



UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE LA CIENCIAS DE LA INGENIERIA

CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO

TEMA:

**“REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN ELECTRO SUMERGIBLE IMPLEMENTADA
EN EL POZO J-01 CONSIDERANDO EL NUEVO VALOR DE GOR PRESENTE EL
POZO”**

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO

“CASO PRACTICO”

TESINA

AUTOR:

CHARLES DARWIN CARRERA VERA

TUTOR:

ING.ROMEL ANGEL ERAZO BONE.MSc

LA LIBERTAD-ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA

CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO

TEMA:

**“REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN ELECTRO SUMERGIBLE
IMPLEMENTADA EN EL POZO J-01 CONSIDERANDO EL NUEVO VALOR
DE GOR PRESENTE EL POZO”**

PROYECTO PRACTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO

“CASO PRACTICO”

TESINA

AUTOR:

CHARLES DARWIN CARRERA VERA

TUTOR:

ING.ROMEL ANGEL ERAZO BONE. MSc

LA LIBERTAD-ECUADOR

2020

UPSE



Santa Elena, 28 de Septiembre 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada **“Rediseño de la Completación Electro Sumergible Implementada en el pozo J-01 considerando el nuevo valor de GOR presente el pozo”**, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Charles Darwin Carrera Vera

Autor: Nombres y Apellidos

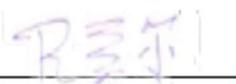
Firma: 

N° de Cedula: 2100633128

Correo: charles.carreravera@upse.edu.ec

Romel Ángel Erazo Bone

Tutor: Nombres y Apellidos

Firma: 

N° de Cedula: 0802990838

Correo: raerazo@upse.edu.ec

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA

CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO

TEMA:

“REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN ELECTRO SUMERGIBLE IMPLEMENTADA EN EL POZO J-01 CONSIDERANDO EL NUEVO VALOR DE GOR PRESENTE EL POZO

AUTOR: CARRERA VERA CHARLES DARWIN

TUTOR: ERAZO BONE ROMEL ANGEL

RESUMEN

Con el objetivo de realizar un rediseño de la completación electro sumergible existente en el pozo J-01 considerando el nuevo valor de GOR presente en el pozo, se desarrolló este trabajo el cual consta de cuatro capítulos que se detallan a continuación.

En el capítulo I se da a conocer la problemática del trabajo mediante una descripción detallada del caso práctico planteado y se definen los objetivos específicos que ayudaran a la resolución del objetivo general y por tanto del trabajo. En el capítulo II se realiza una descripción del sistema de bombeo electro sumergible donde se detalla el funcionamiento de los equipos de superficie y subsuelo que conforman el sistema, además de esto se describe los aspectos y requerimientos de aplicabilidad de cada uno de los componentes que conforman el sistema ESP.

En el capítulo III se procede al rediseño del sistema ESP para el pozo J-01 considerando las características específicas del pozo y los parámetros de interés, en el diseño se detalla un paso a

paso del proceso que involucra el diseño, así mismo se detalla las consideraciones técnicas de cada uno de los equipos que conforman el sistema ESP, para su implementación en el pozo J-01.

Finalmente en el capítulo IV se manifiestan las conclusiones obtenidas a lo largo de todo el trabajo y se exponen ciertas recomendaciones que pueden servir de ayuda en trabajos futuros relacionados al sistema de bombeo electro sumergible.

Palabras claves: Bombeo electro sumergible, Diseño de sistema ESP, Alta relación gas-petróleo, Gas libre.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA

CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO

TEMA:

“REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN ELECTRO SUMERGIBLE IMPLEMENTADA EN EL POZO J-01 CONSIDERANDO EL NUEVO VALOR DE GOR PRESENTE EL POZO

AUTOR: CARRERA VERA CHARLES DARWIN

TUTOR: ERAZO BONE ROMEL ANGEL

ABSTRACT

In order to carry out a redesign of the existing electro-submersible completion in well J-01 considering the new value of GOR present in the well, this work was developed which consists of four chapters that are detailed below.

In chapter I the problem of the work is presented by means of a detailed description of the practical case raised and the specific objectives that help to solve the general objective and therefore the work are defined. In chapter II a description of the electro-submersible pumping system is made where the operation of the surface and subsoil equipment that make up the system is detailed, in addition to this, the aspects and applicability requirements of each of the components that make up the system are described. the ESP system.

In chapter III we proceed to redesign the ESP system for well J-01 considering the specific characteristics of the well and the parameters of interest, in the design a step-by-step process that

involves the design is detailed, as well as the Technical considerations of each of the equipment that make up the ESP system, for its implementation in well J-01.

Finally, in chapter IV, the conclusions obtained throughout the work are shown and certain recommendations are presented that may help in future work related to the electro-submersible pumping system.

Keywords: Electro-submersible pumping, ESP system design, High gas-oil ratio, Free gas.

INDICE DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	iii
RESUMEN.....	iv
INDICE DE FIGURAS.....	xi
GLOSARIO DE ABRIAVIATURAS.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	2
1 DEFINICION DEL PROBLEMA.....	2
2 JUSTIFICACION.....	5
3 OBJETIVOS.....	6
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	6
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	6
CAPITULO II.....	7
4 DESCRIPCION DEL SISTEMA ESP.....	7
4.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	7
4.1.1 Fuente de Alimentación:.....	7
4.1.2 Variador de frecuencia:.....	8
4.1.3 Controladores del motor:.....	9
.....	11
4.1.4 Transformadores:.....	11
4.1.5 Junction box o caja de venteo:.....	12

4.2 EQUIPOS DE SUBSUELO.....	13
4.2.1 Cabeza de descarga.....	15
4.2.2 Bomba (Entrada, Separadores y Manejadores de gas).....	15
5.2.3 Protectores.....	25
4.2.4 Motores.....	28
5.2.5 Cable de Potencia.....	32
4.2.6 Sensor de Fondo.....	36
CAPITULO III.....	37
5 REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN ELECTRO SUMERGIBLE PARA EL POZO J-01.....	37
5.1 PROCESO DE DISEÑO.....	37
5.1.1 Recolección de datos necesarios para el diseño.....	37
5.1.2 Determinar la capacidad productiva del pozo.....	41
5.1.3 Determinación de la presión de fondo fluente a la tasa de diseño.....	42
5.1. 4 Determinar la presión de succión de la bomba (PIP).....	42
5.1. 5 Calculo de gas presente en el sistema.....	44
5.1.6 Calculo de la cabeza dinámica total (TDH).....	50
5.1.7 Selección de la bomba.....	52
5.1.8 Selección de protectores.....	57
5.1.9 Selección del motor.....	59

5.1.10 Selección del cable de potencia.	61
5.1.11 Selección del controlador y transformador en superficie.	62
5.1.12 Resumen de Equipos a Instalar en el pozo J-01.	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	66
CONCLUSIONES	66
RECOMENDACIONES	68
BIBLIOGRAFÍA	69

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Variador de Frecuencia.	9
Figura 2.2 . Controlador VSD	11
Figura 2.3. Transformador elevador	11
Figura 2.4 Disposición de cable de fondo y superficie en el Junction Box.	12
Figura 2.5. Configuración típica de los equipos de subsuelo.....	14
Figura 2.6. Cabeza de Descarga.....	15
Figura 2.7. Sección transversal de un diseño típico	16
Figura 2.8 . Separador de flujo inverso.....	21
Figura 2.9. Funcionamiento Separador Dinámico.	22
Figura 2.10. Impulsor y Difusor.....	23
Figura 2.11. Etapa de tipo Radial.....	24
Figura 2.12. Etapa tipo mixto.....	25
Figura 2.13. Tipos de protectores.....	27
Figura 2.14. Partes del estator.	31
Figura 2.15. Rotor y sus partes	31
Figura 2.16. Cable de potencia redondo.	32
Figura 2.17. Esquema de un cable de potencia.	34
Figura 3.1 Correlacion de Tupín.	49
Figura 3. 2. Curva de rendimiento de la bomba S8000N.....	55

Figura 3.3 Capacidad de carga de un protector en función de la temperatura del pozo..	58
Figura 3.4. Perdidas de voltaje a través del cable de potencia.....	62
Figura 3.5. Componentes a instalar en el pozo A-01	65

GLOSARIO DE ABREVIATURAS.

ΔH_{fr} : Perdidas de carga por fricción.

Δh_{fr} : Factor de Hazen-Williams.

B_g : Factor volumétrico del gas

B_o : Factor volumétrico del petróleo.

B_w : Factor volumétrico del agua.

F_{TB} : Empuje máximo en el cojinete de la bomba

HP_{pump} : Potencia de la bomba

HP_{system} : Requisito de potencia del sistema

L_{perf} : TVD de los perforados.

L_{set} : TVD de sentamiento de la bomba.

P_{max} : Presión interna máxima de la bomba

P_{max} : Presión interna máxima de la bomba.

P_{pc} : Presión pseudocrítica.

P_{pr} : Presión pseudoreducidas.

R_{free} : Relación gas-petróleo libre bajo condiciones de succión de la bomba.

R_s : Relación gas-petróleo en solución en condiciones de succión.

SG_g o γ_g : Gravedad específica del gas.

SG_{mix} : Gravedad específica de la mezcla de fluidos (agua, petróleo y gas).

SG_{oil} : Gravedad específica del petróleo.

SG_{water} : Gravedad específica del agua.

T_{pc} : Temperatura pseudocrítica.

T_{pr} : Temperatura pseudoreducidas.

U_{super} : Voltaje en superficie requerido

$grad_1$: Gradiente promedio del fluido

q_{free} : Tasa volumétrica de gas libre

q_l : Tasa volumétrica líquida.

q_o : Tasa volumétrica del petróleo.

q_w : Tasa volumétrica del agua.

$^{\circ}API$: Gravedad API del petróleo.

BHP: Presión de fondo fluyente.

BSW: Contenido de agua libre y sedimentos que trae el crudo.

CHP: Presión en el casing.

EPDM: Monómero de Etileno Propileno Dieno.

GOR: Relación de gas producido con respecto al gas producido.

IP: Índice de productividad.

K: Permeabilidad.

MD: Profundidad Desarrollada, incluye todo el recorrido de las tuberías.

Pb: Presión de burbuja.

Pe: Presión estática.

Pwf: Presión de fondo fluyente.

TDH: Cabeza dinámica total

THP: Presión en el cabezal

TVD: Profundidad vertical real.

WHT: Temperatura en el cabezal

PIP: Presión de entrada o succión de la bomba

Z: Factor de desviación del gas.

INTRODUCCIÓN

Por lo general los pozos petroleros en sus primeras etapas de vida fluyen naturalmente a la superficie gracias a la presión de fondo del pozo, esta energía es mayor a todas las pérdidas de presión que se originan en todo el trayecto del flujo desde el yacimiento hasta el separador. Cuando la presión de fondo ya no es lo suficientemente grande para superar la pérdidas de presión se utiliza generalmente métodos de levantamiento artificial, entre los métodos de levantamiento artificial más utilizados a nivel mundial se encuentra el bombeo electro sumergible, según (Takacs, 2008) “más del 10% de la producción mundial de petróleo se lo realiza con instalaciones de bombeo electro sumergible” (pag.6).

Pese a ser un método de producción altamente aceptado a nivel mundial por sus ventajas funcionales presenta ciertos problemas que son característicos de este método especialmente en relación al manejo del gas en la entrada y etapas de la bomba sumergible, según (Oliva, Galvao, dos Santos, & Maitelli, 2015) “uno de los principales problemas relacionados con el uso del método de elevación artificial por los sistemas de bomba sumergible eléctrica (ESP) es la presencia de gas en la bomba”(pag.1). Como se menciona una de las limitaciones del sistema ESP es la incapacidad para manejar fluido con una alta presencia de gas libre en la entrada de la bomba.

“Incluso cuando se utilizan un separador de gas y una bomba manipuladora de gas en el fondo del pozo, la cantidad excesiva de gas libre excede la capacidad de estos componentes y afecta negativamente el rendimiento del sistema total. Esto es, una operación de bomba inestable, limitaciones para alcanzar el potencial completo del pozo, pruebas de producción inexactas, consumo de energía eléctrica inestable, baja eficiencia

de la bomba, enfriamiento deficiente del motor y baja confiabilidad y mayores costos de operación debido a fallas prematuras del equipo” (Zabala & Gustavo, 2016, pág. 2).

Por ende cualquier exceso de gas libre en el sistema podría causar un ineficiente trabajo de la bomba, el pozo J-01 presento una variación de GOR en el transcurso de unos meses por lo que es necesario adecuar el pozo a este nuevo valor, dado los antecedentes descritos anteriormente.

CAPITULO I

1 DEFINICION DEL PROBLEMA

El pozo J-01 del campo Pegaso, fue completado con un sistema de bombeo electro sumergible (ESP convencional), siendo de interés las areniscas de la Formación Carbonera.

Durante el proceso de diseño de la sarta electro sumergible se tomaron en cuenta los siguientes datos de la tabla número 1:

Tabla 1.
 Datos del pozo J-01 proporcionado por el cliente.

Data para el diseño equipos ESP						
Operadora: Confidencial			Pozo: J-01			
Campo: Pegaso			Formaciones: Carboneras			
Datos Físicos del pozo						
	ID(in)	OD(in)	Weight (lb/ft)	From (ft)	To (ft)	Perforados TVD
Casing	8.535	9 5/8	36	0	309.5	5604 5612
Casing	6.456	7	23	0	5801	5560 5563
Tubing	2.992	3 1/2	9.3	0	4626	5512 5539
Información de Superficie						
THP: 150 psi			Voltaje: 480 V			
WHT: 177 °F			Frecuencia: 60 Hz			
CHP: 0 psi						
Propiedades de los fluidos						
API: 21.2			Presión de burbuja: 360 psi			
Gravedad específica gas: 0.7						
Gravedad específica agua: 1			Salinidad : 60-110 ppm			
Características del Yacimiento						
Prueba de Presión			Prueba de Producción			
	MD	TVD				
Datum	5560	5560	Caudal de aceite: 62 bopd			
Presión estática	2070	psi	Caudal de agua: 6394 bwpd			
Temperatura	200	°F	Caudal de fluido: 6456 bfpd			
IP	10 STB/psi	15 STB/psi	BSW: 99.04 %			
K	2000 mD	3000 mD	GOR: 6 scf/bbl			
Parámetros de Diseño						
	MD	TVD	Unidades			
Profundidad de sentamiento	4700	4092	ft			
Caudal de Diseño	8200		bpd			
Perforados		5562	ft			

Datos obtenidos de la tesis: "Diseño del equipo de Bombeo Electro sumergible para un campo colombiano ubicado en la cuenca de los llanos orientales mediante la herramienta Designpro 9.0.2". (Elaboración Propia).

