

**MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE**

WILLMER PARRA SILVA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

**MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA EL DISEÑO DE BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE**

WILLMER PARRA SILVA

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
ERVIN ARANDA ARANDA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2007**

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Neiva, Noviembre de 2007

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a todos aquellos que encuentren felicidad en la búsqueda del conocimiento, para que les sea de gran ayuda en su vida universitaria o en el inicio de su vida profesional como una guía iniciativa en cuanto este tema.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a: Dios todopoderoso que guio mi camino hacia el encuentro con la felicidad , a mis padres los cuales me prestaron la vida misma para aprender de los errores y corregir mi espíritu para el encuentro conmigo mismo, a mis hermanos y hermanas que estuvieron siempre a mi lado para darme la mano, a los profesores los cuales compartieron su conocimiento sin egoísmo alguno y a mis dos grandes amigos que sin importar las circunstancias me ayudaron sin exención alguna. A todos gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	19
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
2. JUSTIFICACIÓN	21
3. COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	22
3.1 EQUIPO DE FONDO	23
3.1.1 Motor	23
3.1.1.1 Principios de operación del motor	24
3.1.1.2 Componentes del motor	26
3.1.1.2.1 Estator y housing	27
3.1.1.2.2 Rotor	28
3.1.1.2.3 Rotor Bearing: (cojinete de empuje)	30
3.1.1.2.4 Zapata del cabezal del motor	30
3.1.1.2.5 Eje	31
3.1.1.2.6 Cabeza de potencia del motor- pot head	31
3.1.1.2.7 Extensión del eje motor	32
3.1.2 El sello (seal section)	33
3.1.2.1 Funciones de protección del sello.	34
3.1.2.2 Camino que los fluidos del pozo deben seguir para llegar al motor	34
3.1.2.3 Tipos de sellos	35
3.1.2.3.1 Sello positivo (bolsa)	35
3.1.2.3.2 Sello Laberíntico	36
3.1.2.3.3 Sellos modulares	37
3.1.3 Separador de gas rotativo (rotary gas separator)	37
3.1.3.1 Mecanismo de funcionamiento del separador de gas rotativo	38

3.1.4 La Bomba (Pumps)	39
3.1.4.1 Componentes de la bomba	40
3.1.4.1.1 Impulsor “Impeller”	40
3.1.4.1.2 Difusor	41
3.1.4.1.3 Etapa	41
3.1.4.1.3.1 Tipos de Etapas	42
3.1.4.1.3.1.1 Etapa de Flujo Radial	42
3.1.4.1.3.1.2 Etapa de Flujo Mixto	42
3.1.4.1.3.1.2.3 Etapas de Flujo Mixto Vs. Etapas de flujo Radial	42
3.1.4.2 Eje y Housing	43
3.1.4.3 Principios de operación de las bombas.	44
3.1.4.4 Clasificación de las bombas	44
3.1.4.4.1 Según la serie	44
3.1.4.4.2 Según su configuración	45
3.1.4.4.3 Según su construcción	45
3.1.4.4.3.1 Flotadora	46
3.1.4.4.3.2 Compresora	47
3.1.4.4.4 Según su Aplicación	48
3.1.4.4.4.1 Abrasión	48
3.1.4.4.4.2 Corrosión	48
3.1.4.5 Nomenclatura de las bombas	48
3.1.5 El Cable De Potencia	49
3.1.5.1 Componentes del cable de potencia	50
3.1.5.1.1 Conductor	51
3.1.5.1.2 Aislamiento	52
3.1.5.1.2.1 Tipos de aislamiento	52
3.1.5.1.3 Barrera	53
3.1.5.1.4 Chaqueta	54
3.1.5.1.4.1 Tipos de chaqueta	54
3.1.5.1.5 Armadura	54

3.1.5.1.5.1 Tipos	55
3.1.5.2 Forma del cable de potencia.	56
3.1.5.2.1 Cable plano de extensión del motor (MLE)	56
3.1.5.3 Nomenclatura de cables	57
3.1.5.3.1 Monitoreo	57
3.1.5.3.2 Usos de los datos de monitoreo.	57
3.1.5.4 Cable plano de extensión del motor (MLE) El Sensor de Fondo	58
3.2 EQUIPO DE SUPERFICIE	59
3.2.1 Variador	59
3.2.2 Sistema de alta tensión eléctrica	61
3.2.3 Alimentación por generador	62
3.2.4 Transformadores	62
3.2.4.1 Aceite dieléctrico	64
3.2.4.2 Transformador reductor (SDT).	64
3.2.4.3 Transformador elevador (SUT)	65
3.2.5 Caja de Venteo	65
3.2.6 Registrador de Corriente	66
3.2.7 Cabeza de Pozo.	66
3.2.7.1 Conector "UPPER"	66
3.2.7.2 Conector Lower.	67
3.2.7.3 Penetrador	68
3.2.7.4 Imagen del cabezal de pozo	68
4. DISEÑO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	69
4.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE ESP	69
4.1.1 Datos básicos	69
4.2 Ventajas de los equipos ESP	70
4.3 Desventajas de los equipos ESP	70
4.4 DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE ESP.	70
4.4.1 Datos del pozo.	70
4.4.2 Datos de producción.	71

4.4.3 Condiciones del fluido del pozo.	71
4.4.4 Fuente de energía.	71
4.4.5 Posibles problemas.	71
4.5 DISEÑO PARA POZOS CON ALTOS CORTES DE AGUA	72
4.5.1 Paso 1: Datos Básicos	72
4.5.2 Paso 2: Determinar la Capacidad de producción	72
4.5.3 Paso 3: Calcular la altura de columna dinámica total requerida	74
4.5.4 Paso 4: Tipo de Bomba	76
4.5.5 Paso 5: Selección del sello y motor	79
4.5.6 Paso 6: Límites de Carga	80
4.5.7 Paso 7: Cable de Potencia.	80
4.5.8 Paso 8: Seleccionar los accesorios y el equipo opcional	83
4.6 DISEÑO PARA POZOS CON ALTA VISCOSIDAD	83
4.6.1 Procedimiento de diseño para pozos con alta viscosidad	85
4.6.1.1 Paso 1: Determinar la viscosidad del aceite sin gas (Aceite muerto)	86
4.6.1.2 Paso 2: Determinar el gas en solución a la PIP	86
4.6.1.3 Paso 3: Corregir la viscosidad del aceite	87
4.6.1.4 Paso 4: Convertir las unidades de viscosidad en unidades SSU	87
4.6.1.5 Paso 5: Corregir la viscosidad del corte de agua	88
4.6.1.6 Paso 6: Selección de la bomba	88
4.6.1.7 Paso 7: Determinar la altura de columna dinámica total.	89
4.6.1.8 Paso 8: Convertir el caudal de flujo deseado y la altura dinámica total	89
4.6.1.9 Paso 9: Curva de desempeño de la bomba.	89
4.7 DISEÑO PARA POZOS CON ALTO GOR	90
4.7.1 Procedimiento de diseño de ESP para pozos con alto GOR.	92
4.7.2 Correlación de “Standing” - Relación Gas / Aceite en Solución	94
4.7.3 Correlación de “Standing” - Factor de Volumen de la Formación	94
4.7.4 Correlación de “Standing” - Factor de Volumen del Gas	94
4.7.5 Volumen Total de Fluido	95

4.8 DISEÑO DE ESP CON VARIADOR DE FRECUENCIA	95
4.8.1 Paso 1: Procedimiento de diseño con equipo de superficie (variador de frecuencia).	97
4.9 SIMPLIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO DE ESP	98
4.9.1 Los nueve pasos	98
4.9.1.1 Paso 1. Datos básicos	99
4.9.1.2 Paso 2: Capacitación de producción	100
4.9.1.3 Paso 3: Calculo de gas	102
4.9.1.4 Paso 4. Cabeza dinámica	104
4.9.1.5 Paso 5: Tipo de bomba	105
4.9.1.6 Paso 6: Tamaño óptimo de los componentes	107
4.9.1.7 Paso 7: Cable eléctrico	108
4.9.1.8 Paso 8: Equipo accesorio y opcional	109
4.9.1.9 Paso 9: Sistema de bombeo sumergible de velocidad variable	112
5. DISEÑOS ESPECIALES DE ESP	115
5.1 Instalación estándar	115
5.2 Instalación encamisada	115
5.3 Instalación para incremento de presión	117
5.4 Instalación con sistema de producción e inyección directa	117
6. DISEÑO EN AMBIENTE AGRESIVOS	119
6.1 Operación de bombas electrocentrífugas en ambientes agresivos	119
6.1.1 Pozos con altas temperaturas	119
6.1.2 Efectos del gas libre en la bomba eléctrosumergible	120
6.1.3 Pozos con fluidos abrasivos	121
6.1.3.1 Bomba de Compresión	123
6.1.3.2 Bomba con Cojinetes de Caucho	124
6.1.3.3 Bomba con Cojinete de Soporte Radial (Estabilizador)	124
6.1.3.4 Bomba de Compresión Resistente a la Abrasión "ARC"	124
6.1.3.5 Bomba Resistente a la Abrasión "AR"	124
6.1.4 Pozos con fluidos corrosivos	124

7. EJEMPLO – POZO CON ALTO CORTE DE AGUA	126
7.1 Recolección y análisis de los datos disponibles	126
7.1.1 Análisis.	127
7.2 Determinación de la presión de entrada de la bomba (pip)	127
7.3 Columna dinámica total (tdh)	128
7.4 Tipo de bomba	129
7.5 Selección de la sección sello y del motor	130
7.6 cable de potencia	130
7.7 accesorios y equipo opcional	131
8. EJEMPLO – FLUIDOS DE ALTA VISCOSIDAD	132
9. EJEMPLO - ALTA RELACION GAS PETROLEO	136
10. CONCLUSIONES	142
BIBLIOGRAFÍA	143

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Bomba Compresora Vs. Flotadora	47
Cuadro 2. Nomenclatura de las bombas.	49
Cuadro 3. Explicación de la nomenclatura de cables.	57
Cuadro 4. Características de los equipos electrosumergibles.	77

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Comportamiento de la PIP Vrs. Tiempo.	58
Grafica 2. Curva IPR.	73
Grafica 3. Perdidas por Fricción “Hazen – Williams”	75
Gráfica 4. Curva característica de eficiencia de la bomba 675HC7800.	78
Gráfica 5. Caballos de potencia Vs. Columna dinámica total.	79
Gráfica 6. Pérdida de Voltaje en el Cable	81
Gráfica 7. Temperatura del pozo Vs. Corriente.	82
Gráfica 8. Efecto de la Viscosidad en la Bomba Centrífuga	84
Gráfica 9. Viscosidad del aceite sin gas a temperaturas del campo Petróleo	86
Gráfica 10. Gas en solución a una presión de entrada de la bomba.	87
Gráfica 11. Corrección de la viscosidad.	87
Gráfico 12. Factor de corrección de la viscosidad.	87
Gráfica 13. Curva del índice de productividad.	102
Gráfica 14. Curva de desempeño de la velocidad variable.	114

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de bombeo electrosumergible.	22
Figura 2. Esquema de un motor electrosumergible.	23
Figura 3. Líneas de fuerza magnética y corriente.	24
Figura 4. Dirección del campo magnético.	24
Figura 5. Ángulos de rotación.	25
Figura 6. Funcionamiento con una sola fase de potencia.	25
Figura 7. Corriente alterna de tres fases.	26
Figura 8. Esquema interno del motor electrosumergible.	27
Figura 9. Estator y Housing.	27
Figura 10. Rotor y estator.	28
Figura 11. Laminaciones del estator.	29
Figura 12. Rotor tipo jaula.	29
Figura 13. Cojinete.	30
Figura 14. Zapata del cabezal del motor.	30
Figura 15. Eje y rotor.	31
Figura 16. Cabeza de potencia del motor.	32
Figura 17. Extensiones del motor.	33
Figura 18. Sello.	33
Figura 19. Caminos tortuosos de los fluidos.	34
Figura 20. Cámara Laberíntica	35
Figura 21. Bolsa (sello positivo).	35
Figura 22. Tipos de bolsa elastomérica.	36
Figura 23. Sello laberíntico sencillo	36
Figura 24. Separador.	38

Figura 25. Funcionamiento del separador de gas.	39
Figura 26. Bomba.	40
Figura 27. Impulsores.	40
Figura 28. Difusores.	41
Figura 29. Conjuntos de impulsores y difusores.	41
Figura 30. Etapa de flujo radial.	42
Figura 31. Etapa de flujo mixto.	42
Figura 32. Etapa de flujo radial y mixto.	43
Figura 33. Carcasa.	43
Figura 34. Flujo de fluidos entre las etapas.	44
Figura 35. Curva típica de rendimiento.	46
Figura 36. Cable de potencia.	49
Figura 37. Cable redondo y plano.	50
Figura 38. Componentes del cable de potencia.	50
Figura 39. Conductor.	51
Figura 40. Tipos de conductor.	51
Figura 41. Aislamiento.	52
Figura 42. Barrera	53
Figura 43. Cinta.	53
Figura 44. Chaqueta	54
Figura 45. Armadura.	55
Figura 46. Perfiles de las armaduras.	55
Figura 47. Formas del cable de potencia.	56
Figura 48. MLT cable de extensión del motor.	56
Figura 49. Sensor de fondo.	59
Figura 50. Variador de velocidad.	60
Figura 51. Transformadores.	61
Figura 52. Generadores	62
Figura 53. Transformador.	62
Figura 54. Entrada y salida de voltaje.	63

Figura 55. TAPS	63
Figura 56. Bornes.	64
Figura 57. Transformador reductor SDT	64
Figura 58. Transformador elevador (SUT).	65
Figura 59. Caja de venteo.	65
Figura 60. Registrador de corriente.	66
Figura 61. Conector "UPPER".	67
Figura 62. Conector Lower.	67
Figura 63. Penetrador.	68
Figura 64. Cabezal de pozo.	68
Figura 65. Geometría de los Impulsores	91
Figura 66. Capacidad de Operación en Presencia de Gas Libre.	91
Figura 67. Columna dinámica total.	104
Figura 68. Instalación convencional o estándar	116
Figura 69. Instalación con chaqueta	116
Figura 70. Instalación para incremento de presión	117
Figura 71. Instalación con sistema de producción e inyección directa	118
Figura 72. Desgaste radial en los cojinetes de la cabeza y de la base, también en las etapas.	122
Figura 73. Desgaste de empuje axial ascendente o descendente en las superficies de roce de la etapa.	122
Figura 74. Desgaste erosivo en la zona del paso de fluido en las etapas debido a la alta velocidad y abrasividad de la arena.	123

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. Características del equipo	146
ANEXO 2. Peso del fluido en la tubería	147
ANEXO 3. Presión de columna hidrostática en función de la altura	148
ANEXO 4. Grafica de pérdidas por fricción	149
ANEXO 5. Temperatura del pozo vs corriente Cable numero 1	150
ANEXO 6. Temperatura del pozo vs corriente Cable número 2	150
ANEXO 7. Temperatura del pozo vs corriente Cable número 4	151
ANEXO 8 . Temperatura del pozo vs corriente Cable número 6	151
ANEXO 9 . Clasificación de las bombas electrosumergibles.	152
ANEXO 10. Potencia de la bomba	154
ANEXO 11. Voltaje de placa del motor	155
ANEXO 12. Perdidas de caída de voltaje	156
ANEXO 13 .Viscosidad del aceite sin gas a temperatura del campo Petróífero	157
ANEXO14. Gor en solución a presión de sumergencia	158
ANEXO 15. Viscosidad del aceite saturado a temperatura y presión del yacimiento	159
ANEXO 16. Porcentaje de salmuera en emulsión	160
ANEXO 17. Factores de corrección de viscosidad	161
ANEXOS 18. Factores de corrección de 2 3/8 Tubing	162
ANEXOS 19. Factores de corrección de 2 7/8 Tubing	163
ANEXO 20. Factores de corrección de 3 ½ Tubing	164

ANEXO 21. Fundamentos básicos de electricidad asociados a sistemas de bombeo electrosumergible	165
ANEXO 22. Fundamentos de hidráulica y propiedades del fluido	173
ANEXO 23. Curvas de eficiencia	188

INTRODUCCIÓN

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

Un gran número de yacimientos son explotados por otros métodos de levantamiento artificial cuyas características del método no satisfacen o de cierta manera son limitados por o debido a pozos profundos, altos volúmenes de crudo, altas relaciones de gas petróleo como es el caso del bombeo mecánico lo cual hacen del bombeo electro-sumergible la opción indicada como método de levantamiento artificial y por lo tanto es de vital importancia el estudio del diseño mediante cursos didácticos que enseñen de manera clara a personal de la academia o ingenieros del área.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El propósito de este estudio es dar a conocer el procedimiento de dimensionamiento y funcionamiento del bombeo electrosumergible, pero se tiene que tener en cuenta que no es una ciencia exacta y depende de un gran número de variables y factores.

El procedimiento cambia considerablemente dependiendo de las características del pozo y de la composición de los fluidos que van a bombear, es de aclarar que se debe tener en cuenta que para el diseño se tiene que tener información confiable y detallada acerca del estado mecánico del pozo, la historia de la producción, propiedades de los fluidos y condiciones del yacimiento.

Para que un diseño llegue a ser exitoso se necesita de buenos datos sobre estas condiciones antes de empezar a diseñar.

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

Es de tener en cuenta que en este manual se mostrarán procedimientos básicos de diseño para instalaciones de bombeo electrosumergible para pozos con altos cortes de agua, para pozos con alta viscosidad y diseño para pozos con alto GOR.

2. JUSTIFICACIÓN

Los sistemas de bombeo electrosumergible (ESP, por sus siglas en ingles) son desplegados en casi un 60% de los pozos que requieren métodos de levantamiento artificial diferentes al bombeo mecánico. Rusia actualmente utiliza más ESPs que cualquier otro país. No obstante, a medida que maduren los campos petroleros de todo el mundo, se espera un crecimiento significativo del empleo de los sistemas ESP, dada su gran versatilidad y sus mayores capacidades volumétricas.

Actualmente más de 100000 bombas eléctrosumergibles se encuentran operando en el mundo. La mayoría de las ESPs están instaladas en campos marginales de EUA, Europa y Asia, y se espera que la utilización de los sistemas ESP en Medio Oriente aumente significativamente en los próximos años, al incrementar los requerimientos de aplicaciones de levantamiento artificial.

En Colombia también se utiliza y en gran medida este tipo de levantamiento artificial, actualmente mas de 500 pozos en nuestro país y de los cuales cerca de 300 pozos se encuentran en el sur de Colombia, en el año de 1990 solo se tenia la presencia de 2 pozos en el Huila , en 1995 un total de 35 pozos , en el año 2000 se incrementaron a un promedio de 120 ,para el año 2004 ascendieron a 209 pozos ,y para el año 2006 se tuvieron 285 pozos ; en resumen se ve a simple vista el incremento exponencial que ha tenido este tipo de levantamiento artificial y eso solo en el sur de Colombia , lo cual se prevé que aumente aun mas en los siguientes años .

La importancia de tener un archivo bibliográfico en este caso un manual que encamine y muestre de manera didáctica el diseño y funcionamiento de este tipo de levantamiento artificial es de vital importancia para el futuro ingeniero de petróleos y para personal titulado que empieza sus estudios con este tipo de ayudas didácticas para su preparación de manera integral y competente para futuros alcances laborales.

Teniendo así a la mano información detallada acerca de estos equipos y sobre todo con los últimos adelantos tecnológicos que se han desarrollado para el mejoramiento en cuanto a rendimiento y producción de los mismos.

3. COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie. **El equipo de fondo** cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el pozo, consiste principalmente de un motor eléctrico, un sello, un separador de gas y una bomba electrocentrífuga. Un cable de poder transmite la energía eléctrica de la boca del pozo hasta el motor. **El equipo de superficie** provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento. Los principales componentes de superficie son los transformadores, variador de velocidad, y la caja de venteo. Varios componentes adicionales normalmente incluyen la cabeza de pozo, empacadores, protectores de cable y flejes, válvulas de retención y de drenaje, entre otros. (Ver figura 1). El equipo opcional puede incluir un sensor de presión de fondo de pozo y temperatura para observar las condiciones en la cavidad del pozo.

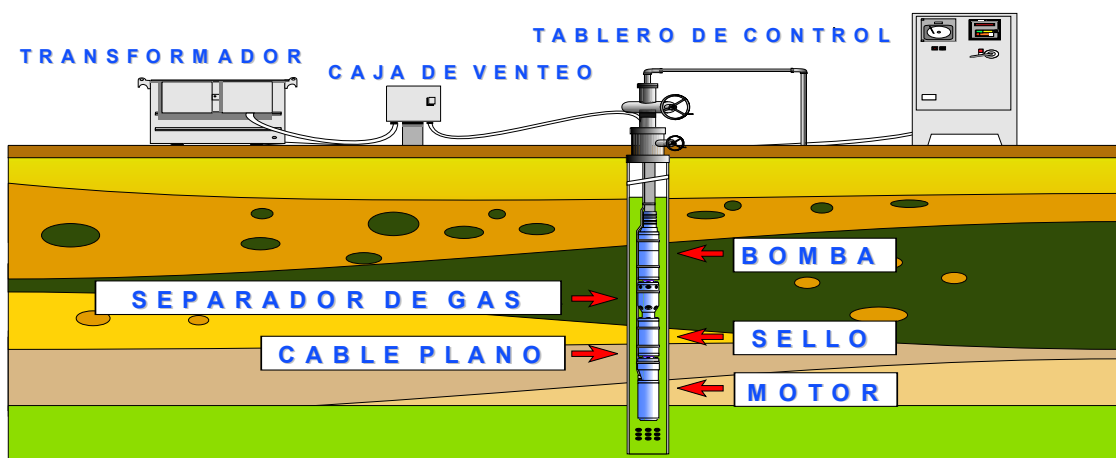


Figura 1. Sistema de bombeo electrosumergible.

Este es el tipo más común de instalación y es más o menos un estándar para comparar otros tipos de configuraciones de instalación. En este tipo de aplicación, la unidad es instalada por encima de los intervalos perforados. El fluido producido es forzado a moverse hacia arriba desde las perforaciones pasando por el motor. Este fluido producido, al pasar por el motor, absorbe el calor generado en el mismo y enfría así el motor.

3.1 EQUIPO DE FONDO

3.1.1 Motor. El motor de las bombas electrosumergibles como su nombre lo indica es un motor eléctrico que opera a una velocidad de 3600 (RPM) a una frecuencia de 60 Hz, este motor trabaja en un baño de aceite, este es de tipo mineral; el motor cumple la función como parte de la misma que proporciona la potencia necesaria para impulsar toda la bomba.

Para mejor comprensión en cuanto al diseño de bombas electrosumergible tenemos necesariamente que conocer todo lo concerniente al motor. Empezaremos por entender su funcionamiento y las diferentes partes que lo componen, (Ver figura 2) el esquema de un motor electrosumergible.

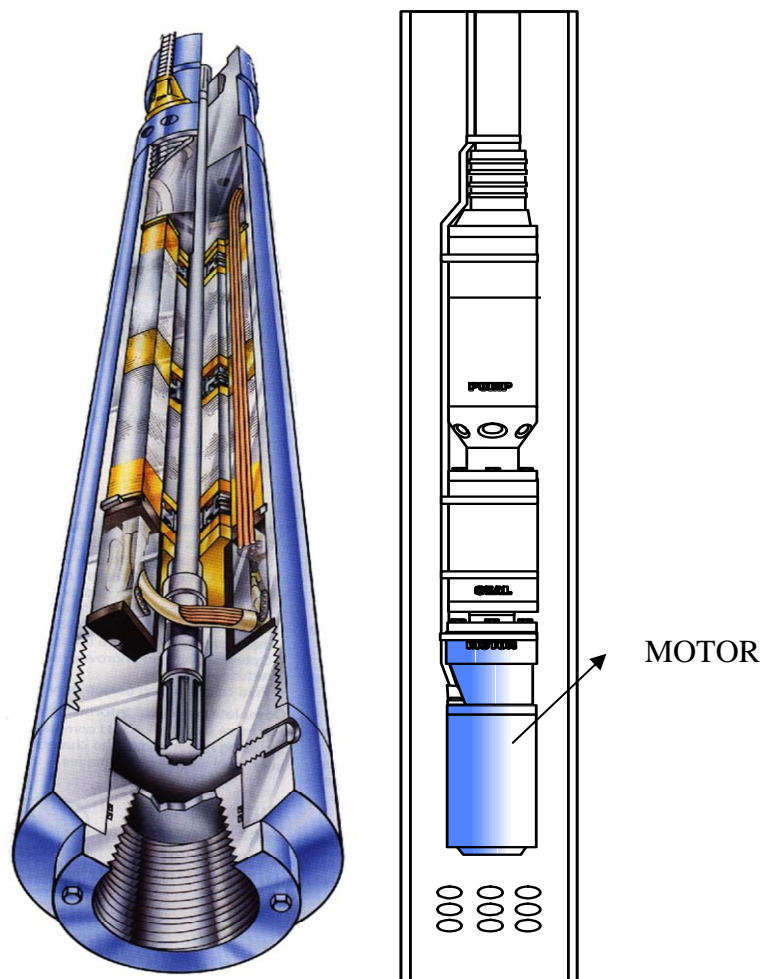


Figura 2. Esquema de un motor electrosumergible.

3.1.1.1 Principios de operación del motor. Cuando la corriente eléctrica fluye a través de un conductor, provoca la inducción de un campo magnético. (Ver figura 3.).

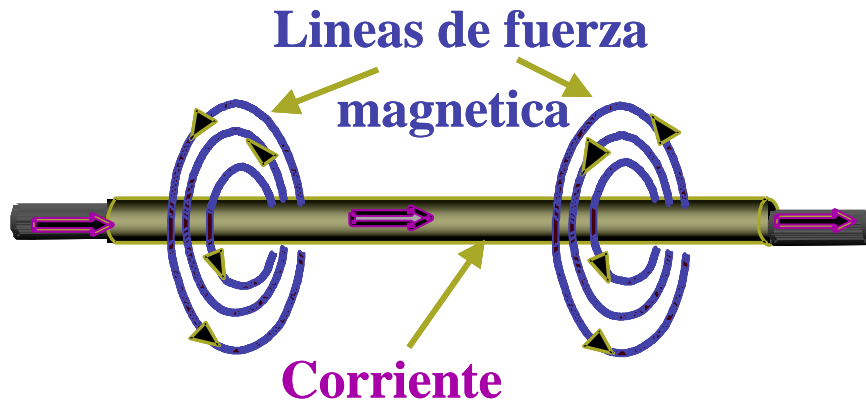


Figura 3. Líneas de fuerza magnética y corriente.

Si la dirección de la corriente cambia, la dirección del campo magnético también cambia. Cuando el conductor se encuentra en forma de bucle, las líneas de fuerza son muy similares a las creadas alrededor de un imán. (Ver figura 4).

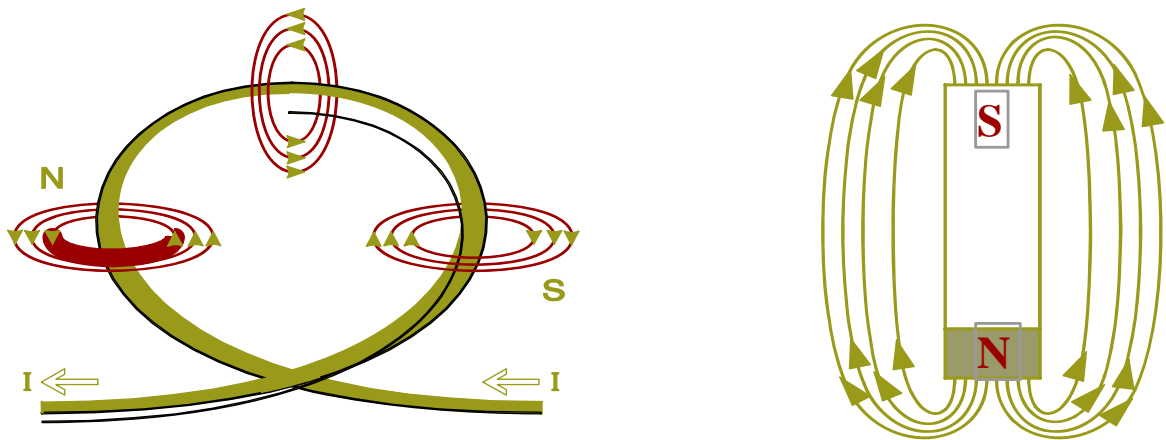


Figura 4. Dirección del campo magnético.

Se presentan campos magnéticos de igual magnitud pero dirección contraria, Esto representa dos pares de polos N-S. La atracción – repulsión hace rotar el bucle para balancear fuerzas. (Ver figura 5).

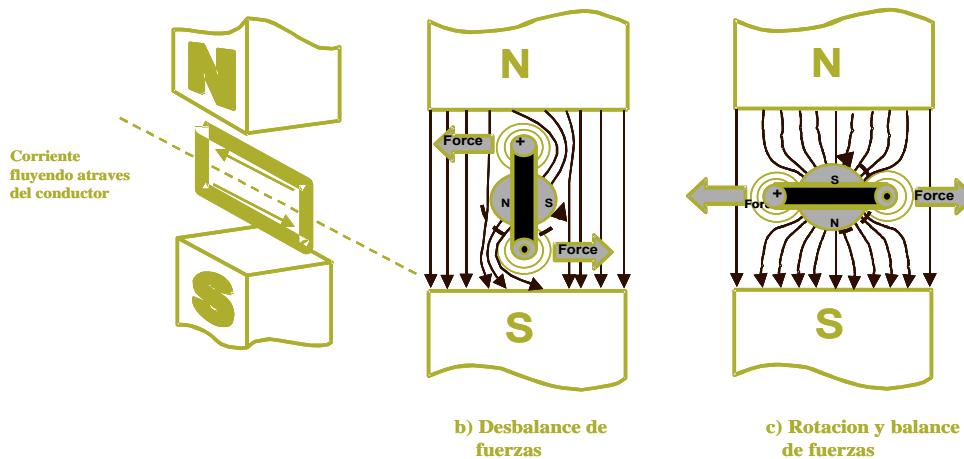


Figura 5. Ángulos de rotación.

La rotación requerida para el balanceo es de 90 grados.

Si se aplica corriente alterna, la dirección de flujo de corriente cambia 50 o 60 veces por segundo (invirtiendo el campo magnético), así la rotación permanece constante mientras haya flujo de corriente. (Ver figura 6).

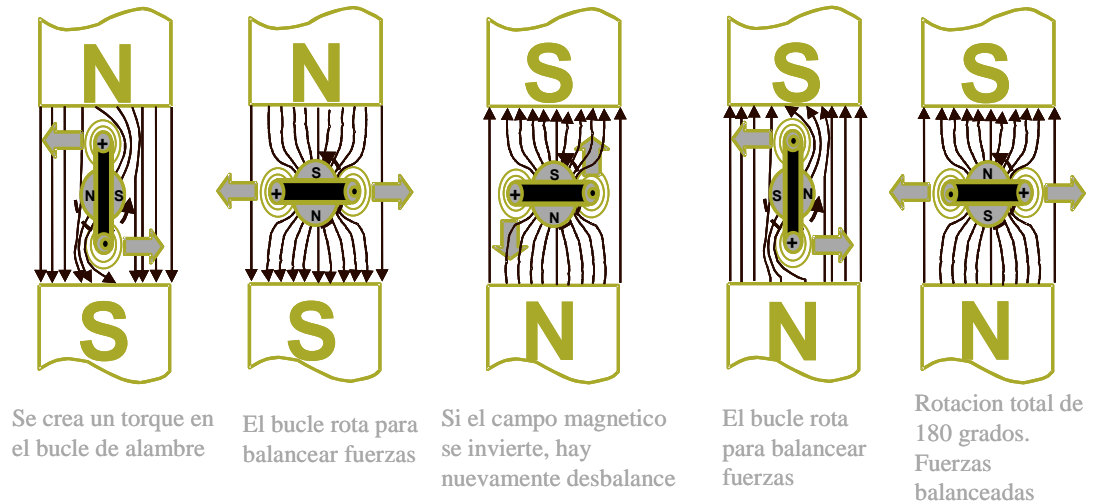


Figura 6. Funcionamiento con una sola fase de potencia.

Lo anterior es el funcionamiento cuando existe una sola fase de potencia.

El motor electrosumergible opera mediante el uso de una corriente alterna de tres fases la cual crea un campo magnético lo cual hace girar un eje, con un offset de

120 grados, conectadas en estrella (ver nota en el anexo) para establecer un punto neutral . (Ver figura 7)



Figura 7. Corriente alterna de tres fases.

3.1.1.2 Componentes del motor. El motor electrosomergible posee:

- **Housing** (Parte exterior del motor o carcasa)
- **Estator**
- **Bobinado del estator** (de inducción bipolar trifásica)
- **Rotor** (Tipo jaula de ardilla)

Estos motores están diseñados para operar con un voltaje tan bajo como 220 voltios o tan alto como 5000 voltios y requerir amperaje entre 12 a 200 amperios, los rangos de potencia dependen del diámetro del motor y esté a la vez depende del diámetro interior del pozo (casing), por esta razón se construyen motores de mayor potencia en dos piezas para un mismo diámetro exterior conectados interiormente. Estos motores son llamados en tandem de conexión interna, ó sea si un motor (serie 725) proporciona 600 HP un motor (serie725-tandem) proporciona casi el doble 1250 HP, pero los motores ensamblados como simple llegan aproximadamente a 33 ft (10 m) y mientras los fabricados como tandem las longitudes son aproximadamente 90 Ft (27.4 m). (Ver figura 8).

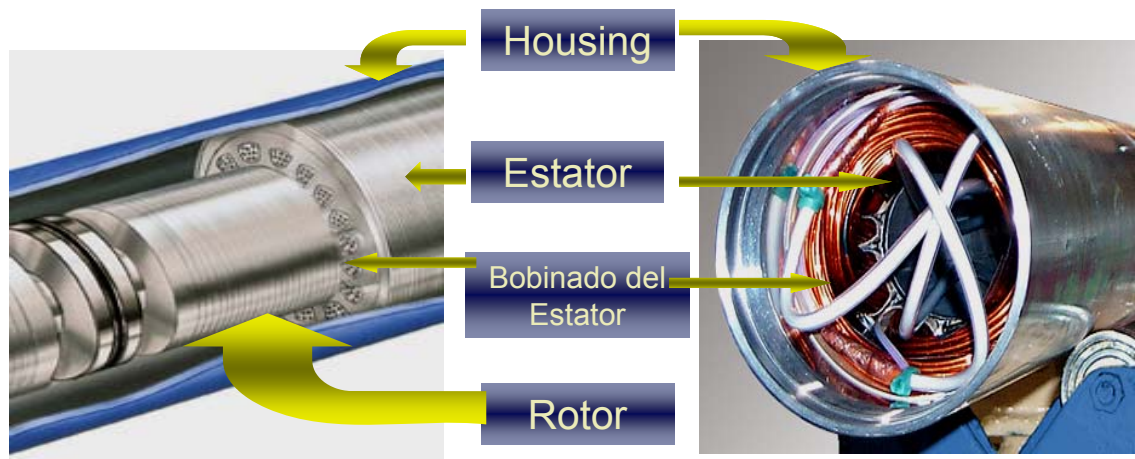


Figura 8. Esquema interno del motor electrosumergible.

3.1.1.2.1 Estator y housing. Está compuesto de laminas ranuradas de acero o bronce compactadas a presión, bobinadas con tres alambres (uno por cada fase). Estas tres bobinas están separadas a 120 grados entre si y distribuidas uniformemente alrededor de la circunferencia interna de un tubo cilíndrico con laminaciones de acero, a este conjunto de bobinas y laminaciones se le llama estator. (Ver figura 9).

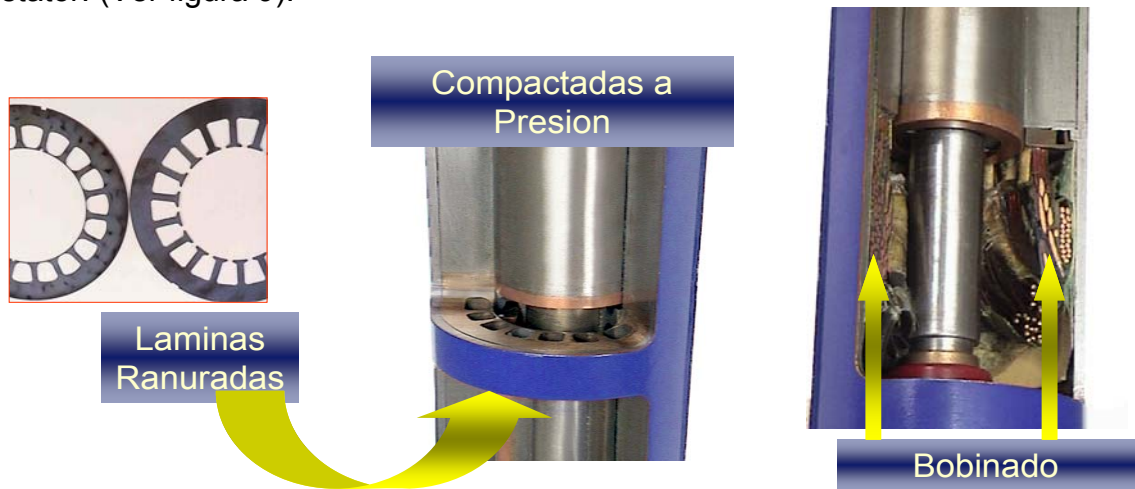


Figura 9. Estator y Housing.

El estator está compuesto por un grupo de electroimanes (laminaciones magnéticas) individuales arreglados de tal manera que forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán mirando hacia el centro del grupo. Además de las laminaciones magnéticas, laminaciones de bronce, están localizadas en las áreas de los cojinetes con el fin de eliminar la tendencia de los cojinetes a girar como

resultado de las líneas magnéticas de flujo producidas por las corrientes de remolino. Un alambre de cobre aislado llamado “magnet wire” es introducido en las ranuras de las laminaciones del estator formando tres fases eléctricas separadas en intervalos de 120 grados a lo largo de la periferia del estator. El bobinado del motor es encapsulado bajo presión y al vacío por un encapsulado epoxico el cual provee mejor soporte al bobinado, mejora la fuerza dialéctica e incrementa la conductividad de calor.

Aun cuando el estator no tiene movimiento físico, el movimiento eléctrico es creado por el cambio progresivo de la polaridad en los polos del estator, de manera que el campo magnético gira. Esto es fácilmente realizado por un motor de corriente alterna, ya que cada medio ciclo cambiara la polaridad de cada polo del estator automáticamente.

3.1.1.2.2 Rotor. Dentro de la circunferencia interna del estator se encuentra localizado lo que se llama el ROTOR, el cual es un dispositivo que rota dentro del estator, este va montado sobre el eje y fijado frente el campo magnético del estator (Ver figura 10). Conformado por laminas ranuradas de menor diámetro que el estator, con barras de cobre en cada ranura.

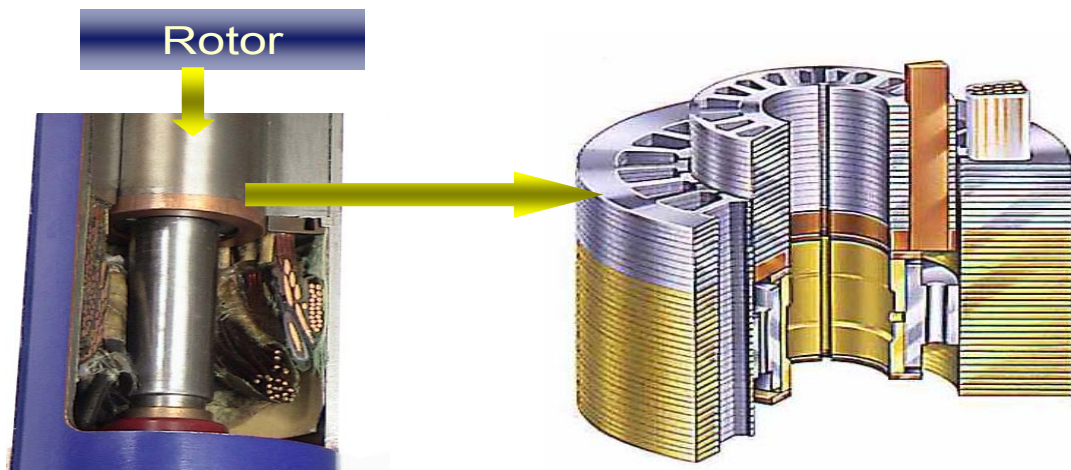


Figura 10. Rotor y estator.

Estas laminaciones son de hierro silicio, las cuales son un grupo de electroimanes arreglados en forma de cilindro con los polos mirando hacia los polos del estator (Ver figura 11). El rotor gira simplemente por medio de atracción y repulsión magnética al tratar de seguir el campo magnético rodante generado por el estator.

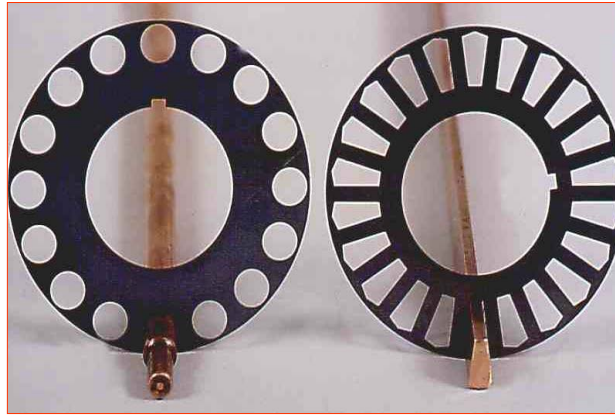


Figura 11. Laminaciones del estator.

Dejando un espacio mínimo entre el diámetro exterior del rotor y el diámetro interior del estator, este espacio se le conoce como ENTREHIERRO. Se requiere de este espacio para minimizar la fricción entre el estator y rotor.

El ENTREHIERRO se optimiza para asegurar una compensación equilibrada entre la fricción y la pérdida de fluido en el espacio del ENTREHIERRO y la potencia requerida para transmitir la potencia magnética a través de este espacio hacia el rotor, en cada extremo de cada estator se encuentra los anillos de cobre que se conocen como anillos terminales o anillos de resistencia, no existe ninguna conexión externa entre el rotor y el estator.

Los motores electrosumergibles poseen varios rotores que generalmente son de 12 a 18 pulgadas de largo, los rotores de sistema electrosumergibles son llamados tipo "jaula de ardilla" debido a la forma de cómo están contruidos (Ver figura 12). Del número de rotores presentes en el motor, depende la potencia entregada por el mismo.

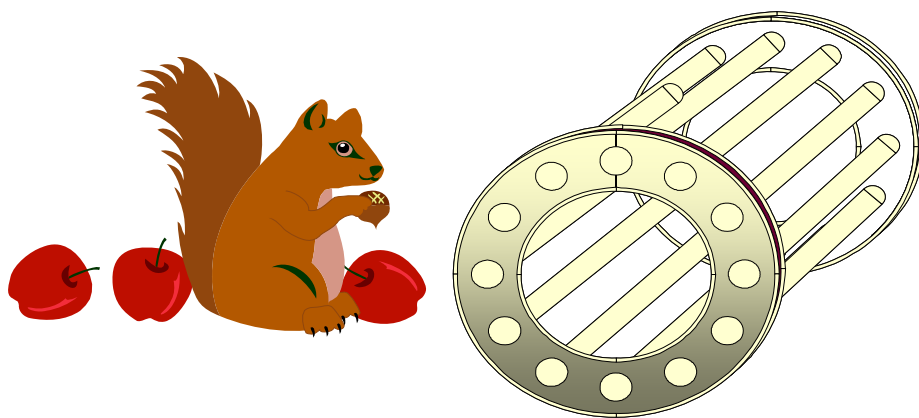


Figura 12. Rotor tipo jaula.

3.1.1.2.3 Rotor Bearing: (cojinete de empuje). El peso del conjunto de un motor está soportado por dos piezas, una en la parte inferior y otra en la parte superior, en la parte inferior del motor se encuentra el ROTOR BEARING, su función es brindar la capacidad de empuje radial y axial al motor aparte de soporte del peso, ósea que el propio peso del conjunto que rota está sobre esta pieza (cojinete de empuje) (ver figura 13). Esta posición es muy importante porque no solo permite mantener una extensión del eje correcta sino que mantiene al conjunto rotórico en posición, haciendo coincidir al rotor con la zona de hierro silicio y a los cojinetes del motor en forma de latón, aparte de su gran función además tiene agujeros de flujo para facilitar la lubricación del motor.



Figura 13. Cojinete.

3.1.1.2.4 Zapata del cabezal del motor. Se ubica en la parte superior del motor, y su función es soportar el empuje generado por todos los rotores, esta posee una serie de radios y canales mecanizados que permiten formar una película de aceite entre las dos piezas y así evitar el desgaste mecánico prematuro en el funcionamiento, ambas piezas tienen una característica la cual es la planicidad de bandas de luz que aseguran un buen contacto para toda la superficie y evita que no se rompa la película de aceite protegiendo así, las dos piezas metálicas (ver figura 14).

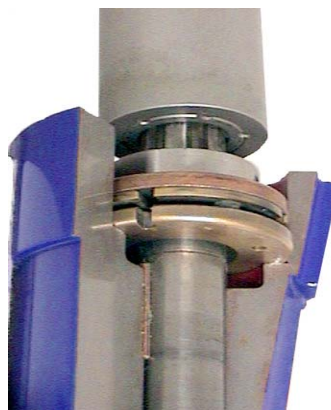


Figura 14. Zapata del cabezal del motor.

3.1.1.2.5 Eje. El eje del motor electrosumergible permite la circulación de aceite dieléctrico a través de él y del rotor bearing para asegurar la lubricación de sus partes móviles, y es el que transmite la energía de movimiento del motor a las bombas ó sea que es el que soporta los esfuerzos del torque. (Ver figura 15).

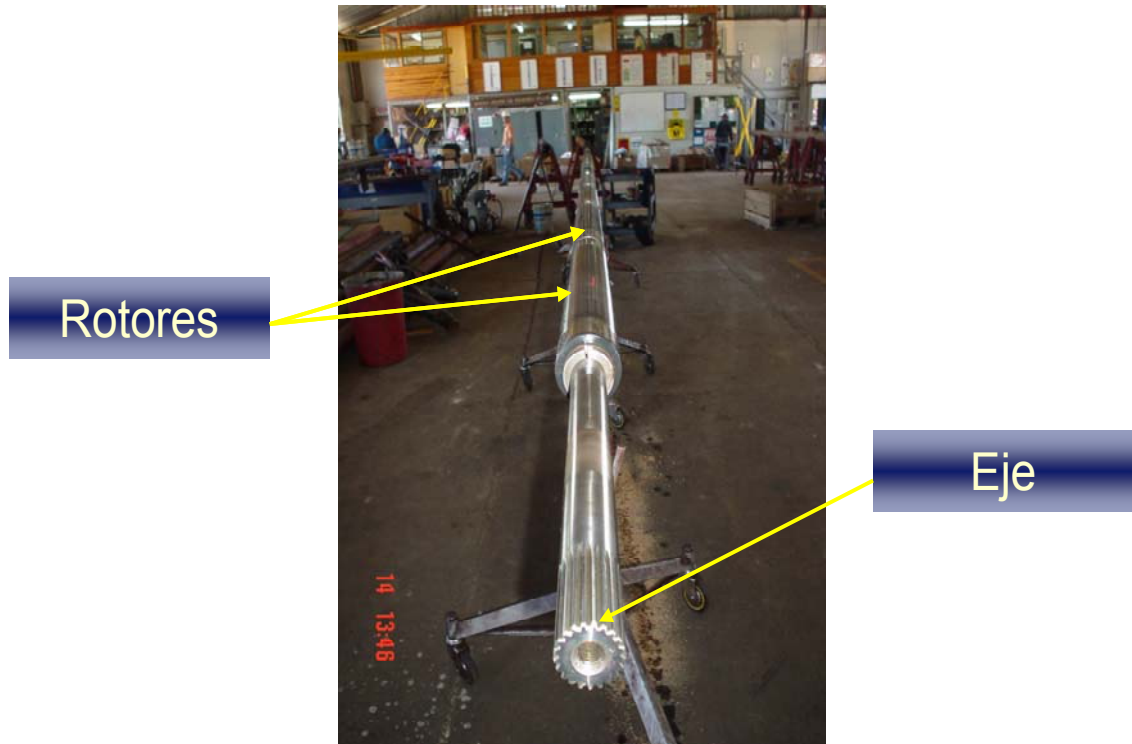


Figura 15. Eje y rotor.

