	0.415
17	0.953	0.413
18	0.946	0.410
19	0.940	0.407
20	0.934	0.404
21	0.928	0.402
22	0.922	0.399
23	0.916	0.397
24	0.910	0.394
25	0.904	0.391
26	0.898	0.389
27	0.893	0.387
28	0.887	0.384
29	0.882	0.382
30	0.876	0.379
31	0.971	0.377

### **3.3. Corte de Agua (W.C.)**

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).

Presión Manométrica + Presión Atmosférica = Presión Absoluta.

Presión Manométrica.- Es la presión diferencial indicada por un manómetro, a diferencia de la 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.**

Es la cantidad de energía por libra de fluido, es 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.

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 columna. Estos valores siendo mutuamente convertibles, se pueden encontrar usando estas fórmulas:

## **Ecuaciones para determinar la Presión de Columna**

### **Ecuación 3.3 Para determinar 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:** Rubén Alvarado Paz

### **Ecuación 3.4 Para determinar la Presión de Columna**

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

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

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz

### **Ecuación 3.5 Para determinar la Presión de Columna**

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

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

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz

**EJEMPLO 3.3 ECUACIÓN 3.3: CÁLCULO DE PRESIÓN DE COLUMNA.**

**Datos:**

**Presión (psi): ?**

**Altura de la columna (ft): 343**

**SG: 0.8984**

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

$$Presión(psi) = \frac{343 * 0.8984}{2.31 \frac{pies}{psi}}$$

$$Presión(psi) = \frac{308.15}{2.31 \frac{pies}{psi}}$$

$$Presión(psi) = 133.4$$

**EJEMPLO 3.4 ECUACIÓN 3.4: CÁLCULO DE PRESIÓN DE COLUMNA.**

**Datos:**

**Presión (psi):** 133.4

**Altura de la columna (ft):** ?

**SG:** 0.8984

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

$$Alt. columna(pies) = \frac{133.4 * 2.31pies/psi}{0.8984}$$

$$Alt. columna(pies) = \frac{308.15}{0.8984}$$

$$Alt. columna(pies) = 343$$

**EJEMPLO 3.5 ECUACIÓN 3.5: CÁLCULO DE PRESIÓN DE COLUMNA.**

**Datos:**

**Presión (psi):** ?

**Altura de la columna (ft):** 343

**SG:** 0.8984

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

$$psi = 0.433psi/ft * 0.8984 * 343$$

$$psi = 133.4$$

### 3.6. Presión de la entrada a la Bomba (PIP).

En las operaciones con bombas electro centrifugas 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 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 a bomba.

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.

#### **Ecuación 3.6 Para calcular la Presión a la Entrada de la Bomba.**

*Presión en la entrada de la bomba*

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

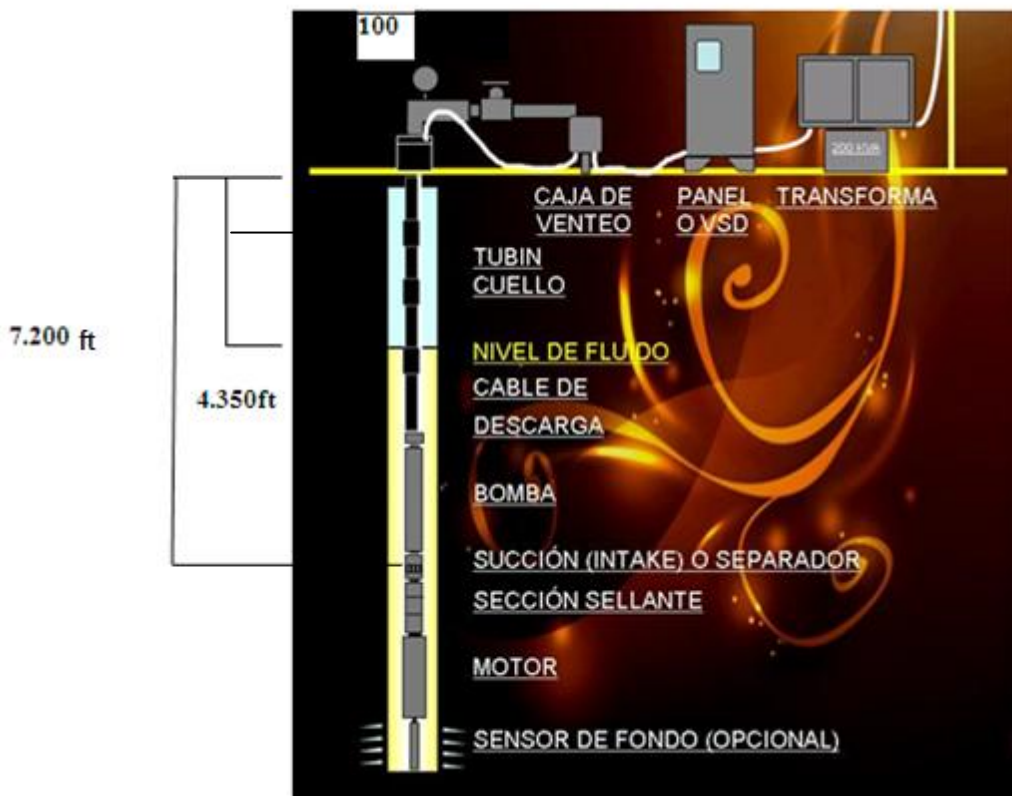
**Fuente:** Manual Didáctico, Fundam. de Ingeniería para Producción de Petróleo con ESP.

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz



### EJEMPLO 3.6 CALCULAR LA PRESIÓN EN LA ENTRADA DE LA BOMBA.

La siguiente figura nos muestra los siguientes datos, la entrada de la bomba está localizada a 7.200 pies de la superficie. Mediante el uso de un registro sónico, el nivel del fluido se localizara a 4.350 pies de la superficie. El promedio de la gravedad específica del fluido en el espacio anular es 0.8984, y la presión en la tubería de revestimiento es 100 psi. ¿Cuál es la presión en la entrada de la bomba?



Solución.

7.200 pies – 4.350 pies de nivel de fluido = 2.850 pies de sugerencia.

Por lo tanto, la presión en la entrada de la bomba es:

$$\text{Presión en la entrada de la bomba} = \left\{ \frac{2.850 \text{ pies} * 0.8984}{2.31 \frac{\text{pies}}{\text{pie}}} \right\} + 100 \text{ psi}$$

**Presión en la entrada de la bomba = 1208.4 psi.**

### **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.

### **3.8. Presión de Entrada de la Bomba Disponible.**

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. Se puede calcular para cada instalación, tal como se hiciera el ejemplo anterior.

### **3.9. 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. 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.

El conocimiento de esta presión es importante en el diseño de un sistema electrosumergible. 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).

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

### 3.11. Fricción en la Tubería (Pérdida).

La fricción en la tubería varía con el tamaño, longitud y capacidad de la misma, y la viscosidad del fluido. Las tablas para calcular la fricción a través de un sistema de tuberías están disponibles en manuales de los fabricantes de las bombas.

A continuación se observa la fórmula Hazen-Williams para calcular la pérdida por fricción en la tubería.

#### Ecuación 3.7 Para calcular la Fricción e la Tubería.

$$Fricción = \left[ \frac{v}{1.32 * C \left( \frac{D}{48} \right)^{0.63}} \right]^{0.54} * Profundidad de la Bomba$$

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

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz

Donde:

Fricción.- Pérdida de fricción en la tubería en pies.

V.- Velocidad del fluido, pies/segundo.

D.- Diámetro interior de la tubería en pulgadas.

C.- Coeficiente de fricción.