Después de recopilar la data necesaria para el diseño de los equipos de bombeo electro sumergible y de realizar un cuidadoso análisis técnico se llegó a la conclusión de implementar los siguientes equipos de la tabla número 2.

Tabla 2.
Equipos ESP J-01

Equipos ESP J-01
Bomba: S8000N (63 etapas)
Motor: F085
Protectores: LSBPD-LSBPD
Cable: #2, 5Kva, 5000ft
Sensor: XT 150 Tipo 1

Fuente tomada de la tesis “Diseño del equipo de Bombeo Electro sumergible para un campo colombiano ubicado en la cuenca de los llanos orientales mediante la herramienta Designpro 9.0.2”.(Elaboración Propia)

El sistema de bombeo electro sumergible del pozo J-01 fue instalado el 10 de Junio del 2018 y su arranque se dio el 11 de Junio del mismo año.

Desde su puesta en operación la bomba presento una eficiencia de trabajo optima dentro de los rangos recomendados, este comportamiento se mantuvo hasta principios de Septiembre del año 2019 donde la eficiencia de la bomba empezó a decaer progresivamente hasta llegar a puntos de eficiencia muy alejados del óptimo.

Luego se procedió a buscar las causas de la disminución de la eficiencia de la bomba llegando a concluir que la ineficiencia de la bomba se debía a un aumento sustancial en el GOR del pozo. Esto se confirmó cuando se hicieron nuevas pruebas de producción indicando un incremento sustancial en la relación gas-petróleo del pozo alcanzando valores de 180 scf/bbl (GOR),este

incremento del GOR se relacionó a un cambio de permeabilidades relativas de los fluidos del yacimientos, donde hubo un incremento en la saturación del gas en el medio poroso y una reducción de la permeabilidad relativa del petróleo, en consecuencia el diseño actual de la completación electro sumergible implementado en el pozo resulta inadecuado debido al nuevo GOR presente el pozo.

Cabe mencionar que en el diseño inicial de los equipos no se consideró la implementación de separadores de gas en la completación debido al bajo GOR que se presentó en la data proporcionada por el cliente. Es por ello que en el presente trabajo se busca realizar un rediseño de la completación electro sumergible considerando el nuevo valor de GOR teniendo como posible solución la implementación de separadores de gas de ser necesario.

2 JUSTIFICACION

El correcto funcionamiento de los equipos que conforman el sistema ESP es sin duda un punto clave para poder alcanzar los objetivos planteados, al ser un sistema todos sus componentes están interrelacionados de manera que si uno o más de sus componentes presenta problemas de funcionalidad se verá reflejado en el rendimiento global del sistema.

“El sistema ESP cuenta con bombas centrífugas que son dispositivos dinámicos que utilizan energía cinética para aumentar la presión del líquido. Estos dispositivos tienen éxito al manipular agua y otros fluidos incompresibles, que varían de viscosidades bajas a medias, pero se ven gravemente afectados por el gas libre o por fluidos altamente compresibles como el gas. Las consecuencias del gas arrastrado en las bombas centrífugas dependen de la cantidad relativa de gas y líquido presente y varían desde un ligero deterioro del rendimiento hasta un bloqueo completo, conocido como bloqueo de gas". (Pessoa & Prado, 2003, pág. 13).

En el presente trabajo se determinara si existe la presencia de gas libre dentro de la bomba electro sumergible en consecuencia del incremento inesperado del GOR en el pozo, y dado que el diseño inicial de la completación electro sumergible resulta ineficiente dada la nueva relación gas-petróleo del pozo, se plantea un rediseño de la completación electro sumergible ya implementada en el pozo, con la finalidad de poder manejar de manera adecuada y eficiente el nuevo valor de GOR presente en el pozo . Este rediseño resulta necesario, ya que si no se rediseña la completación existente tomando en cuenta las nuevas variables de diseño del pozo J-01, podría ocasionar problemas futuros más severos como el “bloqueo por gas” o una merma parcial o total de la producción.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Rediseñar la completación electro sumergible implementada en el pozo J-01 considerando el nuevo valor de GOR presente el pozo, para tener una óptima eficiencia de la bomba y mantener tasas de producción.

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar los aspectos técnicos en consideración de la completación existente, para el rediseño de la completación electro sumergible del pozo J-01.
- Determinar los equipos idóneos para manejar el nuevo valor de GOR a considerar en el pozo J-01.
- Rediseñar la completación existente para el pozo J-01.

CAPITULO II

4 DESCRIPCION DEL SISTEMA ESP.

El sistema ESP (Bombeo electro sumergible) se lo puede caracterizar en dos grupos de equipos que interactúan entre sí y permiten un adecuado funcionamiento del sistema. Dichos equipos se clasifican en:

- Equipos de Superficie.
- Equipos de Subsuelo.

4.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.

Los equipos de superficie son aquellos que cumplen tareas específicas para la operatividad de los equipos de subsuelo, pues en los equipos de superficie es donde el operador tiene la facultad de controlar las condiciones de trabajo de los equipos de subsuelo.

Estos equipos por lo general se encuentran próximos al cabezal del pozo y deben estar protegidos de las condiciones climáticas y de una posible intervención de terceros que puedan poner en riesgo los intereses de la empresa.

A continuación se procederá describir cada uno de los equipos que están en superficie.

4.1.1 Fuente de Alimentación: La fuente de alimentación es un factor clave en el sistema, pues se encarga de suministrar la energía necesaria para la puesta en marcha de todos los equipos tanto de superficie como de subsuelo.

Primeramente la energía eléctrica se dirige hacia los equipos de superficie donde es administrada por los equipos, para luego ser re-direccionada hacia los equipos del subsuelo para iniciar su operación.

Generalmente la conexión a esta fuente puede ser tomada de una red eléctrica nacional o la empresa puede implementar algún tipo de suministro eléctrico propio, dependiendo de las facilidades con las que se cuente en la locación. Siendo de preferencia la segunda pues al estar conectado a una red eléctrica nacional puede estar propensa a cortes de suministro inesperados que pueden poner en riesgo las operaciones o la integridad de los equipos.

4.1.2 Variador de frecuencia: La energía proveniente de la fuente de alimentación va directamente al variador de frecuencia, equipo encargado de manejar la velocidad de operación de los equipos de fondo.

“La operación básica del variador de frecuencia es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa. Luego, usando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable.

El propósito principal para usar el VSD en el sistema ESP es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea”. (ESP oil Consultants, 2004, pág. 15)

Las funciones principales que tiene el variador de frecuencia son:

- Maximizar producción.
- Manejar el voltaje y amperaje entregado al motor dependiendo de la frecuencia entregada al motor.
- Cambiar la velocidad de operación del equipo.

Siendo esta la última la más importante y por la cual está en un principio el equipo.



Figura 2.1.- Variador de Frecuencia. Recuperado de (Bremner, y otros, 2007)

4.1.3 Controladores del motor: El controlador es la parte más importante del variador de frecuencia ya que es el interfaz entre el operador y el equipo de subsuelo.

Las funciones que cumple el controlador son:

- “Controla la frecuencia de operación del sistema
- Cuenta con una memoria para el almacenamiento de data
- En su interior cuenta con una tarjeta de comunicación que toma los datos del sensor de fondo.
- Detecta el giro inverso del motor y evita que trabaje en esa condición.
- Permite configurar el variador de frecuencia de acuerdo a la condición deseada.
- A través de él se detectan variables como presión intake, presión de descarga, temperatura del motor y vibraciones en tiempo real.

- Tiene una conexión USB para conectarse directamente al computador del operador y obtener información de interés.” (Orejarena Alarcon, 2018, pág. 20)

Existen tres tipos de controladores que se diferencian en su diseño pero cumplen las mismas “funciones de control, protección y monitoreo de operación del equipo electro sumergible”

(Neira Basto, 2019, pág. 67), los cuales son:

- **Velocidad fija:** La principal características de operar con este tipo de controlador es que limita la tasa de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada tasa. Con este controlador el motor se activa con una frecuencia de 50 o 60 Hz y genera velocidades de rotación 2970 a 3500 rpm, si se modifica el voltaje cambia el amperaje pero los KVA y rpm permanecen constantes.
- **Arranque suave:** Este controlador se caracteriza por ir probando el voltaje durante el arranque del motor hasta que alcance su velocidad máxima en donde se empieza normalizar el voltaje requerido por el motor, todo esto con el fin de reducir torque y la corriente inicial que entra al motor y evitar daños de los equipos.
- **Velocidad variable (VSD):** Se caracteriza principalmente por manejar la velocidad del motor de acuerdo a las condiciones requeridas de producción, sin la necesidad de intervenir en los equipos de fondo, ya que está en la capacidad de trabajar con nuevas curvas de cabeza-caudal.



Figura 2.2 .Controlador VSD .Recuperado de (Schlumberger, Artificial lift Application Engineering Reference Manual, 2008)

4.1.4 Transformadores:

Los transformadores son dispositivos eléctricos que tienen como función aumentar o disminuir el voltaje proveniente de una fuente de alimentación o de un generador.

En el caso del sistema ESP un “voltaje de 480V que se encuentra al a salida del variador de frecuencia resulta insuficiente para alimentar de energía a todos los componente del subsuelo y para las operaciones que manejan rangos de (250V-4000V)” (Takacs, 2008), es por ende la necesidad de los transformadores. Existen dos tipos de transformadores los cuales son:

Elevadores: Cuando se necesita incrementar el voltaje saliente del variador de frecuencia

Reductores: Cuando se necesita un demanda baja de voltaje



Figura 2.3. Transformador elevador. Recuperado de (Neira Basto, 2019)

Es de nuestro interés saber el voltaje entregado por el transformador al motor y está dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Voltaje en superficie} = \text{Voltaje requerido motor} + \text{Perdidas de voltaje cable} \quad Ec(1)$$

Para hacer referencia a los transformadores se utiliza la unidad KVA (Kilos-Voltios-Amperios), que se refiere a la capacidad de convertir el voltaje para el transformador.

$$KVA = \frac{1732 (\text{Voltaje en superficie})(\text{Amperaje del motor})}{1000} \quad Ec(2)$$

4.1.5 Junction box o caja de venteo: La caja de venteo es un accesorio ubicado a pocos pies del cabezal del pozo, este accesorio sirve como punto de conexión entre el cable superficie que viene desde el controlador del motor y el cable de fondo (cable de potencia) que viene del cabezal del pozo como se ve en la figura 2.4.

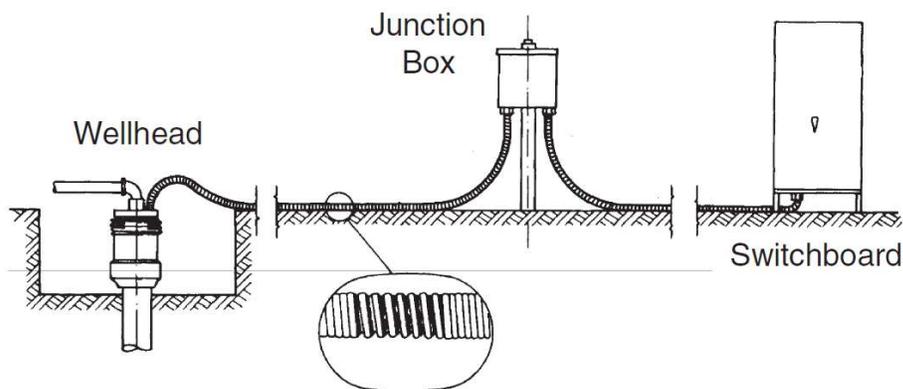


Figura 2.4 Disposición de cable de fondo y superficie en el Junction Box. Recuperado de (Takacs, 2008)

El junction Box cumple las siguientes funciones:

- Proporciona la conexión eléctrica entre el cable del fondo del pozo y el cable eléctrico de superficie.
- Expulsa cualquier gas a la atmósfera que pueda llegar a este punto debido a la migración de los gases del pozo por el cable de alimentación y así evitar atmósferas explosivas.
- Actúa como un punto de prueba de fácil acceso para verificar eléctricamente los equipos de fondo de pozo.

4.2 EQUIPOS DE SUBSUELO.

Los equipos de subsuelo son aquellos equipos que están en contacto directo con las condiciones de pozo, en consecuencia una correcta elección de estos equipos se torna crucial para alcanzar los objetivos de producción y recuperar la inversión al menor tiempo posible.

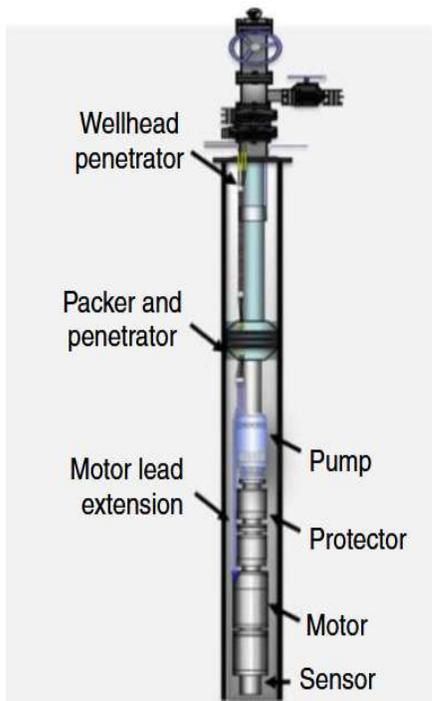


Figura 2.5. Configuración típica de los equipos de subsuelo. Recuperado (JJ, Xiao (Saudi Aramco) ; R, Lastra (Saudi Aramco), 2019)

La sarta electro sumergible está constituida por:

- Cabezal de descarga.
- Bomba.
 - Intake o Admisión
 - Manejadores y Separadores de gas (en caso de alta producción de gas).
- Protectores.
- Motor.
- Sensor de fondo.
- Cable.

4.2.1 Cabeza de descarga.

El cabeza de descarga es un accesorio que tiene como función principal servir de conexión entre la tubería de producción y la sata electro sumergible para permitir el paso de los fluidos producidos a superficie, este accesorio es el primero que se encuentra luego de la tubería de producción y existen de dos tipos:

- Tipo hércules (para baja presión)
- Tipo Roscado (para alta presión)

Los cabezales tipos hércules se utilizan en pozos con baja presión en el espacio anular y en instalaciones no muy profundas.

Los cabezales tipos roscados se utilizan generalmente en operaciones “OFFSHORE” donde la presión en el espacio anular es alta y las instalaciones están muy profundas.



Figura 2.6. Cabeza de Descarga. Recuperado de (Orejarena Alarcon, 2018)

Los métodos de levantamiento artificial funciona bajo dos principios, el de aligerar la carga o la instalación de bombas para poder llevar el fluido a superficie, el sistema ESP funciona bajo el segundo principio.

Las bombas del sistema ESP son de tipo centrífugas multi-etapas, la función de la bombas es agregar presión de elevación o transferencia al fluido para que fluya hacia al pozo a la tasa deseada.