Los componentes internos del motor están diseñados para resistir temperatura muy altas, estamos hablando de 500 °F (200°C), estas temperaturas dependen y se determinan por diferentes factores, los más importantes a tener en cuenta son: La velocidad y viscosidad del fluido que circula alrededor de la parte exterior del motor, los cuales son los mismos fluidos producidos (petróleo, gas y agua) estos factores se deben tomar muy en cuenta en el diseño de bombeo electrosumergible por que debido a la velocidad de circulación del fluido junto con la viscosidad es proporcional a la refrigeración del motor, cuando el equipo electrosumergible está en operación se debe tomar muy en cuenta la temperatura operacional del mismo, ó sea la temperatura de operación debe estar por debajo de los límites operacionales de los componentes, esto para evitar y prevenir fallas del sistema.

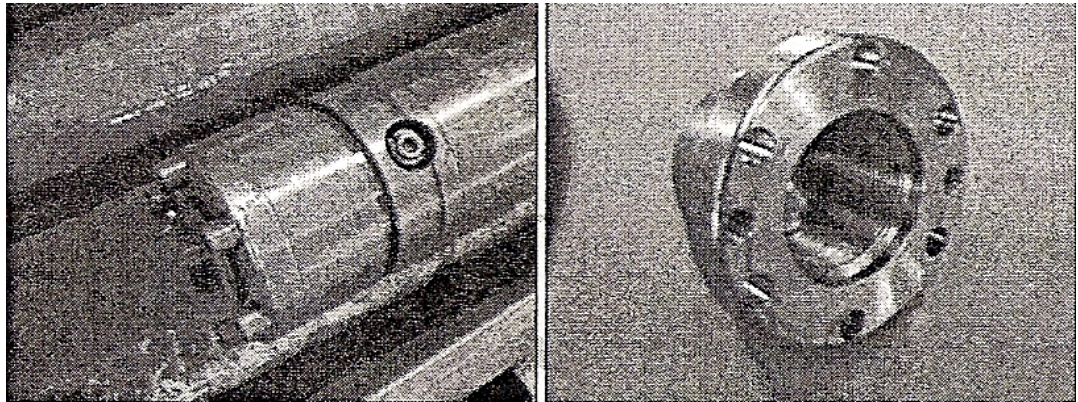
3.1.1.2.6 Cabeza de potencia del motor- pot head. Este elemento permite conectar a la potencia suministrada en superficie al motor de fondo, mediante el cable de potencia, en el Pot Head de motor se encuentra el espacio más reducido

por donde pasan las tres fases de alimentación y por ende, al momento de armado del equipo se debe extremar las medidas de seguridad debido a que los técnicos de campo podrían dañar los cuerpos aislantes así como también los de contacto. (ver figura 16).



Figura 16. Cabeza de potencia del motor.

3.1.1.2.7 Extensión del eje motor. En el momento de seleccionar el motor se tiene que tener en cuenta que en la base del mismo se deben colocar diferentes accesorios ya sea monitor de presión o sensor de presión PHD y temperatura de fondo de pozo, para este fin se debe extender el eje del motor para poder incorporar dichos accesorios, esto se hace por medio de un tapón atornillado que permite las conexiones necesarias, además internamente en la base del motor contiene un imán, éste está fijado para poder atrapar las partículas metálicas en suspensión que pueda existir en el aceite para evitar problemas de abrasión y desgaste. (ver figura 17).



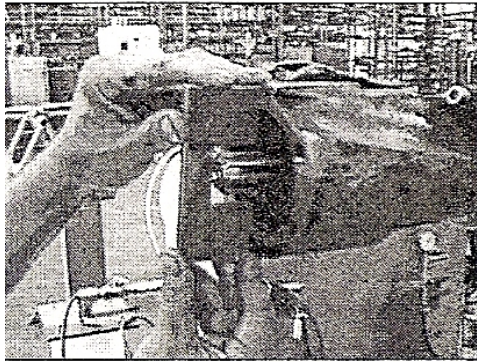


Figura 17. Extensiones del motor.

3.1.2 El Sello (seal section). El sello o sección sellante ubicado entre la parte inferior de la bomba y la parte superior del motor, su función primordial es la de proteger el motor. Este puede ser de tipo sencillo o tipo tandem, (Ver figura 18).

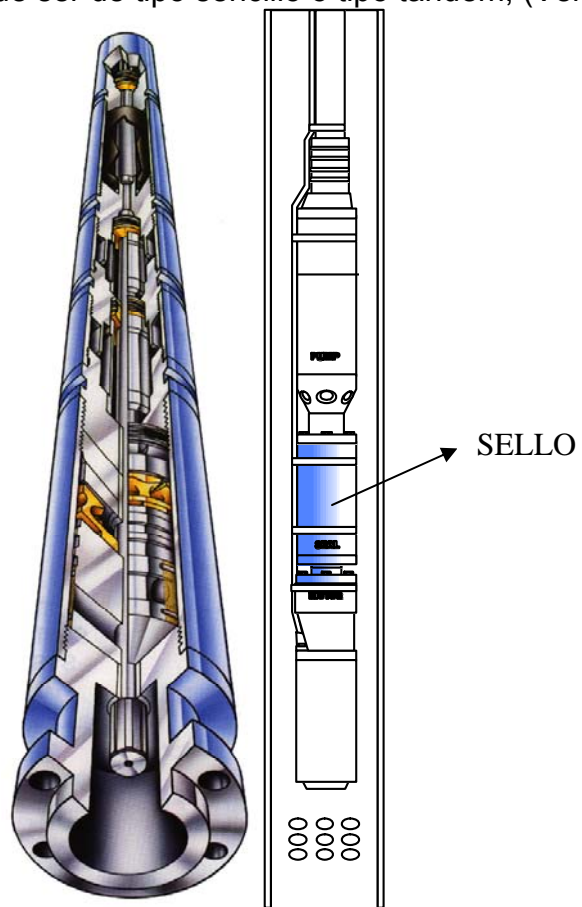


Figura 18. Sello.

3.1.2.1 Funciones de protección del sello.

1. Proporcionar el volumen necesario para suplir la necesidad de volumen ocupado cuando el motor esta en operación.
Cuando la unidad de bombeo esta en operación debido a la temperatura de fondo y a la temperatura generada por el mismo motor causa una expansión del aceite dieléctrico, por lo cual se incrementa el volumen del mismo.
2. Nivelar la presión externa del fondo del pozo con el fluido dieléctrico (interno del motor), esto con el fin de que no ingrese fluido del pozo al motor y así evitar una falla dieléctrica prematura.
3. Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo, para esto se tienen sellos mecánicos, bolsas elastoméricas y cámaras laberínticas que por medio de diferencias de densidades y caminos tortuosos separan los fluidos y los contienen.
4. Absorber el empuje axial generado por la operación de la bomba, en el momento que la bomba está trabajando cada impulsor desarrolla una presión descendente, esta presión es absorbida mediante un cojinete de empuje deslizante. El cojinete utiliza una película hidrodinámica de aceite que proporciona la lubricación.

3.1.2.2 Camino que los fluidos del pozo deben seguir para llegar al motor. En el caso de que la bolsa elastomérica falle, la segunda línea de defensa es la cámara laberíntica. En ésta, los fluidos del pozo tienen que desplazar progresivamente el aceite limpio del motor existente en la cámara. (ver figura 19 y 20).

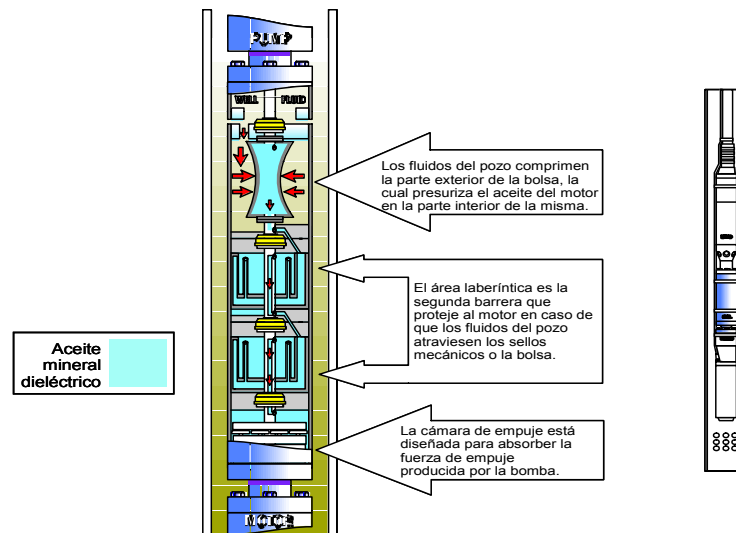


Figura 19. Caminos tortuosos de los fluidos.

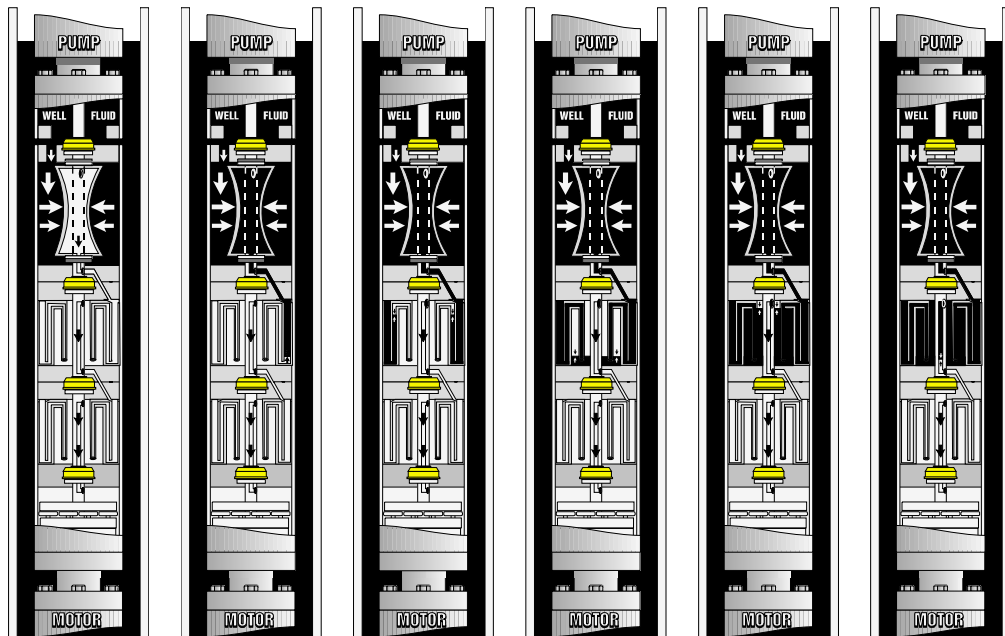


Figura 20. Cámara Laberíntica

3.1.2.3 Tipos de sellos.

3.1.2.3.1 Sello positivo (bolsa). Utiliza una barrera física para separar el fluido del pozo del aceite del motor (ver figura 21).

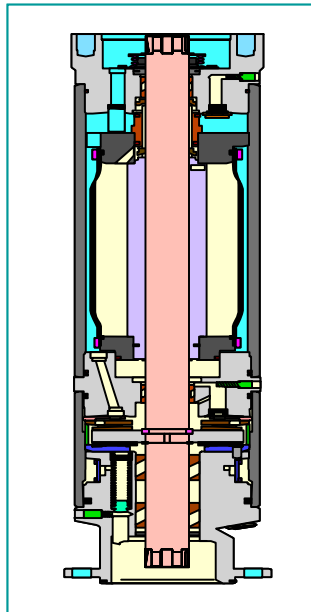


Figura 21. Bolsa (sello positivo).

- La bolsa de elastómero cambia de volumen según las condiciones y mantiene los fluidos separados.
- Aplica cuando los fluidos de pozo y del motor son similares en gravedad específica.
- Aplica en pozos horizontales o altamente desviados. (ver figura 22).



Figura 22. Tipos de bolsa elastomerica.

3.1.2.3.2 Sello Laberíntico. Utiliza la diferencia de gravedad específica entre el fluido del pozo y el aceite del motor, la inmiscibilidad y el camino tortuoso, para mantenerlos separados a pesar de que entran en contacto directo. (ver figura 23).

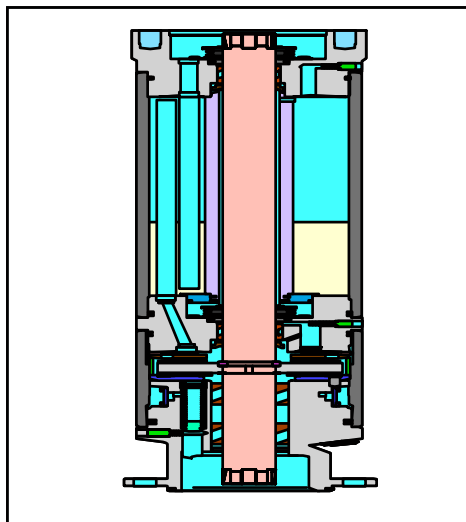


Figura 23. Sello laberintico sencillo

- El nivel de fluido sube o baja según las condiciones, para balancear la presión
- No es recomendable cuando el fluido del pozo tiene mayor gravedad específica que el aceite del motor
- No recomendable en pozos horizontales o altamente desviados.

3.1.2.3.3 Sellos modulares. Es una combinación de protectores tipo laberinto y de sello positivo, utilizados para cubrir necesidades en aplicaciones específicas.

El sello modular se denomina de acuerdo al número y tipo de cámaras que tenga y a la forma en la que estas estén conectadas:

- Serie
- Paralelo

Los sellos vienen en varios tamaños para unir motores y bombas de diámetros diferentes. El eje del motor es conectado al eje de la bomba por medio del eje del sello, el cual tiene una terminación con estrías en cada extremo. El extremo superior del eje del sello se une al eje de la bomba de tal manera que el peso del eje de la bomba, la carga hidráulica longitudinal en el eje de la bomba, y cualquier carga longitudinal de los impulsores fijos es transmitida de la bomba al eje del ensamble del sello. Estas cargas son transferidas a la vez al cojinete, aislándolas del eje del motor.

3.1.3 Separador de gas rotativo (Rotary gas separator). Como su nombre lo indica, es la parte de la bomba que se encarga de separar el gas, esto se hace debido a que las bombas electrosumergibles tienen limitado un manejo eficiente del gas. Por esta razón se instalan separadores de gas para pozos con elevado (GOR) cuando se presenta gas libre en la bomba la eficiencia disminuye notablemente, pero si la $P \geq P_b$ del gas, o sea se encuentra gas en solución (R_s) la bomba opera normalmente.

En el diseño de bombeo electrosumergible se tiene que tener en cuenta que el porcentaje de gas para que una bomba opere normalmente es máximo 10% de gas libre por volumen, si en efecto se tiene más de este porcentaje se incrementa la posibilidad de cavitación en la bomba o bloqueo por gas. Cuando el gas libre presente en la entrada de la bomba se aproxima a este rango es recomendable el uso de separador de gas. (Ver figura 24).

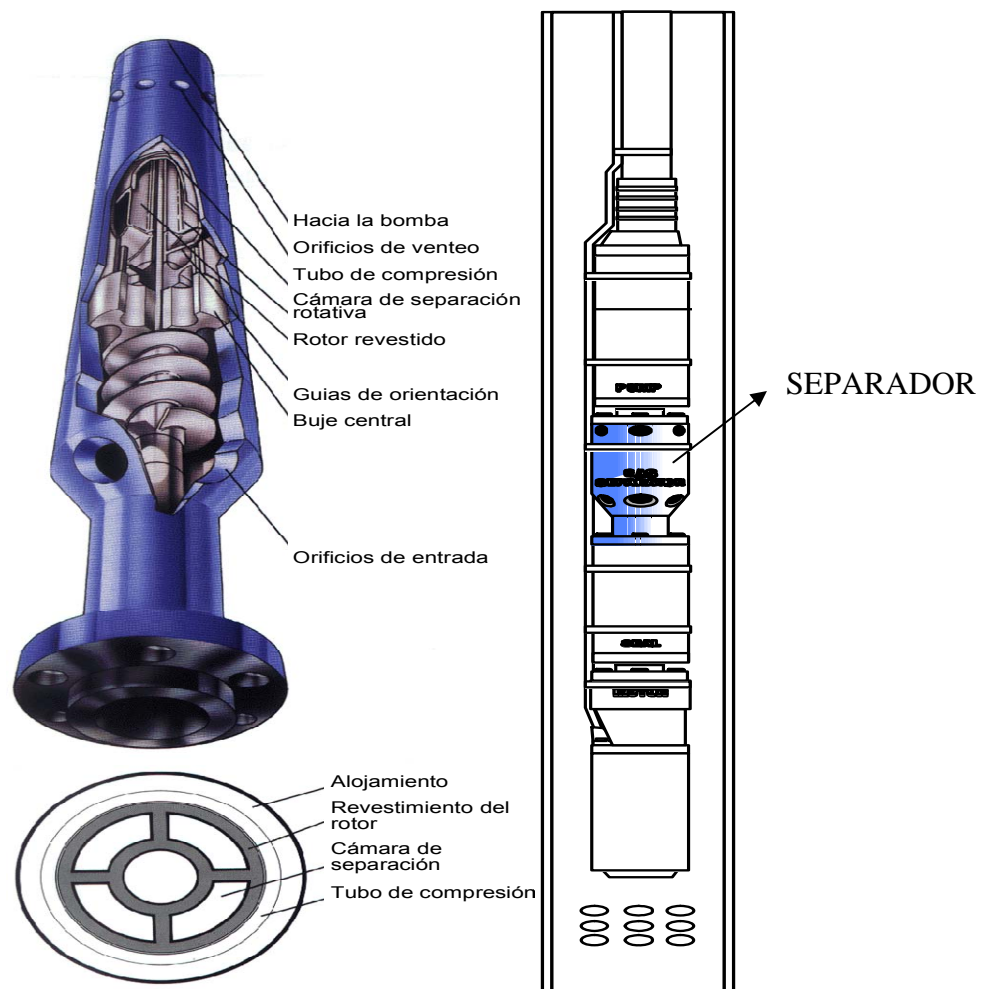


Figura 24. Separador.

3.1.3.1 Mecanismo de funcionamiento del separador de gas rotativo. La figura 25 muestra un diseño típico de un separador de gas rotativo en el Coal el fluido ingresa por los orificios de entrada luego por medio de un tipo de tornillo sin fin llamado inductor el fluido es guiado hacia la cámara de separación rotativa, ésta actúa como una centrifuga y hace que el fluido con mayor gravedad especifica sea llevado hacia la pared externa de la cámara, dejando que el gas libre migre hacia el centro de la cámara. Al final del separador se encuentra un divisor y su función es separar el gas libre, que luego es expulsado al espacio anular del pozo por medio de los orificios de venteo. El fluido más pesado se dirige hacia la entrada de la bomba donde esta lo impulsará posteriormente a la superficie.

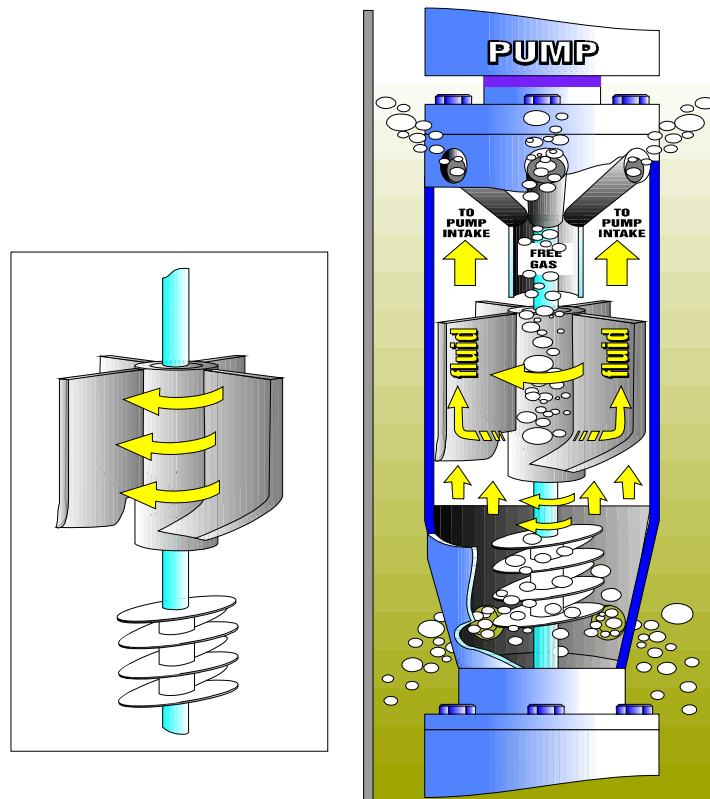


Figura 25. Funcionamiento del separador de gas.

Dependiendo del volumen a bombear, la composición y las propiedades del fluido, el separador de gas regular, tiene un rango de eficiencia de 80 % a 90 % .Los separadores de gas se conectan mayormente en tandem (mas de uno) para mejorar la eficiencia total en diseños con elevada cantidad de gas libre.

3.1.4 La Bomba (PUMPS). La Bomba Centrífuga debe su nombre a la capacidad que tiene de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas lo que quiere decir que convierte la energía mecánica en energía hidráulica en el seno del líquido, esta energía se presenta como energía de velocidad la cual a su vez se convierte en energía de presión por la capacidad que tiene de mover o impulsar la columna hidrostática o ambas energías. Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapa (una etapa es igual a un impulsor y un difusor) o sea que son varias etapas superpuestas una sobre otra y la cantidad de etapas depende de la altura de la columna de fluido soportada o ubicada encima de ella, estas bombas son diseñadas para cubrir una amplia gama de volúmenes y están construidas y diseñadas en diferentes diámetros dependiendo del espacio disponible en el pozo (Diámetro del Casing). (Ver figura 26).

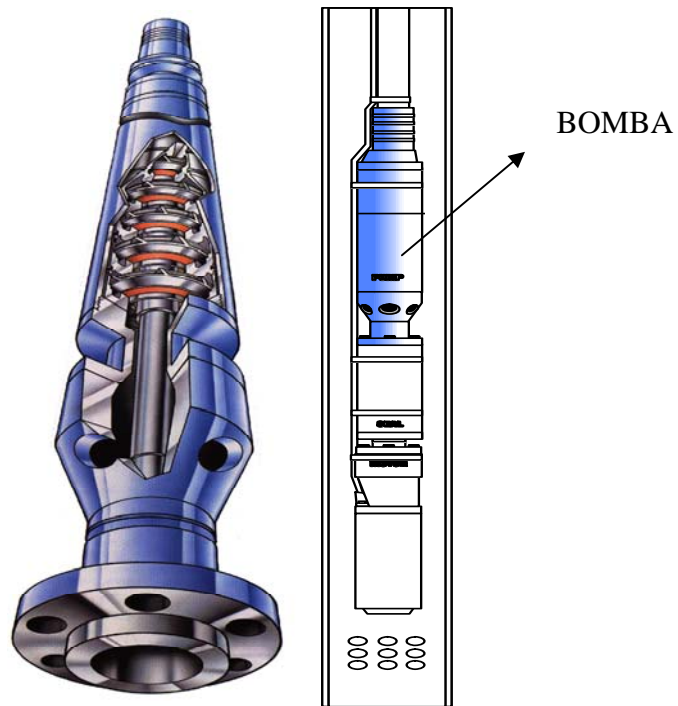


Figura 26. Bomba.

3.1.4.1 Componentes de la bomba. La bomba está constituida por una serie de etapas y cada etapa esta constituida por un difusor y un impulsor, a continuación se describe cada uno de los elementos.

3.1.4.1.1 Impulsor “Impeller”. Imprime energía cinética (Velocidad) al fluido. (Ver figura 27).

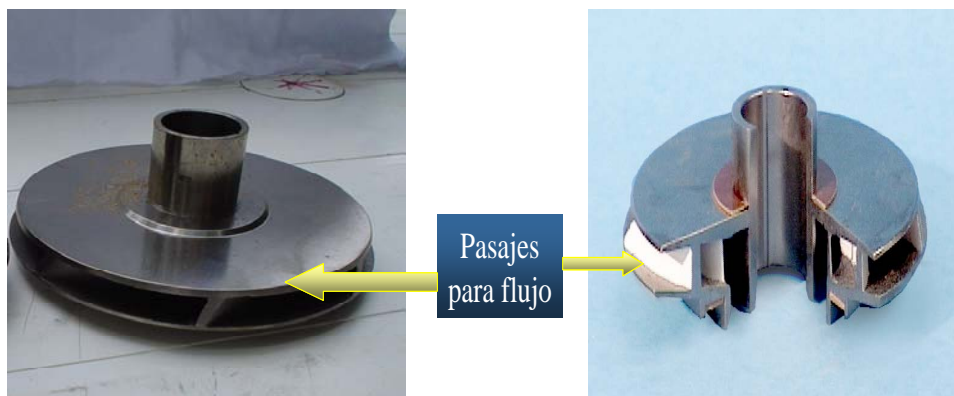


Figura 27. Impulsores.

3.1.4.1.2 Difusor. Convierte la energía cinética en energía potencial (Cabeza). (ver figura 28).



Figura 28. Difusores.

3.1.4.1.3 Etapa. Es el conjunto de un impulsor y un difusor. Las etapas pueden ser de flujo radial o flujo mixto. (Ver figura 29).

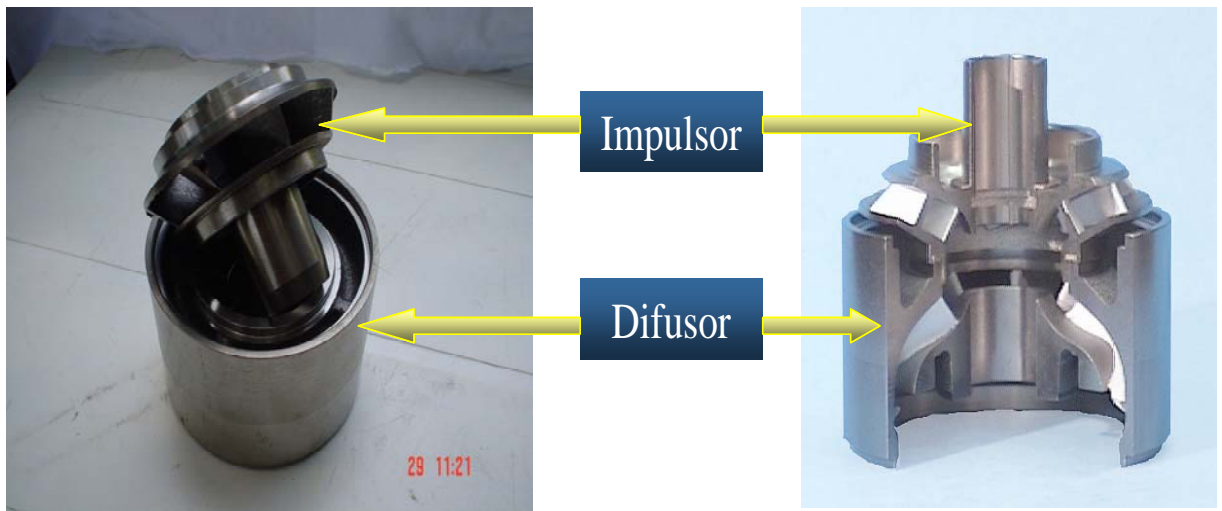


Figura 29. Conjuntos de impulsores y difusores.

3.1.4.1.3.1 Tipos de Etapas

3.1.4.1.3.1.1 Etapa de Flujo Radial. El Angulo de los pasajes de flujo es cercano a los 90 grados. Este tipo de etapa es más utilizado en aplicaciones de bajo caudal. (Ver figura 30).

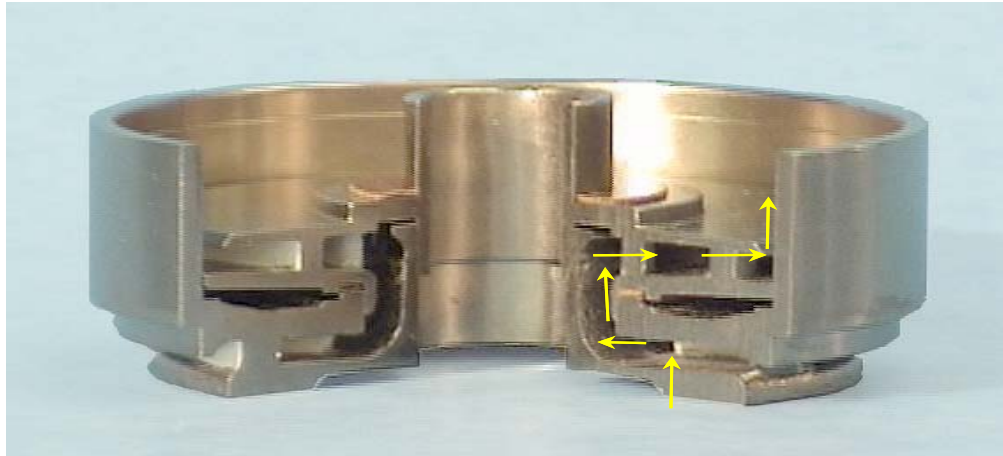


Figura 30. Etapa de flujo radial.

3.1.4.1.3.1.2 Etapa de Flujo Mixto. El Angulo de los pasajes de flujo es cercano a los 45 grados. Este tipo de etapa es más utilizado en aplicaciones de alto caudal. (Ver figura 31).

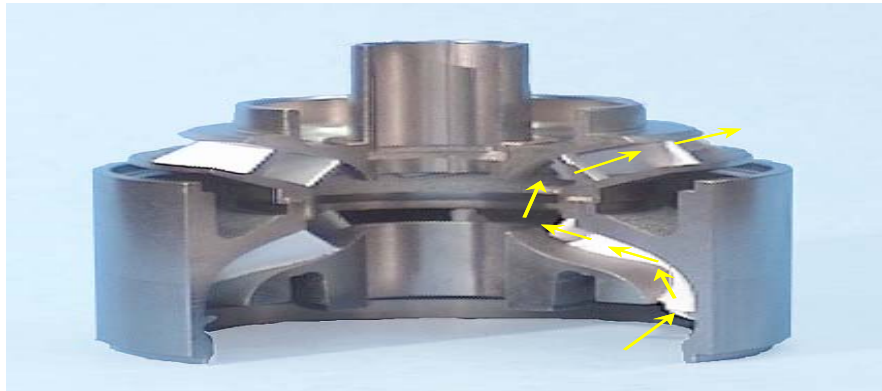


Figura 31. Etapa de flujo mixto.

3.1.4.1.3.1.2.3 Etapas de Flujo Mixto Vs. Etapas de flujo Radial. Donde la diferencia de espesor de los pasajes de flujo es notable la etapa de flujo radial es

menor que la de flujo mixto , esto quiere decir que se necesitan mas etapas de flujo radial en cuanto a las de flujo mixto para cubrir un pie de longitud. (ver figura 32).

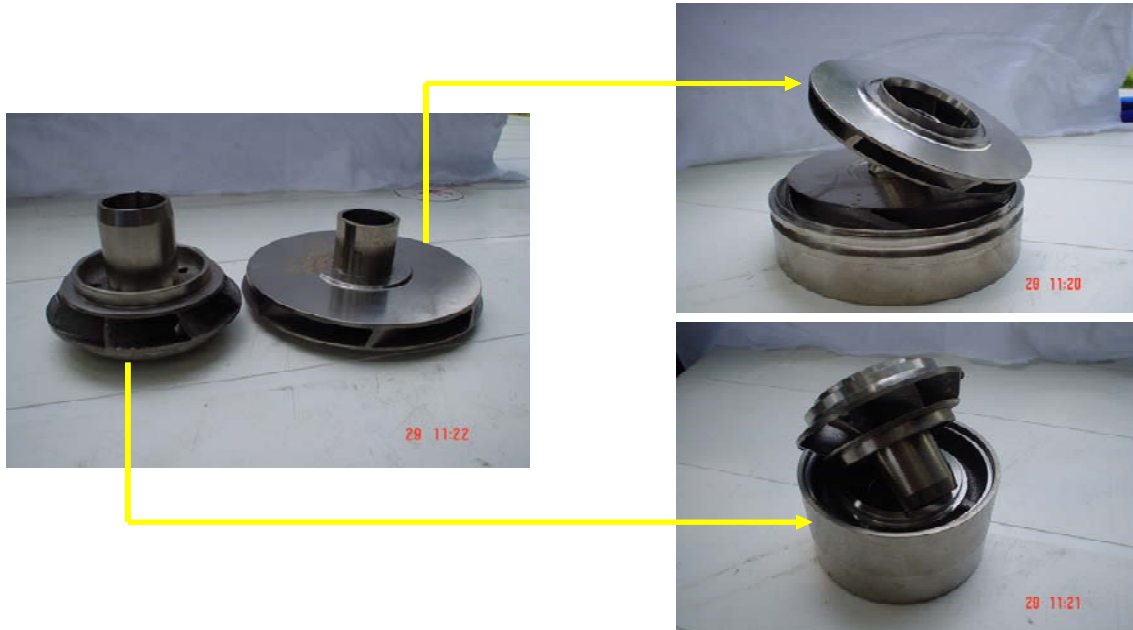


Figura 32. Etapa de flujo radial y mixto.

3.4.1.2 Eje y Housing

El número de etapas requeridas según el diseño, se ensamblan sobre un eje, y se alojan en un housing o carcasa de un tamaño adecuado para este número específico de etapas. (ver figura 33).



Fig.33 Eje y Housing

3.1.4.3 Principios de operación de las bombas.

- La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado.
- La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía cinética).
- La parte estacionaria, el difusor, reduce la velocidad del fluido, convirtiendo la energía cinética en energía potencial de presión.
- El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor.
- El difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.
- Se superponen varias etapas (bombas multi-etapas) para obtener la altura de columna (TDH) deseada. (Ver figura 34),

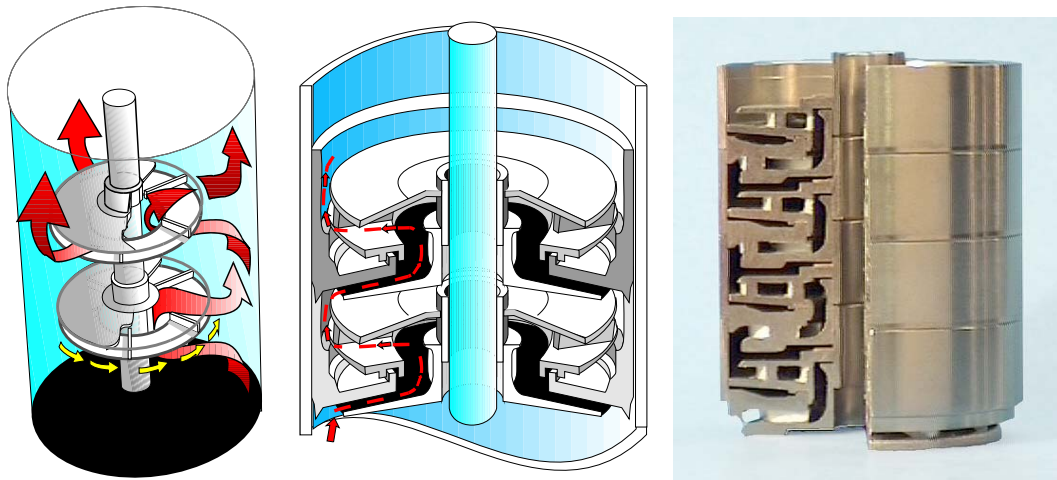
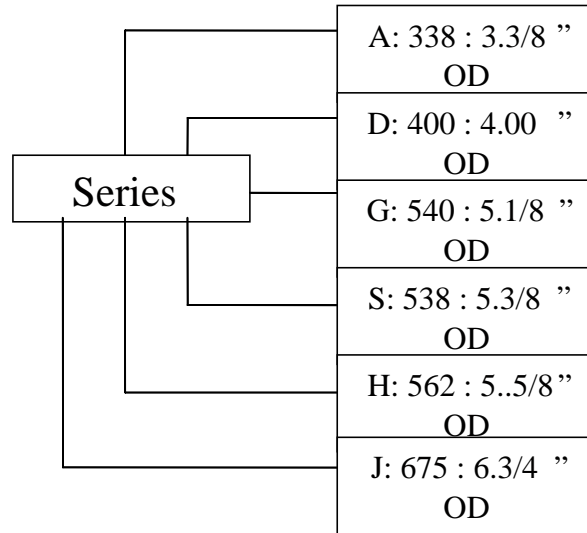


Figura 34. Flujo de fluidos entre las etapas.

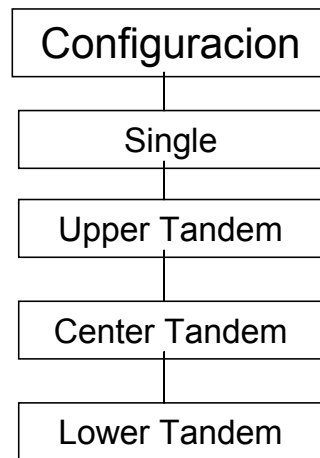
3.1.4.4 Clasificación de las bombas. Las bombas electrosumergibles se pueden clasificar en cuatro categorías, (serie, construcción, configuración y aplicaciones especiales).

3.1.4.4.1 Según la serie. Dependiendo del espacio disponible en el pozo (diámetro del casing). Entre mayor numero de serie mayor diámetro y mayores rangos de producción, mas adelante en la sección de diseño se especifican los rangos de producción de cada tipo de bomba, es de anotar que estos rangos varían de acuerdo al fabricante, este es solo un ejemplo.

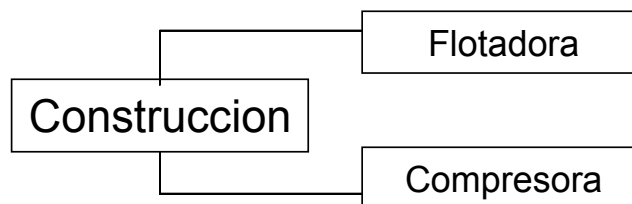
Ejemplo:



3.1.4.4.2 Según su configuración. Este Tipo Se Clasificación se explicará con más detalle en el diseño de la misma.



3.1.4.4.3 Según su construcción. Esta clasificación es de acuerdo al manejo de los empujes generados por los impulsores



3.1.4.4.3.1 Flotadora. Flotantes o balanceados es cuando los impulsores se desplazan en forma axial al eje dentro del difusor o sea que cada impulsor es libre de moverse hacia arriba o abajo sobre el eje (Flota sobre el eje) ,el empuje individual de cada uno de los impulsores es absorbido por los difusores mediante un tipo de arandela llamada arandelas de mi carta que impiden el contacto metal con metal , este tipo de bomba puede ser ensamblada con centenares de etapas individuales .Debido a esto la cámara de empuje axial de la sección sello solamente soporta la carga del eje (peso del eje y empuje residual de los impulsores de la bomba).

El beneficio de este tipo de bomba es que se pueden ensamblar muchas etapas sin necesidad de alinear los impulsores milimétricamente.

Empujes del impulsor: El movimiento que experimentan los impulsores dentro de los difusores se les denomina “empujes del impulsor” y se dividen en:

Empuje ascendente (Upthrust): Es cuando la bomba esta operando hacia la derecha del punto de máxima eficiencia, o sea a partir de ese punto de operación la arandela de empuje ascendente hace contacto con el difusor.

Empuje descendente (Downthrust): Es cuando la bomba esta operando hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia, o sea a partir de ese punto de operación la arandela de empuje descendente hace contacto con el difusor.

Rango operativo (Operating Range): Define dos instancias de funcionamiento de la bomba, zona de bajos empujes descendentes y ascendentes y zona de alto rendimiento. (ver figura 35)

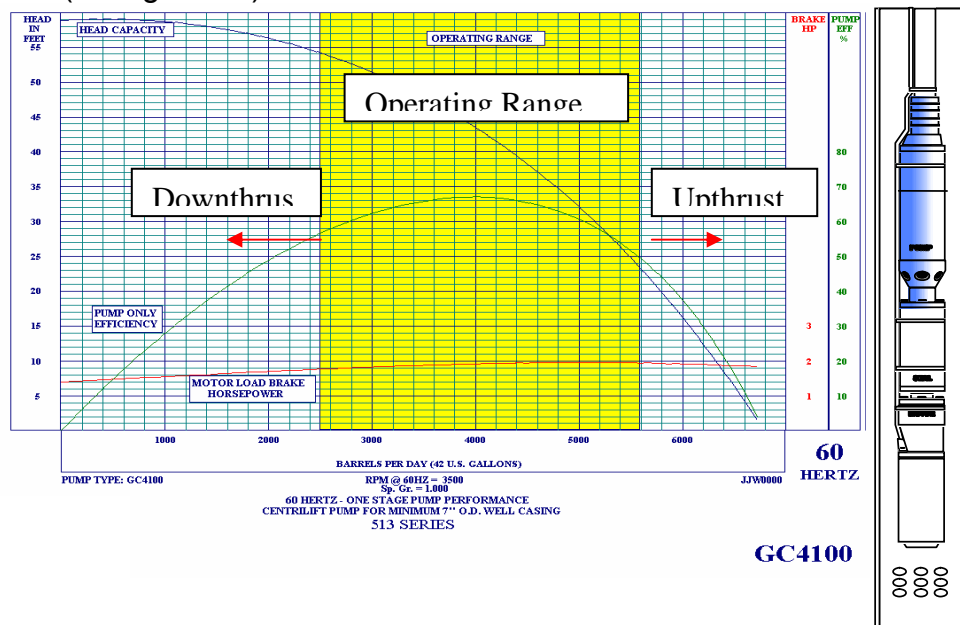


Figura 35. Curva típica de rendimiento.

3.1.4.4.3.2 Compresora. Los impulsores están fijos al eje, de tal manera que cuando estos se mueven junto con el eje, ya sea la fijación en el conjunto de impulsores o individualmente, son aplicables para grandes volúmenes y grandes unidades.

Los impulsores están localizados de manera que están girando en un espacio limitado y la distancia entre difusor y difusor es mínima (milimétrica). En este tipo de bomba el empuje generado es transferido directamente al eje y no a los difusores, y por medio del eje se transfiere al cojinete de empuje de la sección del sello, se debe tener en cuenta que el diámetro externo del impulsor está restringido por el diámetro interno del alojamiento de la bomba, que a su vez está restringido por el diámetro interno del casing del pozo. Y que es diámetro interno del impulsor depende del diámetro externo del eje, que a su vez debe ser lo suficientemente resistente para transmitir la potencia necesaria a toda la bomba.

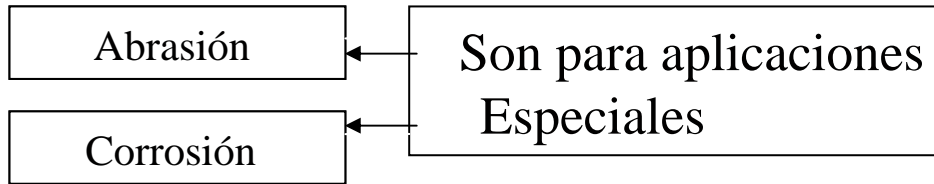
Las bombas se deben diseñar de una manera que se asegure un funcionamiento hidráulico estable. Por lo tanto, la bomba debe funcionar dentro del rango de operación recomendado para proporcionar una óptima vida útil. Las bombas que funcionan fuera de este rango, tendrían una vida útil reducida y pueden tener un efecto negativo en los otros componentes del sistema electrosumergible. (ver cuadro 1)

Cuadro 1. Bomba Compresora Vs. Flotadora

Porqué utilizar FLOTADORA?	Porqué utilizar COMPRESORA?
<ul style="list-style-type: none"> • Cada etapa maneja su propio empuje, por lo tanto se pueden utilizar bastantes etapas en una bomba sin preocuparse por la capacidad del thrust bearing del protector • Mayor facilidad en manufactura • Mayor facilidad en instalación en campo porque no requiere “shimming”¹ 	<ul style="list-style-type: none"> • Si hay corrosivos o abrasivos, es preferible manejar el empuje en un área lubricada por aceite del motor en lugar de fluido de pozo • Debido a que todo el empuje es soportado por el protector, si éste tiene gran capacidad, la bomba puede trabajar en un rango mayor sin ver comprometida su integridad • Debido a que todo el empuje es soportado por el protector, si éste tiene gran capacidad, la bomba puede trabajar en un rango mayor sin ver comprometida su integridad

¹ El “Shimming” consiste en levantar el eje ubicando unas pequeñas calzas de lámina en el coupling, transmitiendo el empuje generado por la bomba directamente al eje del protector

3.1.4.4.4 Según su Aplicación.

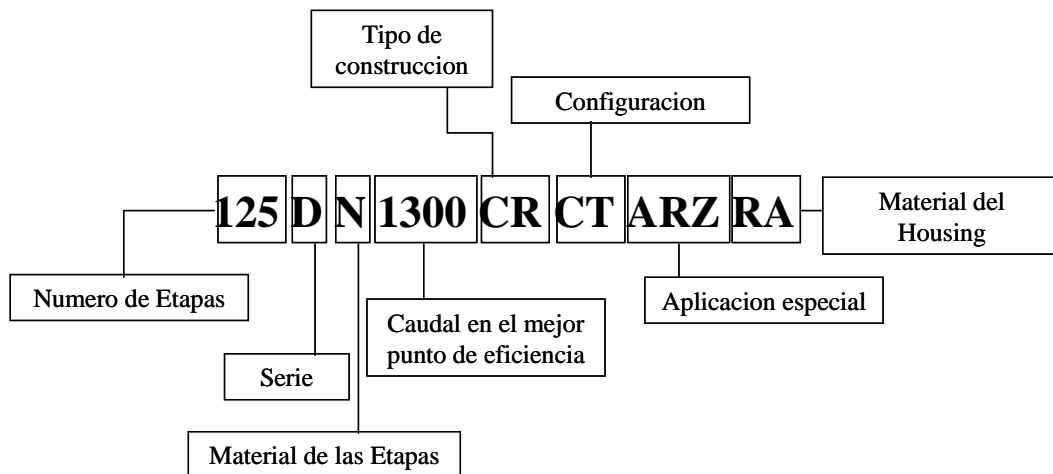


3.1.4.4.4.1 Abrasión. Para aplicaciones con presencia de abrasión severa, se utilizan etapas con bujes de circonio en la cabeza y la base, y distribuidas uniformemente a lo largo de la bomba, Para brindar mayor soporte radial al eje. Además se utilizan “thrust washers”² de mayor espesor. Ésta configuración es llamada ARZ.

En casos en que la abrasión es moderada, se utiliza una configuración de Estabilización Mejorada (ES), en la cual se utilizan bujes de circonio, pero únicamente en la cabeza y base.

3.1.4.4.4.2 Corrosión. Todos los equipos del sistema electrosumergible tienen la posibilidad de que el housing o carcasa y sus partes externas sean elaboradas en un material resistente a la corrosión, en lugar del material convencional (Carbón Steel). (ver cuadro 2).

3.1.4.5 Nomenclatura de las bombas.



² Los “thrust washers” se ubican en los puntos de contacto entre el impulsor y el difusor, y soportan el empuje generado por el movimiento de cada impulsor

Cuadro 2. Nomenclatura de las bombas.

Nomenclatura para	Abreviatura	Definicion
Aplicacion especial	APZ	Resistente a la abrasion. Bushing y Sleeve en Zirconio
	ES	Estabilizacion mejorada
Material del Housing	RA	Redaloy
	CS	Carbon Steel
	SS	Acero Inoxidable
Construccion	C	Compresora
	FL	Flotadora
	CR	Compression Ring
Configuracion	CT	Center Tandem
	LT	Lower Tandem
	UT	Upper Tandem
	S	Single
Eje	HSS	Eje de alta resistencia

3.1.5 EL CABLE DE POTENCIA. El cable de potencia permite la alimentación eléctrica al motor de fondo, el cable se fija a la tubería de producción por medio de flejes o superbandas. El diámetro del cable debe de ser reducido y protegido para cuando se esta instalado el equipo o esté en operación, que no se presenten daños y debe de ser también resistente a altas temperaturas y ambientes agresivos. En fin, el cable conecta, la potencia generada en superficie con el motor sumergible. (ver figura 36).

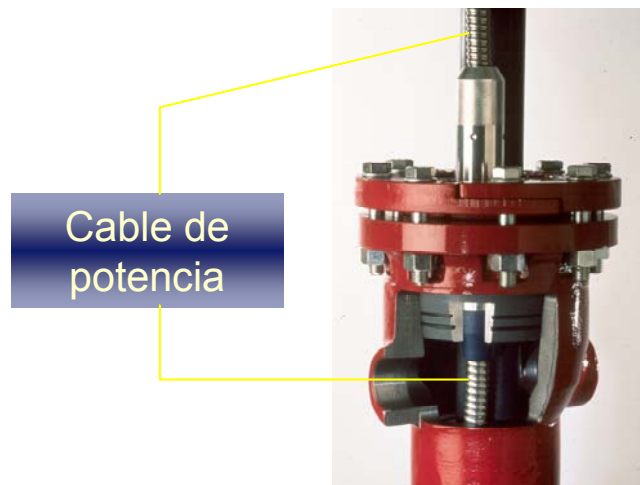


Figura 36. Cable de potencia.