- 100 para tubería vieja más de 10 años.
- 120 para tubería nueva menos de 10 años.
- 130 para tubería de fibra de vidrio.
- 140 para tubería recubierta con plástico.

### **3.12. Comportamiento del Pozo**

Predecir el comportamiento del pozo es una tarea muy difícil y compleja, pero es probablemente uno de los pasos más importante en el diseño de un sistema de bombeo electro sumergible.

El conocimiento de la presión de flujo en el fondo de pozo ( $P_{wf}$ ) con el correspondiente caudal de producción ( $q_o$ ) es la mínima información necesaria.

Resulta conveniente encontrar una relación entre el flujo de líquidos en el pozo y la fuerza causada por la diferencia entre la presión promedio del yacimiento ( $P_r$ ) y la presión de flujo en el fondo del pozo, esta es la relación del comportamiento de la capacidad de producir IPR.

Diferentes factores como daños ocasionados a la formación de producción del pozo (efecto skin) las fluctuaciones de la prestaciones del yacimiento, los cambios en la composición y e las propiedades del fluido, etc. Afectan la capacidad de producción del pozo. Si todas estas variables pudieran ser calculadas, las ecuaciones resultantes de la integración de la Ecuación de Darcy podrían ser usadas para calcular el IPR del pozo.

Desafortunadamente este tipo de información por lo general no está disponible, por lo tanto métodos empíricos se han desarrollado para calcular el caudal del pozo.

Para calcular la capacidad de producción se puede utilizar el método del índice de productividad (IP) en yacimientos e los caudales la presión de flujo es mayor o igual a la presión de burbuja ( $P_{wf} \geq P_b$ ). El método de Vogel se debe emplear si la presión de fondo es menor que la presión de burbuja ( $P_{wf} < P_b$ ), condiciones en las cuales se genera un flujo bifásico por lo cual no se puede usar correctamente la relación lineal PI. Otros métodos han sido desarrollados para calcular el IPR de un pozo.

### **3.13. Índice de productividad (IP).**

Esta 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 ( $q_0$ ) 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 3.8 Para calcular el Índice de Productividad.**

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

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

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz

Donde:

$q_o$ .- Caudal de prueba

$P_{wf}$ - Presión de fondo psig

$Pr$ .- Presión promedio de yacimiento psig

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

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  $P_{wfd}$

### **Ecuación 3.9 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:** Rubén Alvarado Paz

Este método se puede emplear 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. El siguiente ejemplo ilustrara el procedimiento para calcular el Índice de Productividad.

**EJEMPLO 3.7 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD:**

**Caudal de producción (Q) = 350 stb/d**

**Presión de fondo fluyente (Pwf) = 1.250 psi**

**Presión Estática (Pr) = 2.500 psi**

En la primera parte de este ejercicio, encontrar la presión de flujo de pozo nueva que pueda resultar si queremos incrementar la producción de 350 bpd a 600 bpd.

Primero debemos definir el PI:

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

$$IP = \frac{350bpd}{2.500psi - 1.250psi}$$

**IP= 0.28 bpd/psi.**

### **EJEMPLO 3.8 ENCONTRAR NUEVA PRESIÓN DE FLUJO A 600 bpd**

Luego usando un IP constante la solución para encontrar la nueva presión de flujo del pozo a 600 bpd será lo siguiente:

$$P_{wf} = P_r - \frac{Qd}{PI}$$

$$P_{wf} = 2.500psi - \frac{600bpd}{0.28bpd/psi}$$

$$\mathbf{P_{wf} = 357psi.}$$

### **EJEMPLO 3.9 ENCONTRAR LA PRODUCCIÓN ESPERADA CON UNA REDUCCIÓN DE PRESIÓN DE FLUJO.**

En la segunda parte de este ejercicio, encuentre la producción esperada asumiendo una reducción en la presión de flujo del pozo de 1.250 psi a 1.000 psi.

$$Q \text{ deseado} = PI (P_r - P_{wf})$$

$$Q \text{ deseado} = 0.28bpd/psi (2.500psi - 1.000psi)$$

$$\mathbf{Q \text{ deseado} = 420 bpd.}$$

#### **3.14. 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 e levantamiento artificiales e los cuales existe un flujo bifásico.

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

### **3.15. Modelo de Productividad IPR**

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 3.10 Para determinar el Caudal Máximo

$$Q_{\text{máx}} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

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

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz

Donde:  $P_{wf}$  y  $P_r$ , están en valores absolutos.

#### EJEMPLO 3.10 CÁLCULO DEL POTENCIAL DEL POZO $Q_{\text{máx}}$ .

**Datos:**

**$q_o$ :** 257 bl/día.

**$P_{wf}$ :** 3174 psi.

**$P_r$ :** 3659 psi.

$$Q_{\text{máx}} = \frac{257}{1 - 0.2 \left( \frac{3174}{3659} \right) - 0.8 \left( \frac{3174}{3659} \right)^2}$$

$$Q_{\text{máx}} = \frac{257}{1 - 0.2(0.8674) - 0.8(0.8674)^2}$$

$$Q_{\text{máx}} = \frac{257}{0.8265 - 0.6019}$$

$$Q_{\text{máx}} = \frac{257}{0.2246}$$

$$Q_{\text{máx}} = \frac{257}{0.2246}$$

$$Q_{\text{máx}} = 1.144 \text{ bfpd}$$

### **3.16. IPR Compuesto.**

Es el uso combinado 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.

### **3.17. Cavitación.**

Se puede definir como el proceso de información de una fase gaseosa, en un líquido cuando es sujeto a una reducción de presión a una temperatura constante. Un líquido se encuentra en cavitación cuando se observa la formación y crecimiento de burbujas de vapor (gas) como consecuencia de reducción de presión.

En una bomba centrífuga este ejemplo se puede explicar de la siguiente forma. Cuando un líquido entra al ojo del impulsor de la bomba, es sometido a un incremento de velocidad. Este incremento de velocidad está acompañado por una reducción en la presión. Si la presión cae por debajo de la presión de vapor correspondiente a la temperatura del líquido, el líquido se vaporiza y por lo tanto se tendrá como resultado el flujo del líquido más zonas de vapor. A medida que el fluido avanza a través de los sucesivos impulsores, el líquido alcanza una región de presión más alta y las burbujas de vapor implotan.

Los efectos más obvios de cavitación es el ruido y la vibración, los cuales son causados por el colapso de las burbujas de vapor a medida que alcanza la zona de alta presión del

impulsor. A vibración causada por este efecto puede causar la ruptura del eje y otras fallas por fatiga en la bomba. La cavitación también puede dar origen al desgaste de los componentes de la bomba ocasionada por corrosión o erosión. En las bombas electrosumergibles usadas en la industria petrolera, la cavitación raramente ocurre.

### **3.18. Gravedad Específica Promedio**

El fluido del pozo a extraerse mediante un sistema de Levantamiento Artificial, es una mezcla de petróleo y agua. Para determinar la gravedad específica del mismo se aplica la siguiente ecuación.