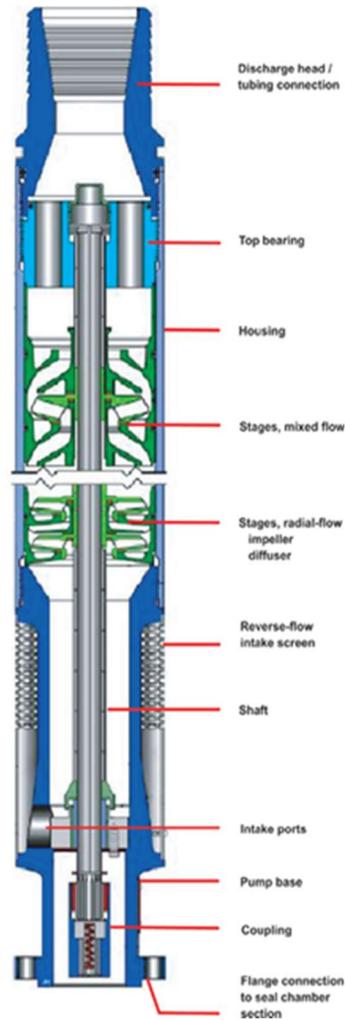


Figura 2.7. Sección transversal de un diseño típico. Recuperado de (PetroWiki, 2016)

Funcionalidad: “La bomba centrífuga crea presión a través de cada etapa, las cuales están conformadas por un difusor, un impulsor y parte del eje. El impulsor realiza un movimiento rotacional dentro del difusor creando un vacío parcial dentro de la etapa y transfiriendo al fluido energía cinética” (Orejarena Alarcon, 2018, pág. 25). El difusor por su parte realiza una

conversión de energía, convierte la energía cinética que trae consigo el fluido en energía potencial (presión) para que el fluido pase a la siguiente etapa.

La bomba tiene un rango de operación óptimo. Si se opera por encima o debajo de ese rango, el empuje ascendente o descendente reduce la duración efectiva de la bomba, razón por la cual es muy importante determinar con precisión la productividad para recomendar el diseño óptimo.

Partes de la Bomba.

Eje.- El eje está conectado a la sección de la cámara de sellado y al motor mediante un acoplamiento estriado. Transmite el movimiento de rotación del motor a los impulsores de la etapa de la bomba. El diámetro del eje se debe minimizar tanto como sea posible debido a las restricciones impuestas al diámetro exterior de la bomba. Por lo tanto, generalmente hay varias opciones de material de eje disponibles, dependiendo de la carga máxima de caballos de fuerza (HP) y la protección contra la corrosión requerida.

Alojamiento.-La carcasa es la piel que contiene la presión de la bomba. Sostiene y alinea todos los componentes de la bomba. Hay varias opciones de materiales disponibles para diferentes entornos de aplicación. Para una protección adicional contra la corrosión, hay varios recubrimientos que se pueden aplicar.

Base de la bomba (Entrada, Intake o admisión).

El intake o entrada de fluido es un pequeño accesorio ubicado por debajo de la bomba y encima de la pareja de protectores, su función es permitir la entrada del fluido en el fondo de la bomba y dirigirlo a la primera etapa.

Existen dos tipos de entrada para las bombas centrífugas ESP:

- Entrada estándar
- Entrada de flujo inverso

Entrada estándar: Una entrada estándar tiene puertos de entrada que permiten que el líquido ingrese a la bomba. Se utiliza cuando el fluido es completamente líquido o tiene un contenido de gas libre muy bajo. “El intake tipo estándar está diseñado para minimizar las pérdidas en los picos máximos de caudal que la bomba pueda entregar” (Schlumberger, Artificial lift Application Engineering Reference Manual, 2008, pág. 106). En su diseño exterior cuenta con una rejilla metálica que actúa como protector de los orificios de entrada del fluido, esta protección se implementa para minimizar los problemas con sólidos.

Entrada de flujo inverso: Se utiliza una entrada de flujo inverso cuando el contenido de gas libre en el fluido es lo suficientemente alto para causar problemas de rendimiento de la bomba. La figura 2.7 muestra un diseño de flujo inverso.

“El fluido producido con gas libre fluye hacia arriba por el exterior de la rejilla de entrada de flujo inverso, hace un giro de 180 ° para entrar a través de las perforaciones u orificios en la parte superior de la rejilla, fluye de regreso a los puertos de entrada y luego regresa a la primera etapa de la bomba” (Schlumberger, ISSUU, 2016). Estas inversiones de dirección permiten una separación natural de los gases más ligeros del líquido. El gas separado asciende por el anillo de revestimiento y se ventila en la boca del pozo.

Para el manejo de gas libre en el fluido se utilizan dispositivos de separación mecánica de fondo de pozo como son los separadores y manejadores de gas.

Separadores y Manejadores de gas.

Si en una locación donde se va a instalar el sistema ESP se sabe de la presencia de gas se torna necesario controlarlo para evitar la entrada del gas a los equipos, ya que este es un fluido altamente explosivo y desgasta los equipos de subsuelo y superficie poniendo en riesgo la integridad y la operación del sistema.

Para poder manejarlo se utilizan dos tipos de artefactos que son los manejadores y separadores, su diferencia radica en que los manejadores vienen incorporados a la entrada y los separadores son artefactos totalmente independientes.

Manejadores de gas.

Los manejadores no separan el gas pero permiten homogenizar la mezcla gas-petróleo y llevarlo a condiciones manejables para la bomba. Esto es necesario para evitar el bloqueo por gas de la bomba y para evitar posibles fallas mecánicas prematuras si no se controlan apropiadamente

Existen dos tipos de manejadores de gas los Advanced Gas Handler (AGH) y Poseidón.

Advanced Gas Handler (AGH).

“El manejador AGH es implementado cuando se tiene una cantidad de gas del 20% al 40% en volumen, pero este valor puede ser llevado a cantidades máximas de gas del 45%. Este manejador de gas modifica las condiciones del gas libre convirtiéndolo en un fluido homogéneo que es más fácil de manejar por las etapas de la bomba”. (Schlumberger, Artificial lift Application Engineering Reference Manual, 2008, pág. 109)

Las ventajas de este tipo de manejador son:

- Homogenizar la mezcla y reducir la probabilidad de que se presente un bloqueo por gas.

- Hacer que el gas libre se convierta en gas en solución

Poseidón.

Este tipo de manejador se diferencia del AGH en la cantidad de gas libre que puede manejar, “mientras que el AGH maneja 45% de volumen de gas como valor máximo, el Poseidón maneja volúmenes de hasta 75% de gas libre” (Schlumberger, Artificial lift Application Engineering Reference Manual, 2008, pág. 110).

Separadores:

La presencia de gas libre en las condiciones de succión de la bomba afecta el funcionamiento de la bomba ESP en diversas formas, la cabeza desarrollada por la bomba disminuye a comparación con la curva de rendimiento medida con agua, al ingresar fluidos gaseosos a la bomba pueden ocurrir problemas de cavitación deteriorando mecánicamente las etapas de la bomba, en casos con tasas de producción de gas extremadamente altas, el bloqueo por gas puede ocurrir dejando sin efecto el trabajo de la bomba. Para esto evitar estos problemas se utilizan separadores de gas de flujo inverso conocidos como separadores estáticos y los separadores dinámicos.

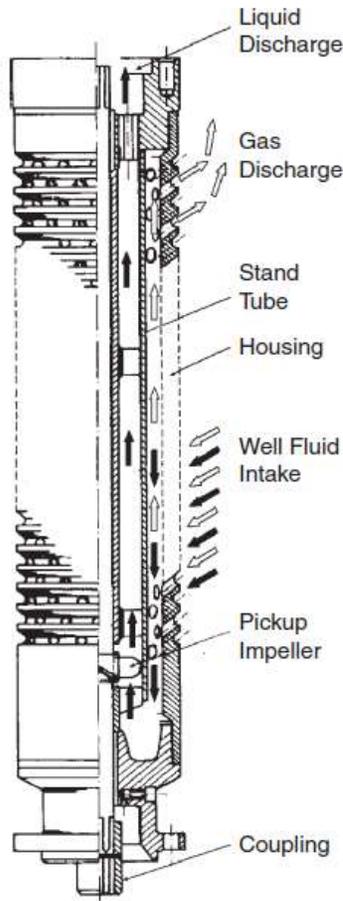


Figura 2.8 .Separador de flujo inverso. Recuperado de (Takacs, 2008)

El **separador de gas de flujo inverso**, se ilustra en la figura 2.8. Funciona según el principio de separación gravitacional al forzar el flujo del fluido a cambiar de dirección y permitir que el gas libre escape hacia el anillo del pozo. “El fluido del pozo que contiene burbujas de gas libre ingresa al separador a través de la perforación alojamiento. En el espacio anular formado por la carcasa y el tubo de soporte, las burbujas de gas suben pero el líquido fluye hacia abajo” (Takacs, 2008). Si la velocidad de subida de la burbuja es mayor que la velocidad del flujo de líquido en contracorriente, las burbujas de gas se elevan a la parte superior del separador y escapan hacia el anillo del pozo a través de las perforaciones superiores de la carcasa del separador. El líquido que contiene una cantidad reducida de gas libre es aspirado

por el impulsor de recogida en la parte inferior del separador y se transfiere a la bomba ESP conectada a la parte superior.

Los **separadores dinámicos** son utilizados en pozos de alto GOR, y su funcionamiento se basa en la fuerza centrífuga para separar el gas libre, “la mezcla gas-fluido entra a través de la entrada y se mueve hacia un screw tipo inducer donde la presión del fluido es incrementada y movida a la centrifuga donde la separación ocurre” (Holger Maroto, 2012). El fluido más pesado es forzado a salir del separador y va directamente hacia la primera etapa de la bomba. El gas que es más liviano se eleva a través del flujo y es venteado hacia el anular del casing, como se ilustra en la figura 2.9.

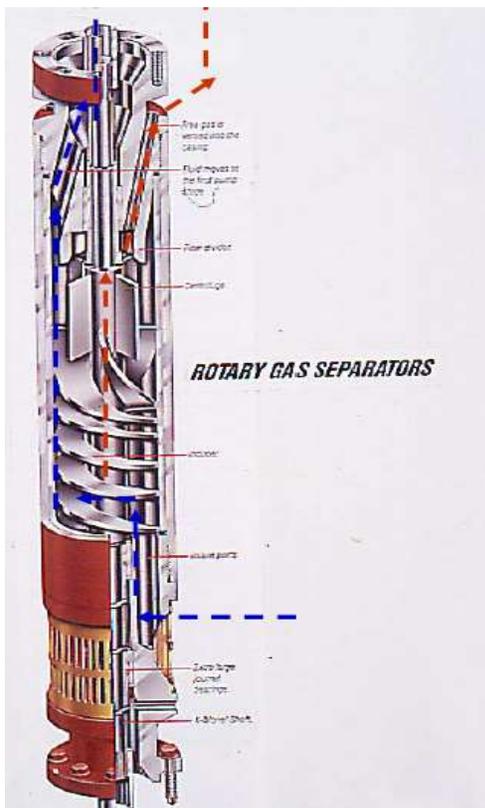


Figura 2.9. Funcionamiento Separador Dinámico. Recuperado de (Schlumberger, 2015)

Impulsor.- El impulsor se encuentra dentro del difusor realizando un movimiento rotacional. Al realizar este movimiento, dentro de la etapa se crea un vacío parcial por la succión que este

ejerce. Su función es transferir mediante una serie de paletas toda la energía cinética al fluido que está pasando a través de la etapa.

Difusor.- El difusor es el encargado de soportar el movimiento rotacional del impulsor, en esta sección se convierte la energía cinética del fluido adquirida previamente en energía potencial, aumentando la presión del fluido.



Figura 2.10. Impulsor y Difusor. Recuperado de (Holger Maroto, 2012)

Etapas.- La bomba está constituida por etapas, cada etapa está conformada por un impulsor y un difusor y por la mitad pasa el eje de la bomba como se ve en la figura 2.10. El tipo o geometría de etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba mientras que el número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida. El número de etapas está determinado por la siguiente ecuación:

$$\#Etapas = \frac{Cabeza\ total\ requerida}{Cabeza\ por\ etapa} \quad Ec(3)$$

Tipo de Etapas.

Existen dos tipos de etapas:

- **Flujo Radial:** Este tipo de etapa está diseñada para trabajar con bajas tasas de producción y en el fluido es obligado a realizar cambios de dirección de forma abrupta y siguiendo ángulos agudos. El grado de cambio direccional es aproximadamente los 180° . Este cambio abrupto es lo que genera la altura o “head” de la etapa. Este tipo de etapa puede manejar hasta un 10% de gas libre.



Figura 2.11. Etapa de tipo Radial. Recuperado de (Schlumberger, ISSUU, 2016)

- **Flujo Mixto:** Este tipo de etapa presenta cambios direccionales más suaves y el flujo puede viajar a través de los impulsores y difusores con menor restricción. Debido a esto las etapas son adecuadas para manejar mayores volúmenes de fluido generalmente hasta 1700 BFPD, pero no desarrollan gran altura. Este tipo de etapa puede manejar más de 20% gas libre.



Figura 2.12. Etapa tipo mixto. Recuperado de (Schlumberger, ISSUU, 2016)

5.2.3 Protectores

Los protectores se encuentran ubicados entre la bomba y el motor, y son concebidos en primera instancia para aislar el motor de los fluidos del pozo actuando como sello, y para equiparar presiones entre el reservorio y el interior del motor.

Según bibliografía de Schlumberge se utilizan una pareja de protectores, el “Uper” que se acopla en su tope a la base del intake y el “Lower” que se conectara debajo del protector Uper y en su base con el motor.

Entre las múltiples funciones que tienen los protectores tenemos:

- “Conducir el empuje ascendente o el empuje descendente desarrollado por la bomba. Estas fuerzas se distribuyen a lo largo de la vasta superficie del cojinete de empuje del protector. Por lo tanto, los cojinetes deben ser regulados para operar con valores superiores al empuje máximo que generará la bomba” (Bremner, y otros, 2007).
- “Acoplar el esfuerzo de torsión desarrollado por el motor a la bomba: El eje del protector debe ser capaz de desarrollar un esfuerzo de torsión máximo sin exceder su límite elástico, lo que podría producir la rotura del eje” (Bremner, y otros, 2007).