Los cables están disponibles en una amplia variedad de tamaños, esto para permitir diferentes adecuaciones por los requerimientos del motor, son fabricados en configuración redonda o plana, con armaduras de acero galvanizado, acero inoxidable, capaces de soportar las condiciones del pozo, todos los cables están fabricados con especificaciones rigurosas empleando materiales distintos para determinado diseño. (ver figura 37).



Figura 37. Cable redondo y plano.

El cable adecuado para cada aplicación, se selecciona teniendo en cuenta:

- Propiedades eléctricas
- Dimensiones físicas
- Resistencia al ambiente de operación
- Resistencia mecánica
- Temperatura
- Condiciones de manejo
- Espacio disponible (Clearance)

3.1.5.1 Componentes del cable de potencia. (ver figura 38)

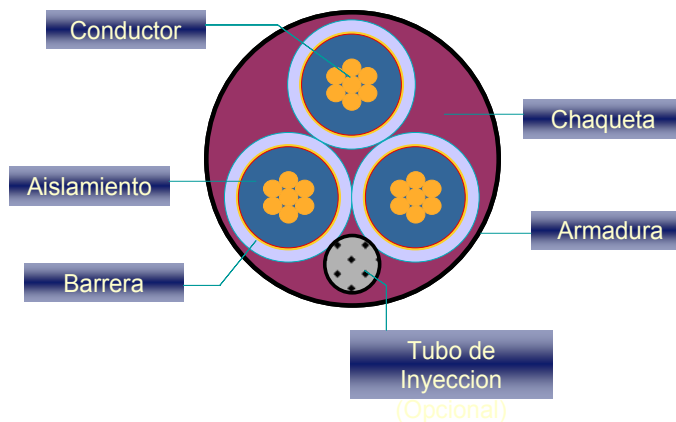


Figura 38. Componentes del cable de potencia.

3.1.5.1.1 Conductor. Se usan conductores de cobre solido. (ver figura 39).

La selección del tipo de conductor depende de:

- Tamaño
- Resistencia
- Flexibilidad
- Costo

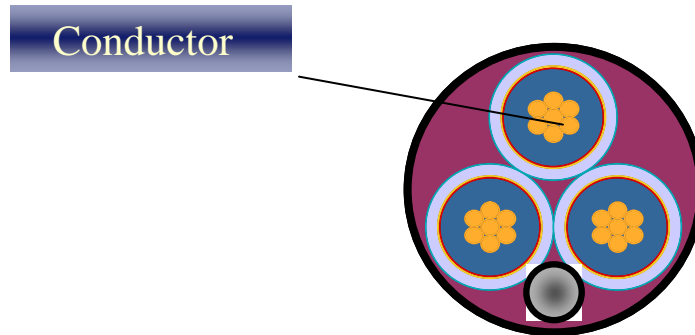


Figura 39. Conductor.

Según el tipo de conductor se divide en:

- Solido
 - Menor diámetro / menor costo
- Estriado
 - Mayor flexibilidad / mayor resistencia
- Compacto
 - Hasta 10% menos diámetro que el estriado (ver figura 40).

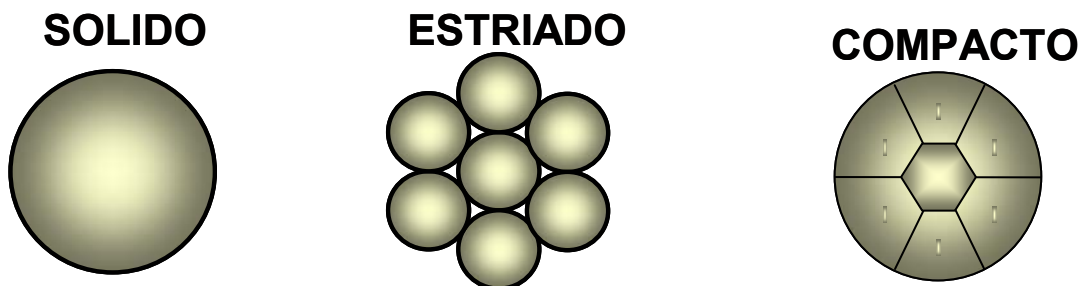


Figura 40. Tipos de conductor.

Según el Calibre: Depende de la necesidad de conducción de voltaje y corriente, teniendo en cuenta las pérdidas de voltaje que se pueden presentar debido a la longitud del cable y la temperatura del pozo (Ésta será explicado en la sección de diseño del cable de manera mas minuciosa).

3.1.5.1.2 Aislamiento. El material aislante protege al cable cuando las altas temperaturas estén presentes; para la selección del aislamiento se deben considerar: (ver figura 41).

- Temperatura
- Cambios de presión
- GOR
- Presencia de CO₂
- Efecto del crudo

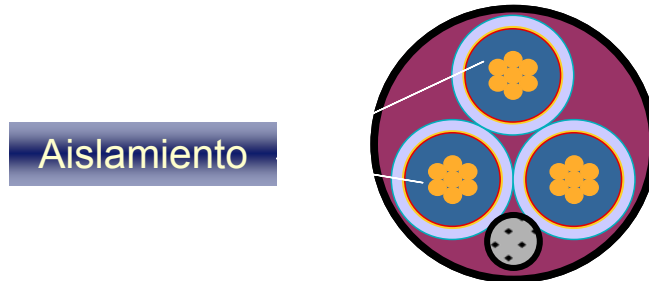


Figura 41. Aislamiento.

3.1.5.1.2.1 Tipos de aislamiento.

Polipropileno Copolímero

- Ventajas:
 - Resistente a fluidos de pozo
 - Buenas propiedades eléctricas
 - Bajo Costo
- Desventajas
 - Baja resistencia a altas temperaturas (ablanda a >205°F)
 - Se resquebraja bajo ciertas condiciones

Etilen-Propilen-Dieno-Metileno (EPDM)

- Ventajas:
 - Excelente para altas temperaturas (Hasta 550 °F)
 - Buenas propiedades eléctricas pero mayor pérdida de potencia que el Polipropileno
- Desventajas
 - Baja resistencia a fluidos de pozo. El EPDM se hincha al contacto con el aceite dieléctrico
 - Susceptible a daño mecánico en elevadas temperaturas

Rango de voltaje:

- 3 kV: probado a 20 kV DC, 7 kV AC
- 4 kV: probado a 30 kV DC, 10 kV AC
- 5 kV: probado a 35 kV DC, 13 kV AC

3.1.5.1.3 Barrera. Protege al cable de la descompresión, o sea no deja que el gas se escape (cualquier gas que pudiera migrar del fondo del pozo). (ver figura 42)

Se debe considerar:

- Temperatura
- Ambiente químico
- Gas
- Manipulación

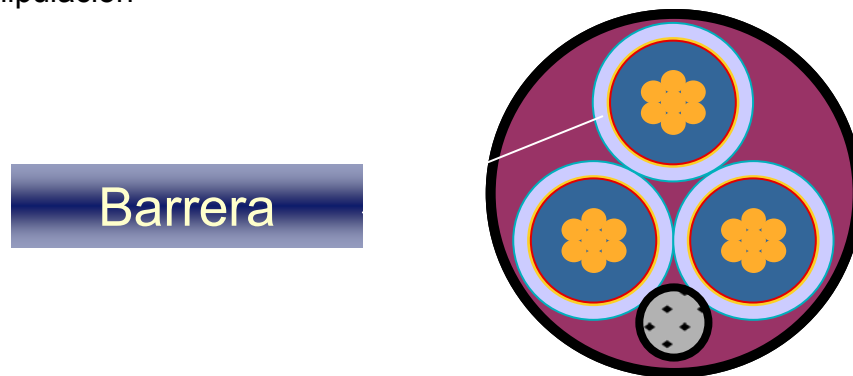


Figura 42. Barrera

Tipos

- Cinta* Tedlar™ - 300°F
- Teflon™ Moldeado* – 350°F
- Cinta de Alta Temperatura – 400°F
- Plomo – 550°F

*La cinta brinda mayor resistencia a la temperatura, el moldeado es procesado fácilmente. (Ver figura 43).

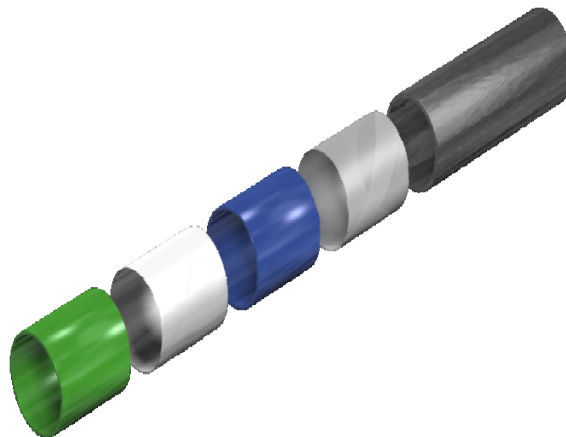


Figura 43. Cinta.

3.1.5.1.4 Chaqueta. Protege al cable contra la penetración de gases aromáticos y amargos. La selección depende de: (ver figura 44).

- Temperatura
- Ambiente químico
- Gas
- Manipulación



Figura 44. Chaqueta

3.1.5.1.4.1 Tipos de Chaqueta.

- Polietileno de alta densidad HDPE ($\leq 185^{\circ}\text{F}$)
- Nitrilo 1 ($185\text{-}250^{\circ}\text{F}$)
- Nitrilo 2 ($250\text{-}275^{\circ}\text{F}$)
- Nitrilo 3 ($275\text{-}350^{\circ}\text{F}$)
- EPDM (más de 350°F)
 - Excelente estabilidad a altas temperaturas
 - Baja resistencia al aceite (Se hincha)
- Nitrilo
 - Excelente resistencia al aceite
 - Buenas propiedades físicas
 - Bajas propiedades eléctricas
 - Baja resistencia al agua (Se hincha)

3.1.5.1.5 Armadura. Protege al cable contra ambiente externo. La selección de la armadura tiene en cuenta: (ver figura 45).

- Resistencia al daño
- Contención de descompresión
- Resistencia a la corrosión

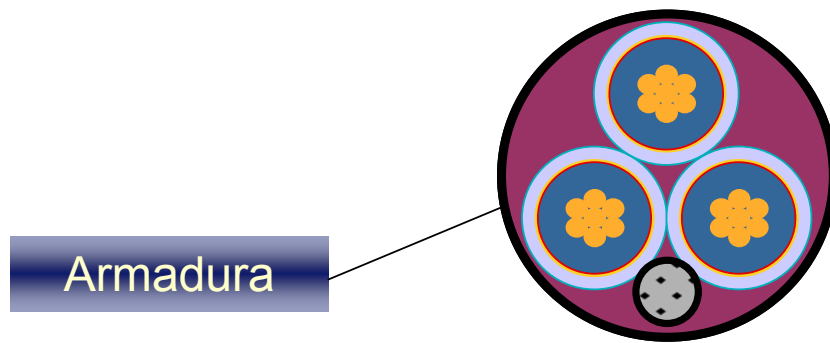


Figura 45. Armadura.

3.1.5.1.5.1 Tipos. (ver figura 46).

- Acero galvanizado estándar
- Acero galvanizado pesado
- Doble galvanizado
- Acero Inoxidable
- Monel

Perfiles

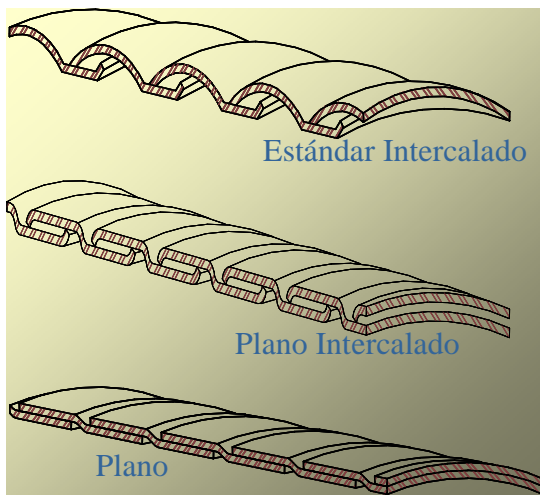


Figura 46. Perfiles de las armaduras.

3.1.5.2 Forma del cable de potencia. (ver figura 47).

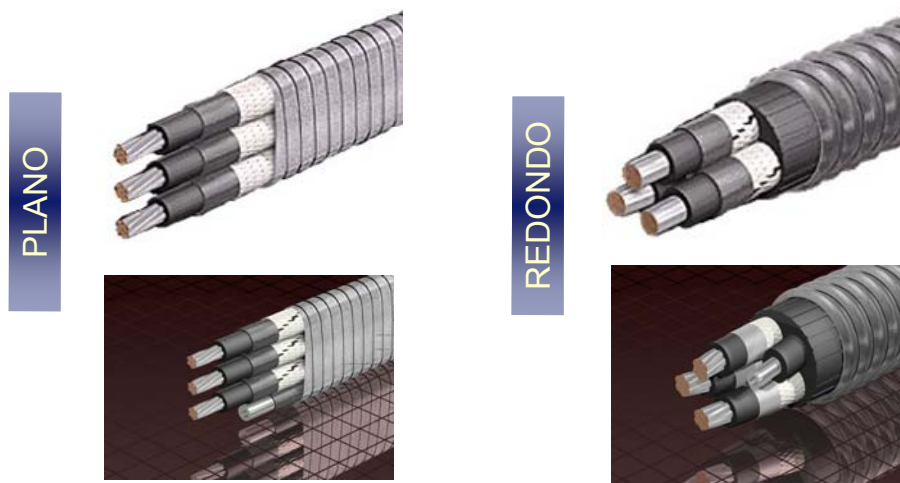


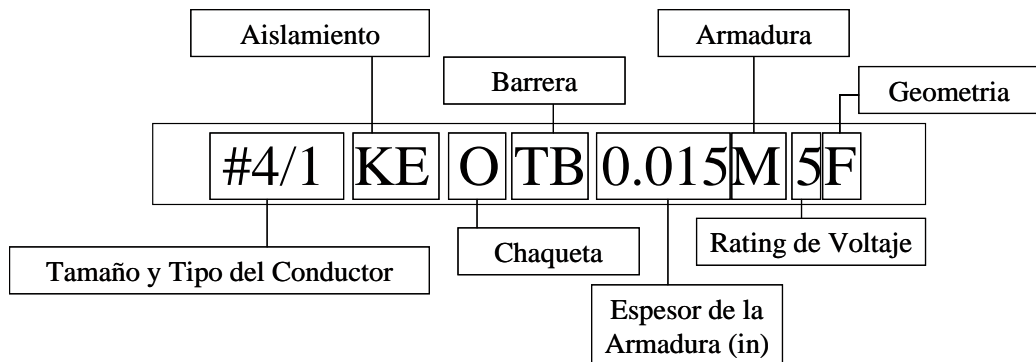
Figura 47. Formas del cable de potencia.

3.1.5.2.1 Cable plano de extensión del motor (MLE). El cable plano de extensión del motor cubre toda la parte de sistema de bombeo electrosumergible de fondo, mas un mínimo de 6 pies por encima de la cabeza de descarga de la bomba .Es normalmente necesario utilizar un cable plano debido a espacio limitado entre el equipo y la tubería de revestimiento, aunque si hay espacio se usa cable redondo. (Ver figura 48).



Figura 48. MLT cable de extensión del motor.

3.1.5.3 Nomenclatura de cables. (Ver Cuadro 3).



Cuadro 3. Explicación de la nomenclatura de cables.

TAMANO Y TIPO DE CONDUCTOR	AISLAMIENTO	BARRERA	CHAQUETA
Primer dígito : AWG	PPE ó P: Polipropileno/Etileno	S: Solef Moldeado	PE: Polietileno de Alta Densidad (HDPE)
Segundo dígito:	E EPDM	TB-300: Cinta y cordón (Tedlar)	O: Nitrilo (Resistente al aceite)
1: Sólido	K: Polimida Kapton	F: Fluopolimero Moldeado	E EPDM
7: Estriado (Redondo)	T: Cinta semiconductiva	TB-400: Cinta y cordón de alta temperatura	
7 C/S: Estriado Compacto	S: Especial	L: Plomo	

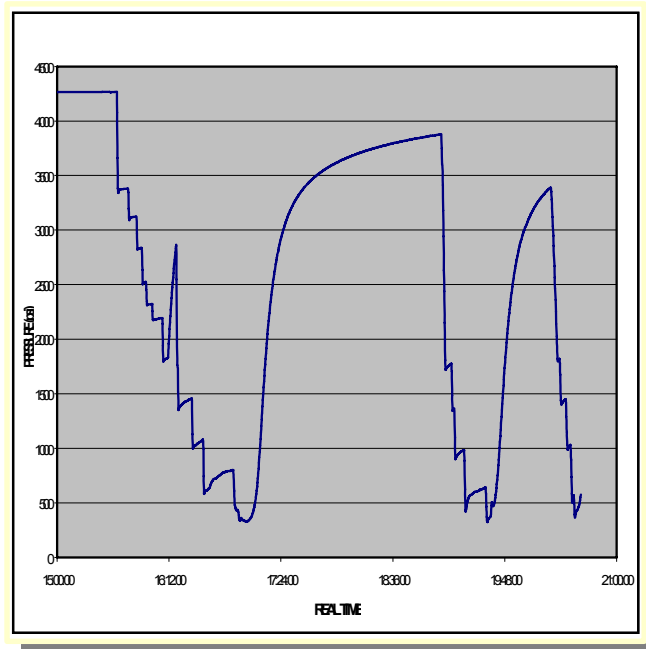
ARMADURA	RATING DE VOLTAJE	GEOMETRIA
G: Acero Galvanizado	3: 3Kv	F: Plano
HG: Acero Galvanizado Pesado	4: 4Kv	R: Redondo
GG: Doble Galvanizado	5: 5Kv	
SS: Acero Inoxidable	8: 8Kv	
M: Monel		

3.1.5.3.1 Monitoreo. Para realizar un monitoreo constante a las condiciones de fondo y a la operación del equipo electrosumergible, se utilizan sensores de fondo que permiten llevar un registro de ciertas variables relevantes para poder realizar evaluaciones y efectuar diagnósticos.

3.1.5.3.2 Usos de los datos de monitoreo.

- Confiabilidad del Equipo
- Información de Drawdown
- Control de Yacimiento
- Ajustes Históricos (ver gráfica 1).

Gráfica 1. Comportamiento de la PIP Vrs. Tiempo.



Porqué monitorear?

- Maximizar Beneficios por:
 - Reducir Costos Operativos
 - Reducir Tiempo Perdido
 - Control de parámetros Operacionales
- Minimizar Fallas
- Mejoras en la producción
- Mejora en diseños de BES
- Mejora eficiencia de Recursos

El sistema de monitoreo consta de:

- Sensor de fondo
- Componentes de potencia y telemetría
- Equipo de superficie

3.1.5.4 Cable plano de extensión del motor (MLE) El Sensor de Fondo

- Conectado al motor a través de un adaptador
- Potencia eléctrica a través del motor
- Recibe/Transmite señal digital a superficie (ver figura 49).



Figura 49. Sensor de fondo.

Potencia y Telemetría

- Recibe un bajo voltaje DC a través del motor (Cable de Potencia)
- Los circuitos y el software en el sensor, digitalizan la señal de los transductores y la envían a superficie

Equipo de Superficie

- Energiza el sensor
- Extrae los datos obtenidos del sensor
- Salida de datos recibidos
- Señales de control locales para operación ESP

3.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

3.2.1 VARIADOR. Dispositivo de potencia que permite controlar la velocidad de un motor de inducción al variar la frecuencia y el voltaje aplicado.

Existen tres tipos de controladores en aplicaciones de bombeo electrosumergible: El primero es el panel de control, el segundo tipo es el “arrancador suave” (soft-start), y el tercero el controlador de velocidad variable (VSC). Todos estos tipos de controladores varían en tamaño, diseño y potencia según el diseño que se requiera en la instalación. Esta selección depende de la aplicación, la economía y el método preferido de control.

En la industria el más utilizado es el controlador de velocidad variable (VSC) o comúnmente llamado variador, esto debido a que la bomba electrosumergible es poco flexible cuando opera a una velocidad fija; o sea que al tener una sola velocidad en la bomba, todo el equipo estaría limitado a un caudal fijo y a una altura de la columna dinámica generada fija. El controlador de velocidad variable (VSC) ha ganado gran aceptación en la industria petrolera debido a que alivia en gran medida estas restricciones, permitiendo que varíe la velocidad del equipo entre 30 y 90 HZ con lo cual se puede cambiar el caudal, la altura de la columna dinámica total, dependiendo de el diseño. Estos cambios se logran con solo cambiar la velocidad de operación, sin modificaciones al equipo de fondo, por ende en este manual nos referiremos solo al controlador de velocidad variable (VSC) o variador.

La flexibilidad en el bombeo fué el propósito original de la aplicación de los VSC a los sistemas ESP, pero se han logrado obtener muchos otros beneficios. De interés particular son aquellos que pueden alargar la vida del equipo subsuperficial: el arranque suave, la velocidad controlada automáticamente, la supresión de picos transitorios de línea y la eliminación de los estranguladores en superficie. (ver figura 50).



Figura 50. Variador de velocidad.

El VSC aísla la carga de las interrupciones de entrada y picos transitorios causados por rayos; Balancea el voltaje de salida para reducir el calentamiento del motor; ignora la inestabilidad en la frecuencia de los suministros con generador; compensa las caídas de tensión o desconecta la unidad de la línea; y minimiza la presión eléctrica y mecánica durante el arranque. Además, dependiendo de la aplicación, el VSC puede mejorar la eficiencia total del sistema, reducir el tamaño

del generador requerido, obviar la necesidad de un estrangulador, reducir el tamaño de la unidad subsuperficial y proveer funciones de control inteligentes para maximizar la producción. Todos estos beneficios no pueden lograrse simultáneamente; sin embargo, el usuario puede elegir y seleccionar la combinación más adecuada para su aplicación.

En conclusión las ventajas del variador son las siguientes:

- La principal ventaja del variador es que convierte una bomba en una familia de bombas, al permitir operarla a diferentes frecuencias.
- Optimiza el rendimiento del conjunto motor bomba controlando los parámetros de operación.
- Incrementa la vida útil del motor al disminuir los choques mecánicos y eléctricos asociados con un arranque directo.
- Protege el motor de bajos voltajes y desbalances, los cuales le causan un calentamiento adicional.
- Además, el desbalance de voltaje causa vibraciones en el motor, las cuales pueden dañar el sello y/o la bomba.

Y las desventajas son:

- Alto costo de operación, de mantenimiento, arranque.
- Se necesitan personal técnico altamente capacitado.

3.2.2 Sistema de alta tensión eléctrica. Por lo general la línea de distribución eléctrica de alta tensión para su posterior uso industrial es de 34.5KV aunque en algunos casos la línea de distribución puede ser de 13.8KV. (ver figura 51).



Transformador Elevador (SUT)

Transformador reductor (SDT)



Figura 51. Transformadores.

La corriente eléctrica se lleva a una subestación donde los equipos de superficie ajustan el voltaje a los requerimientos del VSD (transformador SDT) y posteriormente un transformador elevador (SUT) a la salida del VSD, ajusta el voltaje al requerimiento del equipo de fondo.

Cuando no se cuenta con suministro de energía de la red Nacional, se utilizan generadores los cuales entregan los 480V que requiere el VSD, por lo cual no se requiere del transformador reductor (SDT).

3.2.3 Alimentación por generador. (Ver figura 52).

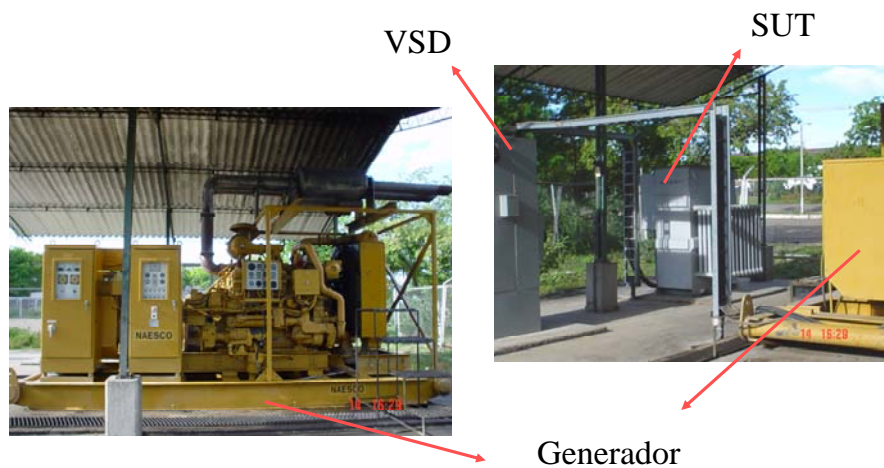


Figura 52. Generadores

3.2.4 Transformadores. Máquina estática, mediante la cual se puede convertir por inducción magnética, un voltaje en otro de diferente valor y de la misma frecuencia, manteniendo la potencia aproximadamente constante.(ver figura 53).



Figura 53. Transformador.

La relación entre el voltaje de entrada y el de salida se conoce como Relación de Transformación

El voltaje de salida se conoce como voltaje inducido y depende de la cantidad de espiras en cada bobinado.

$$V_s = N_s/N_p \times V_p$$

Todos los transformadores usados en ESP son del tipo sumergidos en aceite y auto refrigerados. Las configuraciones usadas son tres: un banco de tres transformadores monofásico, un transformador estándar trifásico y un autotransformador trifásico. (ver figura 54).

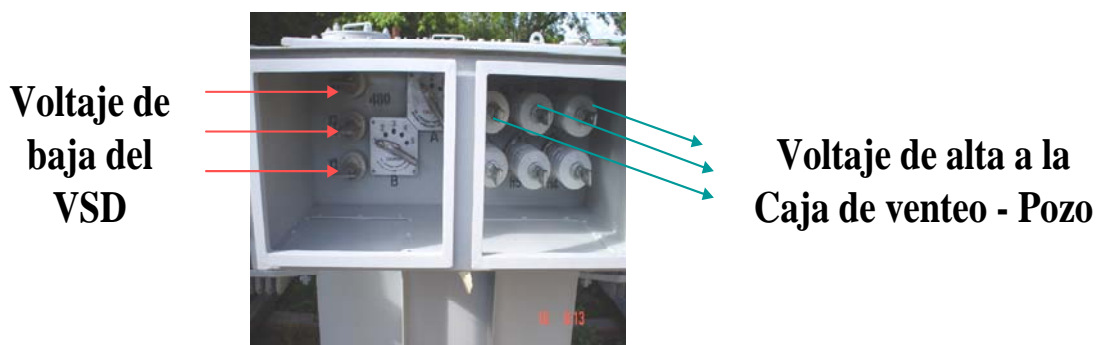


Figura 54. Entrada y salida de voltaje.

Los transformadores usados en ESP están equipados con una serie de “taps” para permitir un amplio rango de salidas de voltaje. (ver figura 55).

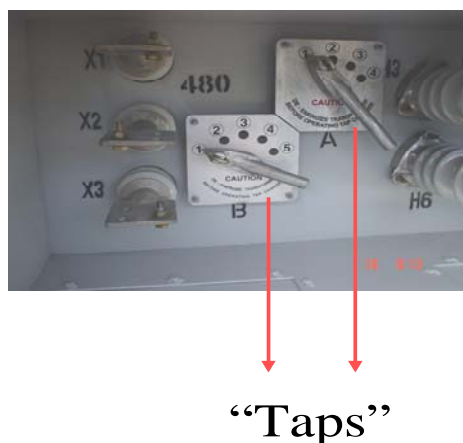


Figura 55. TAPS

Bornes: (ver figura 56).



Figura 56. Bornes.

(Bujes) Aislador para conectar los devanados con la red exterior. El material aislante es de porcelana sólida, completamente vitrificado

3.2.4.1 Aceite dieléctrico:

Se utiliza como medio aislante y refrigerante:

- ✓ Baja viscosidad
- ✓ Alta rigidez dieléctrica
- ✓ Ausencia de ácidos inorgánicos
- ✓ Resistencia a la oxidación y a la formación de lodos
- ✓ Bajo punto de congelación
- ✓ Químicamente estable

3.2.4.2 Transformador reductor (SDT). (ver figura 57).



Figura 57. Transformador reductor SDT

Transformador de potencia encargado de reducir la tensión de la línea de distribución, al nivel de tensión requerida por el variador de velocidad.

3.2.4.3 Transformador elevador (SUT). Utilizado para elevar la tensión de salida del variador, al valor de alimentación del motor. Construido con un cambia “taps” especial que permite variar la relación de transformación en un amplio rango. (Ver figura 58).

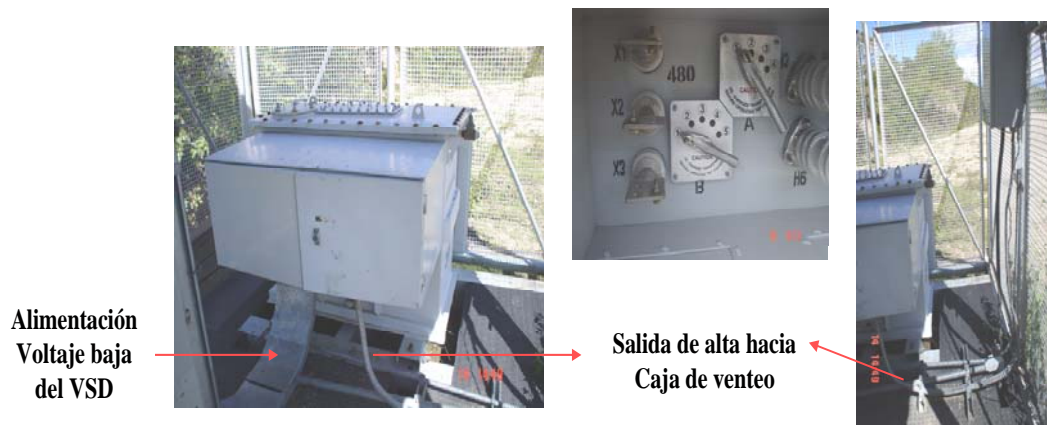


Figura 58. Transformador elevador (SUT).

3.2.5 Caja de venteo.

- Conecta el cable de superficie con el cable de potencia que viene del pozo.
- Se instala a una distancia mínima de 15 ft del pozo.
- Provee un venteo a la atmósfera de cualquier gas que pudiera migrar del fondo del pozo a través del cable. Esto previene la acumulación de gas en los equipos de superficie que pueda crear condiciones inseguras (riesgo de explosión). (Ver figura 59).

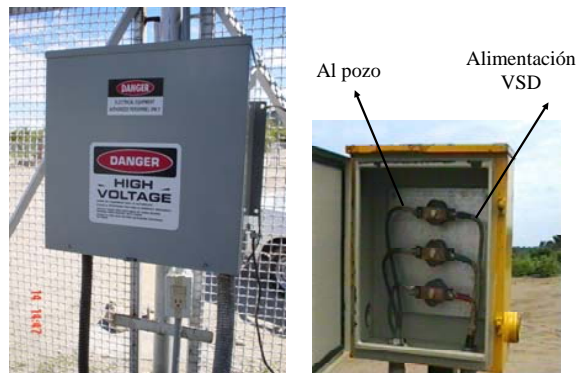


Figura 59. Caja de venteo.

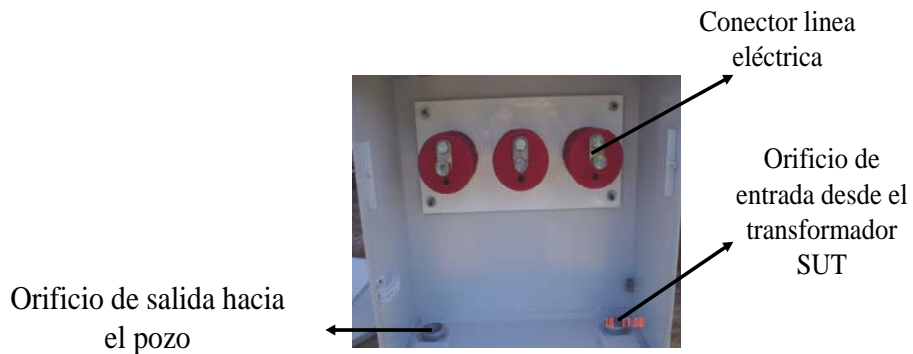


Figura 59a. Caja de venteo.

3.2.6 Registrador de corriente. Esta es una de las herramientas más valiosas con las que se cuenta en el campo para la detección de problemas. Este elemento bien monitoreado es una buena herramienta para detectar y corregir problemas menores antes de que se conviertan en problemas más grandes y costosos. (Ver figura 60).



Figura 60. Registrador de corriente.

Debido que la interacción entre el equipo electrosumergible y el pozo algunas veces se ve alterada, en el registrador se puede ver cuando ocurre un cambio en la operación del equipo o en las características del pozo.

3.2.7 CABEZA DE POZO.

3.2.7.1 Conector “UPPER”. Se usa en superficie, iniciando la conexión entre el cabezal o árbol y la línea de potencia hacia el SUT.

Bien Podemos conectarlo directamente a la caja de venteo o empalmarlo a un cable de potencia que nos lleve hasta donde dispongamos la caja o el SUT.

Generalmente se usa en cable redondo por su mejor condición a la manipulación. (Ver figura 61)

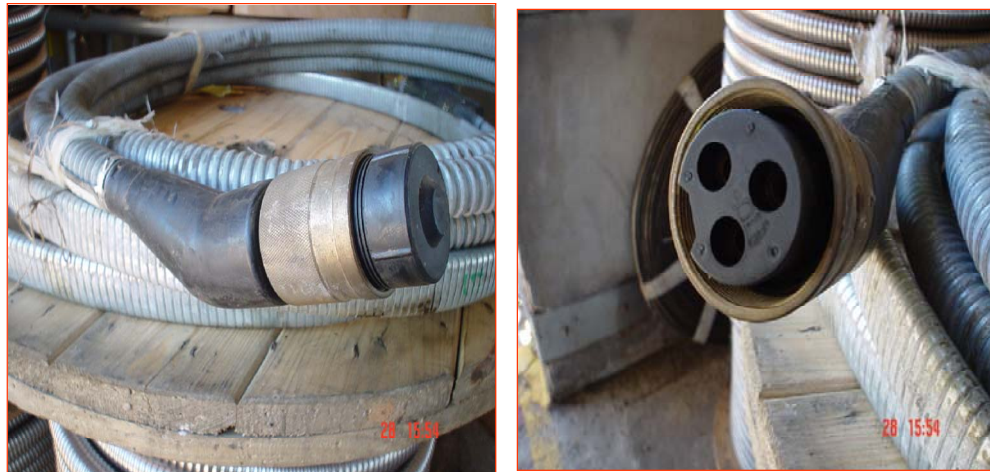


Figura 61. Conector “UPPER”.

3.2.7.2 Conector Lower. Usado en fondo con dos aplicaciones:

- Cuando se instala un empaque conecta el penetrador por la parte superior e inferior.
- Cuando termina el cable de potencia y requerimos conectarlo al penetrador bajo la cebolla. Lo encontramos en cable plano y redondo. (Ver figura 62).



Figura 62. Conector Lower.

3.2.7.3 Penetrador. Igualmente lo encontramos en dos tipos básicos:

- Penetradores para empaques el cual varía en longitud dependiendo del tipo de empaque.
- Penetradores para colgador el cual es estándar en longitud. (Ver figura 63).



Figura 63. Penetrador.

3.2.7.4 Imagen del cabezal de pozo. (Ver figura 64).

Conector
Upper

Penetrador



Figura 64. Cabezal de pozo.

4. DISEÑO DE ESP

4.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE ESP

Los pasos de diseño de un sistema de bombeo electrosumergible dependen necesariamente de las características del yacimiento y de las propiedades del fluido a bombear, toda una serie de factores se deben tener en cuenta para que el diseño sea lo más perfecto posible y que satisfaga las expectativas después de su instalación, pero lo más importante en el diseño de ESP es tener una serie de datos acerca de las condiciones anteriormente mencionadas, estos datos deben de ser lo más claros y detallados para que realmente representen las condiciones del pozo en cuestión, todo esto para lograr un diseño que sea eficiente, económico y que haga el trabajo para el que fue diseñado; porque una vez instalado este equipo cualquier inconveniente de falla por mal diseño resultaría desastroso debido al alto costo, pero si el equipo es diseñado correctamente y su operación a sido monitoreada adecuadamente, el equipo instalado empieza a ser relativamente económico y libre de problemas.

Es de aclarar que los procedimientos y ejercicios puestos en este capítulo son de naturaleza básica y no necesariamente representan todos los métodos usados en la industria petrolera

Los siguientes procedimientos de diseño son aplicables a:

- 1-Instalación en revestimiento desde 4.1/2" hasta 13.3/8" "
- 2-Producción desde 100 bpd hasta 100,000 bpd
- 3-Temperatura de fondo de hasta 350 °F o más, con materiales y construcciones especiales
- 4-Levantamiento hasta de 12,000 pies
- 5-Pozos verticales, desviados u horizontales
- 6-Altos GOR utilizando separadores de gas
- 7-Ambientes corrosivos o abrasivos, con materiales y construcciones especiales

4.1.1 Datos básicos. El diseño y selección de una unidad de bombeo electrosumergible no es una tarea difícil si tenemos todos los datos que se requieren y estos son confiables, pero si es todo lo contrario, tenemos datos pobres y dudosos, especialmente en datos de capacidad del pozo, El diseño tendrá una gran probabilidad de no cumplir los requerimientos. Cuando se dimensiona con datos erróneos generalmente traen como resultado una bomba

mal diseñada, unos equipos mal seleccionados y una operación costosa. Al seleccionar una bomba que no cumple los requerimientos, ésta puede funcionar fuera del rango recomendado, sobrecargando o subutilizado el motor, en el primer caso trabajando con un caudal excesivo que puede causar daño en la formación y en segundo caso proporcionando un caudal pobre generando pérdidas de producción.

Los pozos de petróleo son como huellas digitales, es decir, no hay dos que sean iguales, esto quiere decir que en el diseño de ESP no se deben suponer datos ni utilizar datos de pozos cercanos al pozo de estudio. A continuación se menciona la lista de datos requeridos para el diseño de ESP

4.2 VENTAJAS DE LOS EQUIPOS ESP

- Flexibilidad y versatilidad del sistema:
- Amplio rango de volúmenes
- Se pueden utilizar con baja presión de fondo
- Pozos verticales o desviados
- Operación bajo condiciones extremas (temperatura, corrosión, abrasión) con la utilización de materiales y construcciones especiales
- La utilización de variadores amplía el rango de aplicación de un mismo equipo

4.3 DESVENTAJAS DE LOS EQUIPOS ESP

La mayor limitación de un sistema ESP es la temperatura:

Límite de temperatura del cable de potencia

- Elastómeros utilizados en el equipo
- Temperatura del motor

Altos GOR pueden afectar el funcionamiento del equipo (mayor del 10% del volumen de la bomba).

Alto contenido de sólidos puede causar rápido desgaste y disminución en el "Run life"(vida del equipo desde su instalación hasta su retiro del pozo).

4.4 DATOS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE ESP.

4.4.1 Datos del pozo.

Tamaño de la tubería de revestimiento y su peso.

Profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento vertical (TVD) y medida (MVD).

Tamaño, tipo y conexión de la tubería de producción (nueva o usada).

Intervalo de perforaciones del pozo, con disparos o hueco abierto.

Profundidad de asentamiento de la bomba, Vertical (TVD) y medida (MVD)

4.4.2 Datos de producción.

Presión de la tubería de producción en la cabeza del pozo.

Presión en la tubería de revestimiento en la cabeza de pozo.

Nivel de producción de ensayo del pozo.

Nivel de fluido y/o presión de fondo fluyente.

Nivel de fluido estático y/o presión estática de fondo de pozo.

Profundidad de referencia.

Temperatura en el fondo del pozo.

Caudal de flujo deseado.

Relación gas - aceite (prod GOR y Rs).

Presión del punto de burbuja.

Corte de agua.

4.4.3 Condiciones del fluido del pozo.

Gravedad específica del agua.

Gravedad específica o °API del petróleo.

Gravedad específica del gas.

Presión del punto de burbuja.

Viscosidad del petróleo.

Datos PVT.

4.4.4 Fuente de energía.

Voltaje primario disponible.

Frecuencia.

Capacidad de la fuente de potencia.

4.4.5 Posibles problemas.

Presencia de:

Arena.

Carbonatos.

Corrosión.

Parafina.

Emulsión.

Gas.

Alta temperatura.

El procedimiento de selección a utilizarse varía significativamente según las condiciones de producción y las propiedades del fluido del pozo. En esta capítulo se presentaran ejemplos para los siguientes casos:

Pozos de alto corte de agua que producen agua fresca o salmueras.

Pozos que producen fluidos viscosos.

Pozos con flujo multifásico (pozos con alta relación gas-petróleo GOR).

Pozos con el equipo de superficie (variador de frecuencia)

4.5 DISEÑO PARA POZOS CON ALTOS CORTES DE AGUA

Como las bombas fueron diseñadas en función de bombeo de agua, este tipo de diseño resulta el más fácil de elaborar, siendo una selección simple y directa.

4.5.1 Paso 1: Datos Básicos. Obtener y analizar los datos disponibles en cuanto a propiedades del fluido y características del pozo:

1. Fluido incompresible
2. Gravedad específica constante con la presión

Con lo anterior, el siguiente procedimiento se puede utilizar paso a paso

4.5.2 Paso 2: Determinar la capacidad de producción. Determinar la capacidad de producción, la profundidad de asentamiento de la bomba y la presión en la entrada de la bomba requerida para el pozo. Dependiendo de los datos, se pueden hacer varias combinaciones. Si se conocen el caudal de flujo deseado y la profundidad de asentamiento de la bomba, la presión de entrada a la bomba para el caudal de flujo deseado puede ser calculada en base a la relación del comportamiento de afluencia del pozo. Por otro lado, se puede establecer el caudal óptimo para una profundidad de asentamiento de la bomba dada, graficando la presión de fondo del pozo fluyente (o el nivel del fluido) en función del caudal de flujo.

A menos que haya condiciones de operación especiales, la bomba se sitúa generalmente cerca de las perforaciones. La reducción de la presión en el pozo puede estar limitada a un punto en donde la presión de fondo de pozo fluyente a la profundidad de entrada de la bomba sea mayor que la presión del punto de burbuja del fluido; esto se podrá hacer para evitar la interferencia de gas. En algunos casos (por ejemplo: en pozos de agua de alta producción), los requerimientos de presión de entrada a la bomba pueden llegar a ser el factor limitante. En pozos con alta producción de gas, la presión de entrada a la bomba puede ser limitada por la cantidad de gas y la presión de burbuja del fluido. Sin embargo, en la mayoría de los casos, una presión de entrada a la bomba de alrededor de 100 psi será suficiente.

En este caso, los datos de caudal de flujo deseado y la profundidad de asentamiento de la bomba los debemos tener a la mano. La presión de entrada de la bomba al flujo deseado puede ser calculada a partir de las condiciones de producción presentes. Como el corte de agua es muy alto y el GOR no se conoce, el índice de productividad constante dará, muy probablemente, resultados satisfactorios. Calculo del Índice de productividad (PI constante).

$$PI = \frac{Q}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

Donde:

Q = Caudal de prueba

\bar{P}_r = Presión Estática del yacimiento

Pwf = Presión Fluuyente o Dinámica al caudal Q

Después de hallar PI

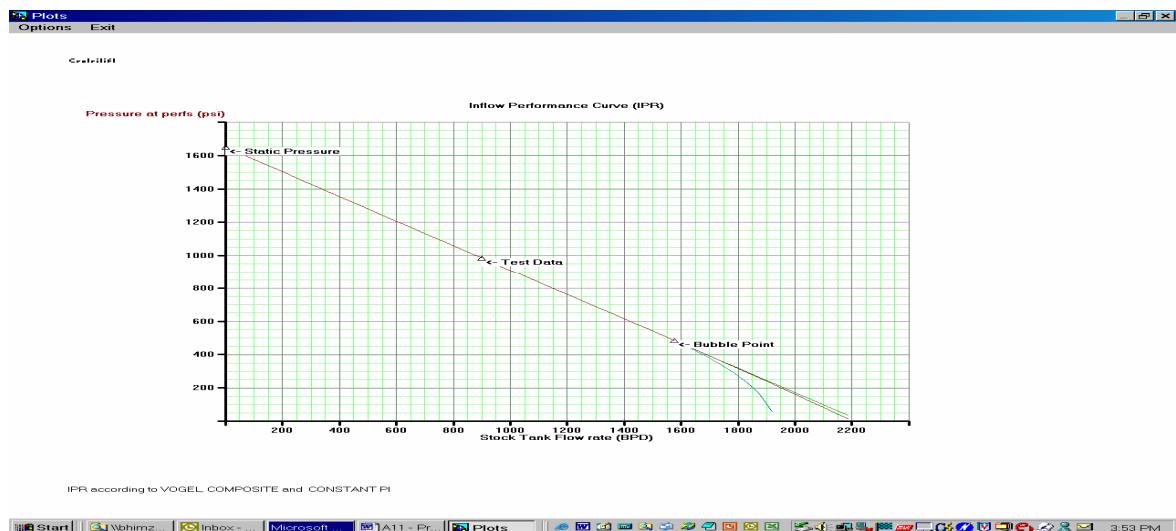
El caudal máximo de producción del pozo (a Pwf = 0 psi) es el siguiente:

$$Q_{max} = PI \cdot (\bar{P}_r - 0)$$

Luego, hallar la presión fluuyente del pozo (Pwfd) al caudal deseado (Este dato es entregado por el cliente, quien por estudios de yacimiento nos lo dará) (Qd): (ver gráfica 2).

$$P_{wf} = \bar{P}_r - \left(\frac{Q_d}{PI} \right)$$

Gráfica 2. Curva IPR.



La presión de entrada de la bomba se puede determinar corrigiendo la presión de fondo fluyente del pozo por la diferencia entre la profundidad de asentamiento de la bomba y la profundidad de referencia y considerando la pérdida por fricción en el espacio anular de la tubería de revestimiento.

Como la bomba está asentada sobre las perforaciones, la pérdida por fricción debido al flujo en el revestimiento desde las perforaciones hasta la profundidad de asentamiento de la bomba será despreciable en comparación con la presión dinámica y puede ser ignorada. Además, como hay agua y aceite en el fluido producido, es necesario calcular la gravedad específica compuesta de los fluidos producidos. La gravedad del fluido

$$(SGL) = (SG_{\text{Agua}} \times \% \text{ Agua}) + (SG_{\text{Petróleo}} \times \% \text{ Petróleo})$$

La diferencia entre la profundidad de referencia³ y la profundidad de asentamiento de la bomba. Para calcular la presión de entrada de la bomba (PIP) podemos convertir esta diferencia de pies a psi y restarla de la presión de flujo del pozo (Pwfd), calculada anteriormente para el caudal deseado en bpd:

$$PIP = P_{wf} - \left(\frac{(\text{Prof. de referencia} - \text{Prof. de la bomba}) \cdot SG_L}{2.31 \text{ ft/psi}} \right)$$

4.5.3 Paso 3: Calcular la altura de columna dinámica total requerida (TDH, de las siglas en inglés). Igual a la sumatoria del levantamiento neto (la distancia vertical desde el nivel del fluido producido hasta la superficie), la pérdida por fricción en la tubería de producción medida en pies y la presión de descarga en la cabeza del pozo todo expresado en términos de altura de columna del fluido que está siendo producido.

La TDH es la altura total requerida para bombear la capacidad de fluido deseada. Esta altura hace referencia al trabajo requerido para levantar una columna vertical de fluido determinada, desde la descarga de la bomba hasta la superficie. Tomando en cuenta el tipo de bomba empleada, el valor de TDH es usado para calcular el número de etapas necesarias para levantar la columna de fluido. La columna dinámica total se calcula de la siguiente forma:

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

$H_d \rightarrow$ Distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción.