#### **Ecuación 3.11 Para calcular la Gravedad Específica Promedio.**

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

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

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz

**EJEMPLO 3.11 DETERMINAR LA GRAVEDAD ESPECIFICA PROMEDIO:**

Determinar la gravedad específica promedio del fluido siguiente.

$$^{\circ}\text{API} = 28$$

$$SG_{oil} = 0.866$$

$$\text{BS\&W} = 70\%$$

$$SG_W = 1.05$$

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

$$SG_{prom} = 70\% * 1.05 + 30\% * 0.866$$

$$SG_{prom} = \mathbf{0.9948}$$

**3.19. Densidad del Fluido**

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

**EJEMPLO 3.12 PARA DETERMINAR LA GRADIENTE.**

El agua tiene una densidad de 8.34 lb / gal. Cuál es el gradiente?

$$\text{Gradiente (psi / ft)} = 0.052 * \text{densidad (lb / gal)}$$

$$\text{Gradiente (psi / ft)} = 0.052 * 8.34 \text{ (lb / gal)}$$

$$\text{Gradiente (psi / ft)} = \mathbf{0.433}$$

### 3.20. 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. La clasificación propuesta por el Instituto Americano de Petróleo indica que a una mayor gravedad API el petróleo será más liviano, como se puede ver en el siguiente cuadro.

Cabe indicar que los petróleos ligeros son también los más requeridos en el mercado, y al mismo tiempo los de mayor precio, ya que los costos tanto de extracción como de refinación son menores en comparación con petróleos pesados. Así, se da una relación directa entre la gravedad API y la calidad del petróleo, petróleos más ligeros tienen una mayor calidad, y requieren de menores costos para ser aprovechados que aquellos más pesados.

**TABLA 3.2 GRAVEDAD API**

Aceite Crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Gravedad API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

**Fuente:** Instituto de Petróleo Americano

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz

Es una escala arbitraria usada muy frecuentemente al definir el peso del petróleo en grados API.

- La gravedad API no es una medida de viscosidad.
- El agua tiene una gravedad API de 10°

### Ecuación 3.12 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:** Rubén Alvarado Paz

#### EJEMPLO 3.13 DETERMINAR EL GRADO API

**Datos:**

**SG:** 0.8984

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

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{0.8984} - 131.5$$

$$^{\circ}API = 157.5 - 131.5$$

$$^{\circ}API = 26$$

### 3.21. Cálculo de volumen de Gas.

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

#### 3.21.1. 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.

### 3.21.2. Relación gas – líquido (GLR).

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

#### Ecuación 3.13 Para calcular la 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:** Rubén Alvarado Paz

#### EJEMPLO 3.14 CALCULAR LA RELACIÓN GAS – LÍQUIDO.

Un pozo tendrá un GOR de 350 scf/bbl, Y está produciendo 85% petróleo. ¿Cuál es el GLR?

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

$$GLR \left( \frac{scf}{bl} \right) = \frac{(350) * (85)}{100}$$

$$GLR = 297.5 \text{ scf/bl}$$



# **CAPÍTULO IV**

## **CAPÍTULO IV**

### **4. Análisis del dimensionamiento del Equipo de Bombeo Electrosumergible, instalado en el Pozo SACHA 178 D.**

El diseño de una instalación de Bombeo Electrosumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores.

El procedimiento varía considerablemente con las condiciones del pozo y con los fluidos que van a ser bombeados.

Es muy importante obtener información detallada acerca del estado mecánico del pozo, la historia de producción y las condiciones del yacimiento.

La obtención de buenos datos acerca de estas condiciones antes de realizar el diseño es esencial para un diseño exitoso.

Una vez que el equipo de Bombeo Electrosumergible ha sido diseñado correctamente y su operación ha sido monitoreada adecuadamente, el equipo instalado empieza a ser relativamente económico y libre de problemas.

Es importante conocer los datos básicos de pozo, los datos deben ser confiables, si no lo son podemos tener errores en el diseño del equipo, los datos erróneos frecuentemente traen como resultado una bomba mal diseñada y una operación costosa.

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 del Pozo SAHA 178 D.

<b>Casing</b>		7"	Pulg.
<b>Profundidad Total</b>		10600´	ft
<b>Intervalo de las Perforaciones</b>		10400´ - 10500´	ft
<b>Tubing</b>		3.5"	Pulg.
<b>Caudal</b>		830	Bbls
<b>Presión Estática</b>	Pr	2400	psi
<b>Presión de Fondo Fluyente</b>	Pwf	1840	psi
<b>Corte de Agua</b>		79%	
<b>API</b>		26	
<b>Temperatura de Fondo</b>		225	°F
<b>Gravedad Específica del Agua</b>		1.00	
<b>Gravedad Específica del Gas</b>		0.7	
<b>Producción Deseada</b>		1547	Bl
<b>Profundidad de Asentamiento de la Bomba</b>		8800	ft
<b>Presión de Cabeza</b>		240	PSI
<b>Presión de Burbuja</b>		1148	PSI

## 4.2. Cálculo del Índice de Productividad (IP).

### ECUACIÓN 4.1 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

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

**Fuente:** Manual Didáctico, Fundamentos de la Ingeniería para la Producción de Petróleo con ESP.

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$IP = \frac{830Bl}{2400psi - 1840psi}$$

$$IP = \frac{830Bl}{560psi}$$

$$IP = 1.48 \frac{Bl}{psi}$$

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

### ECUACIÓN 4.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO.

$$Pwf = Pr - \frac{Q.deseado}{IP}$$

**Fuente:** Manual Didáctico, Fundamentos de la Ingeniería para la Producción de Petróleo con ESP.

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$Pwf = 2400psi - \frac{1547Bl}{1.48 \frac{Bl}{psi}}$$

$$Pwf = 2400psi - 1045.27psi$$

$$Pwf = 1354.72psi.$$

#### 4.4. Cálculo de la Gravedad Específica del Crudo.

##### ECUACIÓN 4.3 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL CRUDO.

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

**Fuente:** Manual Didáctico, Fundamentos de la Ingeniería para la Producción de Petróleo con ESP.

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + 26}$$

$$SG = \frac{141.5}{157.5}$$

$$SG = 0.8984.$$

#### 4.5. Cálculo de la Gravedad Específica Promedio.

##### ECUACIÓN 4.4 CÁLCULO DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO.

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

**Fuente:** Manual Didáctico, Fundamentos de la Ingeniería para la Producción de Petróleo con ESP.

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$SG_{prom} = 0.79 * SG 1.00 + 0.21 * SG 0.8984$$

$$SG_{prom} = 0.79 + 0.1886$$

$$SG_{prom} = 0.9786$$

#### 4.6. Cálculo del la Presión en la Entrada de la Bomba (PIP).

##### ECUACIÓN 4.5.1 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA EN LA BOMBA.

$PIP$

$= P_{wf}$

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$PIP = 1354.72psi - \left( \frac{(10450ft - 8800ft) * 0.9786}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right)$$

$$PIP = 1354.72psi - \left( \frac{(1650ft) * 0.9786}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right)$$

$$PIP = 1354.72psi - \left( \frac{1614.7}{2.31 \frac{ft}{psi}} \right)$$

$$PIP = 1354.72psi - (699)$$

$$PIP = 1354.72psi - (699)$$

$$\mathbf{PIP = 655.72 psi}$$

**ECUACIÓN 4.5.2 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE ENTRADA EN LA BOMBA.**

$$PIP = \left\{ \frac{(Prof. Ent. de. flu - Prof. Nivel. de. flu) * SG_{prom}}{2.31 \frac{pies}{pie}} \right\} + 100 psi$$