- “Mantener los fluidos del pozo fuera del motor. El protector transfiere la presión entre el aceite del motor y el fluido producido en el espacio anular, sin permitir la mezcla de los dos fluidos” (Bremner, y otros, 2007).
- “Proveer un depósito de fluido para permitir la expansión térmica del aceite del motor” (Bremner, y otros, 2007). Durante la puesta en operación del sistema ocurre un incremento de temperatura entre la superficie y el nivel de asentamiento de la bomba, este incremento de temperatura causa que el aceite dieléctrico del motor se expanda, dicha expansión es sostenida por los protectores en donde el exceso del fluido expandido en el motor es desplazado hacia los protectores, y un volumen equivalente al fluido de pozo es desplazado desde el protector hacia el pozo. Cuando el motor se detiene el aceite empieza a contraerse a medida que se enfría y los protectores provee un depósito de aceite limpio que fluye nuevamente hacia el motor, manteniendo separados los fluidos del pozo. Si el motor se detuviera sin contar con los beneficios de un protector, su aceite se contraería con el enfriamiento del motor, creando un vacío que se llenaría con los fluidos del pozo y se generaría una contaminación que pondría en riesgo los equipos.

Los protectores se encuentran generalmente de tres categorías tipo laberinto, bolsa elastómera y fuelle como se puede ver en la figura 2.13.

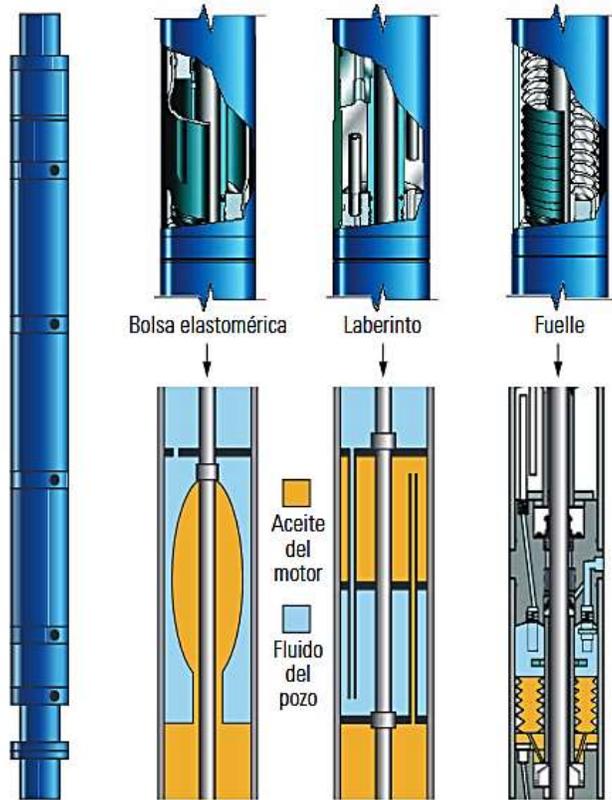


Figura 2.13. Tipos de protectores. Recuperado de (Bremner, y otros, 2007)

Tipo laberinto.- Este tipo de protector funciona bajo el principio de diferencias de densidades, entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, aunque estén en contacto directo. Para que el diseño funcione, el fluido del pozo debe ser más pesado que el aceite del motor y su aplicación es válida en pozos verticales o en secciones casi verticales, ya que si no cumple este posicionamiento el principio de separación no funciona. Hay que tener especial cuidado en pozos de altas relaciones de gas-petróleo, ya que por lo general la densidad del fluido del pozo puede ser menor que la del aceite del motor.

Tipo Bolsa Elastómerica.- Este tipo de protector cuenta con una bolsa elastómera resistente a altas temperaturas y de alto rendimiento, permitiendo mantener aislados los fluidos del pozo del interior de la bolsa que está con aceite del motor. La bolsa puede flexionarse dependiendo

de los cambios térmicos de volumen que sufra el aceite dieléctrico. Este tipo de protector es recomendable en pozos desviados

Limitaciones:

- “Está diseñada para operar hasta los 204°C (400°F)
- La bolsa es susceptible (puede rasgarse) a elementos abrasivos y fluidos químicamente incompatibles como el ácido sulfhídrico.
- Un exceso de temperatura puede causar que la bolsa se endereza y pierda sus propiedades elásticas” (Bremner, y otros, 2007).

Tipo Fuelle.-Este tipo de protector se aplica en pozos con condiciones hostiles, donde el protector estará sujeto a temperaturas elevadas, elementos abrasivos, químicos utilizados en tratamientos de pozos, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Este protector se llena con un aceite que conserva la viscosidad a altas temperaturas y utiliza un fuelle metálico para dar cabida a la expansión y contracción térmica del aceite.” Está diseñado para operar a una temperatura del aceite de hasta 246°C (475°F). El fuelle también está construido para operar con una concentración del 30% ácido sulfhídrico, dependiendo de la temperatura” (Bremner, y otros, 2007, pág. 40).

4.2.4 Motores.

Los motores ESP son los encargados de suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de los equipos de subsuelo, esta energía llega proveniente del cable del poder que se encuentra conectado a los equipos de suministro eléctrico de superficie.

Estos son motores de inducción bipolar que transforman la energía eléctrica en energía mecánica.” Un diseño de dos polos significa que funciona a una velocidad síncrona de 3.600 rpm a una potencia de 60 Hz o aproximadamente a una velocidad de funcionamiento real de 3.500

rpm” (ESP oil Consultants, 2004, pág. 14). “Opera con energía trifásica a voltajes tan bajos como 230 y tan altos como 5,000, con amperajes entre 12 y 200” (PetroWiki, 2016).

Generalmente, la longitud y el diámetro determinan la potencia nominal del motor (HP)

Desde el punto de vista mecánico, el motor de inducción, se compone de dos grandes conjuntos de piezas.

- Estator (Abarca todas las partes inmóviles)
- Rotor (Abarca todas las parte rotatorias)

Desde el punto de vista funcional, también se pueden considerar dos grupos de partes, que prácticamente coinciden con las partes de la clasificación mecánica.

- Armadura. Es la parte donde operan las fuerzas contra electromotrices, que es la parte del estator.
- Rotor. Es la contraparte de la armadura, y es un sistema polar que se excita por inducción

El funcionamiento del motor de inducción se debe, al energizar el estator que produce un flujo magnético giratorio, de magnitud y velocidad constante. En el rotor se inducen polos magnéticos que siguen en su giro al flujo del estator. El voltaje que se aplica a los embobinados del estator, es un voltaje de excitación de frecuencia constante y potencial constante y el voltaje que se aplica al rotor es un voltaje inducido de frecuencia y potencial variables que se produce como consecuencia de la velocidad del rotor con respecto a la velocidad síncrona.

El funcionamiento del motor trabaja bajo las siguientes leyes, la de Faraday y la ley de Lorentz las cuales manifiestan lo siguiente:

Faraday “El voltaje inducido en un circuito cerrado resulta directamente proporcional a la velocidad con que cambia en el tiempo el flujo magnético que atraviesa una superficie dada”, y está dada por la siguiente ecuación:

$$E = -N \left(\frac{d\phi}{dt} \right) \quad Ec(4)$$

Mientras que Lorentz manifiesta “Una partícula cargada q que circula a una velocidad v por un punto donde existe una intensidad de campo magnético B , sufrirá la acción de una fuerza F ”.

$$F = q * v * B \quad Ec (5)$$

El diseño del motor es tipo jaula de ardilla, lo que indica que un estator con campo electromagnético recibe la rotación de un conjunto rotórico, esta rotación induce corriente eléctrica, como se describe en la ley de Faraday.

Partes del motor.

Estator.- El estator es la pieza fija dentro del motor, consta de láminas de acero magnético apiladas en el interior de la coraza del equipo y un bobinado. Por este pasan las corrientes eléctricas que se encargarán de inducir un posterior campo magnético y una fuerza torsional con la rotación del conjunto rotórico.

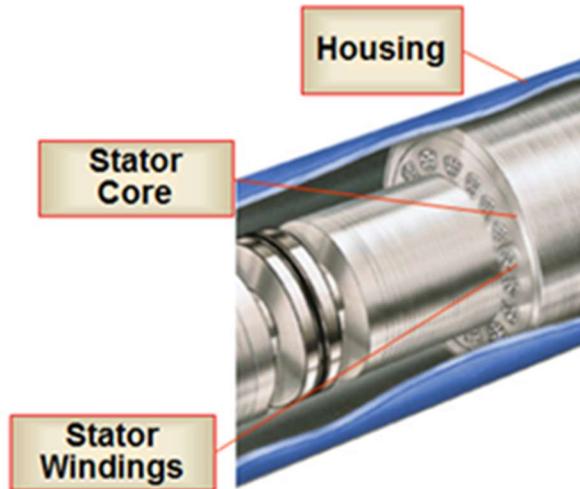


Figura 2.14. Partes del estator. Recuperado de (Fetoui, 2017)

Rotor.—“Los rotores son la parte fija del motor, están incrustados en el eje del equipo y junto con él realizan el movimiento rotacional dentro del estator, esto sin producir contacto” (ESP oil Consultants, 2004). Como se observa en la ecuación (5), al tener una velocidad de rotación y un campo magnético, se tendrá una fuerza que se transmitirá por todo el eje del motor y del protector hasta el eje de la bomba, este pondrá en funcionamiento los estatores.

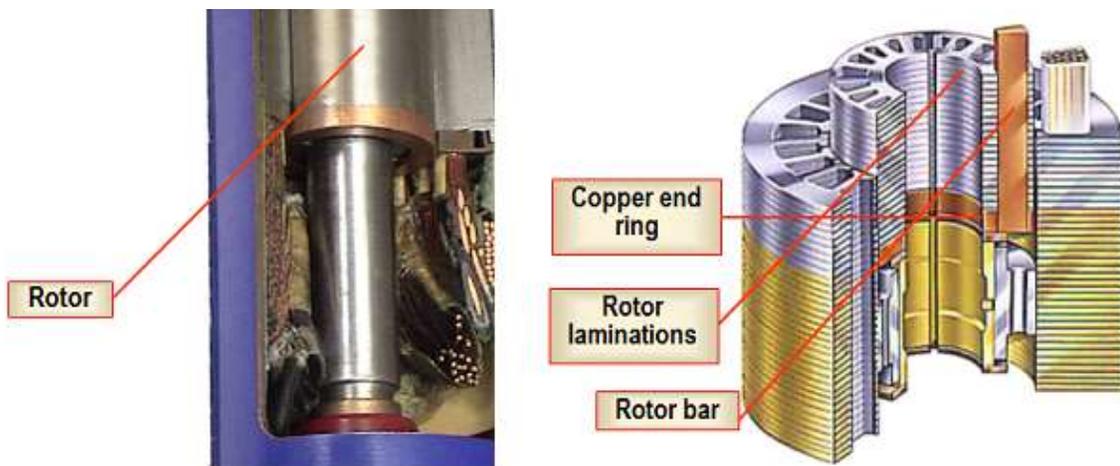


Figura 2.15. Rotor y sus partes .Recuperado de (Fetoui, 2017)

Eje.- El eje del motor es similar al eje de los otros equipos, tiene como función dentro de este componente la transmisión de energía generada hacia el eje del protector para su posterior transmisión al eje de la bomba.

Conexión eléctrica.- La conexión al motor se encuentra en la parte superior del cuerpo del equipo, aquí entran las tres fases del cable de potencia para poder asegurar la alimentación del equipo. El tipo de conexión es hembra y cuando se conecta con la extensión de cable del motor o MLE se hace un sello para no afectar el funcionamiento eléctrico del mismo.

5.2.5 Cable de Potencia

El cable de potencia es el encargado de transmitir la energía necesaria hacia el motor, su recorrido empieza en superficie desde los transformadores hasta la caja de conexiones, este segmento se lo conoce como cable de superficie y usualmente tiene una longitud de 100 ft, en la caja de conexiones se empalma con el cable fondo la longitud de este depende de la profundidad donde se asiente la bomba.



Figura 2.16. Cable de potencia redondo. Recuperado de (ESP oil Consultants, 2004)

. Por lo general se acoplan con bandas o protectores sobre tubing denominados “over-coupling” y “mid-joints”, esto se hace ya que el cable no está diseñado para soportar su propio peso y para evitar que el cable se mueva o se deteriore.

Consideraciones de Diseño.

- El cable debe ser de diámetro pequeño de tal manera que se ajuste al diámetro restante de los equipos y el anular.
- Debe estar protegido del abuso mecánico y debe ser impermeable al deterioro físico y eléctrico debido a condiciones hostiles del pozo.
- A pesar de condiciones hostiles en el pozo como presencia de gases, altas temperaturas y elementos corrosivos, debe mantener sus propiedades dieléctricas.

Estructura de un Cable de Potencia.

Los cables de alimentación ESP son estructuras complejas y tienen la siguiente estructura:

- Los tres conductores de metal (generalmente cobre) que transportan la corriente alterna.
- El aislamiento individual de cada conductor evitando cortocircuitos y corrientes de fuga entre los conductores,
 - La chaqueta, la cubierta protectora de los tres conductores que proporciona la resistencia estructural y la protección mecánica del cable y evita contacto de los aislamientos con el entorno del fondo del pozo,
 - Revestimientos suplementarios sobre el aislamiento que proporcionan resistencia y protección de los componentes del cable,
 - Una armadura de metal (opcional) que proporciona una protección mecánica mejorada durante las operaciones de correr y tirar, así como reducir la hinchazón (debido al contacto con los fluidos del pozo) de los materiales aislantes subyacentes.

El cable de potencia se estructura de la siguiente manera:

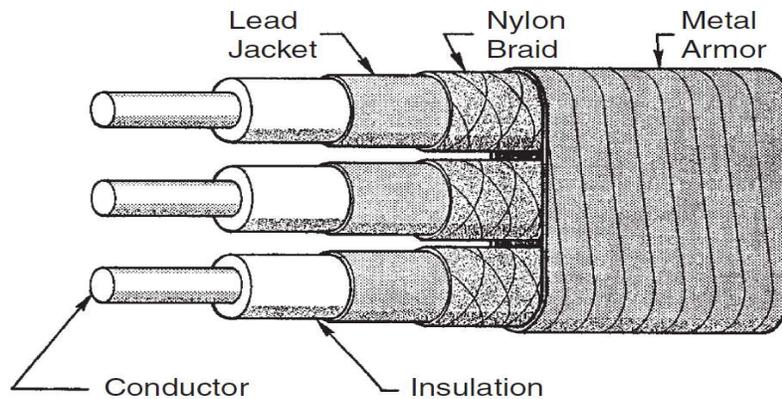


Figura 2.17. Esquema de un cable de potencia. Recuperado de (Takacs, 2008, pág. 105)

Conductor.- En el cable de potencia existen 3 conductores por ende se lo denomina un cable trifásico, dichos conductores están protegidos por cuatro recubrimientos, puede estar en una sola estructura sólida o puede estar compuestas de varios hilos. Siendo más beneficioso el uso de conductores solidos ya que son más pequeños, fáciles de limpiar y empalmar, no adsorben gases, tienen una superficie más lisa en el aislamiento, lo que reduce la tensión eléctrica y son menos costosos.