³ Profundidad media de la zona productora

$$H_d = \text{Prof. vertical de la bomba} - \left(\frac{\text{PIP} \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{\text{SG}_L} \right)$$

O también:

$$H_d = \text{Prof. vertical de referencia} - \left(\frac{P_{wf} \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{\text{SG}_L} \right)$$

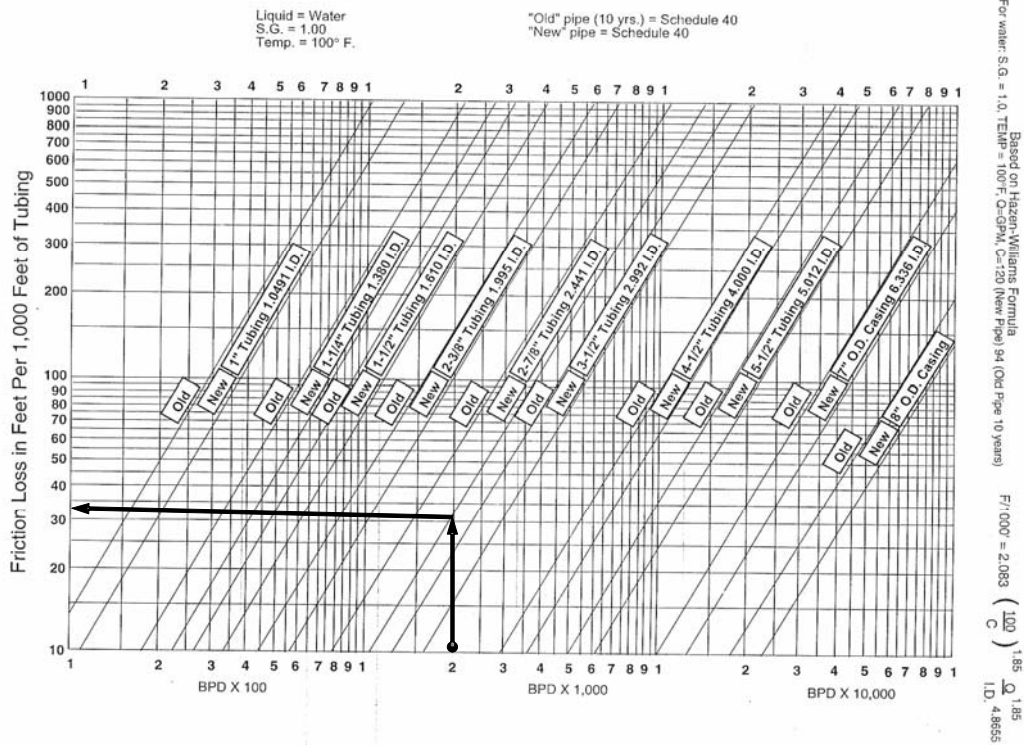
Ft → Perdida por fricción en la tubería. Se determina usando la fórmula “Hazen – Williams” (ver cuadro 4), (esta se encuentra en mejor detalle en los anexos) .

Ejemplo: T.P. nueva de 2 7/8 “ a 2.000 BPD (35 pies/1.000). (ver gráfica 3).

$$F_t = \frac{5,200 \text{ ft} \cdot 35 \text{ ft}}{1,000 \text{ ft}}$$

Ft= 182 ft

Grafica 3. Perdidas por Fricción “Hazen – Williams”



P_d → Presión necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo (presión deseada en la cabeza del pozo).

La presión de tubería en la cabeza de pozo requerida en psi. Convirtiendo a altura de columna (pies):

$$P_d = \frac{\text{Presión (psi)} \cdot 2.31 \text{ ft/ps}}{SG_L}$$

Y en resumen se halla $TDH = H_d + F_t + P_d$

4.5.4 Paso 4: Tipo de Bomba. Las curvas de desempeño de la bomba que se encuentran en los anexos, seleccionar un tipo de bomba de manera tal que el diámetro exterior del mismo quepa dentro de la tubería de revestimiento del pozo y que la tasa de producción deseada se ubique dentro del rango de capacidad recomendado de la bomba. Si dos o más bombas cumplen estos requisitos, será necesario un análisis económico antes de finalizar la selección. En la práctica, la bomba con la eficiencia más alta a la tasa de producción deseada será generalmente la que deba seleccionarse. Con la curva de desempeño de la bomba seleccionada, se determina la altura de columna generada y la potencia al freno requerida por cada etapa.

Se calcula el número de etapas requerido para proporcionar la altura dinámica total. El número de etapas redondeado al valor entero es igual a la altura de columna dinámica total dividida por la altura generada por etapa. Se calcula también la potencia del motor multiplicando la potencia al freno por etapa por el número total de etapas y por el valor promedio de la gravedad específica del fluido que está siendo bombeado.

Las unidades de mayor diámetro serán generalmente la primera opción, si la tasa de producción deseada cae dentro del rango de funcionamiento de la bomba. El hecho de seleccionar las unidades de diámetro más grande tiene tres ventajas, estas son:

Con el diámetro del equipo aumenta la eficiencia.

Las unidades más grandes normalmente son menos costosas

El fluido recorre alrededor del motor a más velocidad y la unidad funciona mejor refrigerada.

Luego usando la siguiente tabla (En mejor Detalle En Los Anexos) podemos se halla el tipo de serie de la bomba

Ejemplo: Que tipo de motor y bomba se puede utilizar en un revestimiento de 7",23 libras/pies

Solución: La serie 513 (ver cuadro 4).

Cuadro 4. Características de los equipos electrosumergibles.

T.R. APT DIÁM. EXT.	PESO		SERIE DE EQUIPO QUE ADAPTA		
	LB/PIE	KG/M	MOTOR	SECCIÓN SELLO	BOMBA
4 1/2" (114.3MM)	9.5 10.5 11.6	14.1 15.6 17.3	375	338	338
5 1/2" (139.7MM)	** 20.0 17.0 15.5 14.0	29.9 25.3 23.0 20.7	375,450	338,400	338,400
6 5/8" (168.3MM)	28.0	41.7	375,450	338,400	338,400
	26.0	38.7	450,544	400,513	400,513
	24.0	35.8			400,516,562
7" (177.8MM)	20.0	29.9	450,544,562	400,513	400,513
	32.0	47.6			
	29.0	43.3			
	26.0	38.7			400,513,562
	23.0	34.1			
20.0	29.9				
17.0	25.3				
7 5/8" (193.7MM)	39.0	58.1	450,544,562	400,513	450,544,562
	33.7	50.2			
	29.7	44.3			
	26.4	34.1			
	24.0	35.8			
20.0	29.9				
8 5/8" (219.1MM)	49.0	72.8	450,544,562	400,513	450,544,562
	44.0	65.6	y	y	y
	40.0	59.4	725	675	675
	36.0	53.5			
	32.0	47.6			
10 3/4" (273.0MM)	55.5	82.7	450,544,562	400,513,675	400,513,562
	32.7	48.5			675 y 875
13 3/8" (339.8MM)	83.0	123.4	y	y	400,513,562
	48.0	71.5	725	825	675,875 1,025

Luego usando el cuadro 4. (ver anexo 8); Se ingresa con el tipo de serie anteriormente hallado y con el caudal de flujo o producción deseada se halla el tipo de bomba buscado (Nota: El rango de operación se tomará como 60 HZ debido a que en este rango fue construida la bomba).

Nota: los siguientes tipos de bombas no son únicas en el mercado, debido a que pueden variar y se encuentran muchas diferencias en cada tipo de catalogo.

Ejemplo: bomba serie 400 con un caudal deseado de 1100 BPD

Solución: FC1200 debido a que está en un rango entre 950 BPD y 1140 BPD.

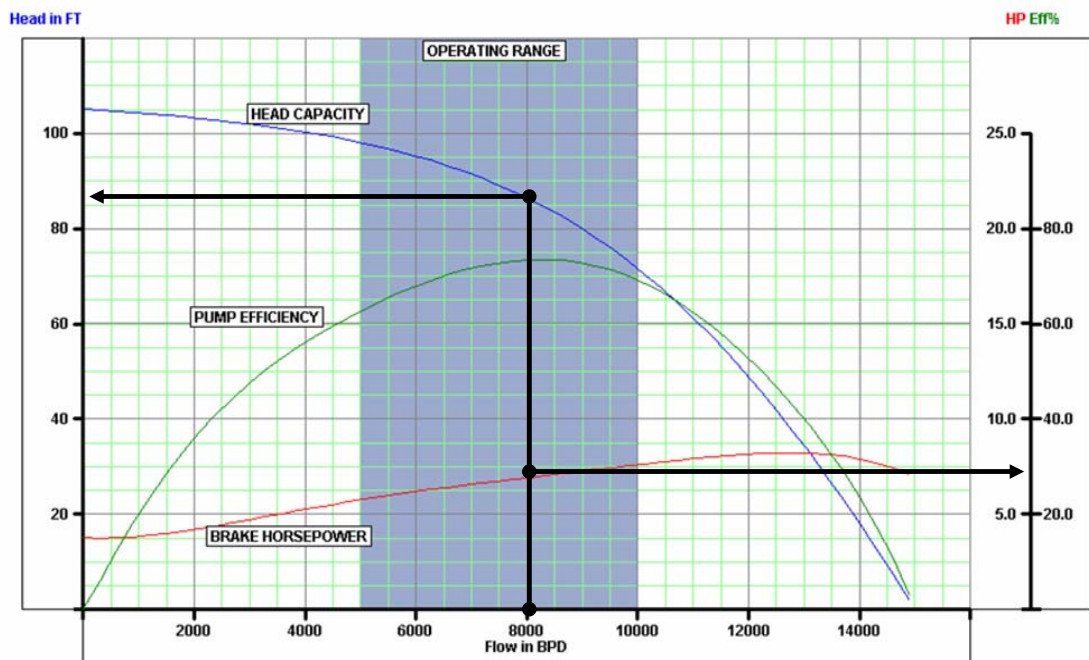
La siguiente figura es la curva de desempeño de la bomba correspondiente a 60 Hertz para determinado tipo de bomba. Utilizando la curva de desempeño se puede encontrar, a la tasa de producción deseada, la altura de columna por etapa (ft/etapa) y el consumo de potencia por etapa (bhp/etapa).

Ejemplo: A una bomba 675 HC7800 (ver grafica 4) con una tasa de producción deseada de 8000 BPD ¿Cual es la altura de la columna por etapa y el consumo de potencia por etapa?

Solución: La altura de columna por etapa (83ft/Etapa) y el consumo de potencia por etapa (7bhp/Etapa)

Nota: cada tipo de bomba tiene una determinada curva característica de su eficiencia, en los anexos están algunas graficas que se utilizan en este manual.

Gráfica 4. Curva característica de eficiencia de la bomba 675HC7800.



Determinar el número de etapas requeridas para la bomba en esta aplicación

$$\text{No. Etapas} = \frac{\text{Altura Dinámica Total}}{\text{Altura / etapa}}$$

Una vez determinado el número de etapas, podemos calcular la potencia al freno de la bomba (BHP), tal y como sigue:

$$\text{BHP} = \text{bhp/Etapa} \times \text{Número de etapas} \times \text{SGL}$$

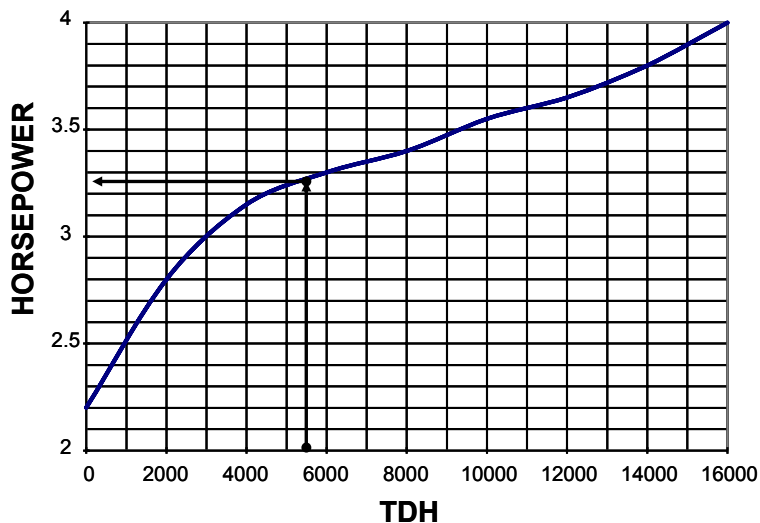
Donde bhp es el consumo de potencia por etapa hallado en la grafica exterior

4.5.5 Paso 5: Selección del sello y motor. Basándose en la información técnica proporcionada por el proveedor, se selecciona el tamaño adecuado y el modelo de la sección sello y se determinan sus requerimientos de potencia. Se selecciona un motor que sea capaz de entregar los requerimientos de potencia total para la bomba y la sección sello. El motor seleccionado debe ser lo suficientemente grande para soportar la carga máxima sin sobrecargarse.

Normalmente la serie de la sección sello es la misma que la de la bomba; sin embargo existen excepciones y hay adaptadores especiales para conectar las unidades de diferentes series o de diferentes fabricantes. En este manual, supondremos que la sección sello y la bomba son de la misma serie.

El requerimiento de potencia para la sección sello es función de la cabeza dinámica total producida por la bomba. Como anteriormente se hallaron los caballos de potencia requeridos por la bomba, ahora le sumaremos los requeridos por el sello, se ingresa a la siguiente tabla con la TDH y se le sumamos los Hp que resulten. (ver gráfica 5).

Gráfica 5. Caballos de potencia Vs. Columna dinámica total.



Debe tenerse precaución cuando se selecciona un motor que estará sobrecargado durante su funcionamiento normal. Esta condición de sobrecarga generalmente resulta en una vida útil reducida.

La decisión final se basa generalmente en consideraciones de tipo económico así como en experiencias previas bajo condiciones similares. El voltaje del motor se puede seleccionar en base a las siguientes consideraciones:

Los motores de alto voltaje (consecuentemente baja corriente) causan bajas pérdidas en el cable y requieren cables de pequeño tamaño de conductor.

Los motores de alto voltaje tienen superiores características en el arranque. Si el amperaje es demasiado alto, es posible que el motor no arranque

En general es preferible seleccionar el motor de mayor voltaje, siempre y cuando sea posible considerando las pérdidas en el cable y los equipos de superficie.

Cuando se requiere más potencia de la que se puede lograr con una sola sección de motor se acoplan en tandem dos o más motores. Es preferible usar dos motores del mismo voltaje, amperaje y HP, es decir, si la potencia requerida es 300HP, la combinación preferible sería dos motores de 150HP en lugar de un motor de 200HP y otro de 100HP. Es posible realizar combinaciones de este tipo, pero el calibre de devanado debe ser el mismo.

Con dos motores en tandem tendremos el doble de potencia y de amperaje .

4.5.6 Paso 6: Límites de Carga. Utilizando los datos técnicos proporcionados por el fabricante de la bomba electro centrífuga, determinar si se ha excedido alguna limitación de carga (por ejemplo la carga del eje, la carga de los cojinetes de empuje, las limitaciones de presión de la carcasa, la velocidad de fluido que pasa por el motor, etc.).

4.5.7 Paso 7: Cable de Potencia. Seleccionar el tipo y tamaño del cable de potencia en base a la corriente del motor, la temperatura del conductor y las limitaciones de espacio. Calcular el voltaje de superficie y los requerimientos de KVA.

El proceso de selección del cable de potencia es básicamente un proceso de dos pasos:

1. Selección del tamaño del cable (AWG)
2. Selección de la configuración apropiada considerando:
Voltaje requerido en superficie

Temperatura del conductor a las condiciones de operación

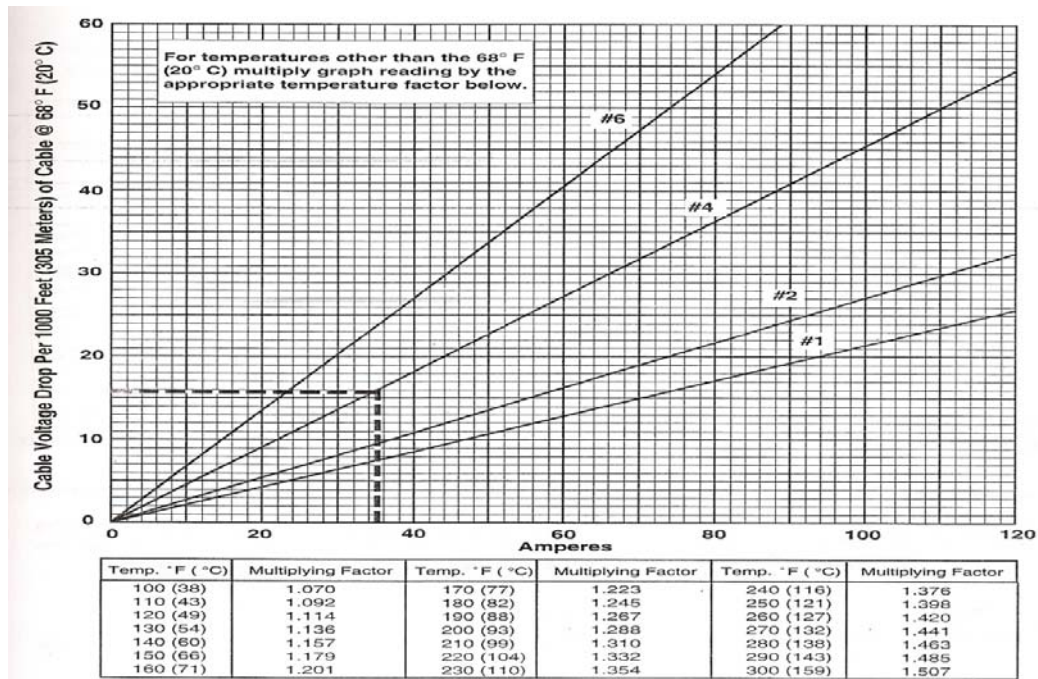
Temperatura de superficie

Condiciones especiales de operación, tipo de fluido, tratamientos químicos, gas, nivel de fluido, etc.

La selección de un cable requiere un estudio entre el tamaño del cable, las pérdidas y el costo del cable. El tamaño adecuado del cable depende de factores combinados de caída en el voltaje, amperaje y espacio disponible entre las uniones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento. La gráfica 6 muestra la caída de voltaje en diferentes tamaños de cable.

Para seleccionar el calibre del cable se debe evaluar la caída de voltaje en los conductores, la cual es función de la intensidad de corriente que pasa por el conductor, la longitud del cable y de la temperatura del conductor. La forma más sencilla para determinar la pérdida de voltaje en el cable es usando la carta de caída de voltaje.

Gráfica 6. Pérdida de Voltaje en el Cable



La selección del tipo de cable se basa principalmente en las condiciones del fluido y la temperatura de operación. La temperatura de operación puede ser determinada utilizando la gráfica 6 (pérdida de voltaje en el cable) (EEE - RP 1019). Con esta tabla se ingresa con la corriente del motor en (Amps) y con la temperatura de fondo de pozo (°F) y luego se halla la temperatura de

funcionamiento del cable en (°F). La selección del cable es en base a esta temperatura de operación.

Se recomienda que, para el amperaje del motor seleccionado y la temperatura de fondo de pozo dada, la selección de un tamaño de cable sea tal de asegurar una caída de voltaje de menos de **30 voltios por 1,000 pies** para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable. Sin embargo, para los pozos profundos se recomienda:

- <5% en el momento del arranque puede resultar rotura de eje, entonces se utiliza un VSD
- <15% del voltaje de placa del motor
- 15%-19% se requiere un variador de velocidad (VSD)
- >19% comunicarse con el fabricante de la bomba sumergible para realizar un estudio especial.

El cálculo del voltaje de placas del motor se realiza con el anexo 11.

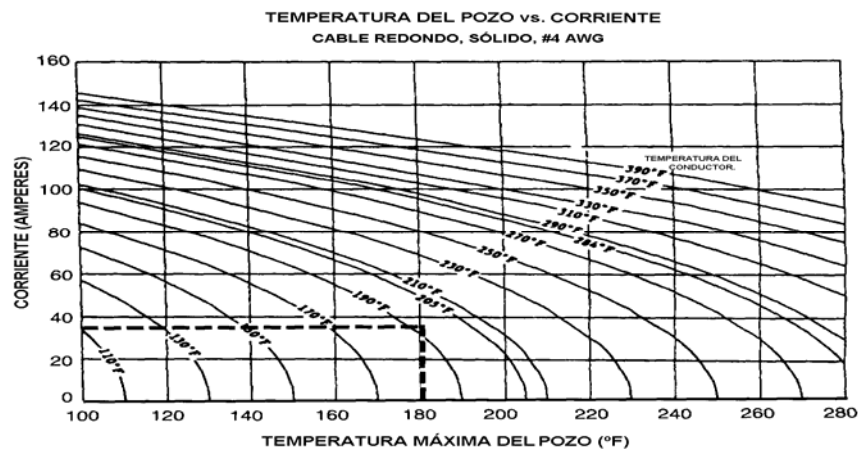
Luego, podemos determinar el voltaje de superficie requerido, que es igual al voltaje de placa del motor más la caída del voltaje:

Ahora se puede calcular los KVA del sistema con la ecuación:

$$KVA = \frac{\text{Voltaje en superficie} \cdot \text{Amperios del motor} \cdot 1.73}{1000}$$

Los amperajes del motor se hallan en la gráfica 7 de temperatura del pozo Vs Corriente; Se muestra un ejemplo a continuación, para ver las graficas de los demás tipos de cable dirijase a los anexos.

Gráfica 7. Temperatura del pozo Vs. Corriente.



Y ya con estos datos se halla los KVA con la ecuación anterior.

4.5.8 Paso 8: Seleccionar los accesorios y el equipo opcional. El tipo de transformador seleccionado dependerá del voltaje disponible en el suministro eléctrico, el voltaje de superficie requerido y la potencia (KVA). Para bajar el voltaje primario al voltaje requerido en superficie, podrá utilizarse un transformador trifásico sencillo, o tres transformadores de una sola fase.

La selección del controlador del motor se basa en el voltaje de superficie, la magnitud de la corriente del motor y la potencia total en KVA. En este manual supondremos que el voltaje para el panel del control será el voltaje de la superficie. Otros accesorios varios pueden incluir válvula de retención y de purga de, cabeza de pozo con colgador para la tubería de producción, flejes, y cable plano de extensión del motor.

La selección de la cabeza del pozo depende del tamaño de la tubería de revestimiento, el tamaño de la tubería de producción, la profundidad de asentamiento de la bomba, las limitaciones de presión y el tamaño y construcción del cable (redondo o plano). Existen cabezas de pozo de alta presión que usan penetradores eléctricos, en lugar de cauchos de empaque, para transmitir la potencia de fondo del pozo.

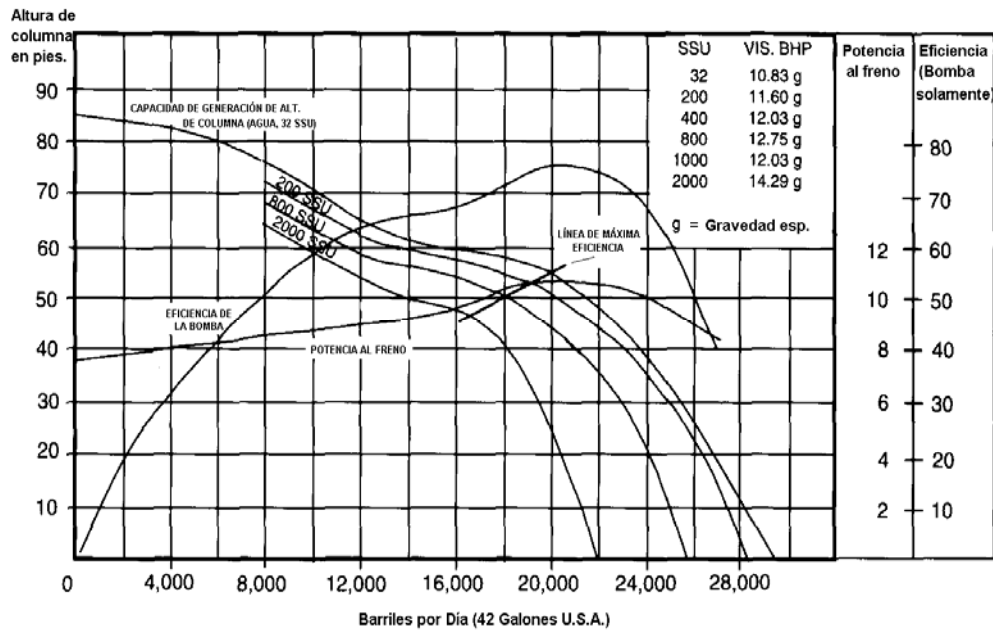
4.6 DISEÑO PARA POZOS CON ALTA VISCOSIDAD

En la mayoría de los casos las bombas Electro centrífugas manejan líquidos de baja viscosidad relativa. Sin embargo, en muchas partes del mundo, se operarán bombas con líquidos cuya viscosidad es muy diferente a la del agua.

Los fluidos viscosos tienen una resistencia interna alta μ a la fluencia. Consecuentemente, aumentan las pérdidas por fricción, lo cual trae como resultado una baja generación de altura de columna y una potencia de freno elevada. La viscosidad también tiene un efecto sobre las pérdidas de fluido y se ha demostrado que la viscosidad reduce la capacidad de una bomba en su punto de máxima eficiencia.

La siguiente figura muestra un ejemplo de cómo cambia la curva característica de una bomba centrífuga debido a los efectos de un aumento en viscosidad. (ver gráfica 8).

Gráfica 8. Efecto de la Viscosidad en la Bomba Centrífuga



El efecto total de la viscosidad en el comportamiento de una bomba centrífuga no es bien comprendido aún, pero las pruebas de laboratorio más recientes han mejorado nuestro conocimiento para evaluar los efectos de varios grados de viscosidad. Se han desarrollado nuevas curvas de bombas para manejar líquidos de viscosidad variable.

También se ha observado que el corte de agua de algunos pozos donde se manejan líquidos viscosos afecta a la viscosidad y debe ser tenido en cuenta. Si existe una condición extrema de viscosidad, sería deseable llevar a cabo pruebas de laboratorio antes de completar el diseño de una bomba. Se sugiere el ensayo de los líquidos viscosos siempre que estén disponibles los equipos necesarios. Como se describe anteriormente, los cambios en la viscosidad del fluido tienen un efecto significativo sobre el desempeño de las bombas centrífugas. La potencia al freno aumenta mientras que la altura de columna generada, la capacidad y la eficiencia disminuyen. Si ha de utilizarse una bomba electro centrífuga para producir fluidos de alta viscosidad, estos efectos se deben tener en consideración cuando se seleccione el equipo.

Los fluidos viscosos en la industria del petróleo se presentan principalmente en los crudos de baja gravedad $^{\circ}$ API o por la formación de una emulsión. En el primer caso, la viscosidad generalmente obedece las relaciones de la misma con temperaturas bien establecidas y puede utilizarse cualquiera de las fórmulas empíricas para determinar la viscosidad a una temperatura y presión dadas. El problema se complica considerablemente si el petróleo y el agua forman una

emulsión. La viscosidad de una emulsión puede ser considerablemente más alta que la de sus componentes. Cada emulsión se comporta de manera diferente y existen muy pocas pautas para determinar la viscosidad de una emulsión en función de las propiedades físicas de los líquidos. En dichos casos, se recomienda el hacer pruebas de laboratorio para determinar el comportamiento de la emulsión bajo condiciones simuladas del pozo.

El equipo electro centrífugo para la producción de fluidos de alta viscosidad se puede seleccionar utilizando el procedimiento paso a paso, descrito anteriormente para el caso de pozos de alto corte de agua, con solamente pequeñas modificaciones.

4.6.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO PARA POZOS CON ALTA VISCOSIDAD.

El siguiente ejemplo pretende demostrar el procedimiento básico para el diseño de un equipo en pozos con crudos de alta viscosidad. El primer paso para todo diseño es la recolección y análisis de los datos disponibles.

Datos de Pozo.

Tubería de revestimiento

Tubería de producción

Intervalo de Perforaciones

Profundidad de asentamiento de la bomba (100 y 120 pies sobre el intervalo de perforaciones)

Datos de Producción.

Presión de fondo estática (P_R)

Índice de Productividad – (PI)

Presión en cabeza del pozo (THP y CHP)

Relación gas Petróleo – Desconocida (GOR)

Temperatura de fondo de pozo

Producción deseada -- (en el tanque)(Q)

Presión en la succión de la bomba (PIP)

Condiciones del Fluido de Pozo.

Gravedad API del petróleo ($^{\circ}$ API)

Corte de agua -- W.C (RAP)

Gravedad específica del agua (γ_w)

Suministro de Energía Eléctrica.

Voltaje primario disponible -- Volts

Frecuencia -- 60 Hertz

Capacidad de la fuente de energía – Sistema estable

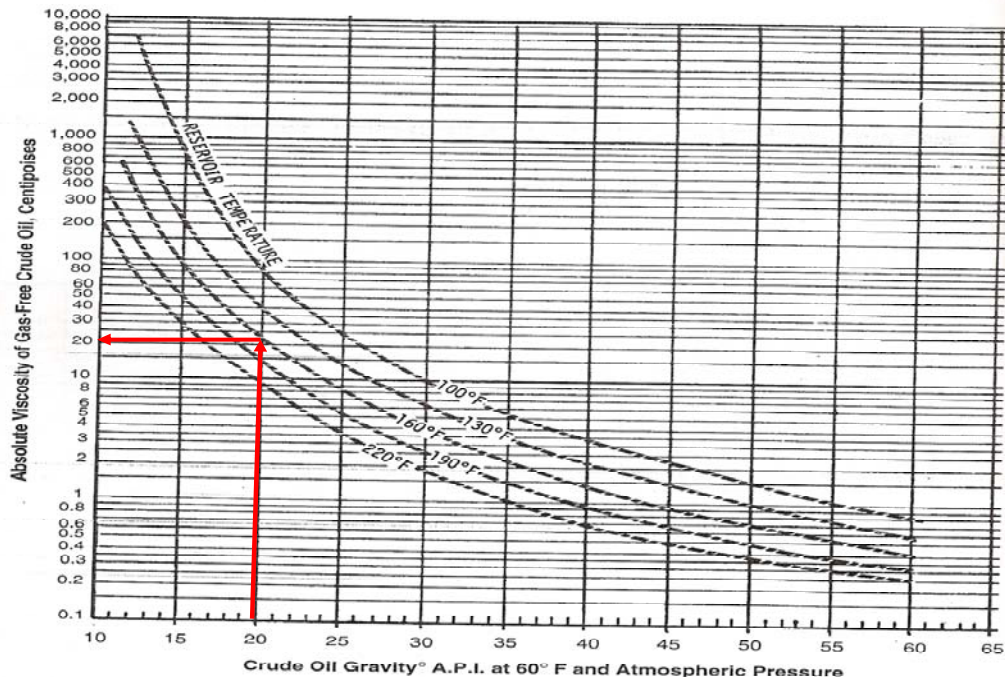
Problemas Posibles.

Viscosidad.

NOTA: Se debe entender que todas las figuras y tablas a las que se hacen referencia aquí son aproximaciones generalizadas y que las curvas y tablas similares desarrolladas por cada campo petrolífero individual serán más exactas y darán como resultado un mejor diseño de la unidad.

4.6.1.1 Paso 1: Determinar la viscosidad del aceite sin gas (Aceite muerto) a temperatura de yacimiento partiendo de datos de laboratorio o de correlaciones. Se halla utilizando la siguiente figura, se ingresa en el eje X con la gravedad API y se intercepta con la temperatura del yacimiento y se halla la viscosidad absoluta del aceite sin gas, en centipoise, tal y como se ilustra en la gráfica 9.

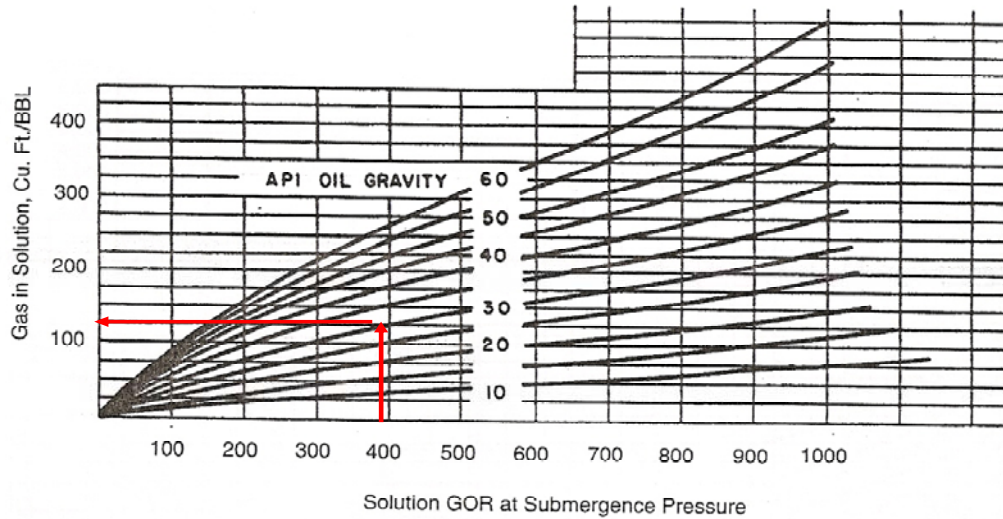
Gráfica 9. Viscosidad del aceite sin gas a temperaturas del campo petrolífero



4.6.1.2 Paso 2: Determinar el gas en solución a la presión de entrada de la bomba con datos reales de PVT o a partir de correlaciones. Utilizando la siguiente

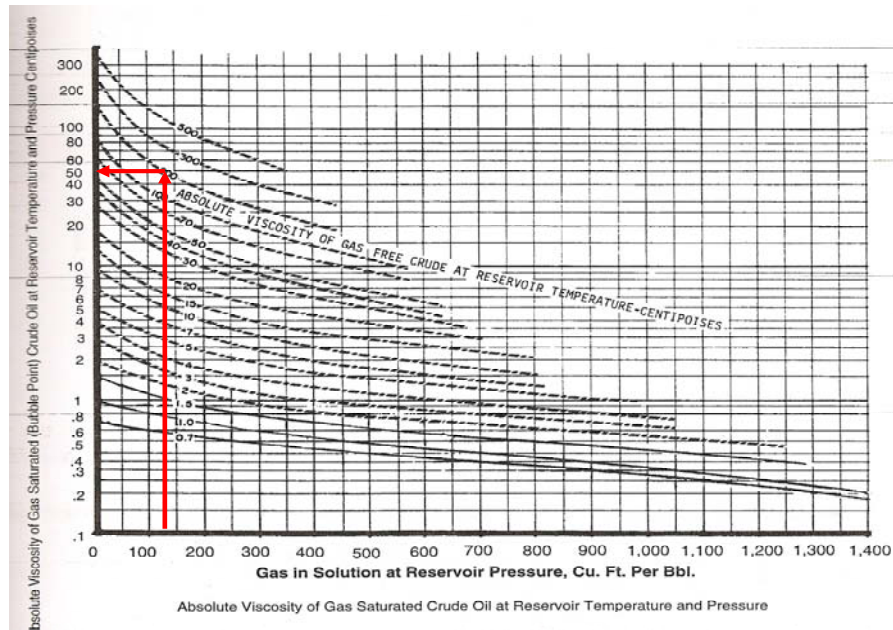
figura, hallar el gas en solución a una presión de entrada de la bomba. (ver gráfica 10).

Gráfica 10. Gas en solución a una presión de entrada de la bomba.



4.6.1.3 Paso 3: Corregir la viscosidad del aceite sin gas para el caso de saturación con gas. (ver gráfica 11).

Gráfica 11. Corrección de la viscosidad.



4.6.1.4 Paso 4: Convertir las unidades de viscosidad en unidades SSU.

Fórmulas para Viscosidad en SSU

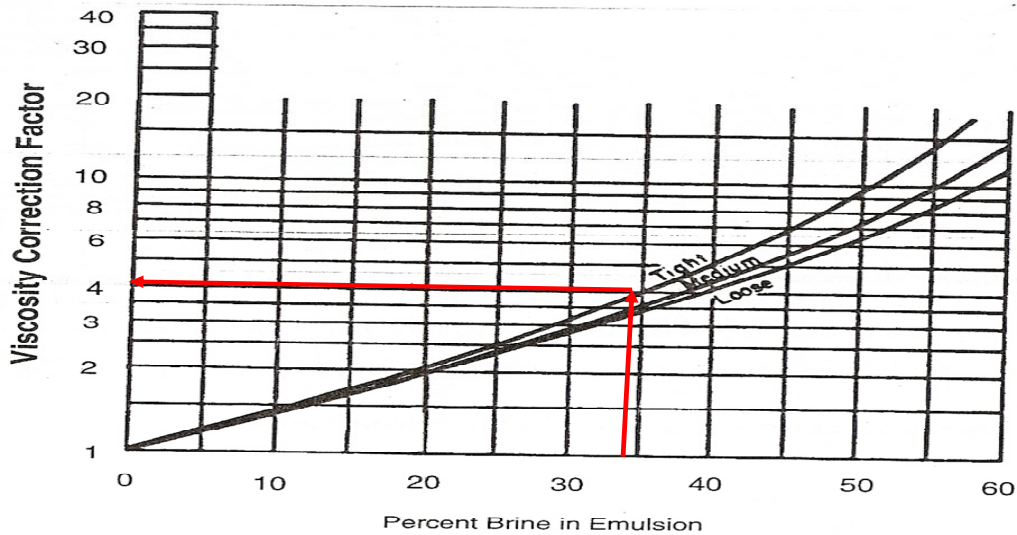
$$SSU = 2.273 [(\mu/S.G. + \{\mu/S.G.\}^2 + 158.4)^{1/2}]$$

$$SSU = 2.273 [CST + (CST + 158.4)^{1/2}]$$

Donde: μ = Viscosidad en Centipoise
 CST = Viscosidad en Centistokes
 S.G. = Gravedad Especifica

4.6.1.5 Paso 5: Corregir la viscosidad del corte de agua utilizando pruebas de laboratorio o datos disponibles. Utilizando la siguiente figura, se ingresa con el porcentaje de salmuera en emulsión y la viscosidad anteriormente hallada se multiplica por el factor hallado: (ver gráfico 12).

Gráfico 12. Factor de corrección de la viscosidad.



Médium=Emulsión media

Tight=Emulsión fuerte

Loose=Emulsión Floja

4.6.1.6 Paso 6: Selección de la bomba. La selección de la bomba y los factores de corrección se basan en:

- Utilizar como criterio de selección: el caudal de flujo deseado y el tamaño de la tubería de revestimiento, y
- Utilizar la viscosidad total del fluido para determinar los factores de corrección.

Esta selección se hace del mismo modo que se selecciona en el procedimiento para alto corte de agua, basada en el caudal de flujo deseado y en la tubería de revestimiento del pozo.

4.6.1.7 Paso 7: Determinar la altura de columna dinámica total.

a. Calcular la altura neta de columna de la misma manera que para el pozo de alto corte de agua

b. Calcular la pérdida de fricción en la tubería de producción teniendo en cuenta la viscosidad real del fluido que está siendo producido (ver graficas de perdidas por fricción según el diámetro de la tubería y la viscosidad del fluido en los anexos).

c. Convertir la presión en la cabeza del pozo a altura de columna de líquido.

$$P_d = \frac{\text{Presión (psi)} \cdot 2.31 \text{ ft/ps}}{SG_L}$$

d. Calcular la altura dinámica total requerida (TDH) sumando los tres componentes anteriores: altura de columna neta, pérdida por fricción y presión en la cabeza del pozo.

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

$H_d \rightarrow$ Distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción.

4.6.1.8 Paso 8: Convertir el caudal de flujo deseado y la altura dinámica total. En:

a. "Seudo" caudal de flujo y

$$Q_{\text{seudo}} = \frac{\text{Caudal de flujo deseado bbl/d}}{\text{capacidad de la bomba}}$$

La capacidad de la bomba se halla en la grafica de eficiencia para determinada bomba (ver anexos)

b. "Seudo" altura de columna utilizando los factores de corrección de desempeño.

Estos factores de corrección de desempeño, dependen de cada tipo de bomba y fabricante, esto debido a que la bomba se comporta de manera diferente para cada valor de viscosidad, pero para efectos prácticos en este manual utilizaremos un factor de corrección de (80%/100%) = 0.8.

$$\text{Seudo TDH} = \frac{H_d}{H_c} + \frac{F_t}{H_c} + \frac{P_d}{H_c}$$

Donde HC = Factor de corrección de Altura (80. % / 100)=0.8

4.6.1.9 Paso 9: Utilizando la curva de desempeño de la bomba.

a. Determinar la altura de columna generada por etapa a este seudo-caudal de flujo y calcular el número de etapas requeridas para generar la seudo altura de columna.

$$\text{No. Etapas} = \frac{\text{Altura Dinámica Total}}{\text{Altura / etapa}}$$

b. Calcular la potencia total en BHP, utilizando los factores de corrección del desempeño de la bomba.

$$\text{BHP} = \text{BHP/Etapa} \times \text{Número de etapas} \times \text{Factor de Corrección} \times \text{SGL}$$

c. Seleccionar el equipo adicional que sea necesario como se describió para el caso de pozo de alto corte de agua.

4.7 DISEÑO PARA POZOS CON ALTO GOR

La presencia de gas libre en la entrada de la bomba y en la tubería de descarga hace que el proceso de selección de equipo sea más complicado y voluminoso. Durante el recorrido del fluido (mezcla de líquido y gas) a través de las etapas de la bomba, desde la entrada hasta la descarga y a través de la tubería de producción, la presión, y consecuentemente las propiedades del fluido, (volumen, densidad, etc.) van cambiando continuamente. Además, la presencia de gas libre en la tubería de producción puede generar un efecto importante de "levantamiento por gas" (gas-lift) y reducir considerablemente la presión de descarga requerida.

El comportamiento de una bomba centrífuga se ve afectado significativamente por la presencia de gas libre. Mientras el gas permanezca en solución, la bomba se comporta normalmente como si estuviera bombeando un líquido de baja densidad, sin embargo, la bomba comienza a generar una altura de columna menor que la normal a medida que la relación gas/líquido (en condiciones de bombeo) aumenta más allá de ciertos valores "críticos" (generalmente 10% - 15% dependiendo del tipo de bomba). Esto es debido principalmente a la separación de las fases líquido y gas en la etapa de la bomba y debido a un deslizamiento entre las dos fases. La capacidad de la bomba para manejar la producción de gas libre depende entre otros de: la geometría del pozo, las características del fluido, el tipo de bomba.

La geometría de las etapas de la bomba varía dependiendo de la serie y del caudal de flujo para el que están diseñadas (ver figura 65). En las bombas de flujo radial, el impulsor descarga la mayor parte del fluido en la dirección radial. Los impulsores de flujo mixto imparten una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial.

La figura 66 presenta un estimado de la capacidad de operación de diferentes tipos de configuraciones para el manejo del gas libre. La figura 65 muestra como cada configuración tiene un límite en la cantidad de gas libre que puede manejar en la entrada de la bomba. Esta es un diagrama genérico y debe ser modificado para las condiciones de cada campo en particular.

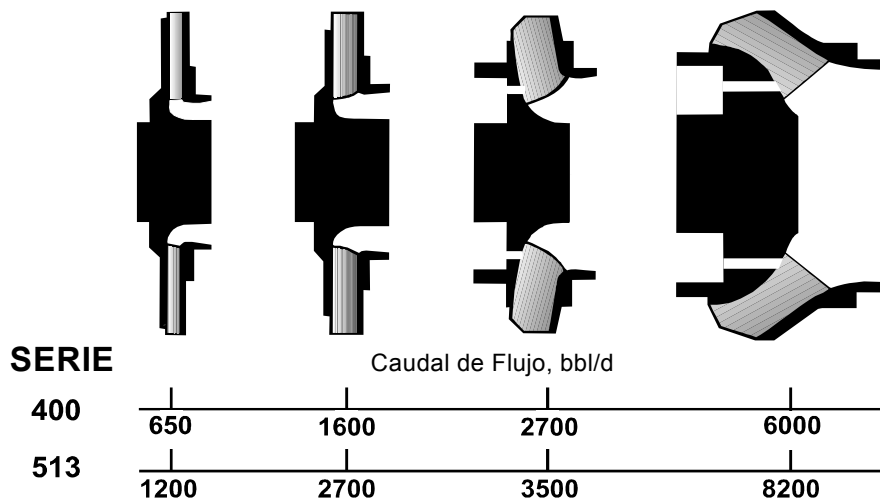


Figura 65. Geometría de los Impulsores Serie Vs. Caudal de Flujo, bbl/d

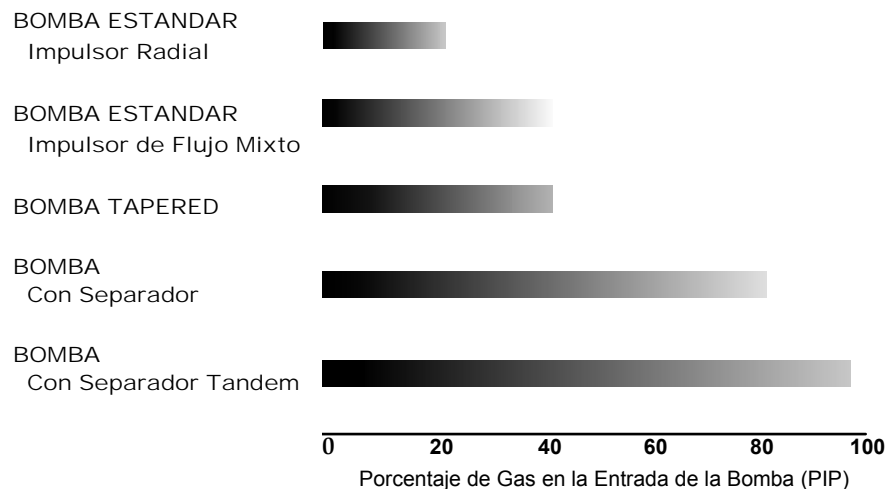


Figura 66. Capacidad de Operación en Presencia de Gas Libre.

Diferentes estudios se han realizado para determinar el comportamiento del flujo bifásico dentro de la bomba electrosumergible, sin embargo no existe una

correlación general que describa el efecto del gas libre en el comportamiento de la bomba. Una bomba centrífuga se selecciona generalmente asumiendo que no existe deslizamiento entre las dos fases o corrigiendo el desempeño de las etapas basándose en datos reales de ensayos en el campo o de laboratorio, y en experiencias anteriores.

4.7.1 Procedimiento de diseño de esp para pozos con alto GOR.

Paso 1: Obtener y analizar los datos disponibles.

Datos del Pozo.

Tubería de revestimiento - Diám. lbs./ft.

Tubería de producción --" Diám. lbs/ft. (Nueva-vieja)

Profundidad del intervalo de perforaciones – ft.

Profundidad de asentamiento de la bomba -- ft.

Datos de Producción.

Producción deseada -- q = bpd

Presión de entrada de la bomba – PIP = psi

Corte de agua – W.C. = % WOR

Índice de Productividad – PI

Presión en la cabeza del pozo - psi (THP y CHP)

Relación gas-petróleo -- GOR - scf/stb

Temperatura de fondo de pozo -- °F

Condiciones del Fluido del Pozo.

Gravedad específica del agua $\bar{\gamma}_w$

Gravedad API del aceite—°API

Gravedad específica del gas -- γ_g

Presión de burbuja -- P_b

Fuente de Energía Eléctrica.

Voltaje primario -- volts @

Frecuencia = 60 Hertz

Paso 2: Determinar el caudal de flujo, la profundidad de asentamiento de la bomba y la presión de entrada de la bomba. Utilizar el método IPR de Vogel para determinar la presión fluyente en el fondo del pozo al caudal deseado. La presión de entrada de la bomba se calcula corrigiendo la presión de fondo de pozo fluyente con la diferencia entre la profundidad de asentamiento de la bomba y la profundidad de referencia.

Paso 3: Determinar la presión de descarga de la bomba utilizando las correlaciones de flujo multifásico y los datos PVT.

Paso 4: Calcular el volumen del petróleo, el gas libre y el agua en la entrada de la bomba, utilizando los datos de prueba o las correlaciones para flujo

multifásico que mejor se adecuen a las condiciones de operación. Calcular el porcentaje de gas libre para el volumen total de fluidos. Si se indica gas excesivo utilizar un separador y corregir los volúmenes del fluido en base a la eficiencia del separador de gas seleccionado.

Paso 5: En base a las curvas de desempeño de la bomba, seleccionar una bomba capaz de manejar el volumen de entrada total, que quepa en la tubería de revestimiento del pozo. Determinar la altura de columna desarrollada y el consumo de potencia para este tipo de etapa de bomba, considerando la gravedad específica compuesta de los fluidos.

Paso 6: Calcular el número de etapas de la bomba y determinar la potencia requerida. Seleccionar la sección sello apropiada y, si fuera necesario, el separador del gas y calcular los correspondientes requerimientos de potencia. Revisar las limitaciones de carga y seleccionar un motor para suministrar la potencia total.

Paso 7: Seleccionar el tipo y el tamaño del cable en base a la corriente del motor, la temperatura del conductor y las limitaciones de espacio. Calcular el voltaje de superficie y la potencia eléctrica (KVA) total.