**Fuente:** Principios del Bombeo Electrosumergible, Plan de entrenamiento 2008

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$PIP = \left\{ \frac{(8800ft - 7500) * 0.9786}{2.31 \frac{pies}{pie}} \right\} + 100 psi$$

$$PIP = \left\{ \frac{(1300ft) * 0.9786}{2.31 \frac{pies}{pie}} \right\} + 100 psi$$

$$PIP = \left\{ \frac{1272.18}{2.31 \frac{pies}{pie}} \right\} + 100 psi$$

$$PIP = \{550\} + 100 psi$$

$$\mathbf{PIP = 650 psi}$$

#### 4.7 Cálculo de la Altura Dinámica.

##### ECUACIÓN 4.6 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$HD = 8800 - \left( \frac{650psi * 2.31 \frac{ft}{psi}}{0.8565} \right)$$

$$HD = 8800 - \left( \frac{1501.5ft}{0.8565} \right)$$

$$HD = 8800 - (1753.06)$$

$$\mathbf{HD = 7046.93 ft}$$

#### 4.8 Cálculo de la Presión de Descarga (PD).

##### ECUACIÓN 4.7 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE DESCARGA.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$Alt.columna(pies) = \frac{240 psi * 2.31pies/psi}{0.8565}$$



$$Alt. columna(pies) = \frac{554.4 ft}{0.8565}$$

$$Alt. columna(pies) = 647.28 ft$$

#### 4.9. Pérdidas por Fricción en la Tubería.

#### ECUACIÓN 4.8 CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$Ft = \frac{21}{1000} * 8800 ft.$$

$$Ft = 0.021 * 8800 ft.$$

$$Ft = 184.8 ft.$$

#### 4.10. Cálculo de la Altura Dinámica Total (TDH).

#### ECUACIÓN 4.9 CÁLCULO DE LA ALTURA DINÁMICA TOTAL.

$$TDH = HD + Ft + PD$$

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$TDH = 7046.93 ft + 184.8 ft + 647.28 ft$$

$$TDH = 7879.01 ft$$

#### 4.11. Cálculo del Número de Etapas.

##### ECUACIÓN 4.10.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$\frac{Cabeza}{Etapa} = 47\% * 0.9786$$

$$\frac{Cabeza}{Etapa} = 46_{ft}$$

##### ECUACIÓN 4.10.2 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$Num.\ Etapas = \frac{7879.01ft}{46ft}$$

$$Num.\ Etapas = 171\ stages$$

#### 4.12. Cálculo de la Potencia al Freno.

##### ECUACIÓN 4.11 CÁLCULO DE LA POTENCIA AL FRENO.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$BHP = 0.644 * 171 * 0.8565$$

$$BHP = 94.32 \text{ HP}$$

#### 4.13. Cálculo de la Relación Gas – Petróleo.

##### 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:** Rubén Alvarado Paz.

Donde:

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

$$R_S = 0.7 * \left( \frac{650}{18} * \frac{10^{0.0125*26}}{10^{0.00091*225}} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.7 * \left( \frac{650}{18} * \frac{10^{0.32}}{10^{0.2047}} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.7 * \left( \frac{650}{18} * \frac{2.089}{1.602} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.7 * \left( \frac{1357.85}{28.8} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 0.7 * (47.14^{1.2048})$$

$$R_S = 0.7 * 103.77$$

$$R_S = 72.63 \frac{\text{scf}}{\text{stb}}$$

#### 4.14. Cálculo del factor de Volumen de la Formación.

##### ECUACIÓN 4.13 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACIÓN.

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

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$Y_g =$  Gravedad Específica del Gas

$Y_o =$  Gravedad Específica del Petróleo

$$F = 72.63 * \left(\frac{0.7}{0.8984}\right)^{0.5} + 1.25 * 225$$

$$F = 72.63 * \left(\frac{0.7}{0.8984}\right)^{0.5} + 281.25$$

$$F = 72.63 * (0.8827) + 281.25$$

$$F = 64.10 + 281.25$$

$$F = 345.35$$

Por lo tanto:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * (345.35)^{1.175}$$

$$B_o = 0.972 + 0.1411$$

**$B_o = 1.113$  bbl en el yacimiento / bbl en el tanque de almacenamiento.**

#### 4.15. Cálculo del factor de volumen de gas.

#### 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:** Rubén Alvarado Paz.

Donde:

Z= 0.85

T= Temperatura en grados Kelvin

P= PIP + 14.7

$$B_g = \frac{5.04 * 0.85 * (225 + 460)}{670.42}$$

$$B_g = \frac{5.04 * 0.85 * (685)}{670.42}$$

$$B_g = \frac{2934.54}{670.42}$$

$$B_g = 4.37 \frac{bbl}{mcf}$$

#### 4.16. Cálculo del volumen total de gas.

##### ECUACIÓN 4.15 CÁLCULO DEL VOLUMEN TOTAL DEL GAS.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

Donde:

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

$$T_G = \frac{(1547 * 0.21) * 240}{1000}$$

$$T_G = \frac{(324.87) * 240}{1000}$$

$$T_G = \frac{77968.8}{1000}$$

$$T_G = 77.96 \text{ mcf}$$

#### 4.17. Cálculo del gas en solución.

##### ECUACIÓN 4.16 CÁLCULO DEL GAS EN SOLUCIÓN.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

Donde:

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

$$S_G = \frac{(1547 * 0.21) * 72.63}{1000}$$

$$S_G = \frac{(324.87) * 72.63}{1000}$$

$$S_G = \frac{23595.30}{1000}$$

$$S_G = 23.59 \text{ mcf}$$

#### 4.18. Cálculo del gas Libre

##### ECUACIÓN 4.17 CÁLCULO DEL GAS LIBRE.

$$F_G = T_G - S_G$$

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$F_G = 77.96\text{mcf} - 23.59\text{mcf}$$

$$F_G = 54.37\text{mcf}$$

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

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

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

Donde:

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

$$V_o = 325 * 1.113$$

$$V_o = 361.72 \text{ BOPD}$$

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

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

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$V_G = 54.37 \text{ mcf} * 4.37 \frac{\text{bbl}}{\text{mcf}}$$

$$V_G = 237.49 \text{ BGPD}$$



#### 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.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$V_W = 1547 * 0.79$$

$$V_W = 1222.13 \text{BWPD.}$$

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

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

$$V_t = V_O + V_G + V_W$$

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$V_t = 361.72 + 237.49 + 1222.13$$

$$V_t = 1821.34 \text{BFPD}$$

#### 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.

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

**Fuente:** Baker Hughes-Centrilift, The 9 Step Manuals

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

$$\%GAS\ libre = \frac{237.49B GPD}{1821.34BFPD} * 100$$

$$\%GAS\ libre = 0.13 * 100$$

$$\%GAS\ libre = 13\%$$

#### 4.24. Equipos a utilizarse en el Pozo SACHA 178D.

Separador de gas.- si se requiere de un separador de gas como Intake para la bomba debemos de remitirnos al catalogo para la selección del separador adecuado.

Protector.- normalmente la serie del protector es similar que la de la bomba, aún cuando haya excepciones, existen couplins para realizar el ensamble de los equipos, para este caso seleccionamos la serie 513, protector LSBPB.

Motor.- Motor serie 540, debe usarse con la bomba serie 400.

El voltaje del motor puede elegirse en base a las siguientes condiciones. Los motores de alto voltaje y en consecuencia baja corriente, tienen que usar conductores de menos diámetro.

Tamaño del cable.- El tamaño del cable se determina en base a su capacidad de transportar corriente.

Tipo de cable.- debido a las condiciones del como, presencia de gas y alta temperatura, se utilizara el cable 200 Centriline.

Longitud del cable.- la profundidad establecida de la bomba es 8800 ft, con 120 ft de cable para conexiones en superficie, la longitud será 8920 ft.

Venteo del cable.- debe instalarse una caja de venteo del cable entre el cabezal del pozo y el controlador del motor, para proveer que el gas pase al controlador.