Los conductores pueden ser de dos materiales de Aluminio o Cobre y pueden tener una configuración redonda o plana, el uso de conductores de cobre es recomendable con un recubrimiento de plomo, ya que este material es sensible a ambientes corrosivos, también es recomendable su uso debido a sus características conductivas a diferencia si se usara conductores de aluminio ya que “el aluminio solo proporcionará el 61% de la conductividad de un conductor de cobre además que más difícil de empalmar” (Takacs, 2008).

Aislante.- Los aislantes son materiales utilizados para proteger la integridad de los conductores y deben ser resistentes a elevadas temperaturas del pozo, resistir el contacto con el aceite y evitar la migración de gas a superficie, al ser materiales plásticos su principal problema operativo es la temperatura ya que a medida que esta aumenta la vida útil de cable disminuye exponencialmente , como regla de experiencia se tiene que “la vida útil de los materiales de aislamiento se reduce en un 50% por cada 18°F (10°C) de aumento de temperatura en la operación (regla de Arrhenius)” (Takacs, 2008).

Los materiales que se utilizan como aislantes son el polipropileno y el EPDM (monómero de etileno propileno dieno), el polipropileno es un material termoplástico que se puede utilizar hasta los 200°F , pero es susceptible al ablandamiento por los petróleos crudos y otros productos químicos, así como al agrietamiento por tensión causado por CO_2 en hidrocarburos. El EPDM este es un material termoendurecible y se puede utilizar a los 400°F o más y tiene una buena resistencia química.

Chaqueta.- La función de la chaquetas de es el de proteger a los aislantes de daños mecánicos durante el proceso de instalación, operación y extracción del cable. Generalmente son de caucho de nitrilo y EPDM con límites de temperatura de 284°F y 400°F, respectivamente.

Trenza de Nylon.-La trenza de Nylon cumple la función de aislante, ya que cubre la chaqueta y evita que a altas temperaturas las chaquetas se unan por fundición.

Armadura Metálica.- La armadura metálica es la cubierta más externa del cable y brinda protección mecánica al cable durante su manipulación, además evita el hinchamiento o la expansión de los materiales aislantes cuando estos se exponen a los fluidos del pozo.

Esta armadura se encuentra en diferentes materiales como monel, acero inoxidable o acero galvanizado, cada uno para diferente entornos y pueden estar fabricados de la siguiente manera:

- Armadura plana asegura el diámetro exterior más pequeño
- Armadura entrelazada, minimiza el desenredado
- Armaduras redondas aplicadas helicoidalmente proporcionan la mayor longitud fuerza.

4.2.6 Sensor de Fondo

Debido a que los equipos del sistema ESP se encuentran en un ambiente hostil se torna de suma importancia el monitorio continuo de los parámetros operativos y de la condiciones del pozo, ya que de este seguimiento dependerá la confiabilidad y vida útil de los equipos.

La información recolectada por los sensores no solo es importante para la integridad de los equipos, sino que también facilita la evaluación del diseño del sistema ESP en el pozo, esto, se torna importante ya que echa la evaluación del sistema se puede realizar posibles cambios operativos para el sistema actual o cambios de diseño del ESP para optimizar su aplicación.

“El sensor de fondo puede acoplarse internamente en los componentes ESP o externamente como parte de la sarta electro sumergible, la información recolectada por estos sensores se transmite a superficie por un cable de instrumento separado “I” o mediante una señal impuesta en una pata del cable de potencia ESP, para llegar al controlador del variador de frecuencia u en otro caso a una sala de monitoreo en tiempo real” (PetroWiki, 2016).

Los variables de fondo que monitorea el sensor son:

- Presión anular de la bomba o de la carcasa
- Temperatura interna del motor
- Presión de descarga de la bomba
- Temperatura de descarga de la bomba

- Caudal de fondo de pozo
- Vibración del equipo

CAPITULO III

5 REDISEÑO DE LA COMPLETACIÓN ELECTRO SUMERGIBLE PARA EL POZO

J-01.

Una vez realizada la descripción general de cada uno de los equipos que conforman el sistema ESP, se procede a realizar el rediseño de los equipos para el pozo J-01 considerando la nueva relación Gas-Petróleo presente en el pozo. En cuanto a la parte del diseño, se realizará un paso a paso detallado de los aspectos técnicos considerados en el pozo y los equipos a seleccionar.

5.1 PROCESO DE DISEÑO.

Para el diseño de una instalación ESP es necesario contar con una variedad de datos relacionados a las condiciones del pozo, propiedades de los fluidos, características del yacimiento y requerimientos de diseño, siendo de suma importancia determinar la capacidad productiva del pozo para poder establecer una tasa de producción deseada y poder empezar el diseño del sistema.

Esta tasa de producción deseada siempre es un dato de entrada para el diseño del sistema ESP puesto que la selección de la bomba electro sumergible (Corazón del sistema) solo se puede lograr con el conocimiento de este dato.

5.1.1 Recolección de datos necesarios para el diseño.

Los datos necesarios para el diseño se pueden clasificar de la siguiente manera:

Datos Físicos del pozo:

- Tamaños, pesos y profundidades de los casing.
- Tamaño, peso y tipo de tubing de producción.
- Profundidad verdadera del pozo (TVD)
- Profundidad desarrollada del pozo (MD).
- Profundidad de los perforados o intervalo de hoyo abierto.
- Datos de inclinación del pozo.

Datos de rendimiento del pozo:

- Presión de cabeza del tubing (THP) a la tasa deseada.
- Presión del casing (CHP)
- Tasa de producción deseada.
- Presión estática de fondo de pozo o nivel de fluido estático
- Presión de fondo fluyente (presión intake de la bomba) o nivel de fluido dinámico.
- Datos de productividad (IP o Q_{max} por Vogel)
- Producción relación gas/petróleo (GOR)
- Corte de agua (BSW)
- Temperatura de fondo del pozo a la tasa deseada

Propiedades de los fluidos:

- Gravedad específica o API del crudo a producir.
- Gravedad específica del agua
- Gravedad específica del gas a producir
- Presión del punto de burbuja.

- Viscosidad del crudo a producir.
- Datos PVT de los fluidos producidos (factores volumétricos, R_s , etc)

Parámetros de energía en Superficie:

- Frecuencia disponible en la locación
- Suministro de energía disponible

Posibles problemas en el pozo:

- Producción de elementos abrasivos especialmente arena.
- Deposición de Parafinas.
- Formación de emulsiones.
- Tipo y severidad de corrosión
- Temperatura de pozo extremadamente altas.

Para el diseño del pozo J-01 se proporcionó la nueva data de la tabla número 3, siendo la siguiente:

Tabla 3
Data para el rediseño del sistema BES pozo J-01.

Data para el diseño equipos ESP						
Operadora: Confidencial			Pozo: J-01			
Campo: Pegaso			Formaciones: Carboneras			
Datos Físicos del pozo						
	ID(in)	OD(in)	Weight (lb/ft)	From (ft)	To (ft)	Perforados TVD
Casing	8.535	9 5/8	36	0	309.5	5604 5612
Casing	6.456	7	23	0	5801	5560 5563
Tubing	2.992	3 1/2	9.3	0	4626	5512 5539
Información de Superficie						
THP: 150 psi			Voltaje: 480 V			
WHT: 177 °F			Frecuencia: 60 Hz			
CHP: 0 psi						
Propiedades de los fluidos						
API: 21.2			Presión de burbuja: 360 psi			
Gravedad especifica gas: 0.7			Salinidad : 60-110 ppm			
Gravedad especifica agua: 1						
Características del Yacimiento						
Prueba de Presión			Prueba de Producción			
	MD	TVD				
Datum	5560	5560	Caudal de aceite: 52 bopd			
Presión estática	1990	psi	Caudal de agua: 6420 bwpd			
Temperatura	200	°F	Caudal de fluido: 6472 bfpd			
IP	9 STB/psi	13 STB/psi	BSW: 99.04 %			
K	2000 mD	3000 mD	GOR: 180 scf/bbl			
Parámetros de Diseño						
	MD	TVD	Unidades			
Profundidad de sentamiento	4700	4092	ft			
Caudal de Diseño	8000		bpd			
Perforados		5562	ft			

Fuente: Hoja proporcionada por el cliente: Modificada por el autor.

5.1.2 Determinar la capacidad productiva del pozo.

Se debe determinar la capacidad productiva del pozo de acuerdo a los datos de producción disponibles y hay que tener en cuenta dos consideraciones para su determinación.

- ($P_{wf} > P_b$) Cuando la presión fluyente en el pozo es mayor que la presión de punto de burbujeo, se puede determinar mediante el método de índice de productividad constante dando resultado satisfactorios, está dada por la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad Ec(6)$$

Dónde:

IP: Índice de productividad.

Q: Tasa de producción conocida del pozo.

Pe: Presión estática promedio del yacimiento.

Pwf: Presión fluyente en el pozo @ una tasa conocida.

- ($P_{wf} < P_b$) Cuando la presión fluyente en el pozo es menor que la presión de burbujeo, se puede determinar mediante la ecuación de Vogel dando resultados satisfactorios, está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.20 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.80 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad Ec(7)$$

Dónde:

Q_{max} : Tasa de producción máxima del pozo.

Q: Tasa de producción a presión de fondo de pozo conocida en el pozo

P_r : Presión estática promedio del yacimiento.

P_{wf} : Presión fluyente en el pozo @ una tasa conocida

Como en la hoja suministrada para el diseño ya se cuenta con la capacidad productiva del pozo se omite los cálculos correspondientes.

5.1.3 Determinación de la presión de fondo fluyente a la tasa de diseño.

$$P_{wf} = P_e - \frac{Q_d}{IP} \quad Ec(8)$$

$$P_{wf} = 1990 \text{ psi} - \frac{8000 \text{ stb}}{13 \text{ stb/psi}} = 1375 \text{ psi} \quad Ec(9)$$

5.1.4 Determinar la presión de succión de la bomba (PIP).

Basado en la presión de fondo que fluye a través de las perforaciones, se determina la presión de succión de la bomba (PIP) con la siguiente ecuación.

$$PIP = P_{wf} - (L_{perf} - L_{set})grad_1 \quad Ec(10)$$

Dónde:

P_{wf} : Presión de fondo fluyente a la tasa de diseño

L_{perf} : TVD de los perforados, en ft

L_{set} : TVD de sentamiento de la bomba, en ft

$grad_1$: Gradiente promedio del fluido, en psi/ft.

Para poder determinar este gradiente debemos determinar, primeramente la gravedad específica de la mezcla de los fluidos producidos, de la siguiente manera:

Cálculo de la gravedad específica del aceite: ($^{\circ}API:21.2$)

$$SG_{oil} = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API} = \frac{141.5}{131.5 + 21.2} = 0.93 \quad Ec(11)$$

Gravedad específica de la mezcla a un BSW:99.04 %

$$SG_{mix} = SG_{water} * BSW + SG_{oil}(1 - BSW) \quad Ec(12)$$

$$SG_{mix} = (1) * (0.9904) + (0.93)(1 - 0.9904) = 0.999328 \quad Ec(13)$$

Gradiente promedio del fluido:

$$grad_1 = SG_{mix} * \frac{0.433 \text{ ft}}{\text{psi}} \quad Ec(14)$$

$$grad_1 = 0.999 * \frac{0.433 \text{ psi}}{\text{ft}} = 0.432 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \quad Ec(15)$$

Nota.- El $\frac{0.433 \text{ psi}}{\text{ft}}$ es un gradiente de presión, que indica el cambio de presión por unidad de profundidad.

Una vez obtenido los datos necesarios para determinar PIP se procede al cálculo:

$$PIP = 1375 \text{ psi} - (5562 \text{ ft} - 4092 \text{ ft}) * 0.432 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \quad Ec(16)$$

$$PIP = 740 \text{ psi}$$

5.1.5 Cálculo de gas presente en el sistema.

Determinar la presión de succión (PIP) de la bomba es importante ya que nos permite verificar la presencia de gas libre en las condiciones de succión de la bomba, como se sabe la presencia de gas libre en exceso de la bomba puede conllevar a numerosos problemas que ponen en riesgo la operación correcta de la bomba.

Para ello primero se calcula la relación gas-petróleo en solución en condiciones de succión de la bomba, Se determina la solución GOR (R_s) a la presión de entrada de la bomba sustituyendo la presión de entrada de la bomba por la presión del punto de burbuja (P_b) en la ecuación de Standing ,siendo la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{PIP}{18 * 10^\gamma} \right)^{1.205} \quad Ec(17)$$

Dónde:

$$\gamma = 0.00091T - 0.0125^\circ API$$

PIP = Presión de entrada de la bomba , en psi

γ_g = Gravedad específica del gas

$^\circ API$ = Gravedad API del petróleo

T = Temperatura de succión o fondo

Se procede a calcular γ .

$$\gamma = 0.00091(200^\circ F) - 0.0125(21.2)$$

$$\gamma = -0.083$$

Luego.

$$R_s = 0.7 \left(\frac{740 \text{ psi}}{18 * 10^{-0.083}} \right)^{1.205} = 78 \text{ scf/bbl} \quad Ec(18)$$

La relación gas-petróleo libre bajo condiciones de succión de la bomba es:

$$R_{free} = GOR - R_s \quad Ec(19)$$

$$R_{free} = 180 - 78 = 102 \text{ scf/bbl} \quad Ec(20)$$

Para encontrar el volumen de gas real en el sistema se debe calcular el factor volumétrico del gas B_g , por lo que es necesario conocer el factor de desviación, lo que se obtiene a partir de las propiedades pseudocríticas.

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7 \gamma_g \quad Ec(21)$$

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7 (0.7) = 669 \text{ psia} \quad Ec(22)$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3 \gamma_g \quad Ec(23)$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3(0.7) = 385.61 \text{ }^\circ R \quad Ec(24)$$

Ahora se procede a calcular las propiedades pseudoreducidas

$$P_{pr} = \frac{PIP}{P_{pc}} = \frac{740 \text{ psia}}{669 \text{ psia}} = 1.11 \quad Ec(25)$$

$$T_{pr} = \frac{T_{fondo}}{T_{pc}} = \frac{(200 + 460)^\circ R}{385.61^\circ R} = 1.71 \quad Ec(26)$$

Con estos datos se procede a calcular el factor de desviación (Z):

$$Z = 1 - \frac{3.52P_{pr}}{10^{0.9813T_{pr}}} + \frac{0.274P_{pr}^2}{10^{0.8157 pr}} \quad Ec(27)$$

$$Z = 1 - \frac{3.52(1.11)}{10^{0.9813(1.71)}} + \frac{0.274(1.11)^2}{10^{0.8157(1.71)}} = 0.904 \quad Ec(28)$$

Con este factor de desviación podemos obtener el factor volumétrico del gas.