Paso 8: Seleccionar los accesorios y equipos opcionales como en los ejemplos anteriores.

Si la relación gas/aceite en solución (R_s), el factor de volumen del gas (B_g), y el factor de volumen de la formación (B_o) no están disponibles con los datos del yacimiento, deben ser calculados. Las correlaciones más comunes a partir de las cuales se puede obtener la relación gas/aceite en solución (R_s) y el factor de volumen de formación (B_g) son:

- Standing
- Vazquez y Beggs
- Lasater
- Glasφ
- Kartoadmodjo y schmidt

La correlación que usted seleccione afectará definitivamente al diseño, por lo que se debe seleccionar la que mejor se ajuste a las condiciones reales. Las siguientes son las correlaciones Standing para la relación gas/aceite en solución y el factor de volumen de formación:

4.7.2 Correlación de “Standing” - Relación Gas / Aceite en Solución

$$R_{sb} = \gamma_g \left[\left(\left(\frac{P_b}{18.2} \right) + 1.4 \right) 10^{0.0125 \cdot (^\circ\text{API}) - 0.00091(T-460)} \right]^{1.2048}$$

Donde:

R_{sb} = Relación gas en solución-petróleo a P_b PCS/BS	20 - 1425
γ_g = Gravedad Específica del Gas	0.59 - 0.95
P_b = Presión de Burbuja, psia	130 - 7000
T = Temperatura de fondo de pozo, °R	560 - 718
API = Gravedad del petróleo de tanque API	16.5 - 63.8

4.7.3 Correlación de “Standing” - Factor de Volumen de la Formación. El factor de volumen de la formación (B_o) representa el incremento de volumen que un barril de petróleo ocupa en la formación comparado con un barril almacenado en el tanque.

$$B_{ob} = 0.9759 + 0.00012 \left[R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2}$$

Donde:

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a P_b , BY/BS	1.024 - 2.05
R_{sb} = Relación gas en solución- petróleo a P_b ,PCS/BS	20 - 1425
T = Temperatura de fondo del pozo, °R	560 - 718
γ_g = Gravedad Específica del Gas	0.590 - 0.950
γ_o = Gravedad específica del aceite	0.725 - 0.956

4.7.4 Correlación de “Standing” - Factor de Volumen del Gas. El factor de volumen del Gas (B_g), se expresa en barriles del yacimiento / miles de pies cúbicos standard de gas (u otras unidades).

$$B_g = 5.04 \frac{ZT}{P}$$

Donde:

Z = Factor de compresibilidad del gas (0.81 a 0.91)
 T = Temperatura en grados Rankine (460 + °F),
 P = Presión de Sumergencia (psia).

4.7.5 Volumen Total de Fluido. Cuando se conocen las tres variables R_s , B_o , y B_g , pueden determinarse los volúmenes del aceite, del agua y del gas libre y se pueden calcular los porcentajes de cada uno. El volumen total del gas (libre y en solución) puede determinarse de la siguiente forma:

$$\text{Gas Total} = \frac{\text{Prod GOR} \cdot \text{bbl/d (Petróleo)}}{1,000} = \text{mcf}$$

$$\text{Gas en Solución} = \frac{R_s \cdot \text{bbl/d (Petróleo)}}{1,000} = \text{mcf}$$

El Gas Libre es igual al gas total menos el gas en solución.

$$\text{Gas Libre} = \text{Prod GOR} - \text{Sol GOR} (R_s)$$

El volumen del aceite (V_o) en la entrada de la bomba es igual a los barriles producidos por B_o , el factor de volumen de formación.

El volumen del gas (V_g) en la entrada de la bomba es igual a la cantidad de gas libre por B_g , el factor de volumen del gas.

El volumen del agua (V_w) en la formación es la misma que la de los barriles producidos en superficie (Asumiendo $B_w=1.0$).

El volumen del fluido total (V_t) se define como:

$$V_t = V_o + V_g + V_w$$

El porcentaje de gas libre para el volumen total de los fluidos se calcula según:

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{V_g}{V_t}$$

Los cálculos necesarios para la selección de una unidad electrosumergible para aplicaciones con alto GOR son bastante extensos y se recomienda usar un programa de computador para éste propósito. Existe, sin embargo, un método simplificado utilizado comúnmente que se basa en el uso de dos monogramas de Standings. Este procedimiento simplificado se ilustra en el siguiente capítulo

4.8 DISEÑO DE ESP CON VARIADOR DE FRECUENCIA

Se han discutido en detalle, con el uso de ejemplos, los diferentes enfoques para el diseño de equipos electrosumergibles. Todos fueron diseñados para funcionar a velocidad constante (60 Hz). A continuación nos concentraremos en el diseño de sistemas capaces de operar en un rango de operación más amplio, que pueden

ser diseñados para funcionar con múltiples caudales de flujo y/o requerimientos de presión.

Al usar un Variador de Frecuencia (VSD) para cambiar la velocidad operacional de una bomba centrífuga, las características de desempeño de la bomba cambiarán respectivamente. Estos cambios se pueden predecir mediante el uso de las Leyes de Afinidad, las cuales gobiernan el desempeño de la bomba centrífuga a medida que ocurren cambios en la velocidad de operación. Cuando se aplican a cada punto sobre una curva de desempeño altura de columna-caudal, estas leyes demuestran como con cambios de velocidad de operación: la capacidad es directamente proporcional a la velocidad; la altura de columna generada es proporcional al cuadrado de la velocidad; la potencia al freno es proporcional al cubo de la velocidad; y la potencia generada por el motor es directamente proporcional a la velocidad. La relación matemática entre estas variables se puede ilustrar de la siguiente forma:

$$Q_2 = Q_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)$$

$$H_2 = H_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2$$

$$BHP_2 = BHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^3$$

$$MHP_2 = MHP_1 \left(\frac{N_2}{N_1} \right)$$

Donde: Q_2 , H_1 , BHP_1 , MHP_1 y N_1 = Valores iniciales de: Caudal de producción, Altura de columna, Potencia al freno, Potencia generada por el motor y Velocidad en RPM.

Q_2 , H_2 , BHP_2 , MHP_2 y N_2 = Valores nuevos de: Caudal de producción, Altura de columna, Potencia al freno y Velocidad.

Para analizar la instalación de un equipo electrosumergible con un variador de velocidad se recomienda utilizar el siguiente procedimiento.

4.8.1 Procedimiento de diseño con equipo de superficie (variador de frecuencia).

Paso 1: Obtener y analizar los datos.

Paso 2: Definir los rangos de producción (barriles en tanque) para el gasto mínimo y máximo, la profundidad de asentamiento de la bomba y las presiones de entrada de la bomba, o los niveles de fluido, para los niveles de producción deseados.

Paso 3: Calcular el volumen de aceite, de gas libre y de agua en la entrada de la bomba utilizando los datos de ensayo o las correlaciones de flujo multifásico que mejor se ajusten a sus condiciones. Calcular el porcentaje de gas libre en el total del volumen de fluido como se indicó anteriormente. Si aparece una excesiva cantidad de gas libre, utilizar un separador de gas y ajustar los volúmenes de fluido basándose en la eficiencia del separador seleccionado.

Paso 4: Calcular la columna dinámica total requerida (TDH) para el caudal de producción mínimo y el máximo, igual a la suma de la altura neta de columna, la pérdida por fricción y la presión de descarga en la cabeza de pozo. Si los datos están disponibles, determinar la presión de descarga de la bomba utilizando correlaciones de flujo multifásico y los datos de PVT.

Paso 5: Basándose en las curvas de desempeño de la bomba con Variador de Frecuencia (VSD), seleccionar una bomba que quepa en el revestimiento del pozo y que el rango de producción en la entrada de la bomba permanezca dentro de los rangos de capacidad recomendados para la bomba, a la frecuencia deseada.

Desde la curva de desempeño, determinar la altura / etapa y la potencia al freno / etapa a la frecuencia de operación máxima deseada. Calcular el número de etapas requeridas para proporcionar la altura dinámica total, que es igual a la altura dinámica total dividido por la altura generada por etapa a la frecuencia máxima de operación.

Luego, determinar la altura / etapa desarrollada para el caudal mínimo deseado:

$$\text{Altura mínima / Etapa} = \frac{\text{TDH mínimo}}{\text{No. etapas}}$$

Utilizando la mínima altura / etapa y el caudal de flujo mínimo deseado en la succión de la bomba, localizar la frecuencia de funcionamiento en la curva de desempeño de la bomba. Revisar para asegurarse de que el punto está dentro del rango de operación recomendado para la bomba.

Resuelva el requerimiento máximo de potencia al freno (BHP) de la siguiente forma:

$$\text{BHP M\u00e1ximo} = \text{BHP/etapa @ 60 Hz} \cdot \text{No. etapas} \cdot \left(\frac{\text{Hz M\u00e1ximo}}{60 \text{ Hz}} \right)^3 \cdot \text{S.G.}$$

La potencia requerida equivalente a 60 Hz puede ser determinada como sigue:

$$\text{BHP Equivalente @ 60 Hz} = \text{BHP M\u00e1ximo} \cdot \frac{60 \text{ Hz}}{\text{Hz M\u00e1ximo}}$$

Paso 6: Basado en la informaci\u00f3n t\u00e9cnica proporcionada por el fabricante, seleccionar el tama\u00f1o y modelo apropiado de la secci\u00f3n de sello y determinar los requerimientos de potencia para la bomba y la secci\u00f3n del sello. El motor seleccionado debe ser lo suficientemente grande para soportar la carga m\u00e1xima sin afectar su vida operacional.

Paso 7: Utilizando los datos t\u00e9cnicos proporcionados por el fabricante de las bombas electrosumergibles determinar que no se exceda alguna de las limitaciones t\u00e9cnicas.

Paso 8: Seleccionar el cable de potencia, determinar las p\u00e9rdidas de voltaje como se describi\u00f3 anteriormente y calcular el voltaje en superficie como sigue:

$$\text{Voltaje en Superficie} = \text{Voltaje del motor} \cdot \left(\frac{\text{Hz M\u00e1ximo}}{60 \text{ Hz}} \right) + \text{Caida de voltaje en el cable}$$

Paso 9: Calcular los KVA y seleccionar los accesorios y otros equipos como en los ejemplos anteriores.

Para un mejor entendimiento de todos los c\u00e1lculos respectivos en todos los procedimientos de dise\u00f1o de ESP, en el capitulo siguiente de este manual se explicar\u00e1 con mas detalle cada uno de los anteriores.

4.9 SIMPLIFICACI\u00d3N DE LOS PROCEDIMIENTOS DE DISE\u00d1O DE ESP

4.9.1 Los nueve pasos. El procedimiento de nueve pasos ayuda a dise\u00f1ar el sistema de bombeo electrosumergible apropiado para un pozo en particular. Cada uno de los nueve pasos est\u00e1 explicado en las secciones que vienen a continuaci\u00f3n, incluyendo los c\u00e1lculos de gas y la operaci\u00f3n de velocidad variable. Los nueve pasos son:

Paso 1 – Datos B\u00e1sicos

Recolectar y analizar todos los datos del pozo que se usar\u00e1n en el dise\u00f1o

Paso 2 – Capacidad de Producci\u00f3n

Determinar la productividad del pozo a la profundidad a la que se desea instalar la bomba o determinar la profundidad de instalación de la bomba a la tasa de producción deseada.

Paso 3 – Cálculos de gas

Calcular los volúmenes de fluidos, incluyendo el gas, en las condiciones de admisión de la bomba

Paso 4 – Cabeza Dinámica Total

Determinar el requerimiento de descarga de la bomba

Paso 5 – Tipo de bomba

Para una capacidad y cabeza dada, seleccionar el tipo de bomba que tendrá la mayor eficiencia para la tasa de flujo deseada.

Paso 6 – Tamaño Óptimo de los Componentes

Seleccionar el tamaño óptimo de la bomba, el motor y el sello y revisar las limitaciones del equipo

Paso 7 – Cable Eléctrico

Seleccionar el tipo y tamaño correcto del cable

Paso 8 – Accesorios y Equipo Opcional

Seleccionar el controlador del motor, el transformador, la cabeza de la tubería y el equipo opcional.

Paso 9 – El sistema de Bombeo de Velocidad Variable

Para una flexibilidad operacional adicional, seleccionar el sistema de bombeo electrosumergible de velocidad variable.

4.9.1.1 Paso 1. Datos básicos. El diseño de una unidad de bombeo electrosumergible, bajo la mayoría de las condiciones, no es una labor difícil, especialmente si se tienen a disposición datos confiables. Pero, si la información, especialmente la referente a la capacidad del pozo, es pobre, la eficiencia del diseño será generalmente inadecuada. Los datos erróneos generalmente dan como resultado una bomba inapropiada y una operación costosa. Una bomba inapropiada puede funcionar por fuera de los límites recomendados, hacer trabajar el motor sobrecargado o en baja carga, o hacer que el pozo produzca tan rápidamente que puede ocasionar un daño en la formación. Por otra parte, la bomba puede que no sea lo suficientemente grande para proporcionar la producción deseada.

El procedimiento de selección real puede variar significativamente dependiendo de las propiedades de los fluidos del pozo. Los tres tipos principales de aplicaciones ESP son:

Pozos con alto corte de agua que producen agua fresca o salmuera
Pozos con flujo multifásico (GOR alto)
Pozos que produzcan fluidos altamente viscosos

A continuación se da la lista de los datos que se requieren

1 – Datos del Pozo

- a – Tamaño y peso de la tubería de revestimiento y/o liner
- b – Tamaño, tipo y rosca (condiciones) de la tubería
- c – Intervalo de las perforaciones o del hueco
- d – Profundidad de colocación de la bomba (medida y vertical)

2 – Datos de producción

- a – Presión de la tubería en la cabeza de pozo
- b – Presión del revestimiento en la cabeza de pozo
- c – Tasa de producción actual
- d – Nivel de fluido producido y/o presión de entrada a la bomba
- e – Nivel de fluido estático y/o presión estática de fondo de pozo
- f – Profundidad de referencia
- g – Temperatura de fondo de pozo
- h – Tasa de producción deseada
- i – Relación gas-aceite
- j – Corte de agua

3 – Condiciones del fluido del pozo

- a – Gravedad específica del agua
- b – API del petróleo o gravedad específica
- c – Gravedad específica del gas
- d – Punto de burbuja del gas
- e – Viscosidad del petróleo
- f – Datos PVT

4 – Fuentes de Energía

- a – Voltaje primario disponible
- b – Frecuencia
- c – Capacidades de la fuente de poder

5 – Posibles problemas

- a – Arena
- b – incrustación.
- c – Corrosión
- d – Parafina
- e – Emulsión
- f – Gas
- g – Temperatura

4.9.1.2 Paso 2: Capacitación de producción. La siguiente información es una simplificación de los procedimientos para predecir el comportamiento del pozo.

Esta discusión asume la eficiencia del flujo de uno. Un pozo dañado u otros factores afectarán la eficiencia de flujo y pueden cambiar la productividad del pozo.

INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Cuando la presión del flujo del pozo (P_{wf}) es mayor que la presión del punto de burbuja (P_b) el flujo del fluido es similar al flujo de una fase, y la curva de productividad es una línea recta con pendiente J , como se da en el índice de productividad.

$$PI = J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

Q: La tasa de producción de prueba del fluido

P_{wf} : La presión del flujo del pozo a la tasa de prueba Q

P_r : Presión estática del pozo

Nota: P_r y P_{wf} son términos que hacen siempre referencia a la misma profundidad vertical específica

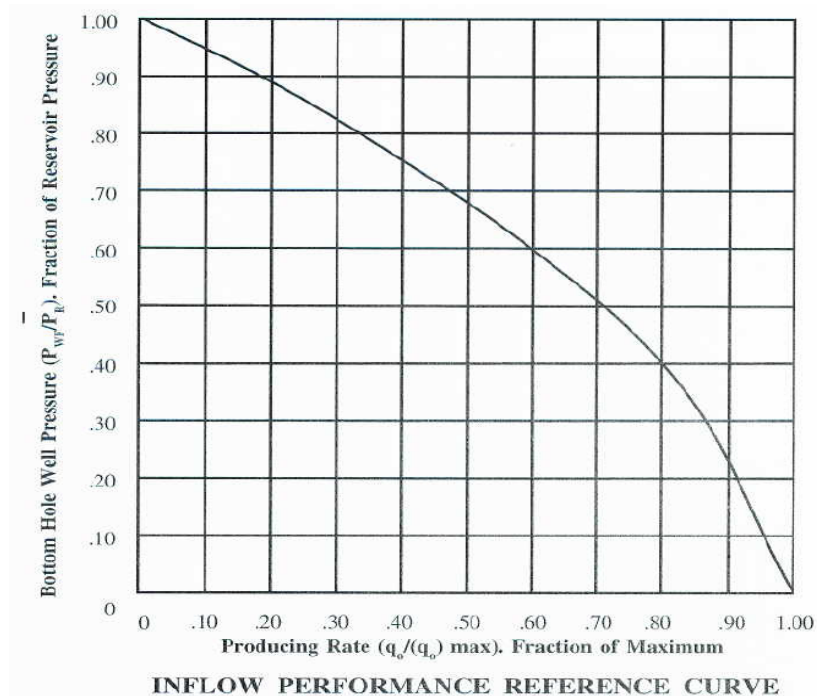
RELACION DE PRODUCTIVIDAD

Si P_{wf} es menor que P_b , resultando en un flujo multifásico, debe usarse el método IPR. La relación está dada por la siguiente ecuación:

$$Q_0 \text{ max} = \frac{Q_0}{1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

Esta ecuación fue usada primero por W.E. Gilbert y después desarrollada por J.V. Vogel. Vogel desarrolló una curva de referencia adimensional que puede ser usada para determinar la curva IPR para un pozo en particular. (ver gráfica 13).

Gráfica 13. Curva del índice de productividad.



4.9.1.3 Paso 3: Calculo de gas. Referirse al punto 4.7 diseño para pozos con alto GOR

Existen dos tipos de separadores de gas. Uno es un separador de gas de flujo inverso, que usa la flotación natural de los fluidos para la separación y puede manejar gas libre hasta el 10% por volumen. El otro es un separador de gas rotativo que separa el gas libre utilizando la fuerza centrífuga con eficiencia típicamente superior al 90%.

Es esencial determinar el efecto del gas en el volumen del fluido para seleccionar el separador y la bomba adecuados. Los siguientes cálculos producen el porcentaje de gas libre por volumen.

Si la relación de la solución gas/aceite (R_s), el factor de volumen del gas (B_g), y el factor del volumen de formación (B_o) no están disponibles de los datos del yacimiento, estos deben ser calculados, y hay un número de correlaciones de multifase entre las que se pueden seleccionar. La correlación seleccionada afectará al diseño. Por lo cual se debe seleccionar la que más se ajuste a sus condiciones. La siguiente es la correlación de Standing para solucionar la relación gas/aceite y el factor de volumen de formación:

GAS EN SOLUCION ACEITE

Referirse al numeral 4.7.2

FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS

Referirse al numeral 4.7.4

FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION

Referirse al numeral 4.7.3

VOLUMEN TOTAL DE LOS FLUIDOS

Cuando se conocen estas tres variables R_s , B_g y B_o los volúmenes del aceite, agua y gas libre pueden ser determinados y los porcentajes de cada uno pueden ser calculados. El volumen total del gas (tanto libre como en solución) se puede determinar como sigue:

$$\text{Gas total} = \frac{R_{GA} \text{Producido} \cdot \text{BOPD}}{1000} = \text{MCF}$$

o en unidades métricas

$$\text{Gas total} = R_{GA} \text{Producido} \cdot M^3 \text{PD} = \text{MCF}$$

El gas en solución a presión de sumergencia puede ser determinado como sigue

$$\text{Gas total} = \frac{R \cdot \text{BOPD}}{1000} = \text{MCF}$$

El Gas Libre es igual al Gas Total menos el Gas en Solución.

El volumen del petróleo (V_o) en la entrada de la bomba es igual a los barriles almacenados en tanque multiplicado por B_o , el factor del volumen de la formación

El volumen del gas (V_g) en la entrada de la bomba es igual a la cantidad de gas libre multiplicado por B_g , el factor de volumen del gas.

El volumen del agua (V_w) en la formación es el mismo que el los barriles almacenados en tanques.

El volumen del fluido total (V_t) se puede ahora determinar

$$V_t = V_o + V_g + V_w$$

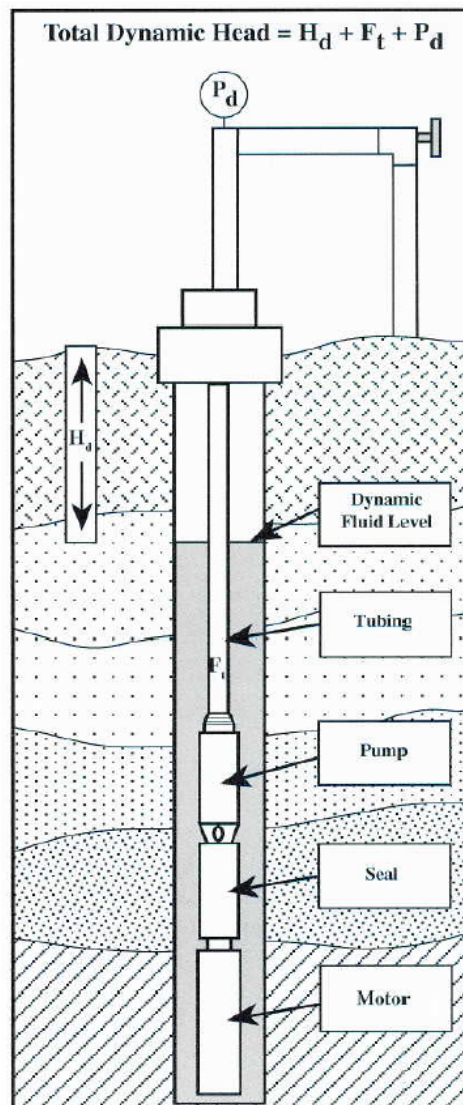
El porcentaje de gas libre para el volumen total de los fluidos se puede ahora calcular:

$$\% Gas.Libre = \frac{V_g}{V_t}$$

4.9.1.4 Paso 4. Cabeza dinámica. El siguiente paso es determinar la cabeza dinámica total que se requiere para bombear la capacidad deseada. La cabeza de bomba total se refiere a pies (metros) de líquido que sea bombeado y se calcula que sea la suma de a) levantamiento neto del pozo (levantamiento dinámico), 2) pérdida por fricción de la tubería del pozo y 3) presión de descarga de la cabeza del pozo. La ecuación simplificada es la siguiente: (ver figura 67).

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

Figura 67. Columna dinámica total.



Donde:

TDH: cabeza dinámica total en pies (metros) entregada por la bomba cuando se bombea el volumen deseado.

Hd: distancia vertical en pies (metros) entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción de fluido a la capacidad esperada.

F1: la cabeza requerida para superar la pérdida por fricción en la tubería, medida en pies (metros)

Pd: la cabeza requerida para superar la fricción en la tubería de la superficie, las válvulas y conexiones, y para superar los cambios de elevación entre la cabeza del pozo y la batería. Normalmente, esto se mide en presión manométrica psi (kg/cm²) en la cabeza del pozo y puede ser convertido a cabeza, en pies (metros) como sigue:

$$P_d = \frac{psi \cdot 2.31 ft / psi}{peso.especifico}$$

$$P_d = \frac{psi}{0.433 psi / ft \cdot peso.especifico}$$

En unidades métricas

$$P_d = \frac{kg / cm^2 \cdot 10.01 m / kg / cm^2}{peso.especifico}$$

$$P_d = \frac{kg / cm^2}{0.0999 kg / cm^2 / m \cdot peso.especifico}$$

4.9.1.5 Paso 5: Tipo de bomba. Remitirse a la tabla de datos de la selección de bombas, para obtener información acerca de los tipos de bombas y los rangos de operación. Las curvas de desempeño de las bombas (60Hz y 50Hz). Con base en la tasa de producción esperada de fluido y el tamaño del revestimiento seleccionar el tipo de bomba que estará operando dentro del rango de funcionamiento de la bomba y lo más cercano a la máxima eficiencia de la bomba, a la tasa de producción esperada.

Cuando dos o más tipos de bombas tienen eficiencias similares en el volumen deseado, las siguientes condiciones determinan la elección de la bomba:

Los precios de las bombas y los precios y tamaños correspondientes de los motores pueden de alguna manera ser diferentes. Normalmente, la bomba y el

motor de diámetro más grande son menos costosos y operan a eficiencias más altas

Cuando no se conoce la capacidad del pozo, o no puede ser estimada aproximadamente se debe elegir una bomba con una curva característica de "sep". Si el volumen deseado cae al punto donde dos tipos de bombas tienen aproximadamente la misma eficiencia, elija el tipo de bomba que requiera el mayor número de etapas. Dicha bomba producirá una capacidad muy cercana al volumen deseado aun cuando el levantamiento del pozo sea substancialmente mayor o menor de lo esperado.

Si se presenta gas en el fluido producido, se puede requerir un separador de gas para alcanzar una operación eficiente. Referirse al Paso 3 para determinar el efecto del gas en el volumen producido. El volumen ajustado afecta la selección de la bomba y el tamaño de los otros componentes del sistema.

En los pozos donde el fluido es bastante viscoso y/o se tiende a emulsificar, o en otras circunstancias extraordinarias, se puede necesitar de algunas correcciones de las bombas para asegurar una operación más eficiente.

EL SISTEMA VSSP Y LA SELECCION DE LA BOMBA

Bajo lo anterior, o en otras condiciones de bombeo, considerar también el sistema de Bombeo Sumergible a Velocidad Variable (VSSP – Variable Speed Submersible Pumping) Por ejemplo, si un pozo no se conoce con exactitud, es ideal utilizar un sistema VSSP. Un controlador de velocidad variable Electrospeed convierte efectivamente una bomba sencilla en una familia de bombas. De modo que una bomba se puede ajustar para el nivel de producción deseado, una vez que se tengan más datos.

El sistema VSSP con el Electrospeed mejora el funcionamiento de la bomba también bajo otras condiciones, incluyendo los pozos que contienen mucho gas, los pozos abrasivos, los pozos de bajo volumen, etc. Proporciona arranques suaves, elimina la operación intermitente, rompe los sellos de gas, aísla el equipo de las fluctuaciones de energía, minimiza el calentamiento de fondo de pozo, y otras cosas más.

Revisar el Paso 9 cuando se considere el sistema VSSP. Las curvas de ejecución de frecuencia variable están incluidas en los catálogos. El Sistema VSSP con Eletrospeed puede proporcionar economías adicionales en gastos de capital y gastos de operación y debe ser considerado en el Paso 6. "Tamaño Optimo de los Componentes," El controlador de velocidad variable Electrospeed y los transformadores para el Sistema VSSP se discuten en los Pasos 8 y 9.

4.9.1.6 Paso 6: Tamaño óptimo de los componentes. Los componentes de las bombas están construidos en una cantidad de tamaños que pueden ser ensamblados en una variedad de combinaciones. Estas combinaciones deben ser cuidadosamente determinadas para manejar el sistema de bombeo electrosumergible dentro de los requerimientos de la producción, resistencia de los materiales y límites de temperatura. Mientras realiza el dimensionamiento de los componentes, referirse a la sección de Ingeniería de su catálogo para revisar cada una de las tablas y cuadros:

Combinación de Equipos en Revestimientos Varios

Límites de Carga máxima

Diámetro Máximo de las Unidades

Velocidad de Paso del Fluido por el motor

Limitaciones de HP en el eje a las diferentes frecuencias

Una velocidad del fluido de un pie por segundo (0.305 metros por segundo) se recomienda para asegurar el enfriamiento adecuado del motor. En caso de que esta velocidad no se alcance, puede ser necesario el uso de una camisa de motor para incrementar la velocidad.

Bomba

Remitirse a la curva de desempeño Centrifugal del tipo de bomba seleccionado y determinar el número de etapas requeridas para producir la capacidad anticipada vs. la cabeza dinámica total calculada previamente. Las curvas de desempeño para 60Hz, 50Hz, y desempeño de frecuencia variable se encuentran en el catálogo. Note que las curvas características de las bombas son curvas de desempeño para una sola etapa con base en agua con gravedad específica de 1.00. En la intersección de la tasa de producción deseada (escala horizontal) y la curva de capacidad de cabeza (escala vertical), leer el valor de la cabeza en la escala de la izquierda. Dividir la cabeza dinámica total por este valor de cabeza para determinar el número de etapas.

Separador

Remitirse a su catálogo para obtener la información del separador de gas, hacer los ajustes necesarios en requerimientos de caballos de fuerza y la longitud del revestimiento.

Motor

Para seleccionar el tamaño del motor adecuado para un tamaño de bomba determinado, primero se deben seleccionar los caballos de potencia al freno requerido por la bomba. Los caballos de fuerza por etapa se obtienen refiriéndose

de nuevo a la curva de desempeño para la bomba seleccionada y leyendo el valor de la escala correcta. La potencia al freno requerida para manejar una bomba dada se calculan fácilmente con la siguiente fórmula:

$$BHP = \text{Etapas.Total} \cdot BHP / \text{Etapa} \cdot \text{Peso.Especifico}$$

Remitirse a su catalogo para obtener las especificaciones del motor.

Sección de Sello

Remitirse a su catalogo para seleccionar la sección de sello adecuada. Los sellos de serie 338 se recomiendan para bombas de serie 338 que utilizan motores serie 375. Se recomiendan sellos serie 400 para bombas serie 400 que utilizan motores serie 450. Cuando se utilizan motores series 544 o 562 con una bomba serie 513, se requiere de un sello serie 513. Se requiere de un adaptador de series 513-400 cada vez que un sello de serie 513 se instale con una bomba de serie 400

4.9.1.7 Paso 7: Cable eléctrico. Los cables eléctricos están normalmente disponibles en tamaños de conductores de 1, 2, 4 y 6. Estos tamaños se ofrecen tanto en configuraciones redondas como planas como lo muestra el título de Cables de Potencia.

Existen varios tipos de armaduras y aislamientos para la protección contra los fluidos corrosivos y los ambientes agresivos.

La selección del cable involucra la determinación de

Tamaño del cable
Tipo de cable
Longitud del cable

TAMAÑO DEL CABLE

El tamaño adecuado del cable depende de los factores combinados de caída de tensión, amperaje y espacio disponible entre los coples de tubería de producción y la tubería de revestimiento

Remítase a la curva de caída de Tensión del Cable (vea la sección de ingeniería de determinado catalogo) para la caída de voltaje en el cable. De acuerdo con el amperaje del motor seleccionado y la temperatura dada de fondo de pozo, se recomienda la selección de un tamaño del cable que dé una caída de tensión de menos de 30 Volts por 1000 pies (305 metros). Esta curva también le permite determinar el voltaje de superficie necesario (voltaje del motor más caída de tensión en el cable) que se requiere para hacer funcionar el motor.

Finalmente refiérase a la tabla de Combinación del Equipo, para determinar si el tamaño seleccionado se puede utilizar con la tubería propuesta y los tamaños del revestimiento del pozo. El diámetro del cable más el diámetro del cople de la tubería necesitará ser menor que el diámetro interno (I.D.) del revestimiento y más específicamente del DRIFT.

Para determinar el tamaño óptimo del cable, considere los requerimientos futuros del equipo que puedan requerir el uso de un cable de mayor tamaño.

Si el costo del consumo eléctrico es un factor importante, la Curva de Pérdida en Kilowatio-Hora (ver sección de Ingeniería de cada catalogo) puede utilizarse para justificar la selección del cable. Aún cuando las tarifas de potencia varían ampliamente, estos datos son útiles para determinar la economía de los varios tamaños de cable.

TIPO DE CABLE

La selección del tipo de cable se basa primeramente en las condiciones del fluido, la temperatura del fondo de pozo y las limitaciones de espacio dentro del anillo del revestimiento..

Donde no hay suficiente espacio para instalar cable redondo, se debe usar cable de configuración plana. Remítase a la tabla de Combinaciones de Equipos en la sección de Ingeniería de su catalogo para ver las limitaciones de los cables redondos en función de las diferentes tuberías.

LONGITUD DEL CABLE

La longitud total del cable debe ser al menos 100 pies (30 metros) más largo que la profundidad establecida para la bomba permitiendo hacer las conexiones en la superficie a una distancia segura de la cabeza del pozo

VENTILACION DEL CABLE

En todos los pozos, es necesario liberar los gases del cable antes del controlador de la conexión al motor para evitar condiciones explosivas. Una caja de venteo está disponible para proteger el controlador del motor de dichos gases.

4.9.1.8 Paso 8: Equipo accesorio y opcional.

EQUIPO ACCESORIO DE FONDO DE POZO

Cable plano (Cable de extensión del motor)

Seleccione una longitud al menos 6 pies (1.8m) más larga que la bomba, admisión (estándar o separador de gas) y sección de sello para las series del motor escogido.

Guardacable plano

Escoja el número requerido de secciones de guardacables de 6 pies (1.8 m) por lo menos igual a la longitud del cable plano.

Bandas de cable

Use una banda de cable de 30 pulgadas (76 cm) cada 2 pies (60 cm) para engrapar el cable plano a la bomba. La banda de 22 pulgadas (56 cm) de longitud puede usarse para tuberías hasta 3 1/2" O.D. Para tubería de 4 1/2" y 5 1/2" O.D. use bandas de 30 pulgadas (76 cm). Se requiere de una banda para cada 15 pies (5 m) de profundidad establecida.

Niple de botella (crossover) válvula de retención y válvula de vaciado.

Seleccione estos accesorios con base en los diámetros externos requeridos y en el tipo de roscas.

VORTEX™

El vortex™ es un controlador digital que utiliza tecnología de punta. Se compone de dos partes:

Unidad básica del sistema

Esta unidad realiza todas las operaciones de parada y de arranque automático. Se instala en el compartimiento de baja tensión de los tableros de control

Unidad de display o de visualización

Permite observar las lecturas en tiempo real, los parámetros de referencia seleccionados y las alarmas. Se instala normalmente en el compartimiento de la carta amperométrica para su fácil acceso.

El Vortex™ provee todas las funciones básicas de par por sobrecarga o baja carga, parada por desequilibrio entre fases, por rotación de fases incorrecta, etc. y más de 90 parámetros de control incluyendo clave de acceso y protocolo de comunicación

TRANSFORMADORES MONOFASICO Y TRIFASICO

El tipo de transformador seleccionado depende del tamaño del sistema de potencia primario y del voltaje secundario requerido. Los elevadores trifásicos aislados generalmente son seleccionados para aumentar el voltaje de un sistema de voltaje bajo, mientras que un banco de tres transformadores monofásicos generalmente es seleccionado para reducir una fuente de poder primario de alto voltaje al voltaje de superficie requerido.

En los sistemas existentes, algunas de las unidades funcionarán sin necesidad de utilizar un transformador adicional. Para las nuevas instalaciones de unidades de voltajes altos, es generalmente menos costoso instalar tres transformadores monofásicos, conectados en estrella, para eliminar el autotransformador

La selección del transformador puede variar significativamente en aplicaciones especiales.

Al escoger el tamaño de un elevador o un banco de tres transformadores monofásicos se utiliza la siguiente ecuación para calcular el KVA total requerido:

$$KVA = \frac{V_s \cdot A_m \cdot 1.73}{1000}$$

Donde

KVA: Kilo-Volt-Amper o 1000 Volt-Amper

Vs: Voltaje de superficie

Am: corriente nominal del motor en Amper

CABLE DE SUPERFICIE

Provee aproximadamente la longitud requerida para conectar el controlador al sistema de energía primaria o al transformador. Generalmente se requiere de dos piezas para las instalaciones usando un autotransformador. El tamaño debe ser igual al tamaño del cable del pozo excepto en el caso de un elevador o un autotransformador, en donde las corrientes primaria y secundaria no son las mismas

CABEZA DE POZO Y ACCESORIOS

Se debe seleccionar el tamaño de la cabeza de pozo en base al tamaño de la tubería del revestimiento, el tamaño de la tubería de producción, la carga máxima recomendada, la presión de la superficie, y profundidad máxima de instalación. Los cables eléctricos pasan a través de la cabeza del pozo donde no se requieren ajustes de presión.

También están disponibles los mandriles (EFT) Electric Fedd Through. Las cabezas de pozo con EFT sellan contra la presión de fondo de pozo y previenen los escapes de gas a la superficie.

EQUIPO DE SERVICIO

Carretes de cable, soporte de carretes y guías de cable

Seleccione el tamaño del carrete de cable requerido para manejar el tamaño del cable seleccionado previamente. Seleccione el juego de los soportes de carretes con base en el tamaño del carrete de cable. Las guías del cable están diseñadas para manejar los tamaños de cable 1 a 6.

Cajas de embarque

Seleccione el tipo y la longitud de la caja requerida para acomodar el motor, la bomba, el separador de gas y el sello previamente seleccionados.

EQUIPO OPCIONAL

Dispositivo sensor de la presión de fondo de pozo (PHD)

El PHD proporciona una medición continua de las presiones de fondo de pozo.

Existen otros sistemas para esta función

Su uso dependerá de la calidad de información requerida

Monitoreo automático de pozo

Los controladores del motor están disponibles para el monitoreo continuo del funcionamiento de la bomba desde un lugar central.

4.9.1.9 Paso 9: Sistema de bombeo sumergible de velocidad variable. El sistema ESP puede ser modificado para incluir un controlador de frecuencia variable Electrospeed de manera que con un rango de capacidad, cabeza y eficiencia mucho más amplio. Ya que un motor de bomba sumergible es un motor de inducción, su velocidad es proporcional a la frecuencia del suministro de potencia eléctrica. Ajustando la frecuencia, el sistema de bomba sumergible de velocidad variable (VSSP) ofrece un potencial extraordinario para aumentar la producción, reducir el tiempo improductivo, y aumentar las ganancias. El VSSP puede ser usado para aumentar la eficiencia en muchos casos, incluyendo los pozos altamente viscosos, los pozos en campos con inyección de agua, etc. Extiende el rango del levantamiento artificial sumergible desde menos de 100BPD (16 M³PD) hasta 100000 BPD (16000 M³PD)

Es necesario entender los efectos de variar la velocidad de una bomba sumergible, para aplicar sistema VSSP. El sistema VSSP se puede analizar en términos del mantenimiento de la cabeza constante. Los ingenieros de ventas tienen computarizados los programas de selección de bombas para ayudarle en la selección del VSSP: a continuación se dará una explicación básica de los principios que se involucran

Frecuencia Variable

Los efectos de variar la frecuencia se pueden ver al preparar nuevas curvas de capacidad de cabeza para las frecuencias deseadas, con base en los datos de la curva conocida de desempeño de la bomba a 60Hz. El controlador Electrospeed es comúnmente usado para generar frecuencias entre 30 y 90 Hz.

Las curvas para las frecuencias diferentes a 60 Hz se pueden generar usando las leyes de afinidad de la bomba centrífuga. Las ecuaciones que se derivan de estas leyes son:

$$\text{Tasa Nueva} = \frac{\text{Frecuencia Nueva}}{60 \text{ Hz}} \cdot \text{taza a 60 Hz}$$

$$\text{Cabeza Nueva} = \left(\frac{\text{Frecuencia Nueva}}{60 \text{ Hz}} \right)^2 \cdot \text{cabeza a 60 Hz}$$

$$\text{BHP Nueva} = \left(\frac{\text{Frecuencia Nueva}}{60 \text{ Hz}} \right)^3 \cdot \text{BHP a 60 Hz}$$

donde:

BHP: caballo de potencia al freno

Eficiencia Nueva: eficiencia 60Hz (la pérdida es insignificante)

Se puede desarrollar un grupo de curvas para una serie arbitraria de frecuencias con estas ecuaciones, como se muestran en las curvas de desempeño de frecuencia variable al final de este paso (ver gráfica 13). Cada curva representa una serie de puntos derivados de la curva de 60 Hz para el flujo y los puntos de cabeza correspondientes, transformados usando las ecuaciones anteriores

Supongamos que se nos han dado los siguientes datos en una frecuencia de 60 Hz

Taza = 100 BPD

Cabeza = 24.5 pies (de FC100 curva @ 1200 BPD)

BHP = 0.34 BHP (de FC100 curva @ 1200 BPD)

$$\text{Tasa Nueva} = \frac{50}{60} \cdot 1200 \text{ BPD} = 1000 \text{ BPD}$$

$$\text{Cabeza Nueva} = \left(\frac{50}{60} \right)^2 \cdot 24.5 \text{ pies} = 17 \text{ pies}$$

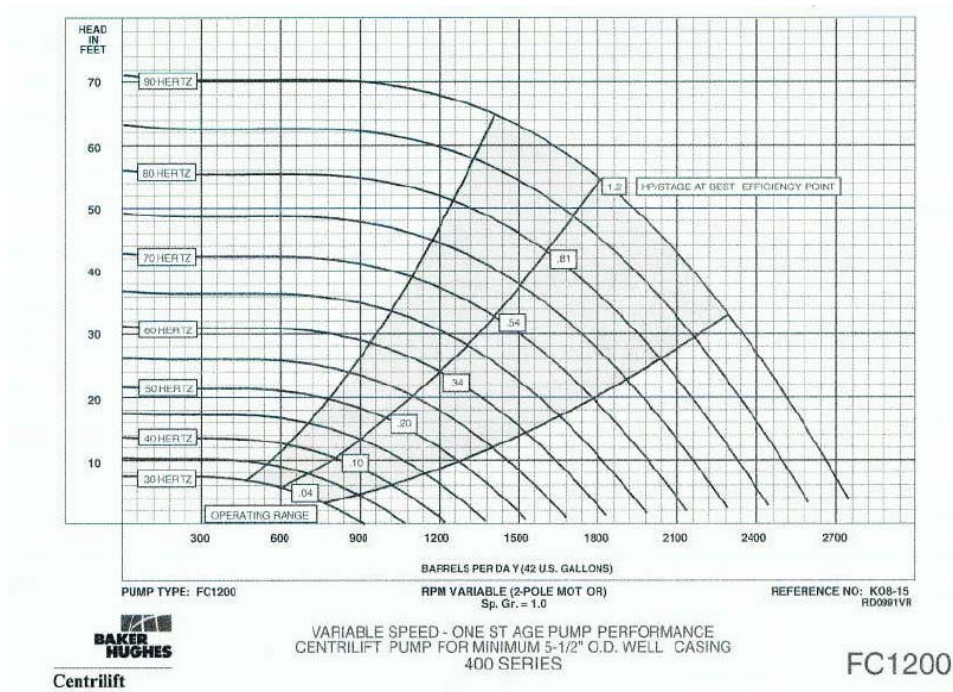
$$\text{BHP Nueva} = \left(\frac{50}{60} \right)^3 \cdot 0.34 \text{ BHP} = 0.20 \text{ BHP}$$

Al realizar estos cálculos para otras tasas de producción, una nueva curva de funcionamiento de 50 Hz puede ser trazada. Comience con ubicar los puntos existentes en el nivel uno de la curva de 60 Hz

Uniando estos puntos se obtiene la curva de desempeño de la capacidad de la cabeza de una etapa FC-1200 cuando funciona a 50 Hz. Cálculos similares proporcionarán coordenadas para las curvas en otras frecuencias, como se ve

abajo en la curva de desempeño de velocidad variable FC-1200. La ventana con forma de torbellino representa el rango de funcionamiento recomendado para la bomba, siempre que los requerimientos hidráulicos se encuentren dentro de este rango, la aplicación estará dentro de funcionamiento recomendado de la bomba. (Ver gráfica 14).

Gráfica 14. Curva de desempeño de la velocidad variable.



5. DISEÑOS ESPECIALES DE ESP

En los capítulos anteriores se describen las partes del equipo de bombeo electrosumergible y algunos accesorios, todo este equipo puede ser modificado, ensamblado e instalado de diferentes maneras dando lugar a diferentes configuraciones de instalación para distintos casos. A continuación se describen algunas de las configuraciones mas comunes usadas en la industria petrolera.

5.1 INSTALACION ESTANDAR

Esta instalación es la que normalmente se utiliza en un pozo y tomamos esta como el tipo de instalación para los procedimientos de diseño de este manual.

Esta bomba se ubica por encima de perforaciones, de forma que el fluido producido baña el exterior del motor, disipando el calor generado. (ver figura 68).

5.2 INSTALACIÓN ENCAMISADA

La camisa obliga al fluido de producción a bañar la superficie del motor (Cuando el equipo se ubica).

Esta es esencialmente la misma que la estándar o convencional descrita anteriormente. La diferencia principal radical en que el equipo electrosumergible se asienta en, o por debajo, de los intervalos perforador (disparo). Esta se utiliza cuando por la baja velocidad del fluido a través del motor no logra un enfriamiento adecuado ya sea por la viscosidad del mismo o por otra causa. El enfriamiento del motor se logra rodeando la carcasa con una chaqueta o camisa hasta el punto por encima de la succión de la bomba. (Ver figura 69).

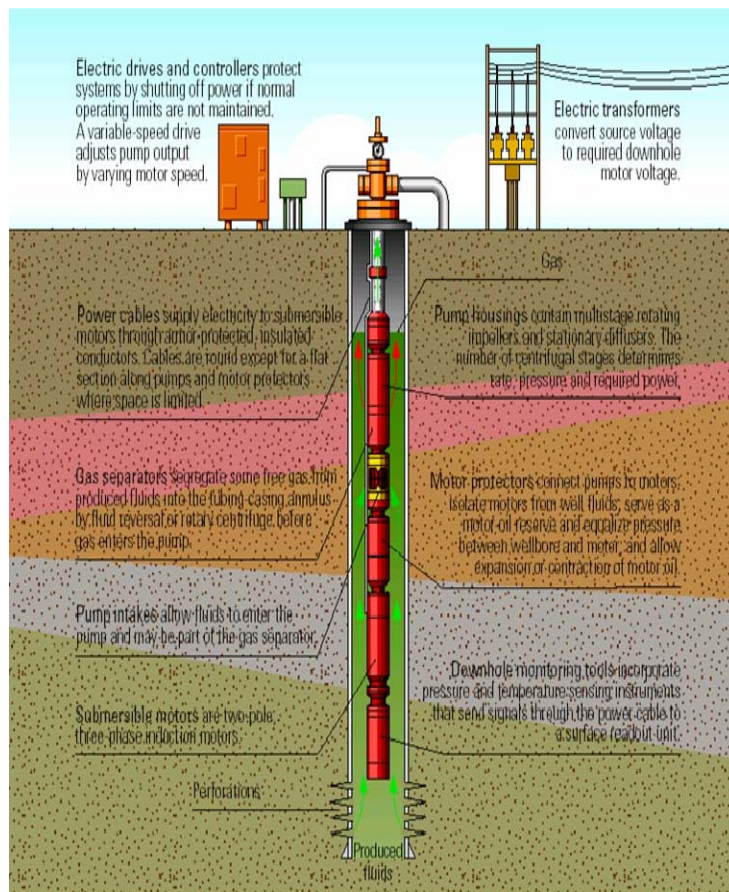


Figura 68. Instalación convencional o estándar

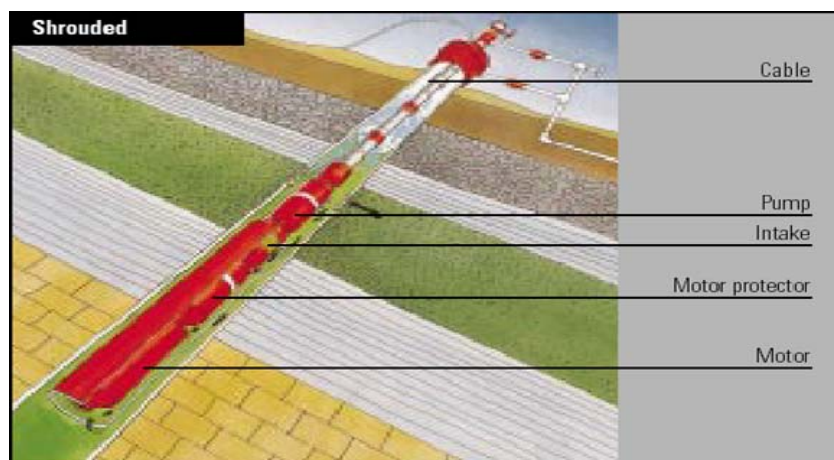


Figura 69. Instalación con chaqueta

5.3 INSTALACION PARA INCREMENTO DE PRESION

Permite la inyección a alta presión en líneas de transferencia o inyección de agua, en esta aplicación, se utilice la bomba electrosumergible como una bomba de refuerzo para aumentar la presión de entrada. El equipo se ensambla en configuración enchaquetada.

Estas configuraciones son frecuentemente empleadas para añadir presión a los oleoductos o tuberías de gran extensión bombeando el fluido a las instalaciones de almacenamiento y proceso, también se utiliza para incrementar la presión en los sistemas de inyección de agua en los proyectos de recuperación de presión de los yacimientos.