Equipment and Results			
Pump Information.			
Type	REDA 400 GN 1100		
Satages	171	Standing Configuration	CR-CT
Staging Type	ES		

Gas Separator			
Type	REDA 540/540	Power hp	0.0
		Free gas into pump %	13

Motor Nameplate Information			
Type	REDA 540F111 dominator	Volts	1597.6
Power hp	165	Speed RPM	3232.2
Amp	60		
Winding number	F 111		

Cable Information	
Type	EL-200
Conductor Size	4
Length ft	8920

Protector	
Type	513
Configuration	LS-BPB

#### 4.25 Tabla de resultados.

<b>Índice de Productividad</b>	1.48	Bl/psi
<b>Presión de fondo</b>	1354.72	psi
<b>Gravedad Específica del crudo</b>	0.8984	
<b>Gravedad Específica Promedio.</b>	0.9786	
<b>Presión e la entrada de la bomba.</b>	650	psi
<b>Altura Dinámica.</b>	7046.93	ft
<b>Presión de descarga</b>	647.28	ft
<b>Perdidas por fricción en la tubería</b>	184.8	ft
<b>Altura dinámica total</b>	7879.01	ft
<b>Número de etapas.</b>	171	
<b>Potencia al freno</b>	94.32	
<b>Cálculo de la Relación Gas-Petróleo</b>	72.63	scf/stb
<b>Factor volumétrico de la formación</b>	1113	bbl/stock
<b>Factor volumétrico del gas</b>	4.37	bbl/mcf
<b>Volumen total del gas</b>	77.96	mcf
<b>Gas en solución</b>	23.59	mcf
<b>Gas libre</b>	54.37	mcf
<b>Volumen de petróleo en la entrada de la bomba</b>	361.72	BOPD
<b>Volumen de gas en la entrada de la bomba</b>	237.49	BGPD
<b>Volumen de agua e la entrada de la bomba</b>	1222.13	BWPD
<b>Volumen total de fluidos en la entrada de la bomba</b>	1821.34	BFPD
<b>Porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba.</b>	13	%

#### 4.26. Equipo a utilizarse.

<b>General Report</b>		<b>Schlumberger</b>	
Company:	RIO NAPO	Project:	ESP Design
Engineer:	A. ESQUIVEL	Date:	5/26/2010

## TECHNICAL DESIGN

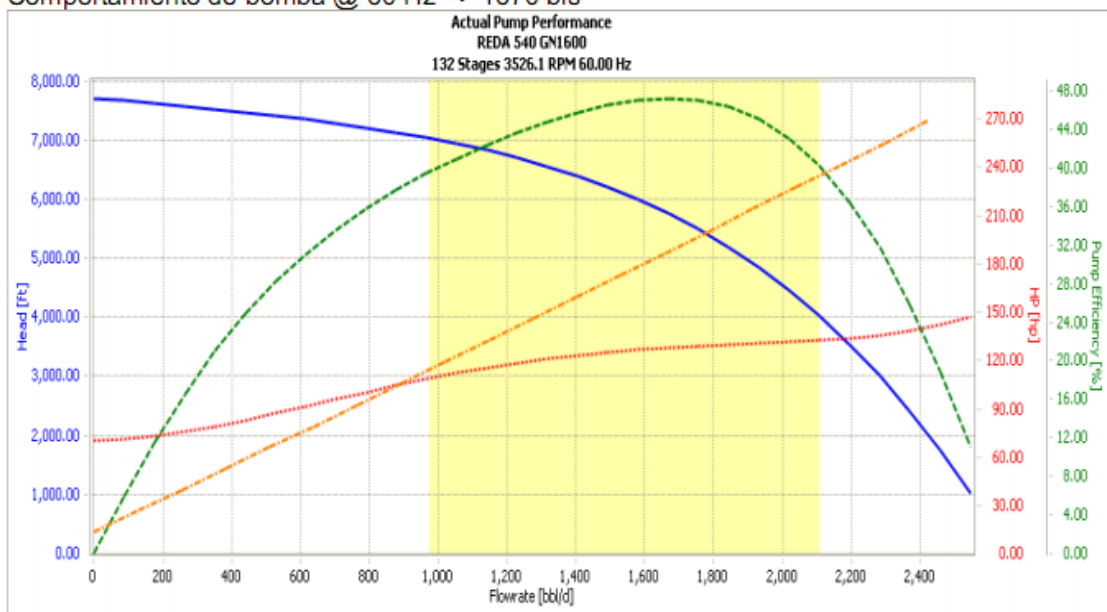
General Information and Contact Details	
Project	ESP Design
Prepared by	A. ESQUIVEL
Date	5/26/2010 12:00:00 AM
Company	RIO NAPO
Field & Lease	SACHA
Well Number	SACHA 178 D
API Well Reg. #	26
State & Country	ORELLANA - ECUADOR
Company Engineer	ING CARLOS OBREGON
Contact Address	LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
E-Mail	aesquivel@slb.com
Phone	092529383
Fax	

### Comment.

#### EQUIPO BES:

- 02 EA BOMBA GN 1100 90 + 81 ETAPAS, SERIE 400 RA.
- 01 EA GAS SEPARADOR, RF, SERIE 540 RA.
- 01 EA, SET DE PROTECTORES LSBPB SL-HL, SERIE 513 RA.
- 01 EA MOTOR 165 HP 1597 V, 60 A, SERIE 540 RA.
- 01 EA SENSOR XT-1
- 10000 CABLE 4/1 CON CAPILAR 3/8

Comportamiento de bomba @ 60 Hz => 1670 bls



# **CAPÍTULO V**

## CAPÍTULO V

### 5.1 Conclusiones.

- El sistema de levantamiento artificial de Bombeo Electrosomergible, es uno de los más eficientes métodos de producción de petróleo, y es uno de los más utilizados en la actualidad en pozos petroleros del Ecuador, ya que este método nos permite producir petróleo, en pozos profundos, y a temperaturas muy altas.
- Con un estudio técnico y a su vez con datos obtenidos del pozo, se puede determinar el método de levantamiento artificial, y la vez podremos determinar cuál es el sistema más conveniente, para ser utilizado en el pozo, esto a su vez se lo realiza mediante la determinación de parámetros existentes en el pozo como, caudal, grado API del crudo, presiones, temperatura, etc. Mediante estos parámetros podemos realizar un diseño del equipo de Bombeo Electro somergible.
- Para lograr un éxito total en el funcionamiento del equipo de Bombeo Electrosomergible, se debe realizar un dimensionamiento del equipo con datos reales del pozo, ya que de esto depende la vida útil que tendrá el equipo y su eficiencia que tendrá al trabajar dentro del pozo.
- Una mala selección del tipo de sistema de levantamiento artificial, y de un mal dimensionamiento del equipo a instalarse, debido a que no se tomen las precauciones debidas, como datos incorrectos de parámetros del pozo, involucrara muchas cosas perjudiciales para el pozo, así como gastos, y pérdidas de tiempo. Pero una buena selección de sistema de levantamiento artificial,

análisis y un buen diseño del equipo, podrá mejorar las condiciones del pozo, y se podrá llegar a la producción estipulada.