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT_{suction}}{PIP} \quad Ec(29)$$

$$B_g = 0.0283 \frac{(0.904)(200 + 460)^\circ R}{740 \text{ psia}} = 0.023 \text{ cu ft/scf} \quad Ec(30)$$

Ahora la tasa volumétrica de gas libre se calcula de la siguiente manera:

$$q_{free} = R_{free} Q_{diseño} B_g \quad Ec(31)$$

$$q_{free} = (102)(8000 * 0.1)(0.023) = 1877 \text{ cu } \frac{ft}{dia} \quad Ec(32)$$

Ahora convirtiendo a unidades de bpd queda:

$$q_{free} = 1877 \frac{cu \text{ ft}}{dia} * \frac{0.178 \text{ bbl}}{1 \text{ cu ft}} = 334 \text{ bpd} \quad Ec(33)$$

Una vez determinada la tasa volumétrica del gas, procedemos a determinar la tasa volumétrica del petróleo, para eso debemos determinar el factor volumétrico del petróleo (B_o) mediante la correlación de Standing.

$$B_o = 0.972 + 1.47 \cdot 10^{-4} * F^{1.175} \quad Ec(34)$$

Dónde:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T$$

γ_g, γ_o = Gravedad específica del gas y petróleo

R_s = Relación gas/petróleo en solución en condiciones de succión, en scf/stb

T = Temperatura de succión o de fondo, en °F

$$F = 78 \text{ scf/bbls} \left(\frac{0.7}{0.93} \right)^{0.5} + 1.25 (200^\circ\text{F}) = 318 \quad Ec(35)$$

$$B_o = 0.972 + 1.47 \cdot 10^{-4} * 318^{1.175} = 1.10 \text{ bbl/STB} \quad Ec(36)$$

Entonces finalmente la tasa volumétrica líquida que manejará la bomba se determina mediante la siguiente ecuación (37), asumiendo que $B_w = 1$.

$$q_l = q_o B_o + q_w B_w \quad Ec(37)$$

Dónde:

q_o = tasa volumétrica del aceite, en STB/día

q_w = tasa volumétrica del agua, en STB/día

B_o = Factor volumétrico del aceite a la presión de succión de la bomba, en bbl/STB

B_w = Factor volumétrico del agua a la presión de succión de la bomba, en bbl/STB

Nota: q_o, q_w ; se lo intuye a partir de la tasa líquida de diseño es decir los 8000 bpd y con el BSW:99.04%

$$q_o: 8000 \text{ bpd} * 0.0096 = 77 \text{ bpd}$$

$$q_w: 8000 \text{ bpd} * 0.9904 = 7923 \text{ bpd}$$

$$q_l = (77)(1.10) + (7923)(1) = 8008 \text{ bpd} \quad Ec(38)$$

Finalmente el porcentaje de gas con respecto al porcentaje líquido en la succión de la bomba es:

$$\frac{q_{free}}{q_l + q_{free}} = \frac{334}{8008 + 334} = 0.040 = 4\%$$

La cantidad de gas presente conjuntamente con el líquido (agua-petróleo) en condiciones de succión es apenas del 4%, por la que la bomba no necesitaría la instalación de separadores en su entrada, ya que como regla de mano se tiene que al 10% o más de gas libre en el sistema se torna necesario los separadores.

Otra forma de evaluar el rendimiento de la bomba bajo esas condiciones de succión y saber si es necesario implementar sepadores, es la utilización de la correlación de Turpin que relaciona el rendimiento de la bomba en función del volumen de líquido y gas a la entrada de la bomba con la presión de entrada de la misma (PIP). Según Turpin, los límites de funcionamiento estable de la bomba se pueden evaluar en función del valor de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{2000 \frac{q_{free}}{q_l}}{3PIP} \quad Ec(39)$$

Dónde:

q_{free} : tasa volumetrica de gas en condiciones de succion, en bpd.

q_l : tasa volumetrica de liquido en condiciones de succion, en bpd.

PIP: Presion de entrada de la bomba , en psia

Ahora con los datos que contamos procedemos al cálculo de ϕ :

$$\phi = \frac{2000 \frac{(334)}{(8008)}}{3(740)} = 0.037 \quad Ec(40)$$

Teniendo que sí $\phi < 1$ se tendría un funcionamiento estable de la bomba, mientras que sí $\phi > 1$ se tendría interferencia de gas en la bomba y deterioro de la misma. Como queda en manifiesto el valor obtenido es de 0.037 por lo que no tendríamos interferencia por gas en la bomba y no resultaría necesaria la instalación de separadores.

Otra forma de la correlación de Tupin es mediante la figura 3.1, que considera los mismos criterios, la única diferencia es que como datos de entrada se tiene el porcentaje de gas libre con respecto porcentaje de líquido, es decir en nuestro caso sería un 4% de donde se traza frente al PIP=740 psi, la gráfica está dividida por una curva que sería $\phi = 1$ y delimita dos zonas, ala izquierda de la curva la zona inestable y ala derecha la zona estable.

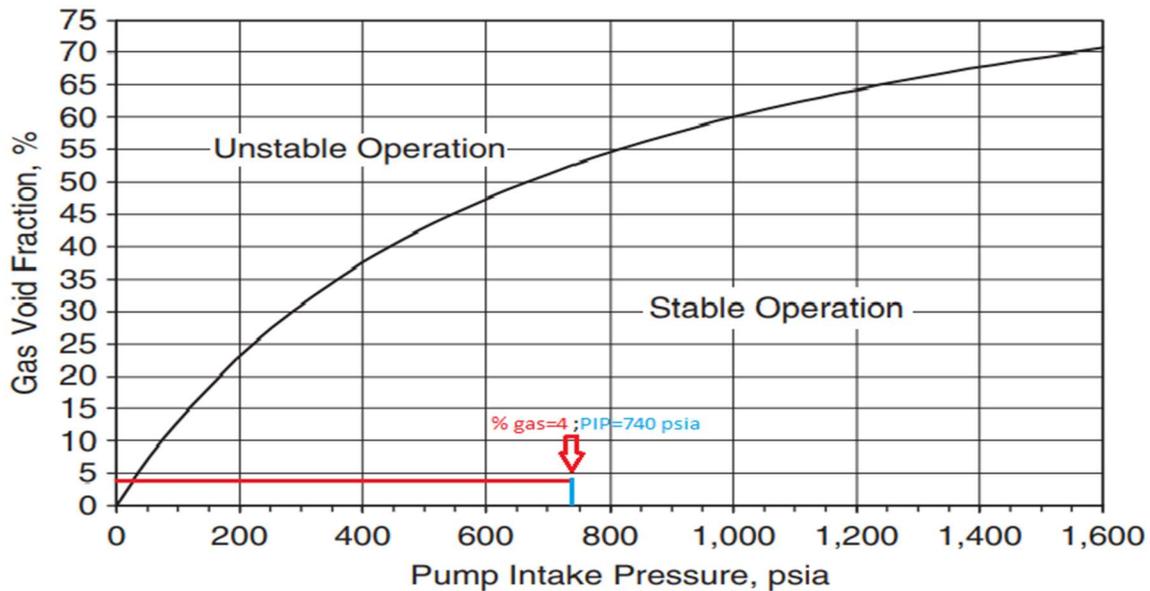


Figura 3.1 Correlacion de Tupin. Recuperado de (Takacs, 2008)

5.1.6 Calculo de la cabeza dinámica total (TDH).

El TDH es la altura que debe superar la bomba para poder llevar los fluidos producidos a superficie, este factor posteriormente ayudara a determinar el número de etapas necesarias en la bomba para superar dicha altura (TDH) y que los fluidos lleguen a superficie.

El TDH está compuesto de los siguientes elementos y todos se expresan en unidades longitud (ft)

- “Cabeza necesaria para llevar el fluido al cabezal del pozo a la tasa de producción deseada.
- Cabeza hidrostática neta que actúa sobre la bomba, entre la distancia de asentamiento de la bomba y superficie.
- Caída de presión por perdidas por fricción que se produce en las tuberías a una tasa determinada, en cada 1000ft de tubería.” (Takacs, 2008, pág. 192)

La cabeza hidrostática es igual a la profundidad vertical verdadera (TVD) del nivel dinámico del líquido, es decir donde el nivel del líquido se estabiliza en el anular del casing a una tasa determinada. Se encuentra fácilmente a partir de la presión de admisión de la bomba (PIP) suponiendo que existe una columna de aceite en el anular por encima de la profundidad de asentamiento de la bomba, y está dada por:

$$L_{dyn} = \frac{L_{set}grad_o + CHP - PIP}{grad_o - grad_g} \quad Ec(41)$$

Dónde:

L_{set} = TVD de asentamiento de la bomba, en ft

CHP = Presion de cabeza del casing, en psi

PIP = Presion de admision de la bomba, en psi

$grad_o, grad_g$ = Gradiente del petroleo y gas , en psi/ft

$$L_{dyn} = \frac{(4092 * 0.93 * 0.433) - (740)}{(0.93 * 0.433)} = 2254 \text{ ft} \quad Ec(42)$$

Ahora debemos determinar las pérdidas por fricción en las tuberías para eso hacemos uso del factor de Hazen-Williams que está dado por:

$$\Delta h_{fr} = 2.083 \left(\frac{100Q}{34.3C} \right)^{1.85} * (ID)^{-4.8655} \quad Ec(43)$$

Dónde:

$C = 120$, aplicaciones en tuberías de acero

$C = 90 - 110$, aplicaciones en tuberías corroidas

$Q =$ Caudal de diseño , en bpd

$ID =$ Diametro interno del tubing, en in

$$\Delta h_{fr} = 2.083 \left(\frac{100(8000)}{34.3(120)} \right)^{1.85} * (2.992)^{-4.8655} = 172.5186 \text{ ft} \quad Ec(44)$$

La pérdida de carga por fricción total en las tuberías se calcula como:

$$\Delta H_{fr} = \Delta h_{fr} \frac{L_t}{1000 \text{ ft}} \quad Ec(45)$$

Dónde:

$L_t:$ (MD) Profundida medida de sentamiento de la bomba, en ft

$$\Delta H_{fr} = (172.5186) \frac{(4700)}{1000 \text{ ft}} = 811 \text{ ft} \quad Ec(46)$$

Finalmente la altura dinámica total que debe desarrollar la bomba está dada por la siguiente ecuación:

$$TDH = \frac{2.31}{SG_{mix}} (WHP - CHP) + L_{dyn} + \Delta H_{fr} \quad Ec(47)$$

Dónde:

WHP = Presion en el cabezal de produccion , en psi

CHP = Presion de cabeza del casing, en psi

L_{dyn} = TVD del nivel dinamico liquido, en ft

ΔH_{fr} = Perdidas por friccion en la tuberia, en ft

SG_{mix} = Gravedad especifica de la mezcla del fluido producido.

$$TDH = \frac{2.31}{0.999} (150 - 0) + 2254 + 811 = 3412 \text{ ft} \quad Ec(48)$$

5.1.7 Selección de la bomba.

La selección de la bomba adecuada para un pozo debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Determinación de la series de la bombas a utilizar (diámetro externo).
- La selección del tipo de bomba requerida (Caudal de diseño).
- El cálculo de numero de etapas requerida en la bomba para el pozo.
- Comprobación de la resistencia mecánica de la bomba.

Número de Serie.- El número de serie de una bomba generalmente representa el diámetro exterior de la bomba, por ejemplo una serie de 400 implicaría que la bomba tiene un OD= 4.00 pulgadas. Al seleccionar el tipo de serie se debe considerar los costos económicos siendo

recomendable utilizar los de mayor diámetro siempre y cuando quepa en el diámetro interno del casing para su movilidad, además de que las bombas con OD pequeño resultan más costosas.

Tipo de bomba.- “Los tipos de bomba difieren en el diseño de la etapas, como la forma y el número de paletas, la altura, el ángulo y la longitud de las paletas, todos estos factores tienen un impacto en el caudal y en la altura desarrollada por etapa” (Takacs, 2008, pág. 194). La selección de la bomba se hace de acuerdo a la tasa de líquido deseada en comparación de los rangos de tasas disponibles de las bombas en stock. La bomba seleccionada debe cumplir con:

- Tener la tasa líquida requerida dentro de su rango de capacidad óptima.
- Tener la tasa perteneciente a su punto de mejor eficiencia para caer cerca de la tasa deseada.

Comprobación de la resistencia mecánica de la bomba.

Una vez seleccionada la bomba se debe comprobar la resistencia mecánica del eje y su carcasa para garantizar que la carga en el eje y en la carcasa no supere los límites del fabricante, los fabricantes especifican la resistencia mecánica de las carcasas de las bombas a la presión de rotura interna permitida para sus bombas. Esta presión debe compararse con la máxima presión interna posible que ocurre cuando la bomba desarrolla la altura máxima. Algunos fabricantes usan la presión fluyente caudal cero, otros usan el más alto cabeza que se encuentra en el rango de frecuencia recomendado. De nuevo, la actuación de las curvas de la bomba seleccionada deben usarse para encontrar la altura máxima valor por etapa, a partir del cual se determina la presión interna máxima.

Desarrollo.-Para la selección de la bomba para el pozo J-01 se utilizó el catálogo “**REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog**” perteneciente a Schlumberger.

De acuerdo al caudal de diseño de 8000 bpd, se procedió a buscar en el catálogo las bombas que se encuentren dentro del rango de producción deseada, entre las cuales se mencionan en la tabla 4:

Tabla 4
Bombas Candidatas para el pozo J-01.

Bomba	Rango óptimo de operación	Tamaño mínimo de casing OD
G6200N	4500-8000 bbls/día	6.625 pulgadas
GN10000	7000-12000 bbls/día	6.625 pulgadas
HN13500	5000-18000 bbls/día	7.00 pulgadas
J12000N	8000-18500 bbls/día	8.625 pulgadas
S8000N	350-10500 bbls/día	7.00 pulgadas

Fuente. Tomado de Catalogo REDA (Schlumberger, 2017)

A simple vista podríamos descartar la bomba **G6200N** debido a su corto rango de operación, pese a estar dentro de los 8000 bbls/día que se requiere, su rango de operatividad resultaría inapropiado y con esto se disminuiría la vida útil del sistema. Otra bomba que se podría descartar a simple vista es la **J12000N** que al igual a la anterior su rango de operación resulta inapropiado dado los requerimientos del pozo, así mismo se requiere un tamaño mínimo de casing de 8.625 pulgadas.

Por consiguiente quedan tres posibles bombas, ahora para tener un mejor criterio de selección se procede a revisar las curvas de rendimiento de cada una, para identificar cual nos favorece dada las características de diseño requeridas, teniendo en la tabla cinco que:

Tabla 5.
Parámetros de interés de las curvas de rendimiento de las bombas candidatas.