Se puede ubicar horizontal en superficie o vertical dentro de un pozo. (ver figura 70).

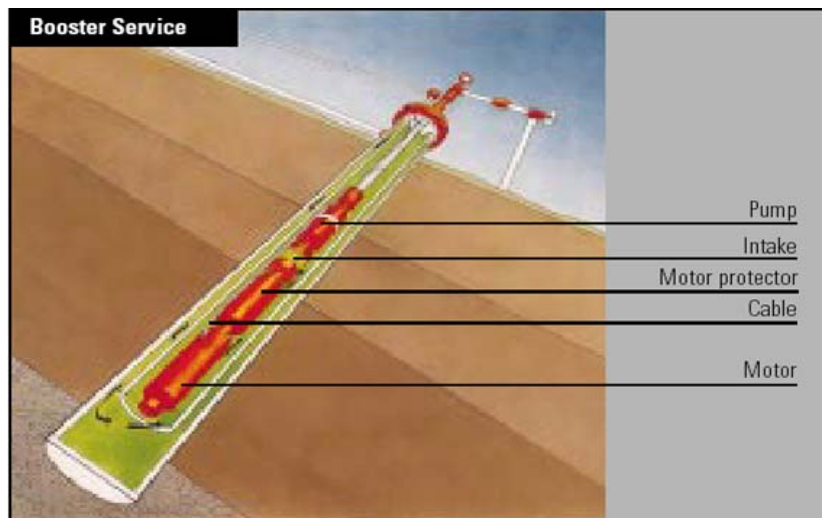


Figura 70. Instalación para incremento de presión

5.4 INSTALACIÓN CON SISTEMA DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DIRECTA

En este caso, el equipo electrosumergible convencional está instalado en un pozo de suministro de agua y el agua producida es inyectada directamente en un pozo de inyección, esta instalación puede reducir considerablemente las inversiones de capital ya que el sistema no requiere de instalaciones de almacenamiento en la superficie, bombas de superficie ni de equipos auxiliares asociados. (ver figura 71).

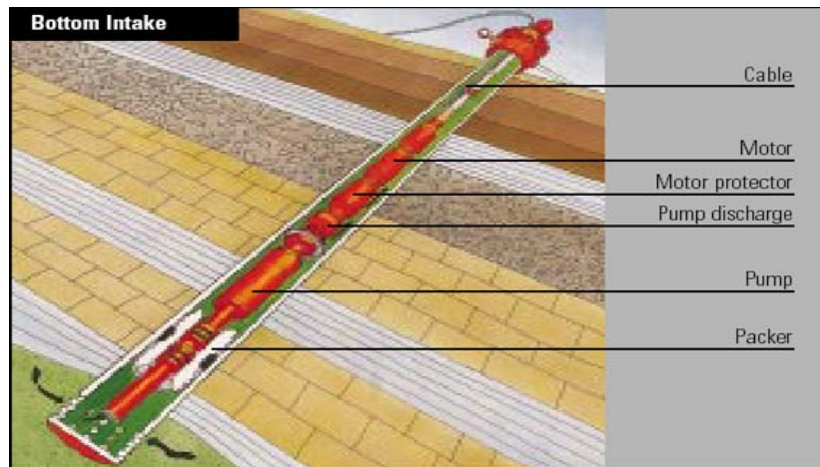


Figura 71. Instalación con sistema de producción e inyección directa

6. DISEÑO EN AMBIENTE AGRESIVOS

6.1 OPERACIÓN DE BOMBAS ELECTROCENTRÍFUGAS EN AMBIENTES AGRESIVOS

En los últimos años el número de pozos operando en ambientes agresivos ha aumentado notablemente. El mejoramiento de los equipos ESP ha permitido la operación de equipos eléctrosumergibles en pozos con ambientes agresivos donde las expectativas de vida útil de funcionamiento son cada vez mejores.

Las condiciones de operación más comunes que desafían a la vida útil de operación de los equipos ESP en los pozos más agresivos son :

- alta temperatura
- los fluidos de pozo que contienen materiales abrasivos
- los fluidos corrosivos
- y las altas relaciones de gas-aceite.

Otro reto ha sido la necesidad de producir grandes volúmenes de pozos que tienen tuberías de revestimiento de poco diámetro, como ser 5 1/2 pulgadas (140 milímetros) o menos. Cada una de estas condiciones afecta el sistema de bombeo de una manera específica y requiere de soluciones singulares que se explicarán con más detalle.

6.1.1 Pozos con altas temperaturas. La tendencia en la aplicación de las bombas sumergibles ha sido hacia la instalación en yacimientos con temperaturas cada vez más elevadas. Estos yacimientos de alta temperatura se encuentran típicamente cuando las profundidades de la instalación comienzan a ser mayores o cuando se emplean métodos de recuperación secundaria tales como la inyección de vapor en el yacimiento.

Las bombas sumergibles de diseño estándar se aplican comúnmente en pozos con temperaturas ambientales de aproximadamente 220°F (105°C) a 240°F (115°C). Sin embargo, durante los últimos cinco años, el límite superior para las aplicaciones ESP ha alcanzado temperaturas hasta 300°F (150°C). Con el fin de mantener una adecuada vida útil para el equipo a esta temperatura de fondo de pozo, se han hecho cambios importantes en el diseño y en los materiales del motor.

El sistema de aislamiento ha sido mejorado por medio de la selección cuidadosa de los materiales dieléctricos del aislamiento fase-fase y fase-tierra. Se ha encontrado que los materiales epóxicos se desempeñan mejor como material de recubrimiento de los devanados que los barnices convencionales.

Muchas de las tolerancias de los componentes rotatorios del motor han sido cambiadas para compensar la mayor dilatación térmica que necesariamente ocurre debido a las altas temperaturas de operación. Se ha requerido de gran cantidad de pruebas y de desarrollo para predecir la cantidad de dilatación térmica y poder hacer ajustes finales al diseño.

Debido a los elevados esfuerzos magnéticos y eléctricos en las conexiones internas del motor, lo mismo que a las altas temperaturas, la tendencia ha sido al uso de materiales fluropolímeros especiales. Se han desarrollado procesos que permiten las conexiones confiables a los devanados del motor, para que puedan resistir las altas temperaturas.

El factor final que afecta al aumento de la temperatura del motor, es la característica de disipación del mismo ambiente del pozo. Qué tan efectivamente es enfriado el motor por el ambiente del pozo?, es una función de la tasa de producción del fluido producido, la geometría del pozo y del BHA, las propiedades del fluido relacionadas con el calor específico y la tendencia del pozo de cubrir el motor con carbonatos, precipitados u otros depósitos. La cantidad de fluido que pasa por el motor puede ser calculada en pies por segundo (ft/sec). **Se recomienda que el fluido que pasa alrededor del motor tenga una velocidad mínima de 1 ft/sec para mantener** el motor operando a una temperatura adecuada. Debe ser tomado en cuenta el rango de variaciones de flujo cuando se utiliza un VSC.

Las propiedades importantes del fluido incluyen: el corte de agua, la gravedad específica del fluido, la cantidad de gas libre que fluye por el motor y la tendencia de pozo de producir emulsiones. Dado que cada uno de estos factores puede tener un efecto significativo en el calor específico resultante para el fluido producido, siempre se deben considerar al determinar el aumento de temperatura.

6.1.2 Efectos del gas libre en la bomba eléctrosumergible. Como se mencionó anteriormente, la presencia del gas libre puede causar un efecto negativo en el desempeño de la bomba. El problema básico radica en que una bomba centrífuga no es un compresor de gas eficiente. Por lo tanto, se puede esperar un deterioro progresivo en la altura de columna generada en la descarga de una bomba a medida que aumenta la relación de gas libre. La investigación y las pruebas han demostrado que a medida que la relación entre el gas libre y el líquido alcanzan valores del 8% al 10% por volumen en la bomba, el funcionamiento de la bomba se deteriora. Con relaciones más bajas se puede esperar que la bomba funcione

sin dificultad por lo que se han creado. Varias soluciones potenciales a la interferencia del gas las cuales se describen a continuación:

1. Incorporar el uso de un separador de gas centrífugo.
2. Aumentar la presión de entrada de la bomba bajando la unidad a mayor profundidad o reduciendo la tasa de producción, o combinando las dos.
3. Ubicar la succión de la bomba por debajo de los intervalos de perforación en la tubería de revestimiento. Esta medida aprovechará la separación natural del gas y del líquido debido a la flotabilidad de las burbujas de gas. Cuando se utiliza este método, se requiere de una chaqueta para refrigerar al motor.
4. Emplear el diseño de bombas cónicas “Tapered Pumps”. Las bombas cónicas utilizan varios tipos de etapas con capacidades diferentes. Debido a que el fluido es compresible, su volumen decrece a medida que es aumentada su presión en cada etapa individual. Este cambio volumétrico puede ser lo suficientemente importante como para requerir de dos o más tipos de etapas para mantener la operación dentro del rango recomendado de capacidad para dichas etapas.

La experiencia adquirida de muchas aplicaciones, se ha demostrado que una combinación de una o más de estas soluciones permite que las bombas electrocentrífugas puedan operar efectivamente en aquellos pozos que tienen relaciones relativamente elevadas de gas/líquido. El gas llega a ser un factor limitante para aplicar el uso de BES solamente en aquellos casos donde el pozo produce principalmente gas y sólo una pequeña cantidad de fluido líquido.

6.1.3 Pozos con fluidos abrasivos. Muchos ambientes de pozos profundos, calientes y hostiles contienen fluidos abrasivos.

Esta condición es más frecuente en formaciones de rocas areníferas no consolidadas en donde las partículas de arena tienden a ser desalojadas de la formación y a ser succionadas por la bomba. La falla de la bomba centrífuga en estas condiciones es debida al desgaste abrasivo y al desgaste cortante debido a la erosión.

Intervienen muchos factores en la selección adecuada de las opciones AR (Resistentes a la Abrasión) para una bomba electrosumergible en un ambiente abrasivo particular. Decir simplemente que el pozo produce arena no es información suficiente para seleccionar la opción que será requerida. Ya que todos los pozos son diferentes, se requerirán diseños especializados para que se ajusten técnica y económicamente al pozo.

Hay generalmente tres tipos de patrones de desgaste que se observan en las bombas que se encuentran operando en ambientes abrasivos: (ver figura 72 – 73 - 74).

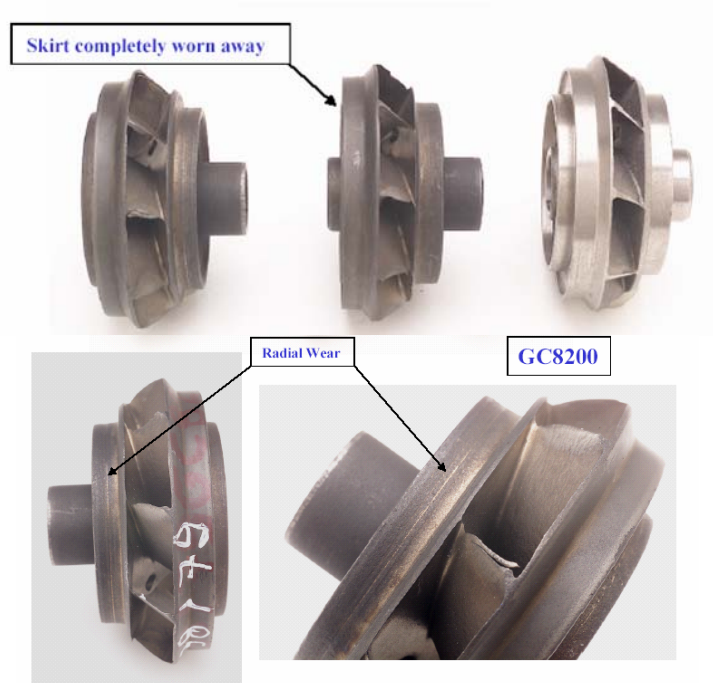


Figura 72. Desgaste radial en los cojinetes de la cabeza y de la base, también en las etapas.



Figura 73. Desgaste de empuje axial ascendente o descendente en las superficies de roce de la etapa.



Figura 74. Desgaste erosivo en la zona del paso de fluido en las etapas debido a la alta velocidad y abrasividad de la arena.

Este último tipo de desgaste generalmente no es un problema ya que la bomba, en la mayoría de los casos, se desgastará primero siguiendo los dos primeros patrones descritos anteriormente.

Debido a que la mayoría de las bombas son de diseño de impulsor flotante, el desgaste primario ocurre primero en las superficies de roce entre el impulsor y el difusor

Varios factores deben ser tenidos en cuenta para hacer una determinación de la configuración adecuada de la bomba. La cantidad de arena, generalmente expresada por la relación peso/volumen o como porcentaje, es de obvia preocupación.

Las siguientes configuraciones de la bomba pueden ayudar a demorar el proceso de desgaste que ocurre en la operación de equipos eléctricos sumergibles en medios agresivos.

6.1.3.1 Bomba de Compresión. Esta bomba es para ambientes abrasivos poco agresivos. Utiliza una configuración de bomba estándar, pero en lugar de permitir que los impulsores "floten" individualmente entre los difusores, los impulsores están montados uno sobre el otro y se dice que están "fijos". Esto evita que las fuerzas de empuje axial descendente del impulsor rocen con las arandelas de empuje del difusor.

6.1.3.2 Bomba con Cojinetes de Caucho. Este diseño ha sido utilizado en la industria durante años en los casos que presentan abrasivos poco agresivos. Es similar a una bomba estándar excepto de que cada 0.5 a 1.0 pie, dependiendo de la longitud de la etapa de la bomba, se coloca una etapa especial que incorpora un manguito recubierto de material elastomérico que gira en el cubo de Ni-Resist del difusor.

6.1.3.3 Bomba con Cojinete de Soporte Radial (Estabilizador). Esta bomba es para uso en aplicaciones abrasivas moderadas. Es similar a una bomba de cojinete de caucho excepto que el material del manguito y del inserto del difusor es reemplazado por Carburo de Tungsteno el cual es un material de alta dureza. Este material tiene alta capacidad de resistencia al desgaste abrasivo y cuenta con una considerable rigidez mecánica..

6.1.3.4 Bomba de Compresión Resistente a la Abrasión "ARC". Esta bomba es para medios abrasivos de moderados a agresivos. Es la combinación del estabilizador y el diseño de bomba de compresión. Las etapas con cojinetes endurecidos se ubican como se desee y a las etapas se las configura en compresión. Esto proporciona un soporte radial muy bueno y la carga del empuje axial de las etapas se transfiere vía el eje de la bomba al cojinete de empuje de la sección sello.

6.1.3.5 Bomba Resistente a la Abrasión "AR". Esta bomba es buena para los ambientes agresivos. Tiene insertos de Carburo de Tungsteno y cojinetes de soporte en cada etapa para manejar el desgaste radial y el originado por el empuje axial.

6.1.4 Pozos con fluidos corrosivos. A medida que el uso de las bombas electrosumergibles se extiende a pozos más profundos, la presencia de fluidos corrosivos ha llegado a ser más dominante. Además, la difusión de los métodos de recuperación terciarios incluyendo el uso de la inyección de CO₂ ha incrementado los problemas de corrosión. Debido a que el material que compone la superficie exterior de una unidad de bombeo electrosumergible estándar ha sido el acero de bajo carbón, dichos ambientes agresivos han creado cuantiosos problemas de fallas debido a la corrosión.

Las primeras soluciones incluían la aplicación de un revestimiento epóxico o de poliéster a la superficie de acero de bajo carbón. Otras técnicas adicionales incluyen la utilización de revestimientos metalizados en donde fueron aplicados el acero inoxidable o monel a la superficie del equipo usando un método de rociado bajo llama. Cada una de estas soluciones tenía la desventaja de ser susceptibles

a daño causados por el roce mecánico durante la instalación en el pozo. Cuando esto ocurría, se producía una corrosión acelerada en las áreas que no estaban protegidas donde se había perdido el recubrimiento.

Por estos motivos se buscaron soluciones adicionales.

A finales de los años 70, debido a la problemática de la corrosión en los pozos en donde existía presencia de CO_2 , se desarrolló una bomba sumergible usando metalurgia con un alto contenido de cromo. Estos metales eran de la serie 400 (A.I.S.I.) de las familias de acero inoxidable o por lo menos contenían cromo en un nivel mayor al 7% u 8%. Hoy en día esta solución continúa siendo el enfoque preferido para resolver los problemas de corrosión severos en las aplicaciones con CO_2 o con salmueras.

Otros problemas de corrosión pueden ser causados por concentraciones bajas o intermedias de H_2S a temperaturas y presiones intermedias o altas. El problema principal causado por el H_2S es la corrosión agresiva de todas las partes de cobre contenidas en el aparejo y en el cable sumergible. La solución para este problema es la eliminación de las partes de cobre de todos los componentes subsuperficiales donde haya posibilidad de un contacto directo con el fluido del pozo.

El conductor del cable se protege del H_2S por medio de un recubrimiento de plomo.

Mientras que la chaqueta de plomo no se rompa se proporciona una protección efectiva.

Como una solución alternativa, pueden utilizarse conductores de aluminio en lugar de los de cobre. El aluminio no es atacado por el H_2S y por lo tanto sobrevive muy bien en éstos ambientes. Sin embargo, el aluminio se ve afectado por el ácido sulfúrico (H_2SO_4). Los pozos que contienen H_2S y agua tienen potencialmente presente el H_2SO_4 . El H_2SO_4 debe permanecer aislado del conductor.

7. EJEMPLO – POZO CON ALTO CORTE DE AGUA

Para facilitar la comprensión del proceso de selección, estos pasos se analizan en mayor detalle y se ilustran con el siguiente ejemplo:

7.1 RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DATOS DISPONIBLES

Como ejemplo supongamos que se dispone de la siguiente información y que se requiere la selección de un sistema de bombeo electrosumergible adecuado:

Datos del Pozo:

Tubería de Revestimiento -- 7 pulgadas de diámetro exterior, peso 23 lbs/pie (7" OD 23#)

Tubería de producción -- 2-7/8 pulg. de diámetro exterior, 8 Rd, EUE, nuevo

Intervalo de perforaciones -- 4800 a 4900 pies de profundidad (vertical).

Profundidad de asentamiento de la bomba -- 4700 pies (medido y vertical).

Datos de Producción:

Presión de tubería. de producción en cabeza de pozo -- 120 psi

Caudal de ensayo -- $Q = 900$ BPD

Prof. de referencia (Datum) -- 4850 pies.

Presión de fondo fluyente de ensayo -- $P_{wf} = 900$ psi

Presión de fondo estática -- $P_r = 1,550$ psi

Temperatura de fondo de pozo -- BHT = 170 °F

Relación gas petróleo -- No hay

Corte de agua -- W.C. = 89%

Producción deseada -- 1900 stb/d (tanque)

Condiciones del Fluido del Pozo:

Peso específico del agua -- 1.02

Gravedad API del aceite -- 29° (0.882)

Peso específico del gas -- No hay

Punto de burbuja del gas -- No hay

Viscosidad del aceite -- No se conoce

Suministro de Energía Eléctrica:

Voltaje primario disponible -- 13000 volts

Frecuencia -- 60 Hz

Capacidad de la fuente de energía -- Sistema estable

7.1.1 Análisis.

A. No se dispone de la información sobre el gas. A efectos prácticos, se puede asumir que sólo la mezcla de aceite y agua fluye a través de la bomba.

B. Como el corte de agua es muy alto (alrededor del 89%), no se esperan problemas de emulsión. Además, se pueden utilizar tablas de pérdida por fricción para el agua (se pueden ignorar los efectos de la viscosidad del aceite).

7.2 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA (PIP)

Calculo del Índice de productividad (PI constante)

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

Donde:

Q = Caudal de prueba

Pr = Presión Estática del yacimiento

Pwf = Presión Fluyente o Dinámica al caudal Q

$$PI = \frac{900 \text{ bpd}}{1,550 \text{ psi} - 900 \text{ psi}}$$

$$PI = 1.384 \text{ bpd} / \text{psi}$$

El caudal máximo de producción del pozo (a Pwf = 0 psi) es el siguiente:

$$Q_{\max} = PI \cdot (\bar{P}_r - 0)$$

$$Q_{\max} = 1.384 \cdot (1,550 \text{ psi} - 0)$$

$$Q_{\max} = 2146.153 \text{ bbl/d}$$

Luego, hallar la presión fluyente del pozo (Pwfd) al caudal deseado 2.000 bpd (Qd):

$$P_{wf} = \bar{P}_r - \left(\frac{Q_d}{PI} \right)$$

$$P_{wf} = 1550 \text{ psi} - \left(\frac{1900 \text{ bpd}}{1.384 \text{ bpd/psi}} \right)$$

$$P_{wf} = 171.8 \text{ psi}$$

Calculo de la gravedad específica compuesta de los fluidos producidos. La gravedad del fluido

$$(SGL) = (SG_{\text{Agua}} \times \% \text{ Agua}) + (SG_{\text{Petróleo}} \times \% \text{ Petróleo})$$

$$(SGL) = (1.02 \times 0.89) + (0.882 \times 0.11) = 1.004$$

La diferencia entre la profundidad de referencia (5.350') y la profundidad de asentamiento de la bomba (5.200') es de 150 pies. Para calcular la presión de entrada de la bomba (PIP) podemos convertir esta diferencia de 150 pies a psi y restarla de la presión de flujo del pozo (P_{wfd}), calculada anteriormente para el caudal deseado de 2.000 bpd:

$$PIP = P_{wf} - \left(\frac{(\text{Prof. de referencia} - \text{Prof. de la bomba}) \cdot SG_L}{2.31 \text{ ft/psi}} \right)$$

$$PIP = 177.16 \text{ psi} - \left(\frac{(4850 \text{ ft} - 4700 \text{ ft}) \cdot 1.004}{2.31 \text{ ft/psi}} \right)$$

$$PIP = 111.9651 \text{ psi}$$

7.3 COLUMNA DINAMICA TOTAL (TDH)

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

$H_d \rightarrow$ Distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción.

$$H_d = \text{Prof. vertical de la bomba} - \left(\frac{PIP \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{SG_L} \right)$$

o también:

$$H_d = \text{Prof. vertical de referencia} - \left(\frac{P_{wf} \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{SG_L} \right) \quad H_d = 4850 \text{ ft} - \left(\frac{177.16 \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{1.004} \right)$$

$$H_d = 4454.72 \text{ ft}$$

$F_t \rightarrow$ Perdida por fricción en la tubería. Se determina usando la fórmula Hazen - Williams o diríjase al ANEXO 4 para T.P. nueva de 2 7/8 " a 1900 BPD (30 pies/1.000).

$$F_t = \frac{4700 \text{ ft} \cdot 30 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}}$$

$$F_t = 141 \text{ ft}$$

P_d → Presión necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo (presión deseada en la cabeza del pozo).

La presión de tubería en la cabeza de pozo requerida es 120 psi. Convirtiendo a altura de columna (pies):

$$P_d = \frac{\text{Presión (psi)} \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{SG_L}$$

$$P_d = \frac{120 \text{ psi} \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{1.004}$$

$$P_d = 276.095 \text{ ft}$$

En resumen: $H_d = 4484.72 \text{ ft}$
 $F_t = 141 \text{ ft}$
 $P_d = 276.095 \text{ ft}$

Columna Dinámica Total (TDH) = $4484.7 \text{ ft} + 141 \text{ ft} + 276.095 \text{ ft}$

TDH = 4871.815 pies

7.4 TIPO DE BOMBA

En el anexo 1, se puede ver que la bomba, motor y sello de la serie 500 son las unidades de diámetro más grandes que entran en el revestimiento de 7", 23 libras/pies. Las unidades de mayor diámetro serán generalmente la primera opción.

Luego, usando el anexo 8 se puede ver que la tasa de producción deseada (2.000 bpd) se ubica perfectamente dentro del rango de capacidad recomendada para el tipo de bomba GC-2200. El rango óptimo de operación de esta bomba se extiende desde 1,500 bbl/d hasta 2000 bbl/d a 60Hz.

Después utilizando la curva de desempeño de la bomba correspondiente a 60 Hertz para la bomba tipo GC-2200. Utilizando la curva de desempeño encontrar, a la tasa de producción deseada de 1900 bpd, la altura de columna por etapa (50 ft/etapa) y el consumo de potencia por etapa (1.1 bhp/etapa).

Determinar el número de etapas requeridas para la bomba en esta aplicación

$$\text{No. Etapas} = \frac{\text{Altura Dinámica Total}}{\text{Altura / etapa}}$$

$$\text{No. Etapas} = \frac{4871.815 \text{ ft}}{50 \text{ ft/etapa}} = 98 \text{ Etapas}$$

Una vez determinado el número de etapas, podemos calcular la potencia al freno de la bomba (BHP), tal y como sigue:

$$\text{BHP} = \text{BHP/Etapa} \times \text{Número de etapas} \times \text{SGL}$$

De acuerdo a la grafica de eficiencia de cada bomba, la potencia al freno por etapa para la bomba GC2200 es igual a 1.1BHP/etapa.

$$\text{BHP} = 1.1 \text{ BHP/etapa} \times 98 \text{ etapas} \times 1.004 = 109 \text{ BHP}$$

7.5 SELECCIÓN DE LA SECCION SELLO Y DEL MOTOR

En el anexo 10 indica un requerimiento ligeramente superior a 1.3 caballos de fuerza para la sección sello de la serie 513 en base a un TDH de 4871.8 pies. Por lo tanto, el requerimiento de potencia total para esta aplicación es de 109 HP para la bomba, más 2 HP para el sello, o sea 111 HP.

Refiriéndonos al anexo 11, seleccionaremos un motor de alto voltaje (130 HP, 2145 volt, 35 Amps).

7.6 CABLE DE POTENCIA

La selección del tipo de cable se basa principalmente en las condiciones del fluido y la temperatura de operación. La temperatura de operación puede ser determinada utilizando el anexo 12. e ingresando la corriente del motor (35 Amps) y la temperatura de fondo de pozo (170° F) se encuentra que la temperatura de funcionamiento del cable es de 193° F. Seleccionar el cable en base a esta temperatura de operación.

Seleccionaremos el cable N° 4 que tiene una caída de voltaje de 16 volts/1.000 pies a 68°F. Añadiendo 200 pies de cable para las conexiones de superficie, y corrigiendo para 193°F de temperatura en el conductor, la caída de voltaje será:

$$\text{Caída de Voltaje} = \frac{16 \text{ volts} \cdot 5,400 \text{ ft} \cdot 1.267}{1,000 \text{ ft}} = 110 \text{ Volts}$$

La caída de voltaje calculada es igual al 5% del voltaje de placa

Luego, podemos determinar el voltaje de superficie requerido, que es igual al voltaje de placa del motor más la caída del voltaje:

$$\text{Voltaje de superficie} = 2,145 \text{ volts} + 99 \text{ volts} = 2,244 \text{ volts}$$

Ahora se puede calcular los KVA del sistema con la ecuación:

$$\text{KVA} = \frac{\text{Voltaje en superficie} \cdot \text{Amperios del motor} \cdot 1.73}{1000} \quad \text{KVA} = \frac{2244 \text{ volts} \cdot 35 \text{ amps} \cdot 1.73}{1000}$$
$$= 135 \text{ KVA}$$

7.7 ACCESORIOS Y EQUIPO OPCIONAL

El tipo de transformador seleccionado dependerá del voltaje disponible en el suministro eléctrico (13000), el voltaje de superficie requerido (2244 volts) y la potencia (135 KVA). Para bajar el voltaje primario al voltaje requerido en superficie, podrá utilizarse un transformador trifásico sencillo, o tres transformadores de una sola fase con un total de 135 KVA, o mayor.

La selección del controlador del motor se basa en el voltaje de superficie, la magnitud de la corriente del motor y la potencia total en KVA. En este ejemplo supondremos que el voltaje para el panel del control será el voltaje de la superficie. Otros accesorios varios pueden incluir válvula de retención y de purga de 2 7/8", cabeza de pozo con colgador para la tubería de producción, flejes, y cable plano de extensión del motor.

La selección de la cabeza del pozo depende del tamaño de la tubería de revestimiento, el tamaño de la tubería de producción, la profundidad de asentamiento de la bomba, las limitaciones de presión y el tamaño y construcción del cable (redondo o plano). Existen cabezas de pozo de alta presión que usan penetradores eléctricos, en lugar de cauchos de empaque, para transmitir la potencia de fondo del pozo.

8. EJEMPLO – FLUIDOS DE ALTA VISCOSIDAD

El siguiente ejemplo pretende demostrar el procedimiento básico para el diseño de un equipo en pozos con crudos de alta viscosidad. El primer paso para todo diseño es la recolección y análisis de los datos disponibles.

Datos de Pozo.

Tubería de revestimiento -- 7 pulg. Diám. Ext., 23 lbs./ft.

Tubería de producción -- 2 7/8 pulg. Diám. Ext. EUE 8 rd.

Intervalo de Perforaciones -- 5,300 ft. a 5,400 ft., TVD = 5,500 ft

Profundidad de asentamiento de la bomba -- 5,200 pies. (100 pies sobre el intervalo de perforaciones)

Datos de Producción.

Presión de fondo estática – Pr = 1,600 psi

Índice de Productividad – PI = 1.365

Presión en cabeza del pozo -- 50 psi

Relación gas Petróleo -- Desconocida

Temperatura de fondo de pozo -- 130° F.

Producción deseada -- 1,700 stb/d (en el tanque)

Presión en la succión de la bomba -- 350 psi @ 1,700 bpd

Condiciones del Fluido de Pozo.

Gravedad API del petróleo – 15° (0.966)

Corte de agua -- W.C. = 30%

Gravedad específica del agua -- 1.02

Suministro de Energía Eléctrica.

Voltaje primario disponible -- 7,200 / 12,470 Volts

Frecuencia -- 60 Hertz

Capacidad de la fuente de energía – Sistema estable

Problemas Posibles.

Viscosidad.

NOTA: Se debe entender que todas las figuras y tablas a las que se hacen referencia aquí son aproximaciones generalizadas y que las curvas y tablas similares desarrolladas por cada campo petrolífero individual serán más exactas y darán como resultado un mejor diseño de la unidad.

Fórmulas para Viscosidad en SSU

$$SSU = 2.273 [(\mu/S.G. + \{\mu/S.G.\}^2 + 158.4)^{1/2}]$$

$$SSU = 2.273 [6.9 \times 10^6 (R/S.G.) + (47.61 \times 10^{12} \{R/S.G.\}^2 + 158.4)^{1/2}]$$

$$SSU = 2.273 [CST + (CST + 158.4)^{1/2}]$$

Donde: μ = Viscosidad en Centipoise
R = Viscosidad en Reyn
CST = Viscosidad en Centistokes
S.G. = Gravedad Especifica

Precaución: Al acercarse a los límites superiores de la curva debe tenerse cuidado ya que las características individuales del pozo pueden diferir significativamente de estas curvas.

1. Determinar la viscosidad del aceite libre de gas “dead oil” para un aceite de 15 grados API a 130 °F. Usando el anexo 13. $\mu = 200$ centipoise
- 2.- Utilizando el anexo 14, hallar el gas en solución a una presión de entrada de la bomba de 350 psi (50 scf/bbl).
- 3.- Usando el anexo 15 encontrar la viscosidad del aceite saturado para un aceite con viscosidad sin gas de 210 centipoise y relación gas-aceite de 50 scf/stb (aproximadamente 90 centipoise).
- 4.- Convertir viscosidad de centipoise a SSU ($\mu = 90$ centipoise):

$$\text{Peso Especifico Compuesto} = (1.02 \times 0.3) + (0.966 \times 0.7)$$

$$S.G. = 0.982$$

$$SSU = 2.273 [(\mu/S.G. + \{\mu/S.G.\}^2 + 158.4)^{1/2}]$$

$$SSU = 2.273 \left[\frac{90}{0.982} + \sqrt{\left\{ \frac{90}{0.982} \right\}^2 + 158.4} \right]$$

$$\mu = 418.6 \text{ SSU}$$

5.- Utilizando el anexo 16, y suponiendo una emulsión media, el factor de ajuste de viscosidad encontrado es de 2.9 para el 30% de corte de agua. Por lo tanto la viscosidad total será:

$$\mu = 418.6 \text{ SSU} \times 2.9 = 1,214 \text{ SSU.}$$

6.- La selección de la bomba se basará en el caudal de flujo deseado de 1,700 bpd en tubería de revestimiento de 7". En este ejercicio puede utilizarse la bomba GC-2200 de serie 513. Utilizando el anexo 17, los factores de corrección para la capacidad, la altura de columna y BHP para la bomba GC-2200 puede ser determinada por interpolación.

a. Capacidad	b. Altura	c.BHP
66.0%	80.1%	170.3%

7.- Columna Dinámica Total (TDH)

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

H_d → Distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción.

$$H_d = \text{Prof. vertical de la bomba} - \left(\frac{PIP \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{SG_L} \right)$$

$$H_d = 5,200 \text{ ft} - \left(\frac{350 \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{0.982} \right)$$

$$H_d = 4,377 \text{ ft}$$

F_t → Perdida por fricción en la tubería. Utilizando el anexo 18 la pérdida por fricción es de 225 pies/1,000 pies.

$$F_t = \frac{5,200 \text{ ft} \cdot 220 \text{ ft}}{1,000 \text{ ft}}$$

$$F_t = 1,144 \text{ ft}$$

P_d → Presión necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo (presión deseada en la cabeza del pozo).

La presión de tubería en la cabeza de pozo requerida es 50 psi. Convirtiendo a altura de columna (pies):

$$P_d = \frac{\text{Presión (psi)} \cdot 2.31 \text{ ft/ps}}{SG_L}$$

$$P_d = \frac{50 \text{ psi} \cdot 2.31 \text{ ft/psi}}{0.982}$$

$$P_d = 117.6 \text{ ft}$$

En resumen: Hd = 4,377 ft
Ft = 1,144 ft
Pd = 117.6 ft

$$\text{Seudo TDH} = \frac{H_d}{H_c} + \frac{F_t}{H_c} + \frac{P_d}{H_c}$$

Donde HC = Factor de corrección de Altura (80.1% / 100)

$$\text{Seudo TDH} = \frac{4,377 \text{ ft}}{0.8} + \frac{1,144 \text{ ft}}{0.8} + \frac{117.6 \text{ ft}}{0.8}$$

Seudo TDH = 7,039.5 ft

8.- Seudo - Caudal de Flujo (Qseudo):

$$Q_{\text{seudo}} = \frac{1,700 \text{ bbl/d}}{0.66}$$

Qseudo = 2575.8 bbl/d

9.- Para una bomba GC-2900.

Altura/Etapa = 43 pies/etapa (@2,575 bpd) y BHP/etapa = 1.2 HP.

$$\text{No. Etapas} = \frac{\text{Altura Dinámica Total}}{\text{Altura / etapa}}$$

$$\text{No. Etapas} = \frac{7,039.5 \text{ ft}}{43 \text{ ft/etapa}} = 163 \text{ Etapas}$$

Una vez determinado el número de etapas, podemos calcular la potencia al freno de la bomba (BHP), tal y como sigue:

BHP = BHP/Etapa x Número de etapas x Factor de Corrección x SGL

BHP = 1.2 BHP/etapa x 163 etapas x 1.703 x 0.982 = 327 BHP

9. EJEMPLO - ALTA RELACION GAS PETROLEO

Datos del Pozo.

Tubería de revestimiento – 5 1/2” Diám. Ext., 17 lbs./ft.
Tubería de producción -- 2 3/8” Diám. ext. 5.8 lbs/ft. (Nuevo)
Profundidad del intervalo de perforaciones – 5,500 pies. a 6,000 ft.
Profundidad de asentamiento de la bomba -- 5,000 ft.

Datos de Producción.

Producción deseada -- $q = 1,000$ bpd
Presión de entrada de la bomba – PIP = 850 psi (@ 1,000 bpd)
Corte de agua – W.C. = 65%
Índice de Productividad – PI = 2.85
Presión en la cabeza del pozo - 120 psi
Relación gas-petróleo -- Prod GOR - 430 scf/stb
Temperatura de fondo de pozo -- 165°F

Condiciones del Fluido del Pozo.

Gravedad específica del agua -- 1.04
Gravedad API del aceite—35°API (0.85)
Gravedad específica del gas -- $Y_g = 0.65$
Presión de burbuja -- $P_b = 2,000$ psi

Fuente de Energía Eléctrica.

Voltaje primario -- 7200/12470 volts @
Frecuencia = 60 Hertz

1.- Primero, usando la ecuación de Standings encontrar el GOR en solución (R_s)

Referirse numeral 4.7.2

$R_s = 420.57$ scf/stb

Calcular la relación gas-petróleo en la entrada de la bomba (GOR_{pmp}). El siguiente es un cálculo simplificado e ignora los cambios de temperatura, y gravedad específica que ocurren al cambiar el punto de referencia.

$$GOR_{pmp} = Y_g \left(\frac{PIP}{18} \cdot \frac{10^{0.0125 \cdot ^\circ API}}{10^{0.00091 \cdot T(^{\circ}F)}} \right)^{1.2048}$$

$$\text{GOR}_{\text{pmp}} = 0.65 \left(\frac{850}{18} \cdot \frac{10^{0.0125 \cdot 35}}{10^{0.00091 \cdot 165^\circ\text{F}}} \right)^{1.2048}$$

$$\text{GOR}_{\text{pmp}} = 150 \text{ scf/stb}$$

2.- Luego, usando la ecuación de Standings encontrar el factor de volumen de formación Bo @ 150 scf/bbl.

Referirse al numeral 4.7.3

$$\text{Bo} = 1.11 \text{ bbl/stb}$$

3.- A continuación, determinar el factor del volumen del gas (Bg) @ 850 psi:

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

Donde: Z = Factor de compresibilidad del gas (0.81 to 0.91) - (Usar 0.85)

T = Temperatura grados Rankine (460 + °F)

P = Presión de entrada de la bomba, psia (psig + 14.7)

$$B_g = \frac{5.04 \cdot 0.85 \cdot (460 + 165)}{(850 + 14.7)}$$

$$B_g = 3.1 \text{ bbl/mcf}$$

Donde:

mcf = miles de pies cúbicos de gas en condiciones standard.

4.- Determinar la cantidad total de gas producido:

$$\text{Gas Total} = \frac{\text{bopd} \cdot \text{ProdGOR}}{1,000}$$

Producción deseada – q = 1,000 bpd (W.C. = 65%) qo = 350 bopd (Petróleo)
qw = 650 bwpd (Agua)

$$\text{Gas Total} = \frac{350 \text{ bopd} \cdot 450 \text{ scf/stb}}{1,000}$$

$$\text{Gas Total} = 150.5 \text{ mcf}$$

5.- Determinar la cantidad de gas en solución en la entrada de la bomba:

$$\text{Gas en solución} = \frac{\text{bopd} \cdot \text{GOR}_{\text{pmp}}}{1,000}$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{350 \cdot 150}{1,000}$$

$$\text{Gas en Solución} = 52.5 \text{ mcf}$$

6.- Determinar el gas libre.

$$\text{Gas libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas en Solución} = 150.5 \text{ mcf} - 52.5 \text{ mcf}$$

$$\text{Gas Libre} = 98 \text{ mcf}$$

7.- Determinar el volumen del petróleo en la entrada de la bomba (Vo):

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

$$V_o = 350 \text{ bopd} \times 1.11 \text{ bbl/stb}$$

$$V_o = 389 \text{ bopd}$$

8.- Determinar el volumen del gas en la entrada de la bomba (Vg):

$$V_g = B_g \times \text{Gas Libre}$$

$$V_g = 3.1 \text{ bbl/mcf} \times 98 \text{ mcf}$$

$$V_g = 304 \text{ bgpd}$$

9.- Volumen del agua en la entrada de la bomba (Vw) :

$$V_w = 650 \text{ bwpd}$$

Volumen total de fluido en la entrada de la bomba (Vt):

$$V_t = V_o + V_g + V_w$$

$$V_t = 389 \text{ bopd} + 304 \text{ bgpd} + 650 \text{ bwpd}$$

$$V_t = 1,343 \text{ bpd}$$

10.- Determinar el porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba (GIPbs)

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{V_g}{V_t} \cdot 100$$

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{305 \text{ bgpd}}{1,343 \text{ bpd}} \cdot 100$$

$$\% \text{ Gas libre} = 22.7 \% \text{ (GIPbs)}$$

11.- Dado que este valor es mayor al 10% por volumen, hay una cantidad de gas libre significativa que afecta al funcionamiento de la bomba, especialmente en las etapas con impulsores de flujo radial; por lo tanto, se recomienda que se instale un separador de gas. Suponiendo una eficiencia de separación del 80%, en base al 23% del volumen de gas libre determinar el volumen real del gas ingerido por la bomba.

a. El porcentaje de gas no separado (por el separador) es de 20%

$V_g = \text{Volumen de gas en la entrada} \times \% \text{ de gas ingerido}$

$$V_g = 304 \text{ bgpd} \times 0.2$$

$$V_g = 61 \text{ bgpd}$$

b. El volumen total del fluido que ingresa a la bomba es:

$$V_o = 389 \text{ bopd}$$

$$V_g = 61 \text{ bgpd}$$

$$V_w = 650 \text{ bwpd}$$

$$V_t = 1,100 \text{ bpd (Volumen total en la entrada de la bomba)}$$

c. La cantidad de gas libre que ingresa a la bomba (después de separación) como porcentaje del fluido total es (GIP):

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{61 \text{ bgpd}}{1,100 \text{ bpd}} \cdot 100$$

$$\% \text{ Gas libre} = 5.54\% \text{ (GIP)}$$

12.- Calcular la relación Gas - Petróleo en la tubería (GOR_{tb}):

$$\text{GOR}_{tb} = \frac{\text{Gas en tubería} \cdot 1,000}{\text{bopd}}$$

Gas en tubería = Gas en solución + Gas libre no Separado (V_g / B_g)

$$\text{Gas en tubería} = 52.6 \text{ mcf} + \left(\frac{61 \text{ bgpd}}{3.1 \text{ bbl/mcf}} \right)$$

$$\text{Gas en tubería} = 72.3 \text{ mcf}$$

$$\text{GOR}_{tb} = \frac{72.3 \text{ mcf} \cdot 1,000}{350 \text{ bopd}}$$

$$\text{GOR}_{tb} = 206.6 \text{ scf/stb}$$

13.- Determinar la gravedad específica total de los fluidos producidos (SGmix):

$$SG_{mix} = \frac{\text{Masa Total de Fluidos Producidos (TMPF)}}{\text{bpd} \cdot 5.6146 \cdot 62.4}$$

$$TMPF = [(\text{bopd} \times \text{SG petróleo} + \text{bwpd} \times \text{SG agua}) \times 62.4 \times 5.6146] +$$
$$[\text{GOR}_{tb.} \times \text{bopd} \times \text{SG gas} \times 0.0752]$$

$$TMPF = [(350 \times 0.85 + 650 \times 1.08) \times 62.4 \times 5.6146] + [206.6 \times 350 \times 0.65 \times 0.0752]$$

$$TMPF = 353,710 \text{ lbs/día}$$

$$SG_{mix} = \frac{353,710 \text{ lbs/día}}{1,100 \text{ bpd} \cdot 5.6146 \cdot 62.4}$$

$$SG_{mix} = 0.918$$

14.- En base al caudal de flujo en la entrada de la bomba (1,100 BPD) y en el tamaño de la tubería de revestimiento (5-1/2"), seleccionar la bomba apropiada para determinar la altura generada / etapa (obsérvese que esta altura generada por etapa es una aproximación debido al hecho de que el gasto en el momento de la descarga podría ser considerablemente mas baja que en la entrada). Convertir altura/etapa (pies) en presión / etapa (psi) y ajustar BHP / etapa para la gravedad específica compuesta.

15.- Determinar la presión necesaria de descarga de la bomba utilizando las correlaciones de presión. Las correlaciones para los gradientes de presión más comunes utilizados en industrias son:

- 1) Hagedorn y Brown
- 2) Aziz
- 3) Beggs y Brill
- 4) Orkiszewski

16.- Calcular el número de etapas requeridas para la bomba como sigue:

$$\text{No. de Etapas} = \frac{\text{presión de descarga} - \text{Presión de Entrada}}{\text{presion} / \text{Etapa}}$$

Suponiendo que el volumen de la mezcla de fluido a través de la bomba permanece constante, todos los otros cálculos y diseños del equipo serán los mismos que en los ejemplos anteriores. Sin embargo, algunas veces la diferencia de presión a través de la bomba (diferencia entre la descarga de la bomba y las presiones de entrada) se divide en varios incrementos pequeños y la bomba se

selecciona suponiendo que el volumen no cambia dentro de cada incremento de presión.

Si existe diferencia apreciable entre el volumen de entrada y el volumen en la descarga, podrá ser necesario diseñar una bomba con más de un tipo de etapas. Las etapas inferiores se diseñan para manejar el volumen de entrada, mientras que las etapas superiores manejarán el volumen en la descarga. Este tipo de construcción de bomba se conoce como diseño de bomba cónica o Tapered Pump.

10. CONCLUSIONES

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

Para que un diseño llegue a ser exitoso se necesita de buenos datos sobre estas condiciones antes de empezar a diseñar.

Los pasos de diseño de un sistema de bombeo electrosumergible dependen necesariamente de las características del yacimiento y de las propiedades del fluido a bombear

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

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie.

Los sistemas de bombeo electrosumergible son utilizados en casi un 60% de los pozos que requieren métodos de levantamiento artificial diferentes al bombeo mecánico.

BIBLIOGRAFÍA

- GUZMAN ROMERO, Felix Antonio. Electricidad y electroquímica 3ª edición 1980.
- PARRA PINZON, Ricardo. Propiedades físicas de los fluidos de yacimiento. Neiva Huila 2005.
- MC. GRAW HILL Física Tomo I Cuarta edición Serway.
- ESCOBAR, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.
- ESCOBAR, Freddy Humberto. Análisis moderno de presiones de pozos.
- API American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petroleo)
- API PR 11S8 Vibration analysis of rotating parts
- API RP 11S6 Cable testincomputerized
- API RP 11S4 Electric Submersible Pump System sizing & selection
- API RP 11S3 Installation and pulling of electric Submersible pumps
- API RP 11S Operation, maintenance & troubleshooting
- BROWN, Kermit E.. The technology of artificial lift methods.
- CORDOBA, Beatriz, ERAZO, Paubla y HERRERA, Carlos .Bombeo electrosumergible Cuso básico. Well Completions and Productivity Artificial Lift.
- CORDOBA, Beatriz, ERAZO, Paubla y HERRERA, Carlos. Bombeo electrosumergible Descripción de los componentes de ESP. Well Completions and Productivity Artificial Lift.
- ASTM American Society for testing and materials (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales)
- CORDOBA, Beatriz, ERAZO, Paubla y HERRERA, Carlos. Bombeo electrosumergible Selección del equipo de fondo y de superficie. Well Completions and Productivity Artificial Lift

SUDMERSIBLE PUMP HANBOOK.Centrilif & Schlumberger (Manual de los equipos de bombeo electrosumergible , descripción y diseño . Centrilif & Schlumberger.