- La descripción del equipo de Bombeo Electrosomergible, es muy importante para el entendimiento del manejo y del uso de sus varios componentes que posee dicho sistema, además de entender el funcionamiento que tienen los componentes del sistema y a su vez saber que equipos se van a instalar en el pozo.
- El dimensionamiento del sistema de Bombeo Electrosomergible, es un parámetro fundamental tanto para técnicos como también para estudiantes, ya que podremos estudiar los parámetros más importantes que se deben tomar en cuenta para el diseño del sistema de Bombeo Electrosomergible.
- En el dimensionamiento del equipo BES se obtuvo como resultado que existe porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba, es por esto que, la presencia de gas libre en la entrada de la bomba centrífuga, es un parámetro importante a tomarse en cuenta, ya que el gas es un factor que no puede ser despreciable en el diseño del sistema de Bombeo Electrosomergible, ya que el gas puede causar daños prematuros o a futuro dentro del sistema BES. Es por eso, que en este caso de diseño del sistema de Bombeo Electrosomergible, se debe trabajar con un separador de gas como succión a la entrada de la bomba, este a su vez ayudara a separar gas libre para que no entre a la bomba, y también mejorar y mantener la vida útil del equipo.
- Además el uso del sensor de fondo, es un equipo muy importante para obtener lecturas reales de lo que pasa en el fondo del pozo en tiempo real, este es el único equipo dentro del sistema de Bombeo Electrosomergible, que nos



permitirá obtener lecturas acerca del funcionamiento total del sistema de Bombeo Electrosomergible, por medio de este equipo , los técnicos tienen contacto directo del pozo, a estos datos que obtenemos del pozo los podemos visualizar mediante un display que se tiene en superficie, además el sensor de fondo nos podrá determinar datos como: temperatura, presión de fondo, presión en la entrada de la bomba, temperatura del motor, vibraciones, etc. Mediante el sensor de fondo, en superficie podremos setear con alarmas en el variador para que si en caso que tengamos un descontrol en el pozo, este se pueda apagar automáticamente, y a su vez tomar las medidas de control necesarias para que no se dañe el equipo de Bombeo Electrosomergible.

## 5.2 Recomendaciones.

- Para mejorar la condiciones de un pozo petrolero, como mejorar la producción de crudo, se debe realizar varios trabajos de investigación y comparación de resultados, para poder determinar cual será el mejor método artificial a utilizarse para la extracción de crudo hacia la superficie, esto básicamente dependerá de un correcto diseño y dimensionamiento de equipos de le levantamiento artificial.
- Se debe tomar en cuenta que se debe seguir el procedimiento total sobre los parámetros que deben hacer para realizar un buen diseño del equipo de Bombeo Electrosumergible, en la actualidad y a nivel de empresas prestadoras de servicios petroleros se tienen diferentes software, que son utilizadas por técnicos, para la realización de diseños de bombas electro sumergibles, pues hoy en día la tecnología se ha innovado, y nos a facilitado el trabajo para realizar un correcto diseño de bomba electro sumergible, dándonos como resultados las mejores opciones de equipos de bombeo electro sumergible. Es por este motivo que en el presente trabajo realizo un dimensionamiento del equipo de Bombeo Electrosumergible, pero de forma manual ya que como estudiantes lo más importante para nosotros es saber como se obtienen los resultados, y saber interpretar los mismos, para que en un futuro poder manejar de una forma correcta los diferentes sistemas computacionales.
- Se debe tomar en cuenta y a su vez se recomienda, que para obtener un buen análisis y un correcto dimensionamiento del sistema de Bombeo Electrosumergible, se debe trabajar con datos reales del pozo, y se debe

tomar en cuenta que la persona encargada en el diseño del sistema de Bombeo Electrosumergible, debe tener una gran experiencia referente al tema, y también debe tener un buen criterio de las condiciones del sistema.

- En este caso se recomienda instalar en el Pozo SACHA 178D el sistema de Bombeo Electrosumergible, debido a que el pozo tiene condiciones adversas, como por ejemplo, las perforaciones están a grandes profundidades, pozo con alta temperatura, es por esto que se comprobó que el sistema de Bombeo Electrosumergible es el más eficiente para trabajar en este pozo, y a su vez mejorar la producción de crudo.
- Pese a que el sensor de fondo es uno de los equipos opcionales que se pueden instalar en el sistema de Bombeo Electrosumergible, se recomienda siempre trabajar con este, ya que por medio del sistema del sensor de fondo podremos obtener datos en tiempo real, referente al comportamiento del pozo en el fondo, sin este equipo no podríamos saber si el equipo está trabajando en óptimas condiciones.
- En la actualidad a nivel de las industrias petroleras, existen varios tipos de software que nos permite realizar análisis, diseños, dimensionamientos de equipos de Bombeo Electrosumergible. Pero cabe recalcar que para manejar estos tipos de software se debe considerar que los técnicos o estudiantes, deben primeramente saber y entender sobre los parámetros que se deben considerar para un diseño, es por esto que esta tesis tiene como un punto importante realizar un análisis del dimensionamiento del sistema de Bombeo Electrosumergible, por medio de cálculos manuales, y a su vez con esto se

puede entender de una mejor forma las consideraciones que se tomen en cuenta en un diseño de equipo.

## Bibliografía

1. ANÓNIMO, Principios de Bombeo Electro-sumergible, Plan de entrenamiento 2008.
2. BAKER HUGHES, 9 Step, Centrilift.
3. CENTRILIFT, Electro-sumergible Pump Service Manual, 2004.
4. CORRALES MARCO, Fundamentos de la Ingeniería para la producción de petróleo con ESP.
5. OILVEN, Conversión de grados API a densidad relativa.
6. PETROGROUP, Diseño, Selección, Optimización del Sistema de Bombeo Electro-sumergible.
7. PETROPRODUCCIÓN, Rio Napo, Historial de Producción del pozo SACHA 178D.
8. REDA- SCHLUMBERGER Manual de equipos, Quito-Ecuador, 2001.
9. REDA-SCHLUMBERGER, Aplicaciones de los variadores de frecuencia, Coca-Ecuador, 2002.
10. SCHLUMBERGER, Curso BES.
11. SCHLUMBERGER, Funciones del protector.
12. SCHLUMBERGER, WCP, AL presentations.
13. SENER, Glosario de Términos Petroleros.

## **Glosario de Términos**

**ACEITE.-** Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Su viscosidad es 10,000 centipoises.

**ACEITE EXTRA PESADO.-** Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento.

**ACEITE LIGERO.-** La densidad de este aceite es entre 27 y 38 grados API.

**ACEITE PESADO.-** Es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

**ACEITE SUPERLIGERO.-** Su densidad es mayor a los 38 grados API.

**ÁRBOL DE NAVIDAD.-** Es un conjunto de tubos y válvulas ordenadas de abajo hacia arriba, en orden descendente de tamaño, por lo que da el aspecto de un árbol de navidad. Se utiliza para controlar la presión de la salda del petróleo o gas.

**ARENA PRODUCTORA.-** Capa de arena o arenisca donde se encuentra acumulación de hidrocarburos.

**BARRIL.-** Unidad de medida de volumen para petróleo, equivale 42 galones americanos.

**BES.-** Bombeo Electro-sumergible.

**BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.-** Método de levantamiento en pozos de petróleo, consiste en bajar una bomba accionada con un motor eléctrico al fondo del pozo para impulsar en crudo a la superficie.

**BOMBEO HIDRÁULICO.-** Método de levantamiento artificial en pozos de petróleo, consiste en bajar una bomba hidráulica que es accionada por fluido motriz e inyectada a presión desde la superficie.

**BOMBEO MECÁNICO.-** Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de este a la superficie.

**BOMBEO NEUMÁTICO.-** Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de ésta, y la tubería de revestimiento.

**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.

**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.

**COSTO DE PRODUCCIÓN.-** Son las alícuotas de los reembolsos de las inversiones, costos, y gastos efectuados en el periodo de explotación, y en el periodo de explotación, incluido el pago por servicios que realice la empresa al contratista. Además comprende cualquier otra inversión o gastos efectuados por PETROECUADOR, vinculados directamente con la operación en el área materia del contrato de prestación de servicios.