Bomba	Cabeza/Etapa	Eficiencia de la bomba (%)	Power hp/etapa
GN10000	33 ft/etapa	32% Aproximadamente	3.0 hp
HN13500	53 ft/etapa	54% Aproximadamente	5.5 hp
S8000N	48 ft/etapa	>70%	3.5 hp

Fuente. Tomado Catalogo REDA de (Schlumberger, 2017)

Como se puede apreciar en la figura 3.2 y en la tabla 5 la bomba que mejor se ajusta a los requerimientos de diseño y muestra una mejor eficiencia es la bomba **S8000N de la serie 538**, además tiene un rango amplio de operatividad de 350-10,500 bbls/día lo que ayudaría en un futuro a prolongar la vida útil de los equipos, en caso de aumento o reducción de la producción.

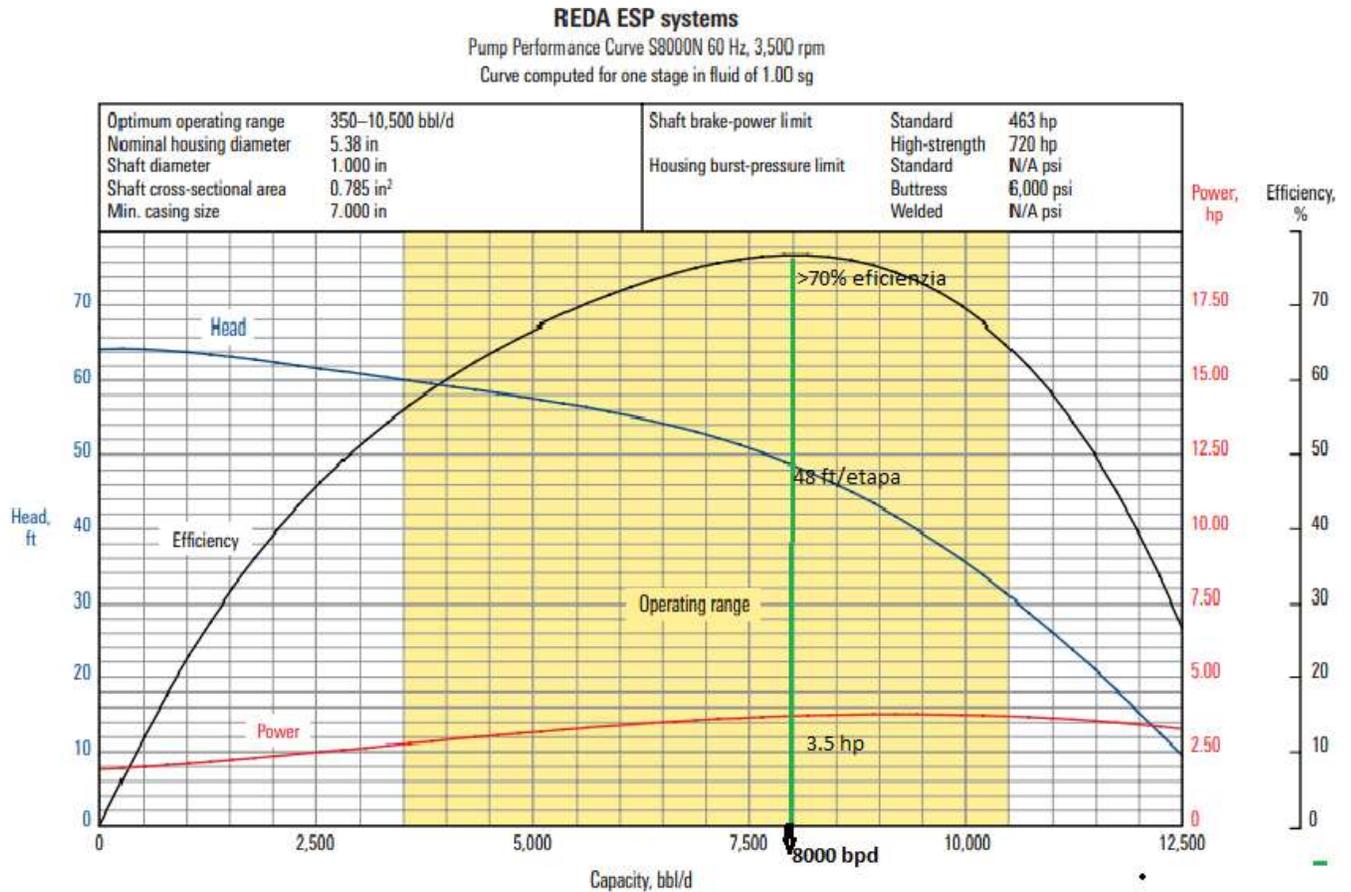


Figura 3. 2. Curva de rendimiento de la bomba S8000N. Recuperado de (Schlumberger, 2017)

Una vez seleccionada la bomba a utilizar, se procede a calcular el número de etapas necesarias para superar la cabeza dinámica total del pozo (TDH) con la siguiente fórmula:

$$Etapas = \frac{TDH}{Cabeza(ft)/Etapa} \quad Ec(49)$$

$$Etapas = \frac{3412ft}{48 ft/etapa} = 71.08 etapas$$

Del catálogo para la bomba de S8000N tenemos un modelo de **74 etapas** que se aproxima al número de etapas que necesitamos, con esta selección también damos un margen para superar el TDH sin problema.

Ahora debemos determinar la resistencia mecánica de la bomba, para eso determinamos la potencia máxima que ocurre en su eje a partir de la ecuación (50).

$$HP_{pump} = \frac{HP}{etapa} \#etapas SG_{mix} \quad Ec(50)$$

Dónde:

$HP/etapa =$ Potencia necesaria para impulsar una etapa , en hp/etapa

$\#etapas =$ numero de etapas seleccionada para la bomba

$SG_{mix} =$ Gravedad especifica del fluido a producir

$$HP_{pump} = 3.5 \frac{hp}{etapa} (74 etapas)(0.99) = 256.41 hp \quad Ec(51)$$

Como se ve la potencia que ocurre en el eje es de 257 hp que es menor que los 720 hp que puede resistir un eje estándar según datos del fabricante. Ahora debemos determinar la presión interna máxima de la bomba para saber si la carcasa resistirá a esa presión de trabajo, la presión interna máxima está dado por:

$$P_{max} = \left(\frac{cabeza}{etapa} \right) \#etapas * grad_1 \quad Ec(52)$$

Dónde:

Cabeza/Etapa = Cabeza maxima desarrollada por etapa, 50 ft/etapa

#etapas = Numero de etapa seleccionando para la bomba

** grad₁ = Gradiente del fluido , en psi/ft*

$$P_{max} = 50 \frac{ft}{etapa} (74 etapas) \left(0.432 \frac{psi}{ft} \right) = 1598 psi \quad Ec(53)$$

Los presión interna máxima ala que estará sometida la bomba es de 1598 psi que es mucho menor que los 6000 psi para la cual la bomba está diseñada a resistir. Concluyendo que la bomba no tendrá ningún tipo de daño mecánico.

5.1.8 Selección de protectores.

Para la selección de los protectores se debe elegir el tamaño correcto (serie), el eje del protector debe poder transferir la potencia requerida por la bomba, y la capacidad de expansión del aceite del protector debe ser suficiente.

“La selección de los protectores se basa en el cálculo de la carga de empuje desarrollada por la bomba ya que el protector es el componente que absorbe el empuje axial desarrollado” (Takacs, 2008, pág. 196), este cálculo generalmente se lo hace en bombas de impulsores flotantes. En el caso de la bomba **S8000N** es una bomba de impulsor fijo o también conocidas como de compresión, donde se desarrollan altas cargas axiales en las etapas de la bomba ya que los impulsores están fijados axialmente al eje, estas fuerzas de empuje se desarrollan en los impulsores y se transfieren directamente al cojinete de empuje del protector.

Por la tanto para la selección del protector primeramente debemos determinar el empuje máximo que actúa sobre el cojinete de empuje del protector, mediante la siguiente ecuación:

$$F_{TB} = 0.785P_{max}d^2 \quad Ec(54)$$

Dónde:

P_{max} : Presion interma maxima de la bomba, en psi

d^2 : Diametro del eje de la bomba , en pulgadas

Nota: El diámetro del eje de la bomba viene especificada en el catálogo de la misma. Para el caso de la bomba S8000N el (d: 1.0 in)

$$F_{TB} = 0.785(1598)(1)^2: 1254.43 \text{ lb} \quad \text{Ec(55)}$$

Ahora verificamos la capacidad de carga del protector en función de la temperatura de fondo, mediante la siguiente correlación de Schlumberger.

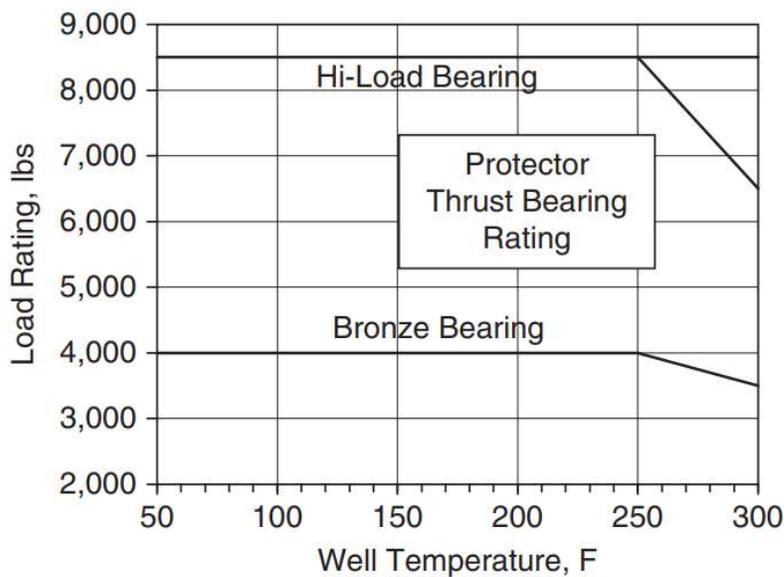


Figura 3.3 Capacidad de carga de un protector en función de la temperatura del pozo. Recuperado (Takacs, 2008).

Nota: La potencia del eje del protector viene especificada en el catálogo de la misma, siendo 463hp.

En nuestro caso la temperatura de fondo es 200°F, “cuya carga de empuje permitida a la temperatura del fondo del pozo es de 4,000 lb” (Takacs, 2008), .Dado que dicha carga es mayor

que la carga real, FTB: 1254.43 lb, el cojinete de bronce estaría adecuada para el protector de elección. El eje del protector tiene una potencia de **463hp** y la bomba solo requiere una potencia de **HP_{pump}: 256 hp**, por la que la elección de la bomba es la correcta

Una vez determinadas las condiciones mecánicas a la que estará sometido el protector con el eje se procede a la elección final una pareja de protectores de **serie 538 tipo (LSBPB)** Laberinto-Sello-Bolsas en paralelo, ya que este tipo de protectores se adaptan a las condiciones del pozo y son las más utilizadas en la industria.

5.1.9 Selección del motor.

En la selección del motor debemos considerar tres aspectos para que el motor coincida con la bomba ya seleccionada, estos son:

- La serie del motor adecuada (OD).
- La potencia del motor requerida.
- La combinación correcta de amperaje y voltaje.

En nuestro caso recurrimos al catálogo “**REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog**” perteneciente a Schlumberger, para la selección de la serie correcta.

Para el pozo A-01 se seleccionan los motores de la **serie 562**, ya que esta serie denota el tamaño externo (OD) que se acopla mejor tanto a la pareja de protectores como a la bomba S8000N.

Como se manifestó anteriormente el motor necesita estar sumergido a cierto nivel de profundidad conjuntamente con los fluidos producidos para su enfriamiento, la velocidad de flujo recomendada para un correcto enfriamiento del motor es de $1\text{ft}/\text{seg}$, sin embargo para prevenir problemas de erosión en el casing estas velocidades deben limitarse a $12\text{ft}/\text{seg}$ para fluidos limpios y $7\text{ft}/\text{seg}$ para fluidos abrasivos” (Takacs, 2008). Ahora debemos verificar la

velocidad de flujo que ocurre en el espacio anular formado por el casing y el motor para el pozo A-01 mediante la siguiente ecuación:

$$v_l = 0.0119 \frac{q_l}{ID_c^2 - OD_m^2} \quad Ec (56)$$

Dónde:

$q_l =$ Caudal líquido de diseño, en bpd

$ID_c =$ Diametro interno del casing, en in.

$OD_m =$ Diametro interno del casing, en in.

$$v_l = 0.0119 \frac{(8000)}{(6.456^2 - 5.62^2)} = 9.43 \text{ ft/seg} \quad Ec(57)$$

Como se manifiesta los 9.43 ft/seg es suficiente para un correcto enfriamiento del motor.

Ahora para seleccionar el motor con la potencia adecuada se debe verificar la potencia total del sistema requerida, la potencia de todo el sistema incluye la potencia para que funcione la bomba, los protectores y el separador de gas en caso de existir.

Como en el pozo A-01 se decidió no implementar separadores de gas, la potencia del sistema HP_{system} será igual a la potencia de la bomba conjuntamente con la pareja de protectores $HP_{pump} = 256 \text{ hp}$, como en el pozo se cuenta con el motor de placa F085 y cuyo motor posee los requerimientos de potencia necesarios para el funcionamiento del sistema, se procede a utilizar el mismo motor, esto con la finalidad de reducir gastos.

Tabla 6
Placa de motor F085

Motor placa F085

Serie	Placa	Potencia (Hp)	Voltaje (V)	Corriente (amp)
562	F085	300	1763.3	103.7

Fuente. Tomado Catalogo REDA de (Schlumberger, 2017)

Una vez seleccionado el motor determinaremos la demanda real de corriente necesaria en el motor, mediante la siguiente ecuación:

$$I = I_{np} \frac{HP_{system}}{HP_{np}} \quad Ec(58)$$

Donde

I_{np} = Corriente de la placa de indentificación, en amperios

HP_{system} = Requisito de potencia del sistema, en HP.

HP_{np} = Potencia nominal del motor, en HP .

$$I = 103.7 \frac{256}{300} = 88.5 \text{ Amperios} \quad Ec(59)$$

Como se ve la corriente real que necesita el motor es menor de la que se cuenta por la que la elección del motor es la correcta.

5.1.10 Selección del cable de potencia.

Para la selección del cable de potencia debemos ir a la placa del motor y verificar la corriente que debe llegar el motor en este caso serían 104 amperios, con ese valor entramos a la figura 3.4 considerando que las pérdidas de voltaje por cada 1000 ft no pueden ser mayores a los 30 volts.