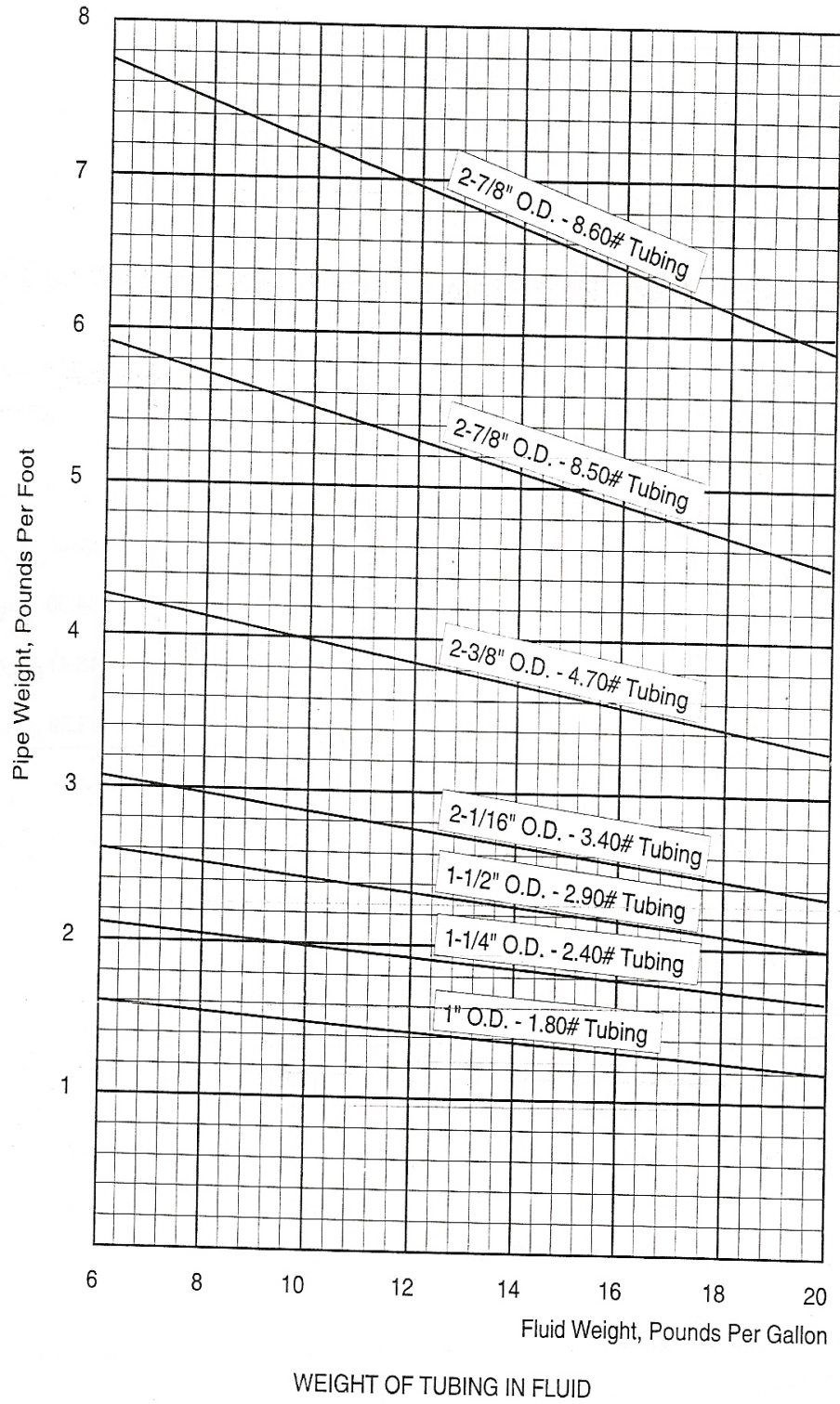
TECHNICAL SPECIFICATIONS Electric submersible pumping equipment.

ANEXOS

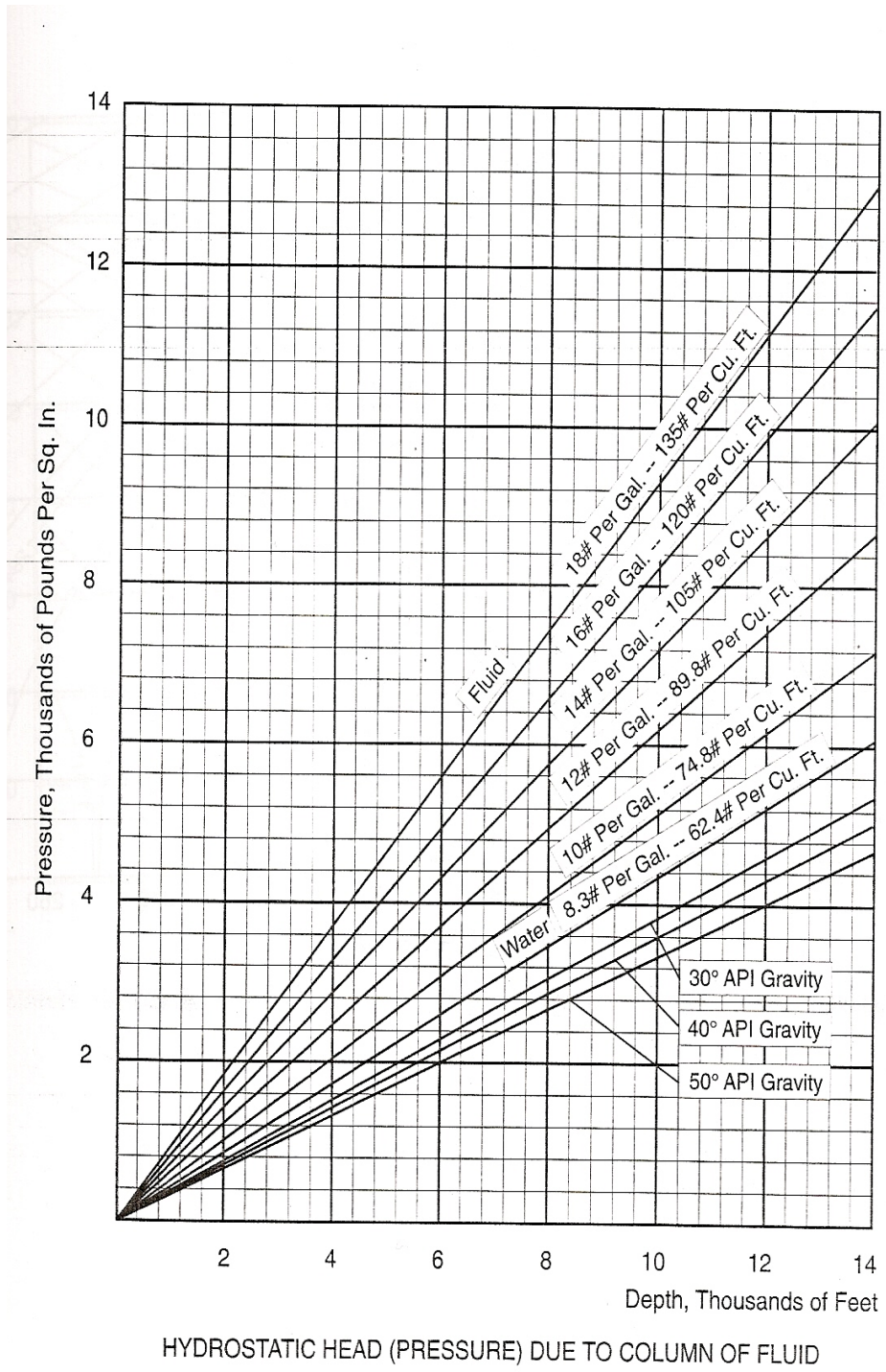
ANEXO 1. Características del equipo

API CASING O.D.	WEIGHT		EQUIPMENT SERIES APPLICABLE		
	LB/FT	KG/M	MOTOR	SEAL SECTION	PUMP
4 1/2" (114.3MM)	9.5	14.1	375	338	338
	10.5	15.6			
	11.6	17.3			
5 1/2" (139.7MM)	*20.0	29.9	375-450	338-400	338-400
	17.0	25.3			
	15.5	23.0			
	14.0	20.7			
6 3/8" (168.3MM)	28.0	41.7	375-450	338-400	338-400
	24.0	35.8	375-450	338-400-513	338-400-513
	20.0	29.9	544-562		
7" (177.8MM)	32.0	47.6	375-450 544-562	338-400-513	338-400-513
	29.0	43.3			
	26.0	38.7			
	23.0	34.1			
	20.0	29.9			
7 1/8" (193.7MM)	17.0	25.3		338-400 513-562	
	39.0	58.1	375-450 544-562	338-400 513	338-400 513-562
	33.7	50.2			
	29.7	44.3			
	26.4	34.4			
	24.0	35.8			
20.0	29.9				
8 5/8" (219.1MM)	49.0	72.8	375-450 544-562-725	338-400 513-675	338-400 513-562-675
	44.0	65.5			
	40.0	59.4			
	36.0	53.5			
	32.0	47.6			
9 5/8" (244.5MM)	58.4	86.8	375-450 544-562-725	338-400 513-675	338-400 513-562-675
	47.0	69.9			
	40.0	59.4			
	36.0	53.5			
	29.3	43.6			
10-3/8" (273.0MM)	55.5	82.7	375-450	338-400	338-400-513
	32.7	48.5			562-675-875
13-3/8" (339.8MM)	83.0	123.4	544-562-725	513-675-875	338-400-513
	48.0	71.5			562-878-875-1025

ANEXO 2. Peso del fluido en la tubería



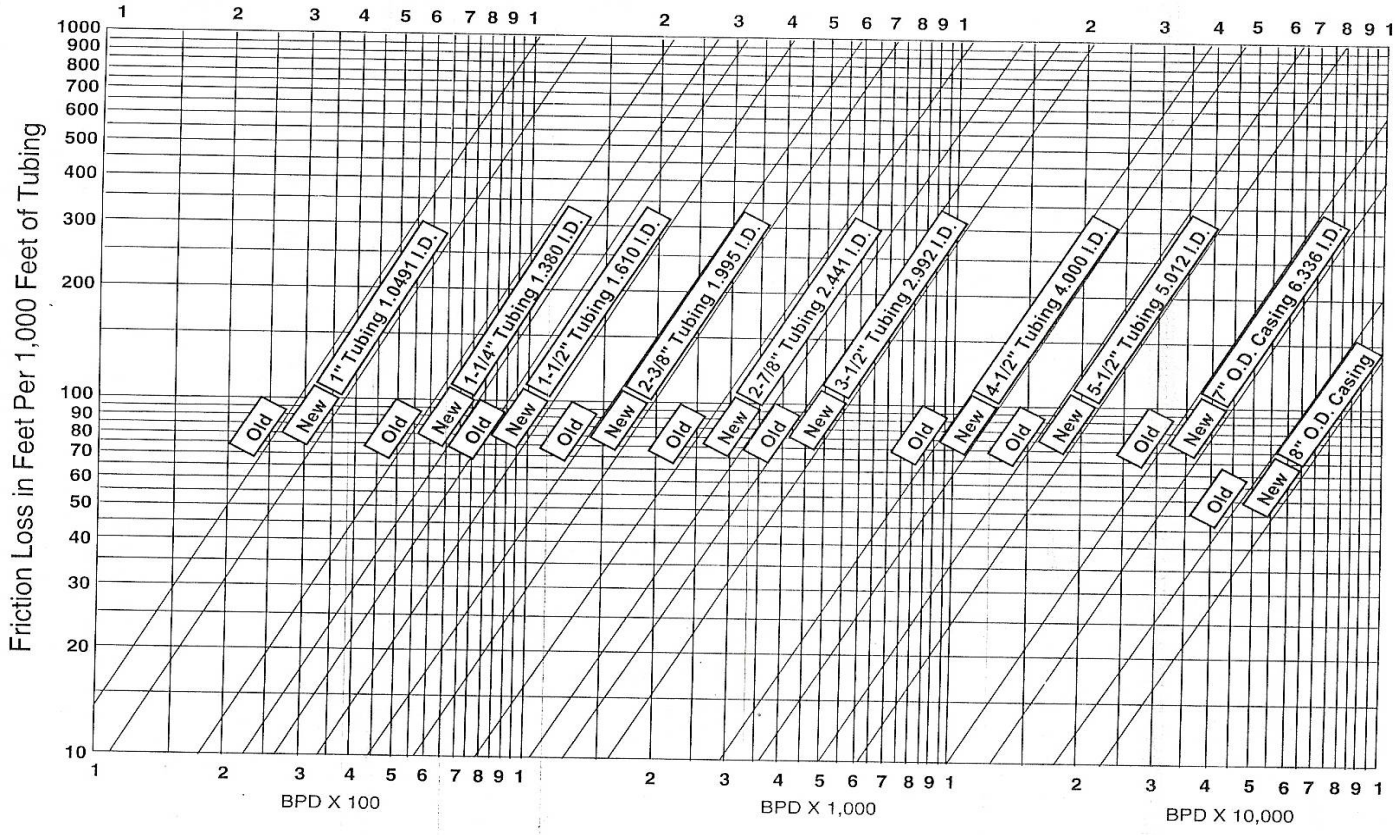
ANEXO 3. Presión de columna hidrostática en función de la altura



ANEXO 4. Grafica de pérdidas por fricción

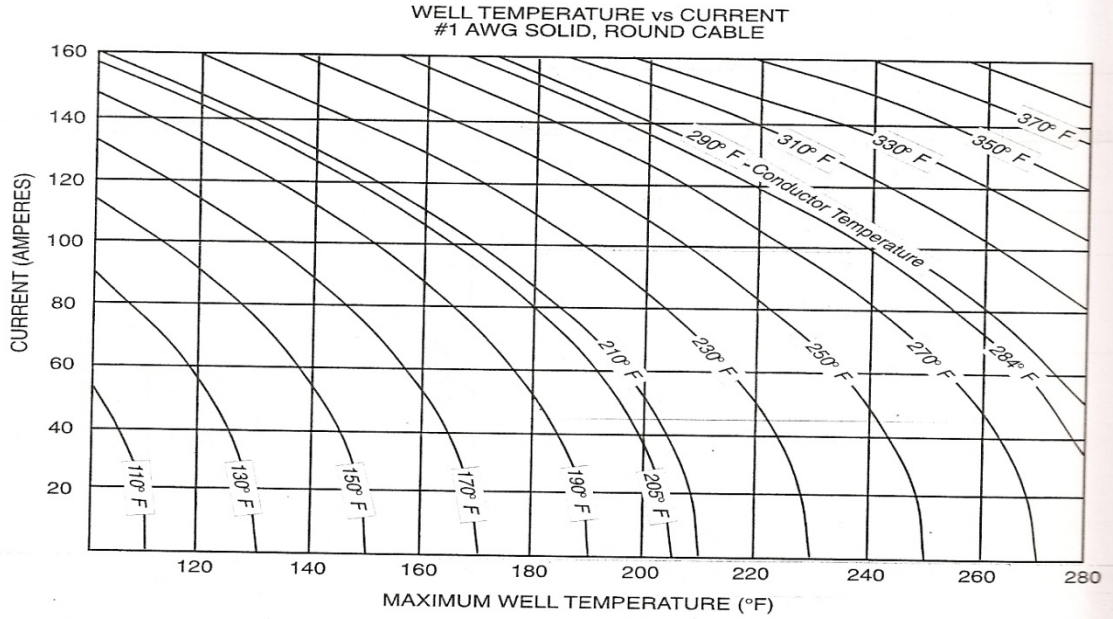
Liquid = Water
S.G. = 1.00
Temp. = 100° F.

"Old" pipe (10 yrs.) = Schedule 40
"New" pipe = Schedule 40

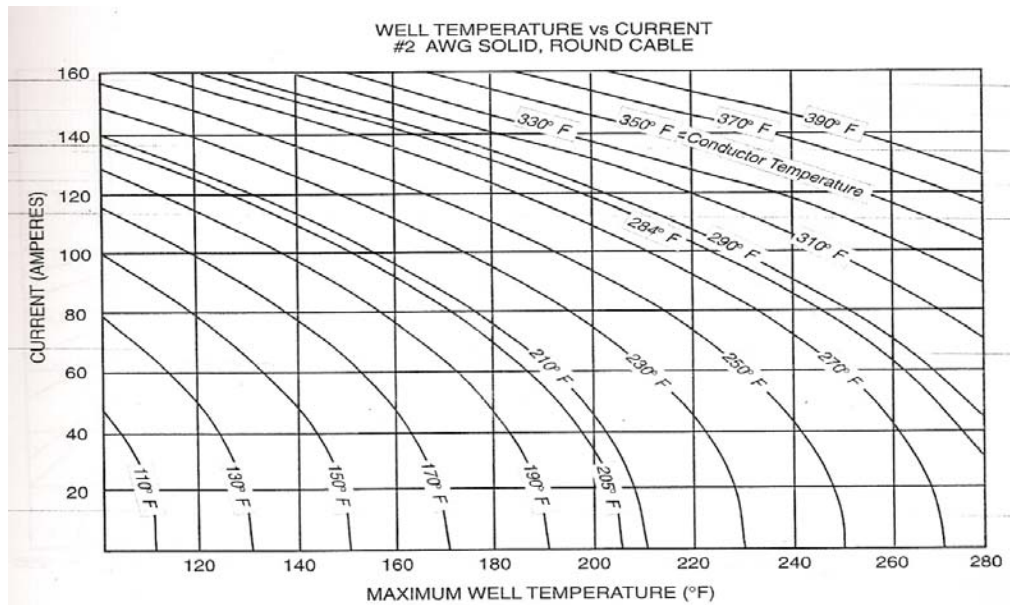


Based on Hazen-Williams Formula
For water: S.G. = 1.0, TEMP = 100° F, Q = GPM, C = 120 (New Pipe) 94 (Old Pipe 10 years)
$$F/1000' = 2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \frac{Q^{1.85}}{I.D.^{4.8655}}$$

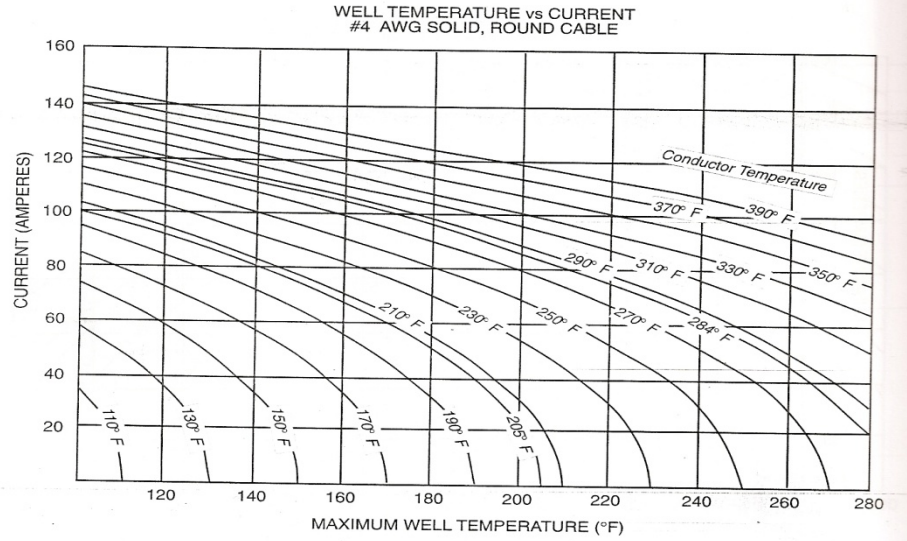
ANEXO 5. Temperatura del pozo vs corriente Cable numero 1



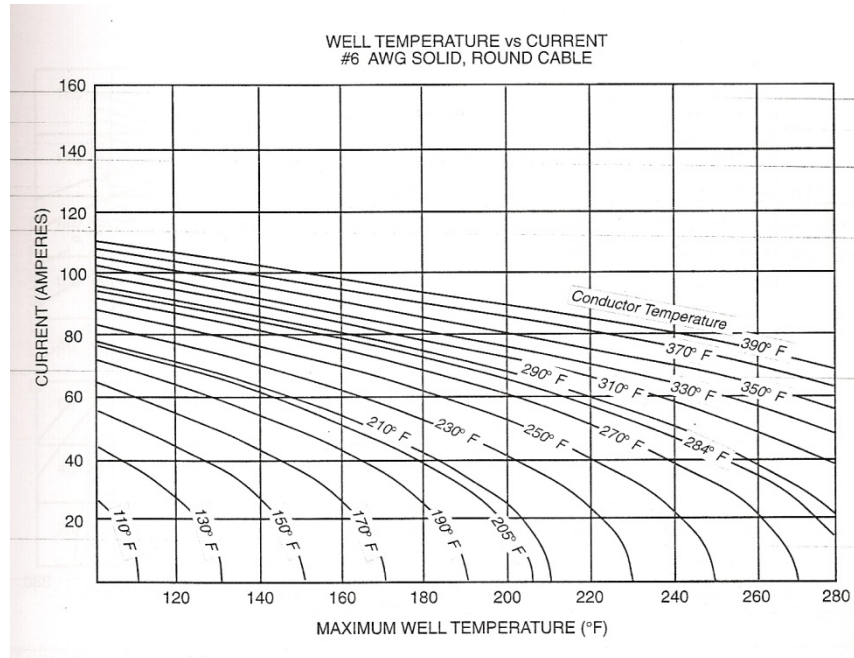
ANEXO 6. Temperatura del pozo vs corriente Cable número 2



ANEXO 7. Temperatura del pozo vs corriente Cable número 4



ANEXO 8 . Temperatura del pozo vs corriente Cable número 6

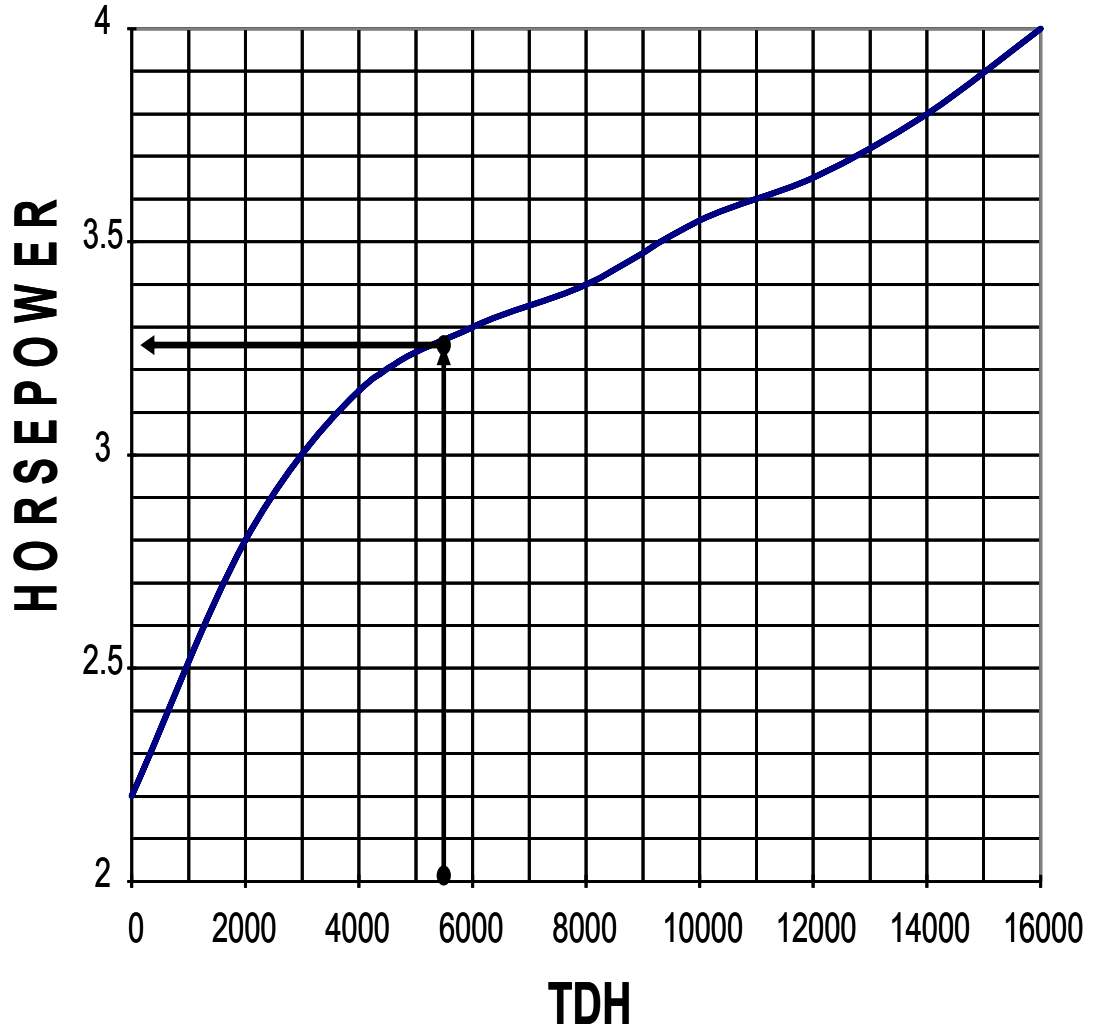


ANEXO 9 . Clasificación de las bombas electrosumergibles.

SERIE	TIPO	CAUDAL DE FLUJO A		RANGO DE OPERACION			
		MEJOR EFICIENCIA		60HZ (BPD)		50HZ (M ³ /D)	
		60HZ (BPD)	50HZ (M ³ /D)	60HZ (BPD)	50HZ (M ³ /D)	60HZ (BPD)	50HZ (M ³ /D)
338	DC800	750	99	550	950	73	126
	DC1000	950	126	700	1300	93	172
	DC1250	1250	165	950	1700	126	225
	DC2200	2270	300	1250	2750	166	364
	DC2500	2400	318	1500	3100	199	411
400	FS400	400	53	180	530	24	70
	FS650	625	83	450	850	60	113
	FS925	925	122	700	1200	93	159
	FS1200	1160	154	800	1520	106	201
	FS1650	1550	205	1200	2100	159	278
	FC450	450	59	200	650	27	83
	FC650	650	86	450	850	60	113
	FC925	925	122	700	1150	93	153
	FC1200	1140	151	950	1550	126	205
	FC1600	1550	205	1200	2100	159	278
	FC2200	2250	297	1500	2800	199	371
	FC2700	2650	350	1800	3500	238	464
	FC4300	4300	568	3000	5200	397	689
	FC6000	5600	740	3600	6800	477	901
513	GS2300	2400	317	1500	3000	199	398
	GC1150	1180	156	750	1500	99	199
	GC1700	1750	231	1300	2200	72	292
	GC2200	2200	291	1500	3000	199	397
	GC2900	2850	377	1800	3500	239	464
	GC3000	2900	383	2200	3600	291	477
	GC3500	3600	476	2200	4700	291	623
	GC4100	4000	529	2500	5600	331	742
	GC6100	6100	808	3650	8100	484	1073
	GC8200	8100	1070	4400	10300	583	1365
	GC10000	9000	1193	4400	12000	583	1590
562	KC12000	12000	1590	9500	14500	1259	1921
	KC15000	14500	1916	11250	18750	1490	2500
	KC16000	16000	2133	11250	20000	1490	2649

	KC20000	19000	2518	17500	24000	2319	3180
675	HC7000	6750	892	4500	9000	596	1192
	HC9000	8750	1159	6000	11500	800	1533
	HC12000	11500	1520	7500	15000	1000	1987
	HC19000	19400	2571	12000	24500	1590	3246
	HC27000	28000	3710	23500	33000	3114	4373
	HC35000	35500	4705	31000	46000	4108	6096
875	IA600	21000	2783	10300	27500	1365	3643
	IB700	24500	3246	12700	32200	1693	4266
1025	JA1100	36500	4836	19200	45900	2544	6081
	JB1300	43000	5698	19900	58900	2653	7853

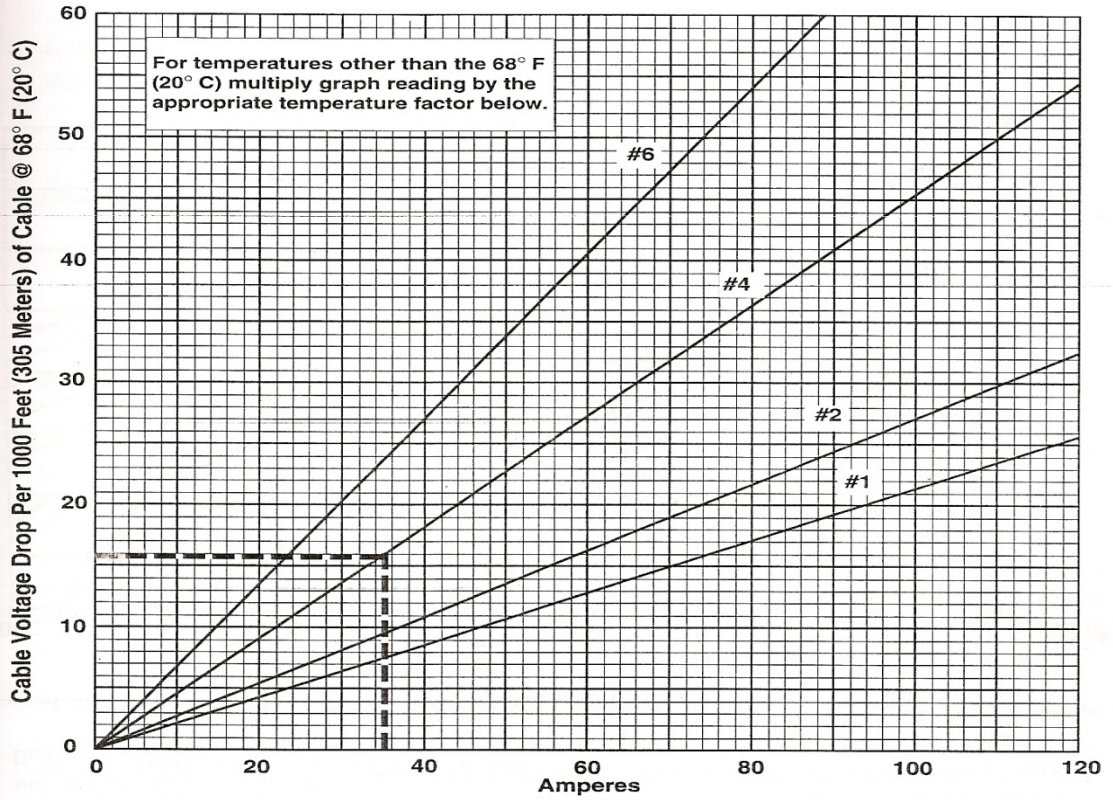
ANEXO 10. Potencia de la bomba



ANEXO 11. Voltaje de placa del motor

Tamaño, HP		Volts / Amps		Longitud		Peso	
60 Hz.	50Hz.	60 Hz.	50Hz.	Pies	M	Lbs.	Kg.
35	29	460/44	383/44	5.4	1.65	383	174
35	29	1250/16	1042/16	5.4	1.65	383	174
50	42	460/63	383/63	6.8	2.08	486	221
50	42	1250/23	1041/23	6.8	2.08	486	221
65	54	805/47	671/47	8.3	2.52	590	268
65	54	1250/30	1042/30	8.3	2.52	590	268
82	68	780/60	650/60	9.7	2.95	693	314
82	68	1230/38	1025/38	9.7	2.95	698	314
100	83	805/72	671/82	11.1	3.39	796	361
100	83	2145/27	1787/27	11.1	3.39	796	361
115	96	780/85	650/85	12.5	3.82	899	408
115	96	2030/33	1692/33	12.5	3.82	899	408
130	108	1250/60	1042/60	14.0	4.26	1003	455
130	108	2145/35	1787/35	14.0	4.26	1003	455
150	125	1205/72	1004/72	15.4	4.69	1106	502
150	125	2210/39	1842/39	15.4	4.69	1106	502
165	137	1115/85	929/85	16.8	5.13	1209	548
165	137	2230/43	1858/43	16.8	5.13	1209	548
180	150	1230/84	1025/84	18.2	5.56	1312	595
180	150	2210/47	1842/47	18.2	5.56	1312	595
195	162	1055/105	879/105	19.7	6.0	1415	642
195	162	2145/52	1787/52	19.7	6.0	1415	642
225	187	1230/105	1025/105	22.5	6.87	1622	736
225	187	2190/59	1825.59	22.5	6.87	1622	736
255	212	1405/105	1171/105	25.4	7.74	1828	829
255	212	2145/69	1787/69	25.4	7.74	1828	829

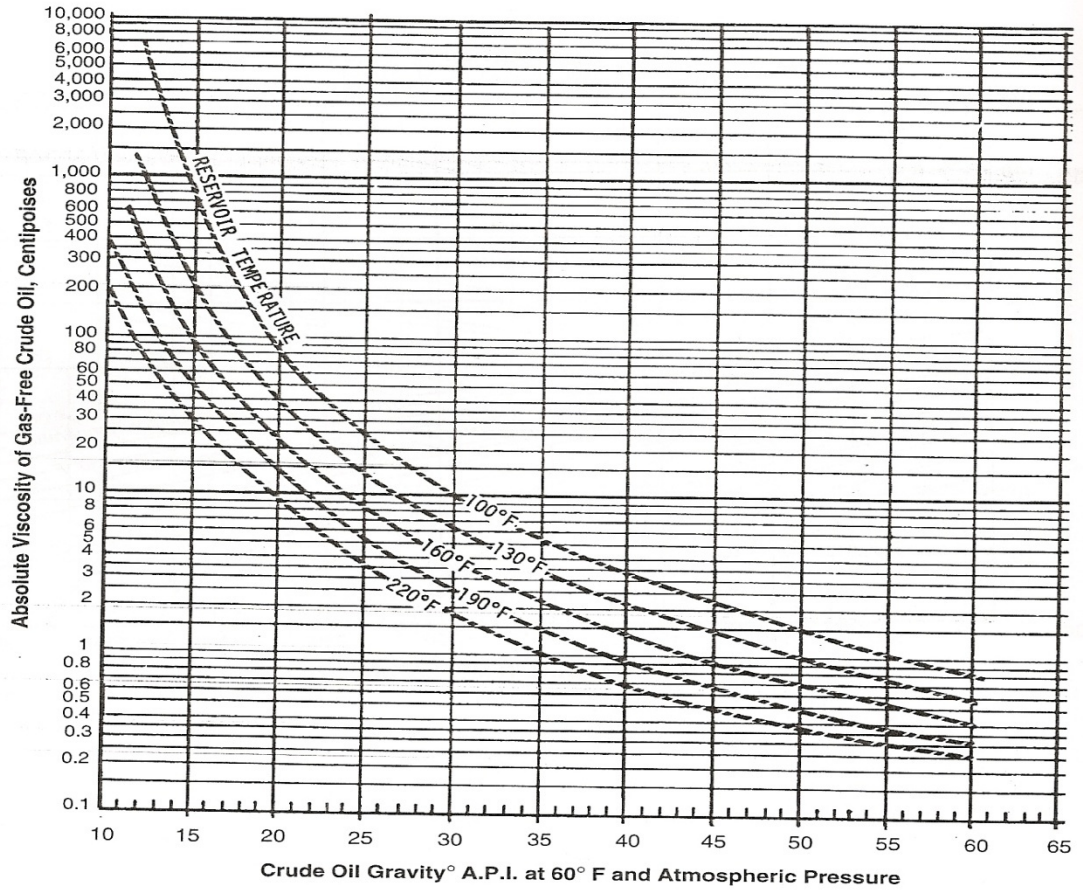
ANEXO 12. Perdidas de caída de voltaje



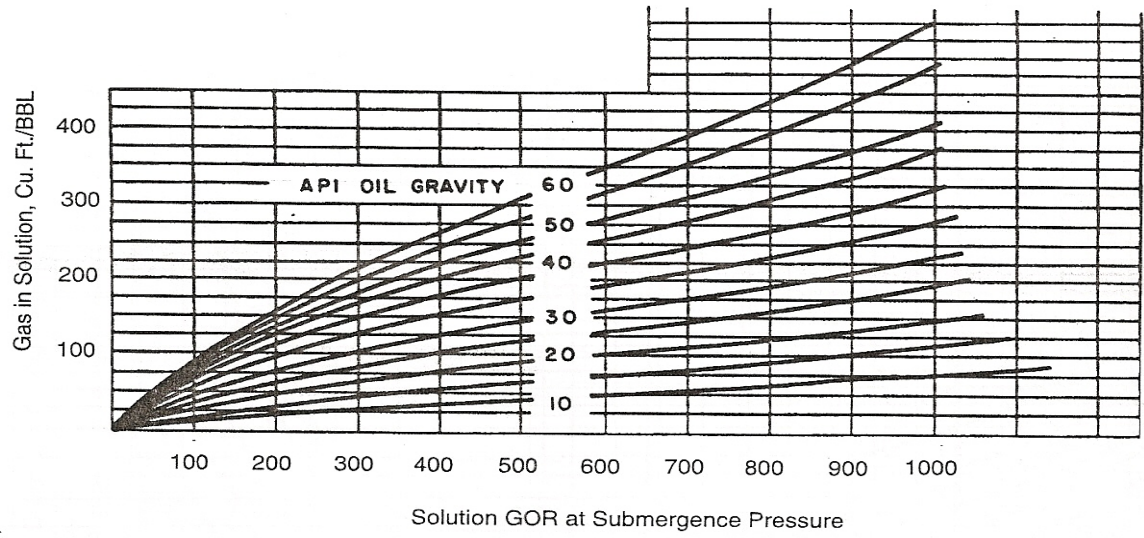
Temp. °F (°C)	Multiplying Factor	Temp. °F (°C)	Multiplying Factor	Temp. °F (°C)	Multiplying Factor
100 (38)	1.070	170 (77)	1.223	240 (116)	1.376
110 (43)	1.092	180 (82)	1.245	250 (121)	1.398
120 (49)	1.114	190 (88)	1.267	260 (127)	1.420
130 (54)	1.136	200 (93)	1.288	270 (132)	1.441
140 (60)	1.157	210 (99)	1.310	280 (138)	1.463
150 (66)	1.179	220 (104)	1.332	290 (143)	1.485
160 (71)	1.201	230 (110)	1.354	300 (159)	1.507

FIGURE 4-4

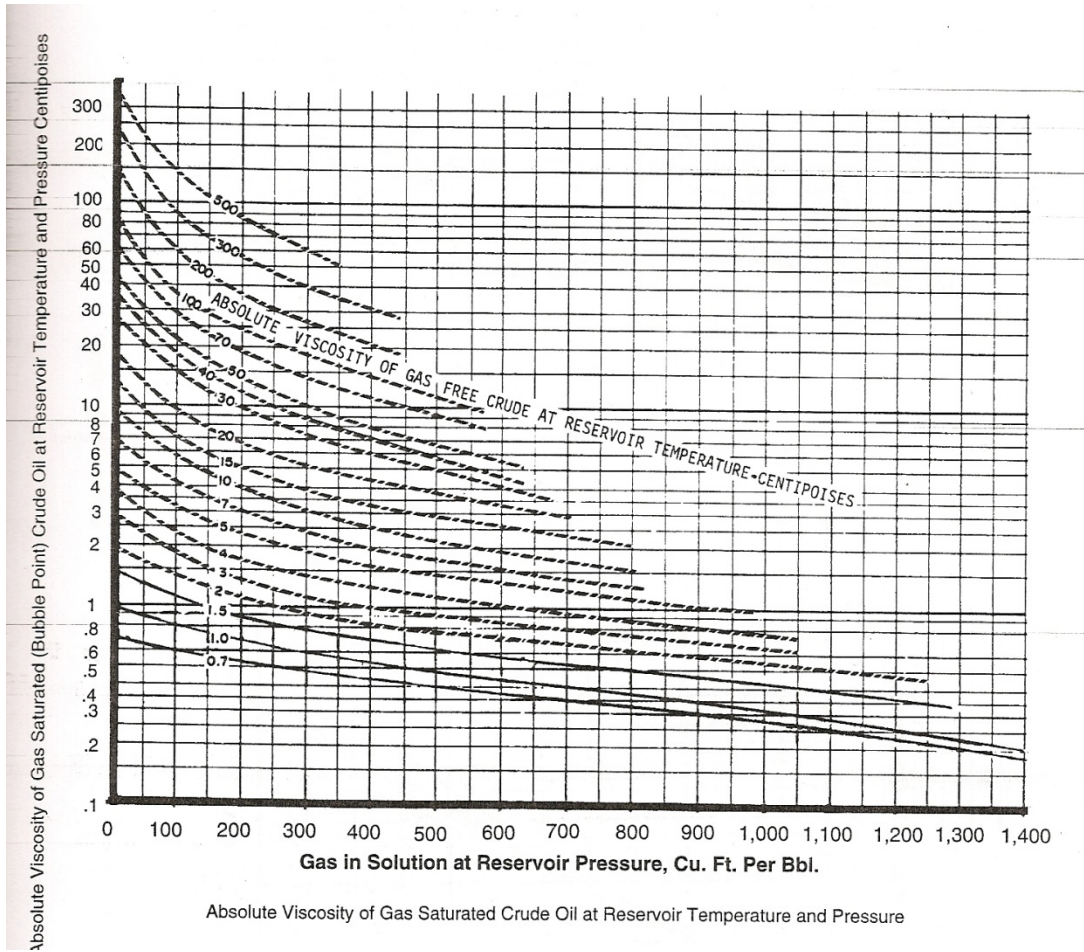
ANEXO 13 .Viscosidad del aceite sin gas a temperatura del campo petrolífero



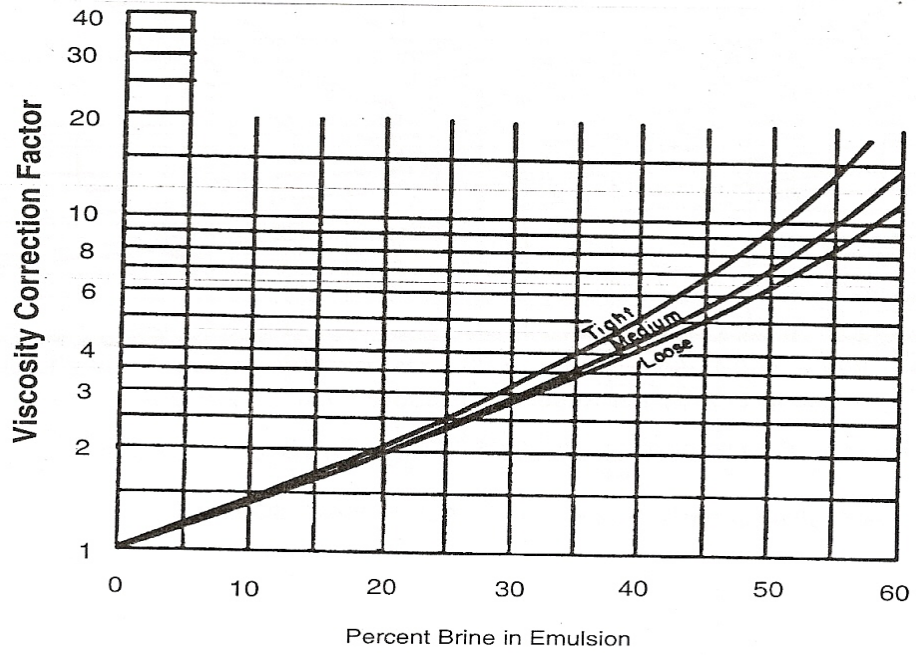
ANEXO14. Gas en solución a presión de sumergencia



ANEXO 15. Viscosidad del aceite saturado a temperatura y presión del yacimiento



ANEXO 16. Porcentaje de salmuera en emulsión

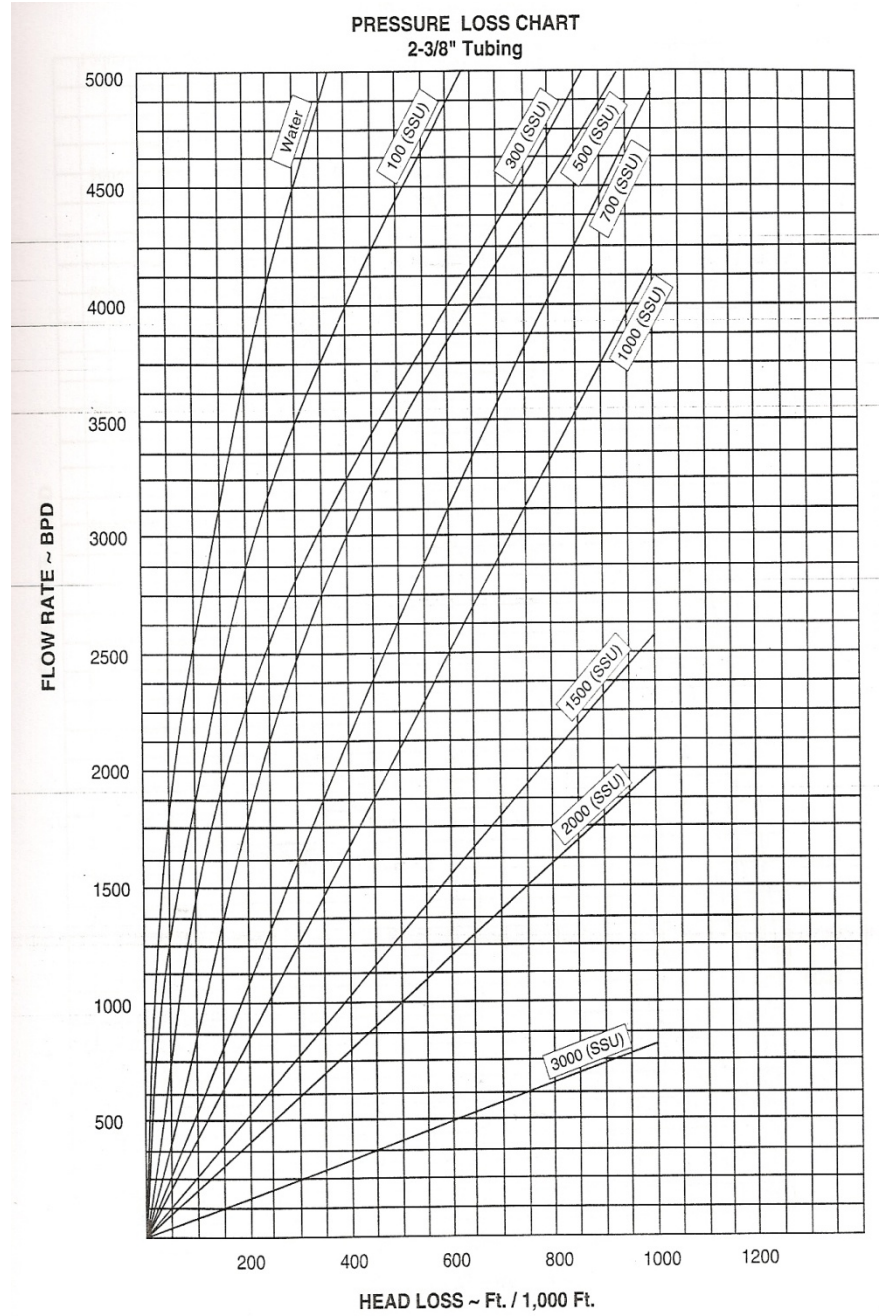


ANEXO 17. Factores de corrección de viscosidad

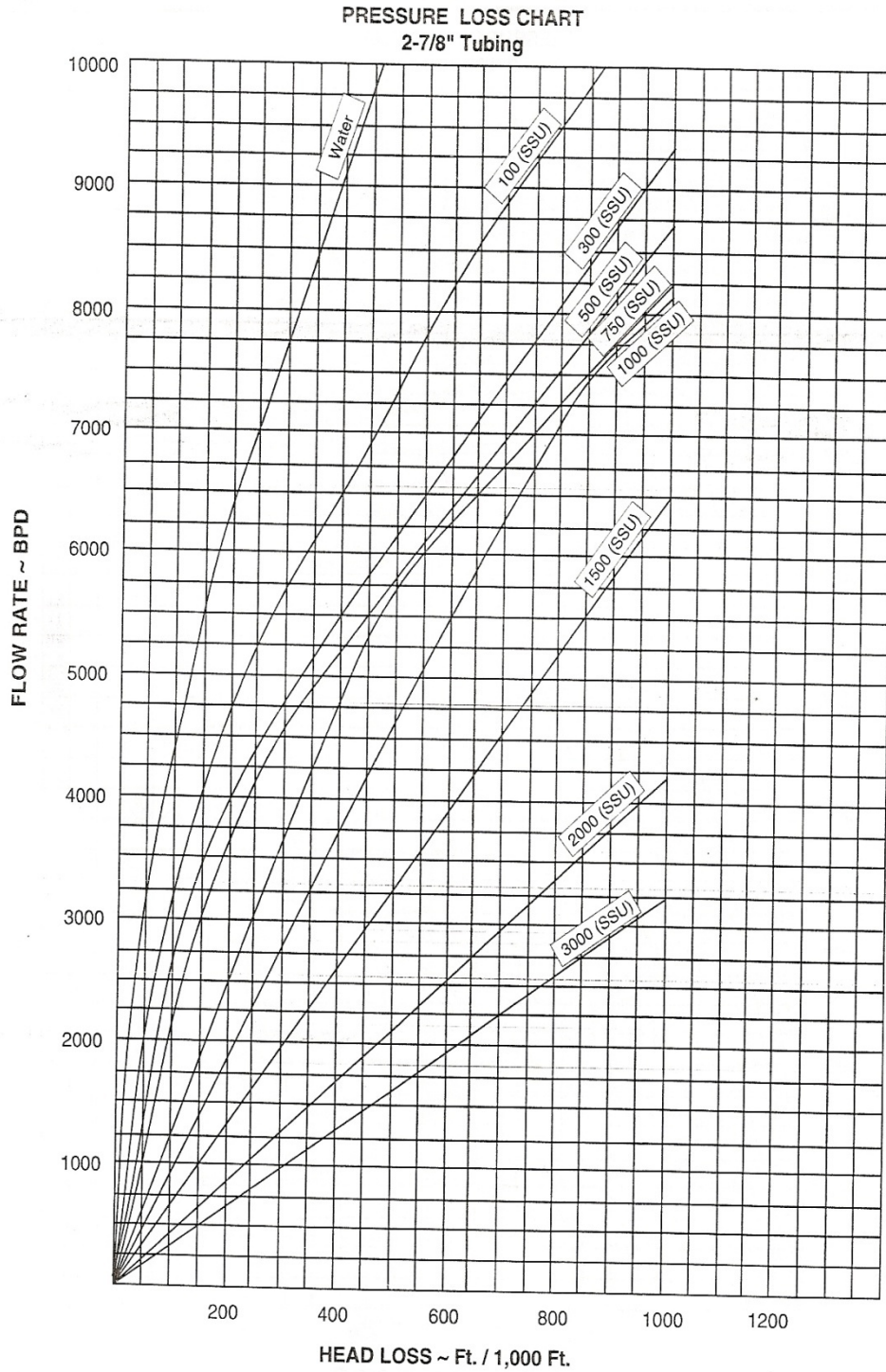
Factores de Corrección por Viscosidad GC2200				
SSU	Capacidad	Alt. col. gen.	Eficiencia	Potencia
50	100	100.0	94.5	105.8 g
80	98.0	99.0	87.0	111.5 g
100	97.0	98.5	82.5	115.8 g
150	94.7	97.0	73.6	124.8 g
200	92.4	97.8	67.4	134.1 g
300	88.6	93.3	56.6	146.0 g
400	84.7	90.9	49.7	154.9 g
500	81.9	89.7	46.2	159.0 g
600	79.2	88.3	43.3	161.1 g
700	76.6	86.8	41.0	162.2 g
800	74.5	85.8	39.0	163.9 g
900	72.7	84.6	36.8	167.1 g
1000	70.8	83.3	34.9	169.0 g
1500	65.9	79.9	30.7	171.5 g
2000	62.1	77.1	27.2	176.0 g
2500	59.0	75.0	24.5	180.6 g
3000	56.2	73.3	21.8	189.0 g
4000	51.8	70.2	17.8	204.3 g
5000	47.9	67.7	14.9	217.6 g

g = gravedad específica

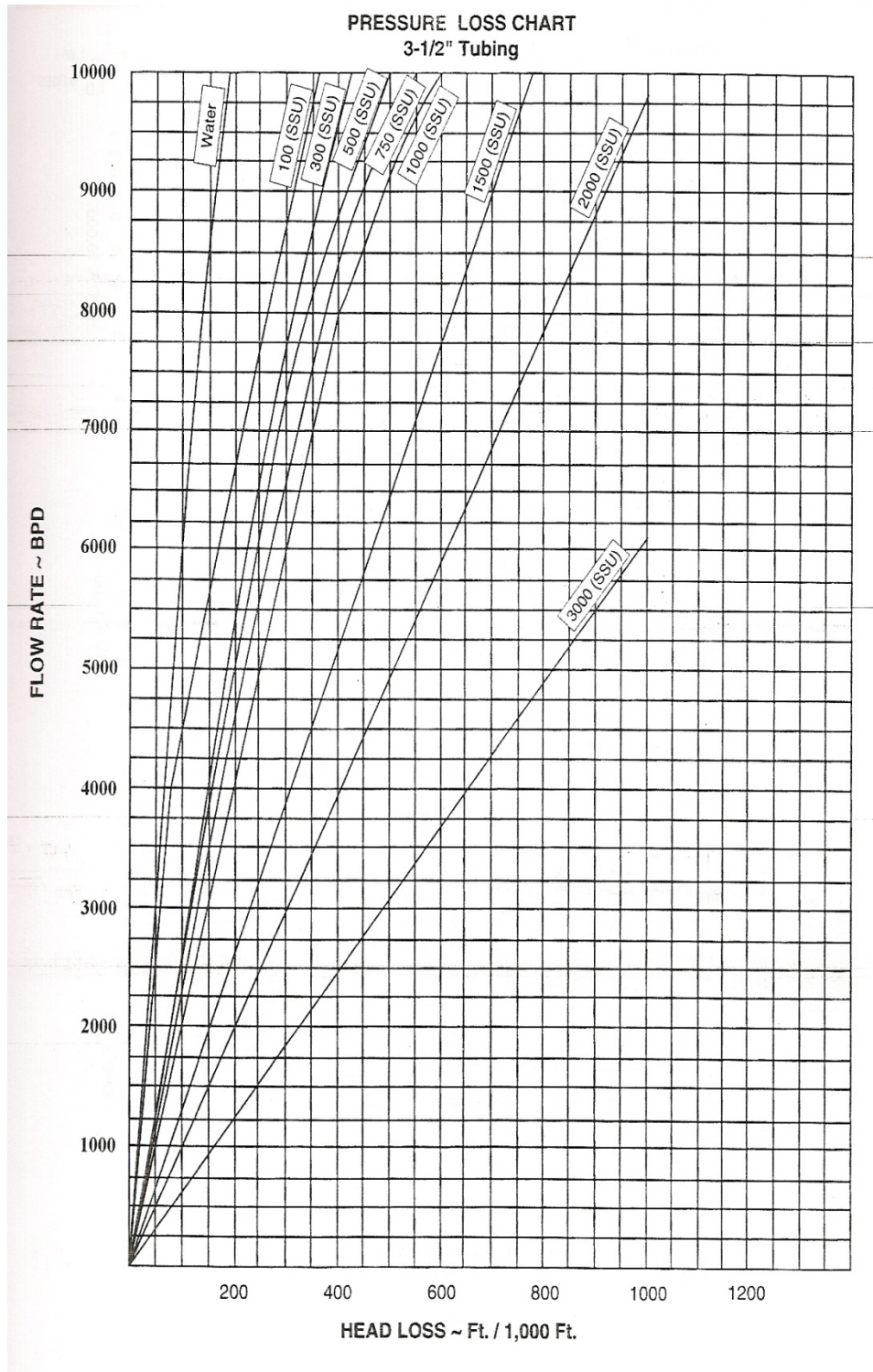
ANEXOS 18. Factores de corrección de 2 – 3/8” Tubing



ANEXO 19. Factores de corrección 2 – 7/8" Tubing



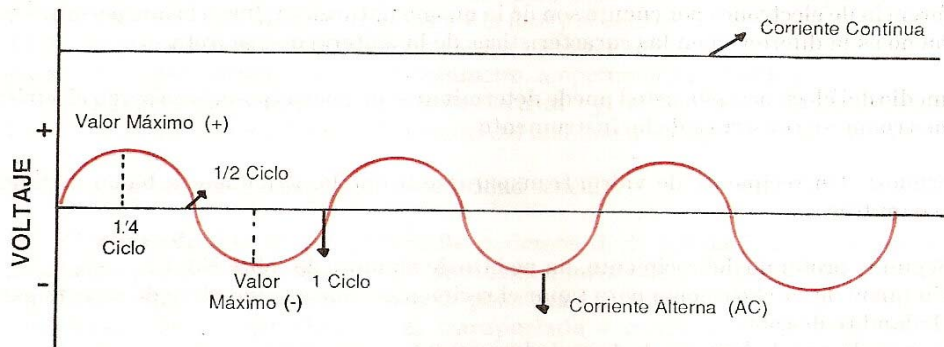
ANEXO 20. Factores de corrección de 3 1/2" Tubing



ANEXO 21. Fundamentos básicos de electricidad asociados a sistemas de bombeo electrosumergible

Tipos de corriente eléctrica: En los sistemas de energía eléctrica se emplean dos tipos de corriente: La alterna que se simboliza así: **(C.A)** y continua o directa que se simboliza así: **(C.C)** o **(D.C.)**.