**DENSIDAD.-** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

**DENSIDAD API.-** Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:  $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$ . La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

**GAS LIBRE.-** Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

**GAS ASOCIADO EN SOLUCIÓN.-** Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

**GAS NATURAL.-** Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

**GLR.-** Relación Gas-Petróleo.

**GOR.-** Relación Gas-Aceite.



**HIDROCARBUROS.-** Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

**ÍNDICE DE HIDROCARBUROS.-** Medida de la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento por unidad de área.

**IP.-** Índice de Productividad.

**IPR.-** Índice de Productividad relativa.

**PETRÓLEO.-** Mezcla de carburos de hidrógeno líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica), ocurrida en paleocuevas bajo condiciones específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado con gases.

**PLATAFORMAS FIJAS.-** (Fixed Platform - FP) consiste en una estructura vertical hecha de secciones ó tramos de acero tubulares cimentados en el fondo del mar, con una cubierta colocada en la parte superior proporcionando el área para la instalación del equipo de perforación, instalaciones de producción y áreas habitacionales. La plataforma fija es económicamente factible para su instalación en profundidades hasta de 400 metros.

**PLATAFORMAS MARINAS.-** Estructuras artificiales que se levantan sobre el lecho marino y que sirven de soporte a los equipos de perforación con la finalidad de explorar o explotar yacimientos petrolíferos. Estas pueden ser fijas, semifijas o auto elevables.

**PLATAFORMAS TERRESTRES.-** Estructuras artificiales instaladas sobre el área de perforación (para de perforación) que soportan el equipo de perforación.

**POZO DE DESARROLLO.-** Pozos que se instrumentan para ser productivos, una vez explorado y localizado el campo petrolífero.

**POZO PETROLERO.-** Perforación efectuada por medio de barrenas de diferentes diámetros y a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos. El método más utilizado es el rotatorio, y las perforaciones pueden desarrollarse con o sin recuperación de núcleo.

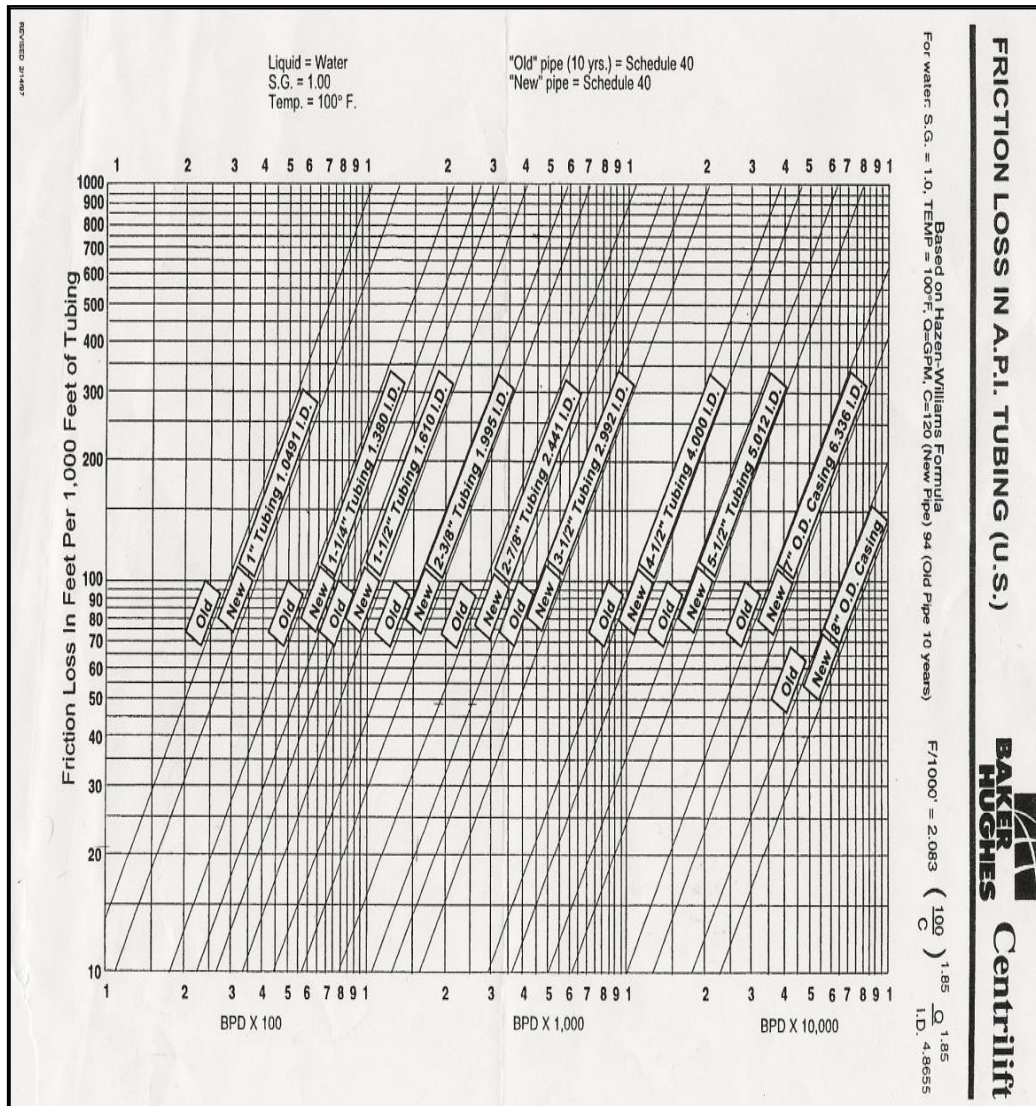
**RESERVAS PETROLERAS.-** Volumen de hidrocarburos y sustancias asociadas, localizado en las rocas del subsuelo, que pueden ser recuperables económicamente con métodos y sistemas de explotación aplicables a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones.

**TUBERÍA DE DESCARGA.-** Tubería mediante la cual se transportan los hidrocarburos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separación, a la planta de tratamiento o a los tanques de almacenamiento.

**YACIMIENTO PETROLERO.-** Depósito de hidrocarburos atrapados en rocas sedimentarias margo-arenosas a profundidades que varían de 200 a 7000 metros bajo el nivel medio del mar. Existen yacimientos en diversas estructuras geológicas tales como anticlinales, afallamientos, plegamientos recostados y recumbentes, así como en domos salinos, entre otras estructuras.