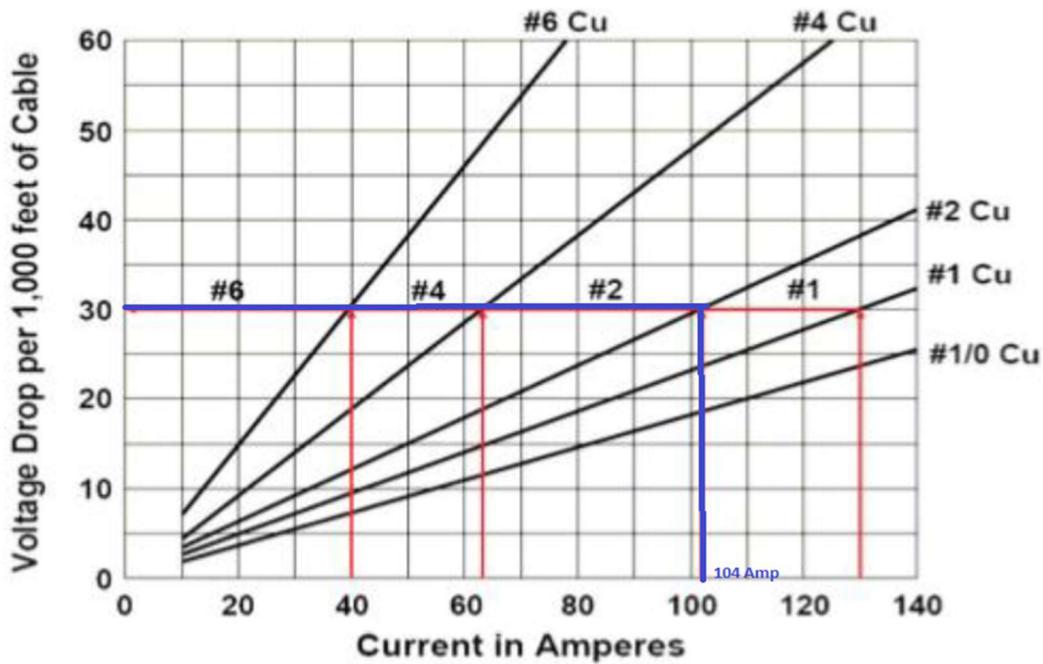


Figura 3.4. Pérdidas de voltaje a través del cable de potencia. Recuperado de (Orejarena Alarcon, 2018)

Otra consideración que se debe tomar en cuenta es que a mayor número de cable menor es el diámetro del mismo y al tener un menor diámetro de cable favorece en la movilidad. Como se puede observar las pérdidas con el cable número #2 son de aproximadamente 30 voltios por lo tanto resulta como la mejor opción para su instalación. En cuanto a la longitud del cable al ser 4700 ft la profundidad de asentamiento de la bomba más los 300 ft de cables que se necesita en superficie da un total de 5000 ft de cable.

5.1.11 Selección del controlador y transformador en superficie.

Como último paso del diseño del sistema ESP tenemos que determinar el voltaje superficie requerido, este voltaje está en función del voltaje que se encuentra en la placa del motor y de la caída de voltaje a través del cable, para su determinación hacemos uso de la siguiente ecuación:

$$U_{super} = U_{np} + 1.732R_T I \quad Ec(60)$$

Dónde:

U_{np} = Voltaje de indentificación de la placa del motor, en voltios

R_T = resistencia del cable, en ohmios. (1.71) para el cable#2

I = corriente real requerida del motor, amperios

$$U_{super} = 1764 + 1.732(1.71)(88.5) = 2026 \text{ voltios} \quad Ec(61)$$

Ahora la selección del transformador y del controlador se escoge en función de los kVA de la instalación, mediante la siguiente ecuación:

$$P_{super} = \frac{\sqrt{3}U_{super}I}{1000} \quad Ec(62)$$

Dónde:

U_{super} = Voltaje requerido en superficie, en voltios

I = Corriente real requerida en el motor, en amperios

$$P_{super} = \frac{\sqrt{3}(2026)(88.5)}{1000} = 310 \text{ kVA} \quad Ec(63)$$

Finalmente el transformador seleccionado debe tener los mismo kVA=310 requeridos.

5.1.12 Resumen de Equipos a Instalar en el pozo J-01.

En el pozo J-01 se mantendrá la bomba S8000N con la diferencia que se aumentaran el número de etapas de 63 a 74, dicha bomba es de la serie 562 es decir tiene un OD=5.62 pulgadas lo suficiente para que quepa dentro del casing, el motor se mantendrá ya que cumple los requerimientos de energía de la bomba, el motor es de la placa F085, cuya placa presenta los siguiente valores de interés; 300 HP, 1764 voltios y 104 amperios.

La sección sellante o protectores se determinó elegir una pareja de protectores de tipo Laberinto-Sello-Bolsa en paralelo, en cuanto al cable de potencia se mantendrá el cable de tipo #2 con 5000 ft de longitud y la configuración del transformador debe estar configurado a 2026 volteos para entregar al motor de fondo, el transformador debe ser de kVA=310, se utilizara un intake estándar para recibir los fluidos y que pasen a la bomba y por último se utilizara el mismo sensor tipo 1. En la figura 3.5 se detalla cada uno de los componentes a instalar en el pozo A-01.

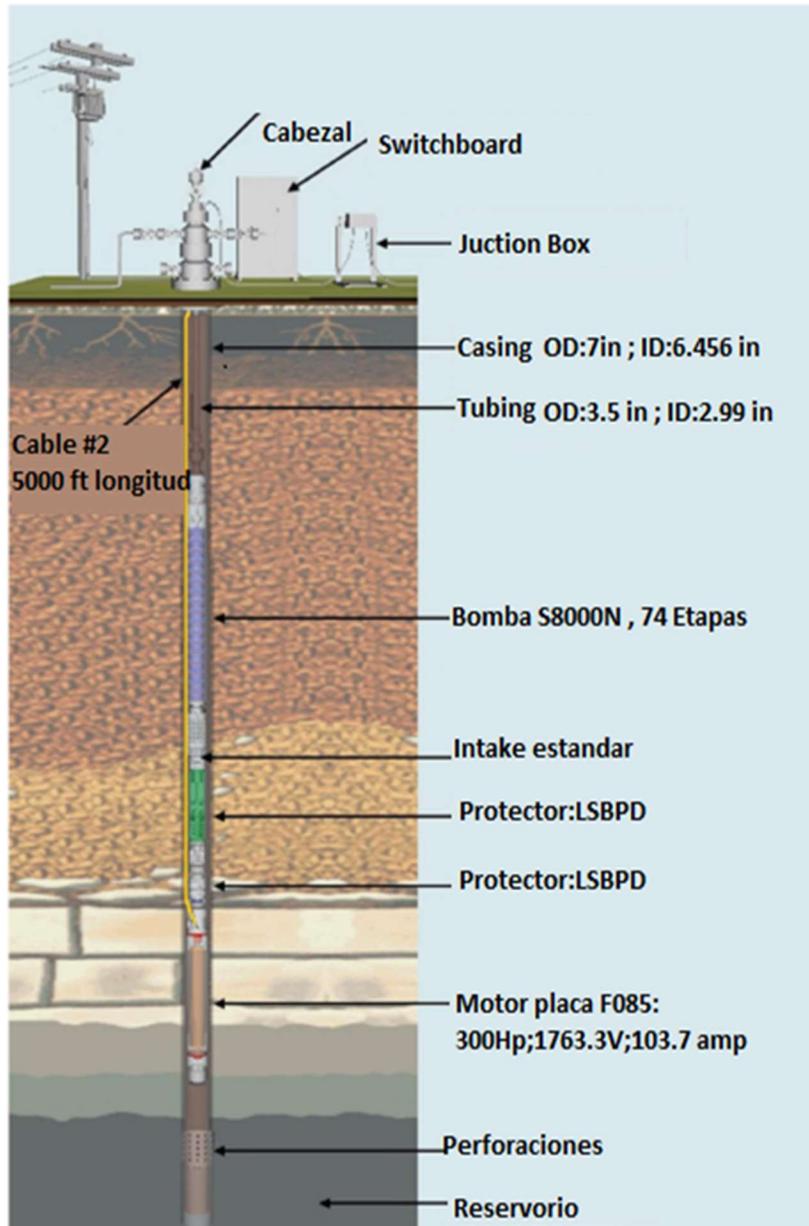


Figura 3.5. Componentes a instalar en el pozo A-01. Autoria propia

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES

- Desde que se instaló la primera completación electro sumergible en el pozo J-01 hasta que la bomba empezó a presentar problemas de rendimiento y se decide hacer un rediseño de la completación, el pozo perdió cierta capacidad productiva paso de los 15 STB/psi a 13 STB/psi , por lo cual para el re diseño de la completación el caudal de diseño se modificó a los 8000 bpd, en consecuencia este dato influyo directamente en variables de diseño que son de interés, como la presión de succión de la bomba(PIP) , determinación cabeza dinámica total (TDH) y en la determinación de la presencia de gas libre en la bomba, evidenciando la importancia de este dato de entrada en el proceso de diseño.
- Al establecer como caudal de diseño los 8000 bpd y al ser un dato de entrada para la selección de la bomba ,se analizó la opción de un cambio de bomba, pero al buscar en los catálogos de bombas disponibles con dicho dato de entrada y de analizar variables de interés como cabeza/etapa , hp/etapa y eficiencia de la bomba, se concluyó que la mejor opción disponible era la bomba ya existente en el pozo J-01 es decir la bomba S8000N debido a sus características funcionales y su alto rango de operatividad que se ajustan a las condiciones del pozo.

- Como consecuencia del incremento de la relación gas-petróleo (GOR) en el pozo J-01 ,se procedió a determinar la cantidad de gas libre presente en la bomba en condiciones de succión, para ello se realizaron los cálculos correspondientes obteniendo un valor del 4% de gas libre con respecto al líquido total (agua-petróleo), concluyendo que no es necesario la implementación de separadores de gas ,ya que la bombas electro sumergibles están en la capacidad de trabajar hasta con un 10% de gas libre
- Como los parámetros del pozo cambiaron, la cabeza dinámica total (TDH) se incrementó alcanzando un valor de 3412 ft, por lo que el número de etapas de la bomba que están en la completación inicial resultan insuficientes para poder llevar los fluidos producidos a superficie, por lo que se concluyó aumentar el número de etapas de 62 a 74 etapas.
- La pareja de protectores, cable de potencia y motor de la completación inicial se mantuvieron, ya que al realizar un análisis y de hacer los cálculos correspondientes se concluye que se ajustan a las condiciones del pozo y no resulta necesario algún tipo de cambio.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la utilización de información confiable y verídica de las condiciones del pozo, para poder realizar de una manera más confiable el diseño del sistema de bombeo electro sumergible.
- Verificar en primera instancia la presencia de gas libre en la bomba para tomar las medidas correspondientes y eliminar este problema.
- Se recomienda la utilización de separadores de gas cuando el porcentaje de gas libre en la bomba sea cercana o mayor al 10%
- Seleccionar la bomba y motor de mayor OD disponible que cumplan con las condiciones del pozo, ya que son menos costosas.
- Seleccionar el cable de potencia con el número de presentación mayor ya que supone un menor diámetro, por lo tanto habrá mayor facilidad para su instalación.
- Implementar un sistema de levantamiento artificial acorde a la características y propiedades específicas del pozo especialmente en pozos de con alta producción de gas.

BIBLIOGRAFÍA

- Schlumberger. (6 de Febrero de 2015). *Scribd*. Recuperado el 25 de Agosto de 2020, de Scribd: <https://es.scribd.com/document/254971940/Bombeo-Electrosumergible-Protector-Separador>
- Bremner, C., Harris, G., Kosmala, A., Nicholson, B., Albert, O., Percy, M., . . . Solanki, S. (2007). *Tecnología en Evolución: Bombas Eléctricas Sumergibles*. Oklahoma.
- ESP oil Consultants. (2004). *Bombeo electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. Monagas: ESP oil Consultants.
- Fetoui, I. (26 de Febrero de 2017). *Production-Technology*. Recuperado el 24 de 08 de 2020, de Production-Technology: <https://production-technology.org/esp-motor/>
- Holger Maroto, D. V. (2012). *Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el área del Libertador*. Quito.
- JJ, Xiao (Saudi Aramco) ; R, Lastra (Saudi Aramco). (Mayo de 2019). *Motores de inducción frente a motores de imán permanente para aplicaciones ESP*. Recuperado el 24 de 08 de 2020, de One Petrol: https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-192177-PA?sort=&start=0&q=motor+ESP&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- Neira Basto, A. (2019). *EVALUACION TECNICO FINANCIERA DE LA EFICIENCIA DE UNA NUEVA TECNOLOGIA EN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA POZOS DE ECUADOR Y COLOMBIA*. Bogota.
- Oliva, G., Galvao, H., dos Santos, D., & Maitelli, C. (27-28 de Mayo de 2015). *One Petrol*. Recuperado el 01 de 09 de 2020, de One Petrol:

<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173969->

[MS?sort=&start=0&q=Gas+effect+in+ESP+SYSTEM+STAGE+BY+STAGE+ANALYSIS&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173969-MS?sort=&start=0&q=Gas+effect+in+ESP+SYSTEM+STAGE+BY+STAGE+ANALYSIS&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

- Oliva, G., Santos, D., Maitelli, A., Costa, R., & Maitelli, C. (27-28 de Mayo de 2015). *One Petrol*. Recuperado el 1 de 09 de 2020, de One Petrol:
https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173969-MS?sort=&start=0&q=ESP+exceso+de+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- Orejarena Alarcon, J. D. (2018). *Diseño del equipo de Bombeo Electrosumergible para un Campo Colombiano ubicado en la Cuenca de los llanos Orientales mediante la herramienta DESIGNPRO 9.0.2*. Bucaramanga.
- Pessoa, R., & Prado, M. (1 de Febrero de 2003). *One Petrol*. Recuperado el 1 de 09 de 2020, de One Petrol: https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-81910-PA?sort=&start=0&q=Gas+effect+in+ESP+SYSTEM+STAGE+BY+STAGE+ANALYSIS&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- PetroWiki. (19 de Enero de 2016). *PetroWiki*. Obtenido de PetroWiki:
https://petrowiki.org/ESP_centrifugal_pump
- Schlumberger. (2008). *Artificial lift Application Engineering Reference Manual*. Oklahoma.
- Schlumberger. (25 de Noviembre de 2016). *ISSUU*. Obtenido de ISSUU:
<https://issuu.com/emersonipialesgudino/docs/156925566-bombas-electrosumergibles>

- Schlumberger. (2017). *REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog*. Houston: Schlumberger.
- Takacs, G. (2008). Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance. En G. Takacs, *Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance*. (pág. 105). Abu Dhabi.
- Zabala, W., & Gustavo, M. (30-1 de Noviembre-Diciembre de 2016). *One Petrol*. Recuperado el 1 de 09 de 2020, de One Petrol: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-184213-MS?sort=&start=0&q=Gas+effect+in+ESP+SYSTEM+STAGE+BY+STAGE+ANALYSIS&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#