# **ANEXOS**

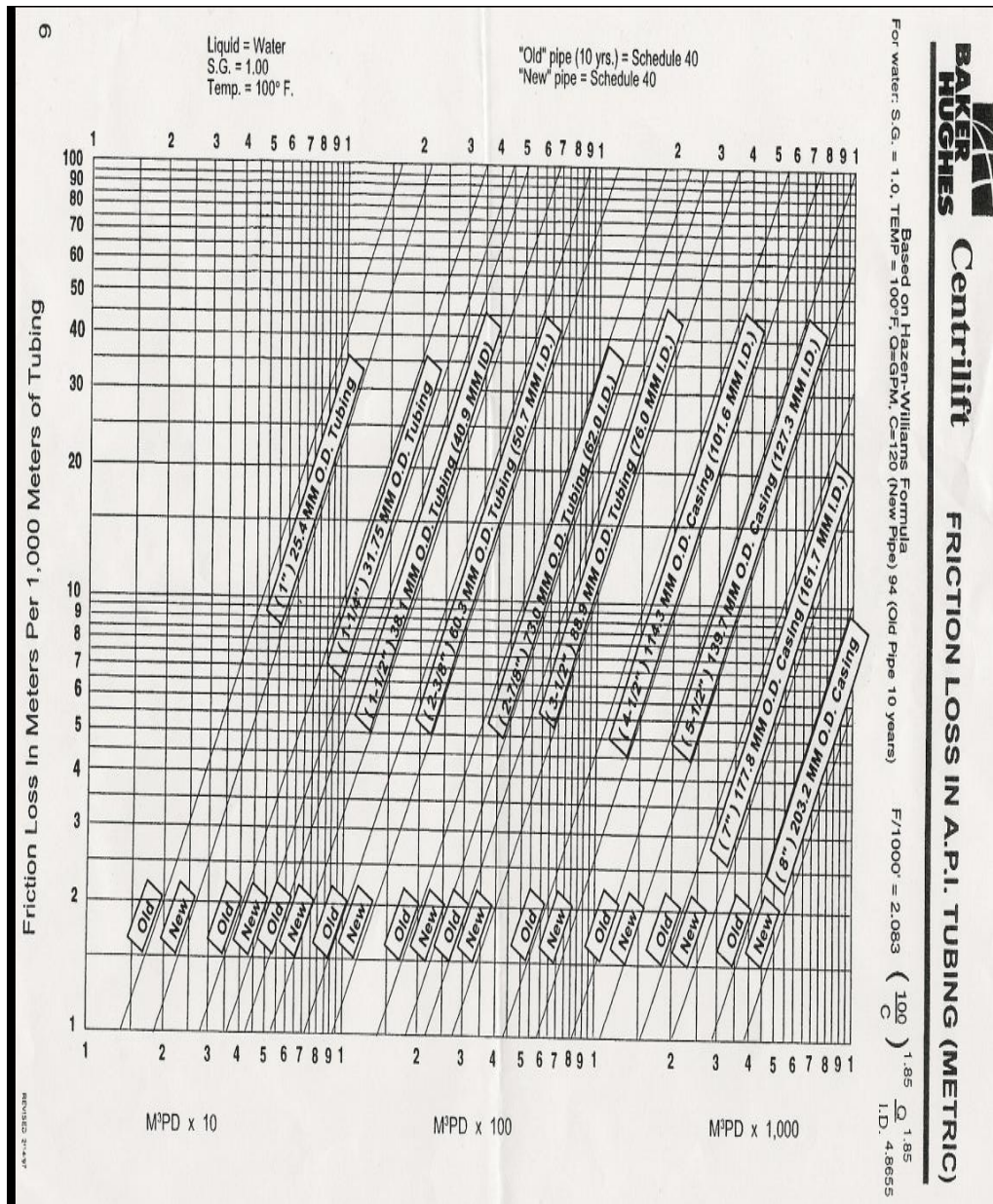
# ANEXO 1 TABLA PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA.



**Fuente:** CENTRILIFT, Baker Hughes

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

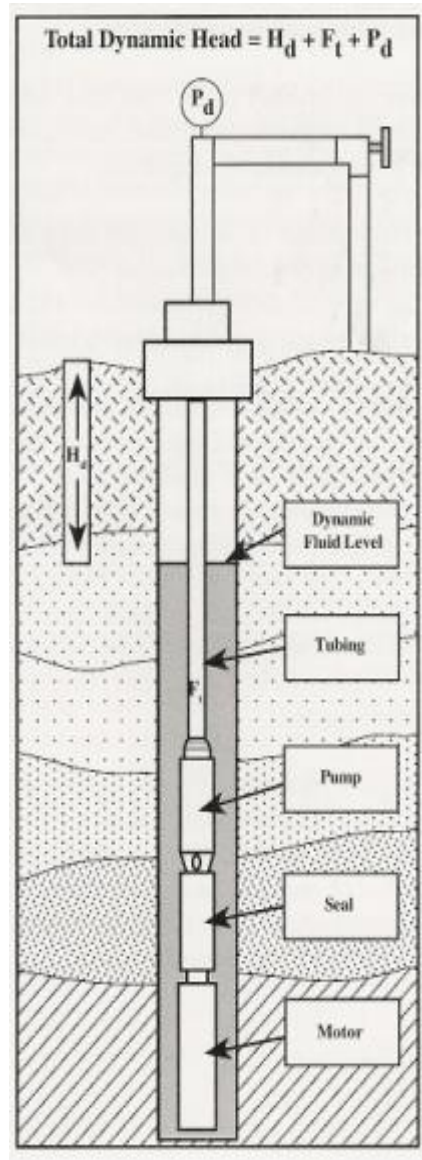
## ANEXO 2 TABLA PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA.



**Fuente:** CENTRILIFT, Baker Hughes

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

### ANEXO 3 DISEÑO DE UN EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE



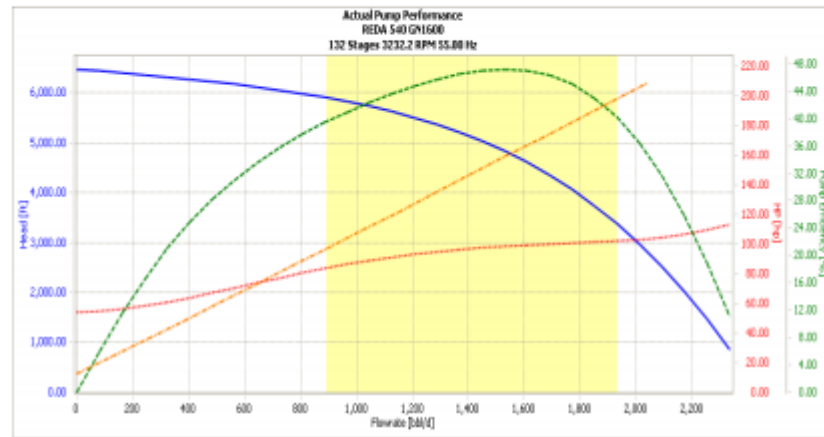
**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.

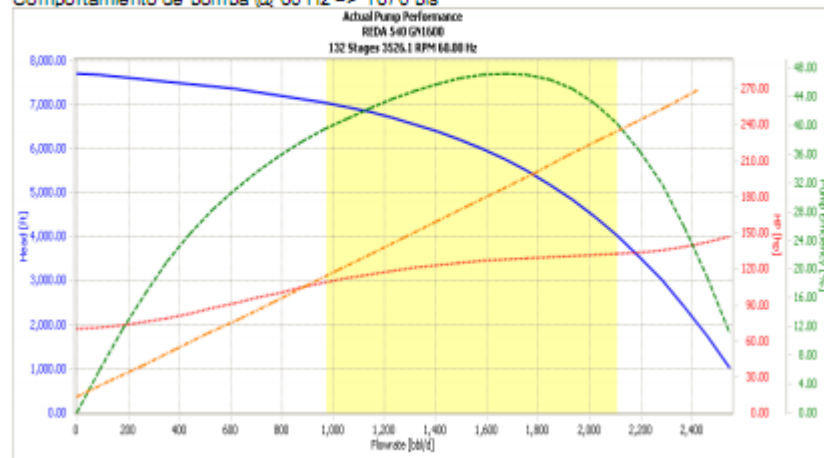
## ANEXO 4 COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA A DIFERENTES VALORES DE FRECUENCIA.

<b>General Report</b>		<b>Schlumberger</b>	
Company:	RIO NAPO	Project:	ESP Design
Engineer:	A. ESQUIVEL	Date:	5/26/2010

Comportamiento de bomba @ 55 Hz => 1447 bls



Comportamiento de bomba @ 60 Hz => 1670 bls



**Fuente:** Schlumberger, Manual “Fundamentos del Bombeo Electrosumergible”

**Elaborado por:** Rubén Alvarado Paz.