En la corriente continua el voltaje o tensión comúnmente permanece constante y la corriente circula en la misma dirección; por otra parte, en un sistema de corriente alterna el voltaje y la corriente invierten su dirección a intervalos regulares, desde un valor máximo en una dirección, hasta el mismo valor máximo pero en dirección opuesta. Gráficamente se puede comparar de la siguiente manera.



La frecuencia de una corriente alterna se mide en **ciclos/seg.** Ósea si en 1 segundo se cumplen 60 ciclos de los descritos en la anterior figura se dice que la corriente tiene una frecuencia de 60 ciclos/seg, o como se menciona en los temas relacionados con bombeo electrosumergible igual a 60Hz.

La corriente alterna es la utilizada y a la vez la que mejor se adapta para suministro de energía a este sistema de levantamiento artificial debido a sus grandes ventajas como son las siguientes.

1. Se presta para ser transmitida a largas distancias, sin pérdidas apreciables de energía en las líneas.
2. Puede ser fácilmente generada de bajos voltajes (440)V hasta voltajes relativamente altos (22.000) V.
3. Por medio de transformadores puede aumentarse el voltaje a valores tan altos como 220.000 V para facilitar su transmisión a largas distancias y así mismo puede reducirse a voltajes tan bajos como lo necesario para las líneas de consumo.

4. Entre mayor sea el voltaje, menor es el calibre del conductor (Cable) para transmitirla; de allí la importancia de elevar su voltaje.
5. Es el único tipo de corriente que admite el uso de transformadores. Una característica de tener en cuenta es que la corriente alterna tiene alto voltaje y baja intensidad de corriente, mientras que la continua presenta bajo voltaje pero alta intensidad de corriente.

Para el presente manual cuyo alcance debe se va a enfocar a lo más práctico y común, emplearemos las siguientes magnitudes y es de vital importancia tener en cuenta su definición.

Conductores: Un conductor es una sustancia que permite a los electrones fluir libremente a través de ella. Cada sustancia es un conductor de electricidad, pero los electrones fluyen más fácilmente a través de algunos materiales tales como el oro, plata, cobre, hierro, y otros metales. Los alambres y los cables son las formas más comunes de conductores.

Aislantes: Un aislante es una sustancia a través de la cual los electrones tienen gran dificultad en desplazarse. Este tipo de materiales, como el caucho, vidrio, algunos plásticos, fibra, y papel seco prácticamente no permiten que ningún electrón fluya a través de ellos. Este tipo de materiales se llaman aislantes, materiales no conductores, o dieléctricos. Cuando un aislante es continuo, como por ejemplo alrededor de un alambre, se llama aislamiento.

Voltaje (V): Es la presión con la que circulan los electrones a través del circuito. La tensión se mide en voltios, lo que nos dá a entender que la magnitud es la tensión y que la unidad de medida es el voltio. Esta fuerza también es llamada potencial o fuerza electromotriz (f.e.m).

Corriente (I): Es la cantidad de electricidad que pasa por un punto determinado, cuando una cantidad de voltaje suficiente es aplicado genera un flujo de electrones, esta cantidad se mide en amperios .Un amperio es la tasa de flujo de una corriente eléctrica representada por el movimiento de una cantidad unitaria de electrones por segundo.

Resistencia (R): Es la oposición que ofrece un conductor o material cualquiera al paso de corriente. La resistencia se mide en ohmios (Ω), ó sea que un material que tenga baja resistencia permite que la electricidad fluya con una pérdida pequeña de voltaje; un material de alta resistencia causa una caída correspondiente en el voltaje. La energía en superar la resistencia se convierte en calor.

Se entra ahora a definir que es un voltio, un amperio, un ohmio y un vatio, para complementar las definiciones anteriores.

Voltio: Es la tensión necesaria para que circule una intensidad de un amperio por un conductor que tiene un ohmio de resistencia.

Amperio: Es la corriente que se fuerza a través de la resistencia de un ohmio, bajo la presión de un voltio.

Ohmio: Es la resistencia que ofrece un conductor cuando la presión de un voltio hace circular por el mismo, una corriente de un amperio.

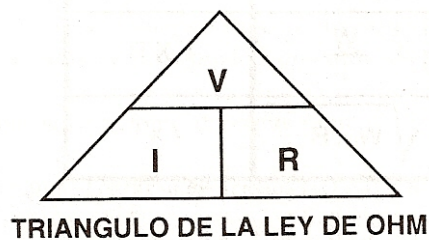
Vatio: Es la unidad de fuerza eléctrica, es el trabajo que puede hacer una corriente de un amperio a la presión de un voltio en un segundo.

HP (Horse Power): caballos de potencia, es la unidad de fuerza mecánica y equivale a 736 vatios. En términos eléctricos, representa la energía necesaria para mantener el flujo de corriente. Cuando se habla de potencia requerida para motores electrosumergibles, se utiliza el termino Kilovatio (KW) que es igual a mil vatios, hay dos clases de potencia, la potencia real y la potencia aparente, la primera es la cantidad de potencia efectivamente consumida en un circuito y la segunda es la que se mide en voltamperios o mas frecuentemente en una unidad 1.000 veces mas grande, el Kilovolt-amperio , generalmente abreviada como KVA y es la que indica la potencia en un sistema de distribución de energía de corriente trifásica como es el caso de las bombas electrosumergibles , este aspecto se tratará de una forma más explicativa en la descripción del motor .

Mediante el siguiente cuadro podemos fácilmente visualizar las magnitudes, unidades y cálculos respectivos.

MAGNITUD	UNIDAD	SÍMBOLO	CALCULO
Voltaje	Voltio	V	$V=I \cdot R$
Intensidad de Corriente	Amperio	A	$I=V/R$
Resistencia	Ohmio	Ω	$R=V/I$
Potencia	Vatio	Watt	$P=V \cdot I$; $P=V^2/R$; $P=I^2 \cdot R$

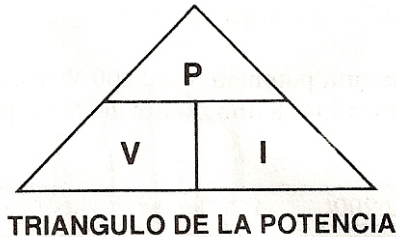
Triángulos de la ley de OHM: Una formula práctica para recordar fácilmente la formula anterior es mediante el triangulo de la ley de ohm:



Para usarla simplemente ponga el dedo en la magnitud que desea hallar y las magnitudes que quedan libres indican lo que debe hacer:

Ej. Si tapa la "I" le queda V/R , si tapa la V , le queda $I \times R$, etc.

La ley de ohm se puede ampliar con la formula para la potencia: $P=V \times I$ (Se maneja igual que el triángulo anterior).



Frecuencia: término empleado en física para indicar el número de veces que se repite en un segundo cualquier fenómeno periódico, se mide en Hertz. La unidad se llama así en honor del físico alemán Heinrich Rudolf Hertz, el primero en demostrar la naturaleza de la propagación de las ondas electromagnéticas.

Una revolución completa significa un giro de 360 grados, si en cambio se gira a 60 revoluciones por segundo entonces se dice que el voltaje generado tiene una frecuencia de 60 ciclos, o 60 Hertz.

La relación entre frecuencia (Hz) (ciclos/seg.) y la velocidad del rotor (N) (r.p.m), y el numero de polos (P) en el motor, (los términos velocidad del rotor y numero de polos se explicará más adelante en la sección del motor) esta dada en la siguiente formula

$$Hz = \frac{N * P}{120}$$

Inductancia (L): Muchos de los circuitos de corriente alterna contienen bobinas, transformadores y otros aparatos eléctricos que producen efectos magnéticos. Cuando la corriente aumenta, el circuito almacena energía en un campo magnético. Cuando la corriente desciende, el circuito libera esta energía del

campo magnético. Por lo tanto, estos efectos magnéticos reaccionan sobre la corriente, la demoran y hacen que se retrarde con respecto al voltaje

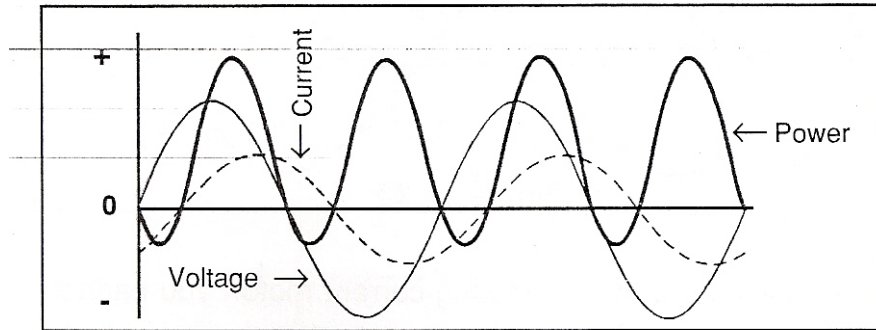


Fig. Voltaje Vs Corriente

Como se ilustra en el diagrama de la figura anterior. En este se puede ver que el voltaje ha alcanzado su máximo y ha comenzado a decrecer antes de que la corriente alcance su máximo valor. Algo de corriente estará fluyendo dentro del circuito en el instante en que el voltaje es cero. Esta reacción de tipo magnético se llama inductancia y se mide en Henrys.

La reactancia inductiva es la acción de la inductancia al oponerse al flujo de corriente alterna y que causa que la corriente se retrase respecto del voltaje; medido en ohms y simbolizado por X_L . En un circuito puramente inductivo la potencia real es cero. La formula usada para calcular la reactancia inductiva es:

$$X_L = 2\pi fL$$

Donde: X_L = Reactancia inductiva (Ohms)

f = Frecuencia (Hertz)

L = Inductancia (Henrys)

Capacitancia (C): Otra clase de influencia en una corriente alterna es causada por la presencia en el circuito de láminas alternadas de material conductor separadas por un aislamiento.

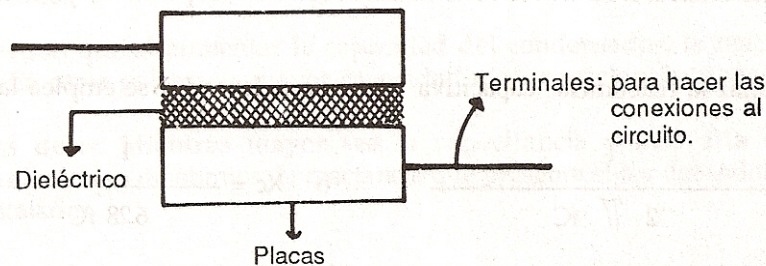


Fig. Condesador o capacitor

Este dispositivo se conoce comúnmente como un condensador o capacitador. Un condensador toma energía del circuito para cargar sus láminas o placas y luego devuelve esta energía al circuito cuando la carga es retirada. **Esta propiedad de acumular una carga proveniente del circuito y devolverla al mismo se llama capacitancia.** La capacitancia se opone a cualquier cambio en el voltaje y su efecto en la corriente es que hace que esta se adelante al voltaje. Esta reacción se llama capacitancia y se mide en Faradios. La capacitancia tiende a actuar en sentido contrario a la inductancia en un circuito y es útil para contrarrestar el retraso inductivo en la corriente que es propio de la mayoría de los motores de corriente alterna.

La Reactancia Capacitiva es la acción de la capacitancia que se opone a la corriente alterna y que hace que la corriente se adelante al voltaje; se mide en ohmios y está simbolizada por (X_c). En un circuito capacitivo puro la potencia real es cero. La formula utilizada para calcular la reactancia capacitiva es:

$$X_c = \frac{1}{2\pi fC}$$

Impedancia (Z) En un circuito de C.A la corriente es afectada por la resistencia, la inductancia, y la capacitancia. La combinación de un par cualquiera de estos tres efectos se conoce como la impedancia del circuito. **La impedancia de un circuito es la oposición total que se le presenta al flujo de corriente.** La unidad de medida de esta impedancia es el ohmio. Para impedancias bajas se utiliza el micro-ohmio que es igual a una millonésima de un ohm. La unidad de medida para impedancias muy altas es un megaohmio y es igual a un millón de ohmios.

Todas las unidades eléctricas, electrónicas, y muchas otras de tipo científico utilizan prefijos normalizados que se anteponen a la palabra que es utilizada como unidad estándar de medida. Los prefijos indican el multiplicador o la fracción exacta de la unidad estándar.

El rango de prefijos de uso común es como sigue:

Conversión de medidas

Prefijo	Abrev.	Significado	Equivalente matemático
pico (micromicro)	p (μ, μ)	millonésima de millonésima	10E-12
nano (milimicro)	n ($m \mu$)	milésima de millonésima	10E-9
micro	μ	millonésima	10E-6
mili	m	milésima	10E-3
centi	c	centésima	10E-2
-	unidad	unidad estándar de medida	10E0
kilo	k	mil veces	10E3

mega	M	millón de veces	10E6
giga	G	mil millones de veces	10E9

Factor De Potencia

El factor de potencia es la relación entre la potencia real (KW) y la potencia aparente

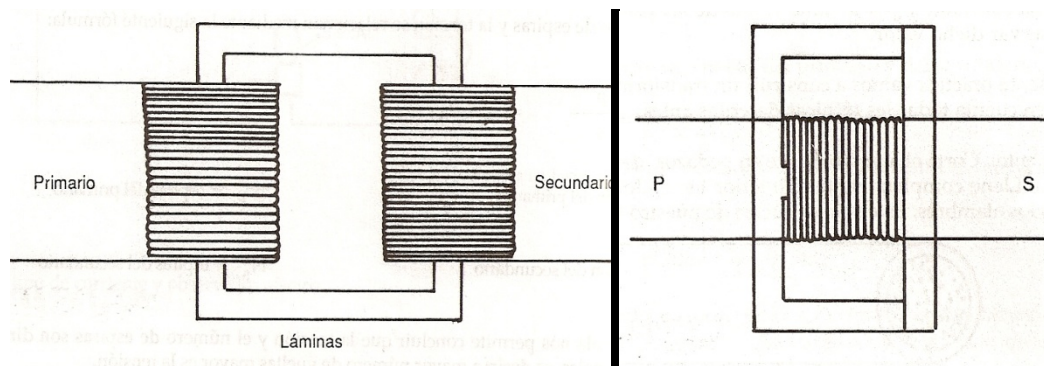
(KVA), medida la primera por medio de un vatímetro y la segunda por medio de un voltímetro y un amperímetro; por lo tanto el factor de potencia (PF) puede ser definido como sigue:

$$\text{Factor de Potencia(PF)} = \frac{\text{Potencia Real}}{\text{Potencia Aparente}} = \frac{\text{Vatios}}{\text{VA}} = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}}$$

Los kilovatios de entrada a cualquier máquina pueden ser encontrados al multiplicar los KVA por el factor de potencia:

$$\text{KW} = \text{KVA} \times \text{Factor de Potencia}$$

Transformadores: Los transformadores son implementos eléctricos que tienen por finalidad elevar o reducir el voltaje de una línea suministradora. Si el voltaje se desea reducir, el transformador recibe el nombre de REDUCTOR y en caso contrario ELEVADOR, Los transformadores se construyen según las necesidades; así mismo será su capacidad y tamaño. Esencialmente consta de un devanado que recibe el voltaje de la línea y que se llama primario y de un devanado del cual se obtiene el voltaje deseado y que se llama secundario

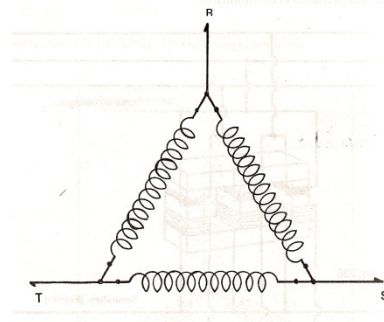
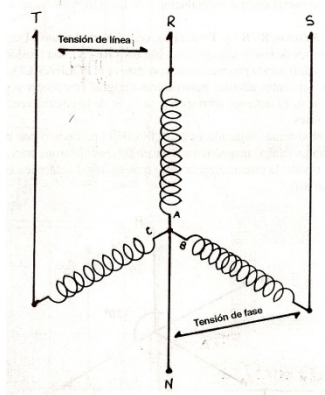


Un transformador simple (ver figura) consta de dos devanados fuertemente enrollados alrededor de un núcleo de acero, pero eléctricamente aislados el uno del otro. Los devanados que se conectan a una fuente de voltaje alterno se llaman primarios. El devanado genera un campo magnético que pasa a través de las espirales del otro devanado, llamado secundario, y genera un voltaje en ella. Los

devanados no están físicamente conectadas el uno con el otro, están sin embargo magnéticamente acoplados uno con otro. Por lo tanto, un transformador transfiere potencia eléctrica de un espiral al otra por medio de un campo magnético alterno.

Conexiones Estrella y Triángulo

Los dos métodos importantes de conectar los dispositivos de corriente alternan trifásicos, particularmente los generadores y los transformadores, es por medio de conexiones estrella o triángulo. La Figura siguiente ilustra los devanados en conexiones estrella y triángulo.



La corriente alterna trifásica se produce por generadores que tienen tres devanados. Como se mencionara anteriormente, estos devanados ocupan posiciones tales que el voltaje producido en cada uno de ellos está desplazado 120 grados eléctricos de los voltajes producidos en los otros dos devanados. Los grados eléctricos son diferentes de nuestro concepto común de grados. Un generador de cuatro polos, por ejemplo, producirá dos ciclos, o 720 grados eléctricos, por una revolución mecánica sencilla (360 grados) de su rotor.

Conexión triángulo, el voltaje de línea es igual al voltaje producido en cualquiera de los tres devanados, asumiendo que el sistema está sin cargas o que la carga está igualmente distribuida entre las tres fases.

Conexión estrella: produce un voltaje más alto que la conexión triángulo, lo que es algunas veces una ventaja considerable. La conexión estrella, sin embargo, no tiene un circuito abierto que la conexión triángulo tiene. Por lo tanto, si un transformador en un banco de tres unidades conectado como una estrella se remueve o falla por alguna razón, el resultado tiene consecuencias graves para el sistema.

ANEXO 22. Fundamentos de hidráulica y propiedades del fluido

Densidad: Masa de un cuerpo por unidad de volumen. En ocasiones se habla de densidad relativa que es la relación entre la densidad de un cuerpo y la densidad del agua a 4 °C, que se toma como unidad. Como un centímetro cúbico de agua a 4 °C tiene una masa de 1 g, en la industria petrolera se habla de Kilogramos por litro o en libras por pie cúbico.

La densidad del agua es 62.4lb/ft³ o 1 Kg/Lt y la del aire a condiciones estándar es 0.0752 lb/ft³ o 0.001207 Kg/Lt.

Densidad del petróleo: La (ρ_o) se debe calcular considerando la merma en volumen que sufre el petróleo al pasar de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie debido a cambios en temperatura y presión al igual que los cambios en la cantidad de gas en solución,

Se tiene que observar que por debajo de la presión de burbuja la densidad aumenta al disminuir la presión por el efecto gas que esta en solución pero por encima del punto de burbuja la densidad aumenta con la presión ya que no ocurre solubilidad del gas sino la compresibilidad, estas condiciones son de vital importancia en la caracterización de los yacimientos

En el diseño de este sistema electrosumergible si la presión de interés se encuentra por encima de la (ρ_b) presión de burbuja ⁴

Para $P > P_b$

$$\rho_o = \frac{\text{peso de 1 BS de petroleo} + \text{peso del gas en solucion}}{\text{Volumen a condiciones de yacimiento de este pozo}}$$
$$\rho_o = \rho_{ob} \text{EXP}(\bar{C}_o(P - P_b))$$

Donde: ρ_{ob} = Densidad del petróleo a la presión de burbuja

C_o = Compresibilidad promedio isotérmica del petróleo 1/Psi

Para $P \leq P_b$

Si la presión se encuentra por debajo de la presión de burbuja tendríamos presencia de gas en solución y gas libre.

$$\rho_o = \frac{350 * \gamma_o + 0.0764 * \gamma_g * R_s}{5.6146 * B_o}$$

Donde: γ_g = Gravedad específica del gas.

R_s = Gas en solución, scf/STB.

⁴⁴ Método de la densidad aparente de kart” Propiedades Físicas de los fluidos de yacimiento RICARDO PARRA PINZON Numeral 5.5.1.2

B_o = Factor volumétrico de la formación, bbl/STB.
 62.4 = Densidad del agua a condiciones estándar, lbm/ft³
 0.0764 = Densidad del aire a condiciones estándar, lbm/scf.
 5.6146 = Pies cúbicos por barril.
 350=5.6146*62.4

Densidad del gas: Y en cuanto a la densidad del gas (ρ_g) se puede hallar con la ecuación de estado para gases reales.

$$PV = ZnRT \quad (1)$$

Donde $V = \frac{M_g}{\rho_g}$ (2) M_g =masa del gas; ρ_g =densidad del gas

Reemplazando (2) en (1):

$$P \frac{M_g}{\rho_g} = ZnRT \quad \text{Y Despejando la } \rho_g \text{ entonces;}$$

$$\rho_g = \frac{PM_g}{ZnRT} \quad (3) \quad \text{Como } n = \frac{M_g}{MW_g} \quad (4); \quad MW_g = \text{peso molecular del gas;}$$

Reemplazando (4) en (3)

$$\rho_g = \frac{PMW_g}{ZRT} \quad (5); \quad \text{como } \gamma_g = \frac{MW_g}{MW_a} \quad (6)$$

Donde MW_a = peso molecular del aire = 28.9625 (lb/lbmol)
 Despejando MW_g (lb/lbmol) de (6) y reemplazando en (5)

$$\rho_g = \frac{28.9625P\gamma_g}{ZRT} ; \quad \text{Donde } R = 10.73 \frac{\text{psia.pies}^3}{\text{lbmol.R}}$$

$$\rho_g = \frac{2.699P\gamma_g}{ZT}$$

Donde Z=factor de compresibilidad
 T=Temperatura en R
 γ_g = Gravedad específica

Gravedad específica del gas (γ_g): Se define como la relación entre la densidad masica de la mezcla (sistema gas) y la densidad masica del aire (sustancia de referencia) a condiciones estándar de presión y temperatura (14.696 Psia y 60 F).

$$\gamma_g = \frac{MW_g}{MW_a} = \frac{M_g}{28.9625} ; \frac{\text{lb/lbmol}}{\text{lb/lbmol}}$$

Gravedad específica del petróleo (γ_o): Se define como la relación de la densidad del petróleo con respecto a la densidad del agua a condiciones estándar.

$$\gamma_o = \left[\frac{\rho_L}{\rho_W} \right]_{P_{sc}, T_{sc}}$$

La densidad del agua es 62.4lb/ft³ o 1 Kg/Lt.
 En la industria petrolera se utiliza la gravedad API (American Petroleum Institute) como medida de la gravedad específica del petróleo. La relación entre gravedad específica y gravedad API es la siguiente (a una temperatura de 60 °F):

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

Una medida de 10 grados API corresponde a una gravedad específica de 1.00, un crudo entre mas alto sea el valor de la gravedad API se considera como un crudo mas liviano y entre mas bajo sea el valor de la gravedad API se considera un crudo pesado.

Al evaluar pozos con gravedades inferiores a los 10 API se debe prestar especial atención a los cálculos de perdida de presión y de columna dinámica total (TDH). Debido a que la gravedad específica del líquido es proporcional al corte de agua.

Gradiente de presión: Se define como la presión ejercida del fluido por cada pie de altura vertical de la columna de fluido, entre la altura de la columna sea mayor, mayor será el peso que se ejerce en su base en lo que se traduce como presión en (Psi/pie) o (Kg/m), pero también se debe tener en cuenta la densidad o gravedad específica del fluido, a mayor magnitud de las anteriores mayor será el gradiente de presión ejercido por la columna de fluido.

$$Gradiente(psi / ft) = \gamma * 0.433 psi / ft$$

Donde 0.433Psi/ft= gradiente de presión del agua.

Grafica de conversión de grados API

Gravedad API	Gravedad Especifica	Gradiente psi/pie	Gravedad API	Gravedad Especifica	Gradiente psi/pie
10	1.000	0.433	36	0.845	0.366
11	0.993	0.430	37	0.840	0.364
12	0.986	0.427	38	0.835	0.361
13	0.979	0.424	39	0.830	0.359
14	0.973	0.421	40	0.825	0.357
15	0.966	0.418	41	0.820	0.355
16	0.959	0.415	42	0.816	0.353
17	0.953	0.413	43	0.811	0.351
18	0.946	0.410	44	0.806	0.349
19	0.940	0.407	45	0.802	0.347
20	0.934	0.404	46	0.797	0.345
21	0.928	0.402	47	0.793	0.343
22	0.922	0.399	48	0.788	0.341
23	0.916	0.397	49	0.784	0.339
24	0.910	0.394	50	0.780	0.338
25	0.904	0.391	51	0.775	0.336
26	0.898	0.389	52	0.771	0.334
27	0.893	0.387	53	0.767	0.332
28	0.887	0.384	54	0.763	0.330
29	0.882	0.382	55	0.759	0.329
30	0.876	0.379	56	0.755	0.327
31	0.871	0.377	57	0.751	0.325
32	0.865	0.375	58	0.747	0.323
33	0.860	0.372	59	0.743	0.322
34	0.855	0.370	60	0.739	0.320
35	0.850	0.368	61	0.735	0.318

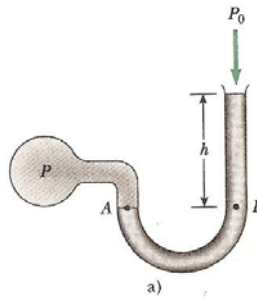
Corte de agua (W.C): Conocido como el porcentaje en volumen de agua que se encuentra con relación al volumen total de fluidos, se calcula en superficie y el cual es entregado por la empresa en la cual requieren de una bomba electrosumergible, valor de suma importancia para el diseño de bombas electrosumergibles debido a que los cálculos con las correlaciones de flujo multifasico y de viscosidad necesitan de este dato.

Un aumento o disminución en el porcentaje de agua tendrá como efecto variaciones de densidad y por consiguiente en el gradiente de presión.

Presión: se define como fuerza por unidad de área. $P = \frac{F}{A}$

Presión Manométrica: Se define como la presión medida por un dispositivo llamado manómetro, el cual se puede entender como un tubo abierto con uno de sus extremos en U el cual contiene liquido que se abre a la atmósfera y el otro se conecta a un sistema de presión (P) conocido; la diferencia entre estas dos magnitudes es lo que se le llama presión manométrica, un ejemplo es la presión medida en una llanta de bicicleta.

$$P - P_o = \rho gh$$



Presión atmosférica: Se define como el peso que ejerce la atmósfera en un determinado lugar dependiendo de una altitud determinada. (La presión a nivel del mar es $1\text{Atm} = 14.7 \text{ (Lbs/pulg}^2\text{)} = 14.7 \text{ Psi}$.)

Presión absoluta: suma de la presión atmosférica y la presión manométrica. (La presión absoluta en un vacío es cero)

$$P = P_o + \rho gh$$

Altura de columna: Como bien se sabe la presión en el mar o en un lago aumenta a medida que aumenta la profundidad, de igual manera la presión atmosférica disminuye con alturas crecientes, es decir que la presión en un líquido aumenta linealmente con la profundidad, en la industria petrolera se conoce bajo el nombre de altura de la columna vertical para representar la presión del fluido para un punto determinado.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado presión y altura de la columna vertical son maneras diferentes de expresar el mismo valor, teniendo en cuenta que cuando hablamos de presión nos referimos a unidades en Psi y cuando nos referimos a altura de la columna lo hacemos en unidades en ft, siendo mutuamente convertibles.

Las formulas son:

$$\text{Presion (psi)} = \frac{\text{Alt.columna en ft} * \gamma}{2.31\text{pies/psi}}$$

$$\text{Alt.columna(ft)} = \frac{\text{Presion} * 2.31\text{ft / psi}}{\gamma}$$

Presión de entrada a la bomba (PIP): Se define como la columna de fluido por encima de la bomba o como se explicó anteriormente es la presión con que entra el fluido al primer impulsor de la bomba, para determinar la PIP se necesita conocer la gravedad específica y el gradiente de presión del fluido, para determinar la presión exacta de la entrada de la bomba se tiene que tener en cuenta sumarle cualquier presión existente en la tubería de revestimiento aplicada a la superficie (THP) o presión de cabeza de pozo .

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

PIP Disponible: Sumergencia de operación característica de cada instalación individual. Se puede calcular para cada instalación, tal como se hiciera el ejemplo anterior.

Presión de Burbuja: Se denota como (P_b) es la presión a la cual la primer burbuja de gas comienza a liberarse del petróleo, también llamada presión de saturación. Cada yacimiento tiene su presión de burbuja particular, esta se determina en función de la temperatura, la gravedad específica del petróleo λ_o , y la gravedad específica del gas λ_g y la cantidad de gas disuelto en el crudo R_s .

El saber esta presión es de vital importancia en el diseño de bombeo electrosumergible ya que para reducir la cantidad de gas que entra a la bomba se debe considerar mantenerla por debajo del punto de burbuja, sin embargo en muchos pozos de levantamiento artificial se presenta bajas presiones y en los cuales la presión del pozo se encuentra por debajo del P_b .

Esta presión se puede hallar con diferentes correlaciones ya existentes y se utiliza la que origine el valor más cercano al valor real.

Relación gas en solución-petróleo (R_s): Llamada también solubilidad del gas en el petróleo, se designa por el símbolo R_s y se define como el numero de pies cúbicos estándar (PCS) de gas que pueden disolverse en un barril estándar (BS) de petróleo cuando ambos con llevados a las condiciones de presión y temperaturas del yacimiento.

Relación gas-aceite (GOR): Se define como la relación de la cantidad total de gas producido por día sobre el volumen total de petróleo por día, las unidades son.

$$GOR = \frac{Scf}{Stb} = \frac{q_g(\text{pies cubicos por día})}{q_o(\text{barriles estandar por día})}$$

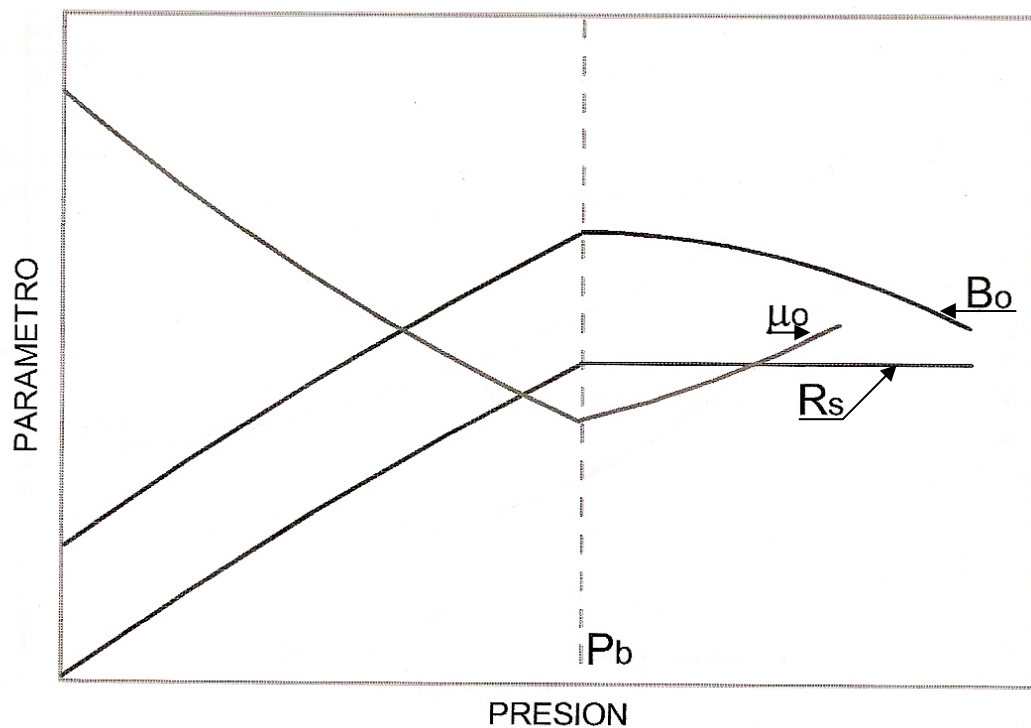
$$GOR = R_s + \text{Gas Libre}$$

Es de anotar y recalcar que el GOR es constante a lo largo de toda la tubería de producción, y lo que varía continuamente es la cantidad de gas en solución y por consiguiente la cantidad de gas libre, todo dependiendo que si la presión esta por encima o por debajo de la presión de burbuja, y que la relación de solubilidad sea constante en presiones por encima del punto de burbuja y el gas libre disminuye a presiones cada vez menores que la P_b .

Relación gas-liquido (GLR): Su definición es la misma que la anterior, pero en esta incluye la presencia de agua es decir la fracción líquida (o+w), entre mayor sea el porcentaje de agua presente en el yacimiento menor será la cantidad de gas que esté en solución.

$$GLR = GOR (1 - W.C.)$$

Factor volumétrico del petróleo (B_o): Se define como el volumen de petróleo en el yacimiento necesario para producir un barril de petróleo en la superficie ;el volumen de petróleo producido en superficie es menor que el volumen de petróleo que fluye en el fondo del pozo , este cambio es debido a pérdidas de presión a través del trayecto del fondo a superficie ,lo que ocurre que el petróleo se expande a medida que se acerca a la superficie hasta cuando alcanza la (P_b) , sin embargo este efecto es compensado por la reducción de temperatura la cual causa contracción del petróleo y va hasta cuando se alcanza la P_b , debido a que a mayores presiones se presenta liberación de gas , de acuerdo con la siguiente grafica.



A temperatura constante el valor de B_o aumenta hasta alcanzar la P_b después se presenta una disminución debido a la compresión del aceite.

También, puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación de gas en solución. Esta relación viene dada por:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de (Petroleo + gas disuelto) a P y t del yacimiento}}{\text{Volumen de petroleo a condiciones standar}}, \frac{BY}{BS} @ P \leq P_b$$

Para calcular $B_o @ P > P_b$ se utiliza la siguiente ecuación:

$$B_o = B_{ob} * e^{C_o(P - P_b)} @ P > P_b^5$$

Viscosidad (μ): Es una medida de la fricción interna de un fluido o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir, esta viscosidad se expresa en términos de tiempo requerido por un volumen específico de líquido al pasar a través de un orificio de tamaño determinado.

La viscosidad absoluta (o dinámica) se expresa generalmente en centipoise (**Cp**) en las unidades métricas. La viscosidad cinemática (ν) es la relación de la viscosidad absoluta y la densidad y se expresa en centistokes en unidades métricas o en S.S.U (Segundos Saybolt Universal).

La viscosidad del aceite varía con los cambios de temperatura, desciende en forma exponencial a medida que la temperatura aumenta, la figura anterior muestra el comportamiento de la viscosidad con los cambios de presión con temperatura constante. La viscosidad del aceite saturado con gas a temperatura constante disminuye al disminuir la presión hasta alcanzar el punto de burbuja. Al disminuir la presión por debajo del punto de burbuja la viscosidad del aceite aumenta, el gas sale de solución dejando las moléculas más pesadas en la fase líquida.

Flujo de fluidos: Hay una relación definida entre la cantidad de líquido que fluye en un conducto y la velocidad de flujo. Esta relación es:

$$Q = AV$$

Donde: Q= Caudal en pies cúbicos por segundo.

A= Área en pies cuadrados.

V= Velocidad de flujo en pies por segundo.

Fricción en la tubería:

La fricción en la tubería variará con el tamaño, longitud y capacidad de la misma, y la viscosidad del fluido. Las tablas para calcular la fricción a través de un sistema de tuberías están disponibles en la obra "Hydraulic Institute Standards", literatura del fabricante de la bomba, y en muchos manuales. A continuación se observa la Fórmula "Hazen – Williams" para calcular la pérdida por fricción en la tubería:

⁵ Propiedades físicas del petróleo; Factor Volumétrico del petróleo B_o RICARDO PARRA PINZON Numeral 5.7 Pagina 150.

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

Donde: Fricción= Pérdida por fricción en la tubería, pies

V = Velocidad del fluido, pies/segundo

D = Diámetro interior de la tubería, pulgadas

C =Coeficiente de Fricción; =100 para tubería vieja (más de 10 años)

= 120 para tubería nueva (menos de 10 años)

= 130 para tubería de fibra de vidrio

= 140 para tubería recubierta con plástico

MECANISMOS DE EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN

El Empuje por Gas en Solución es a veces llamado Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo. En un reservorio de Empuje por Gas en Solución no existe capa de gas o Empuje por Agua. La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible.

La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como Empuje por Expansión de Fluidos.

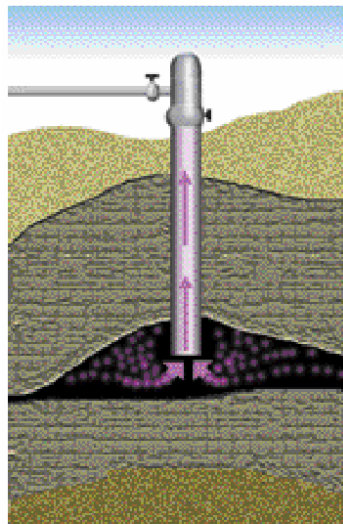
Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, éste se hace móvil.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto, el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente el GOR observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos.

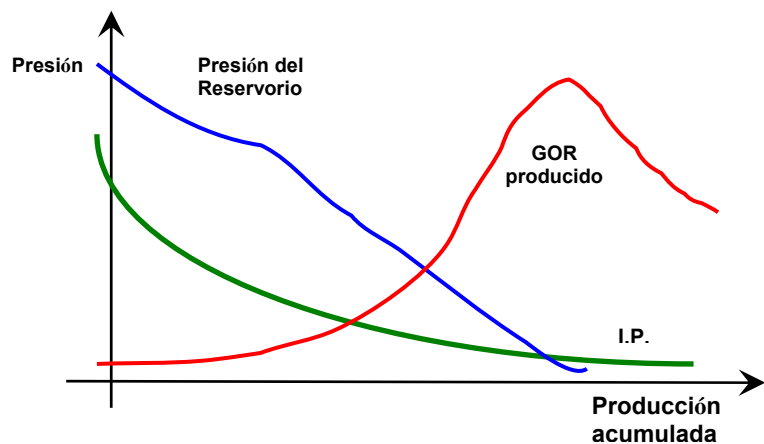
La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente esta en el rango de 5 a 30 % del petróleo original in-situ. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.

Los métodos que han sido desarrollados para predecir la recuperación de petróleo incluyen el método de Muskat, diversas variaciones del método de Turner, balance de materiales por diferencias finitas, técnicas estadísticas y Simulación Numérica.

RESERVORIOS DE GAS DISUELTO	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservoirio	Declina rápida y continuamente
GOR de superficie	Primero es bajo, luego se eleva hasta un máximo y después cae
Producción de agua	Ninguna
Comportamiento del pozo	Requiere bombeo, desde la etapa inicial casi siempre
Recuperación esperada	5 al 30 % del OOIP



Dissolved-gas drive.



POR EMPUJE POR AGUA

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida. La Intrusión ocurre debido a:

(a) Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

(b) El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo esta en contacto con agua proveniente de la superficie.

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

(a) Reservorios por empuje de fondo, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.

(b) Reservorios por empuje lateral, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados.

Algunos indicadores para determinar la presencia de un empuje de agua son:

(a) El hidrocarburo (petróleo o gas) esta rodeado por agua.

(b) Debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua (por lo menos 50 md).

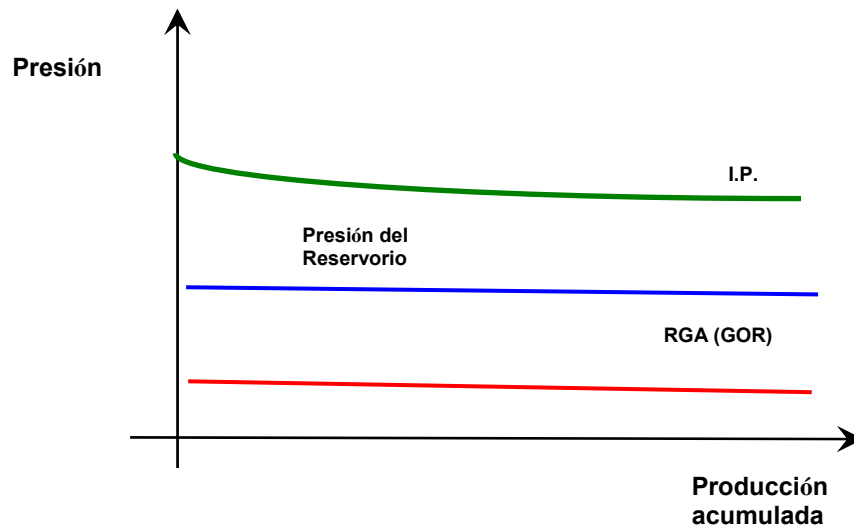
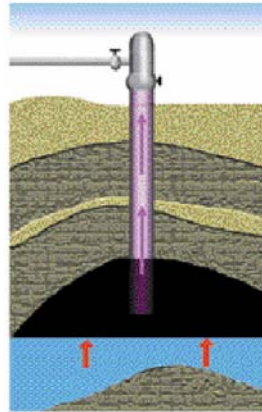
(c) A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.

(d) El método de balance de materiales es el mejor indicador.

Entre los métodos para estimar la recuperación se tiene: Buckley-Leverett, la técnica de Dykstra-Parsons, el método de Stiles, Balance de Materiales, Correlaciones y Simulación Numérica. Para estimar el influjo tenemos las teorías de Van-Everdingen y Fetkovich.

RESERVORIOS POR EMPUJE DE AGUA	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservorio	Permanece alta,(casi constante)
GOR de superficie	Permanece bajo.
Producción de agua	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables.

Comportamiento del pozo	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva. Del 95 a 98%
Recuperación esperada	10 al 70 % del OOIP



POR CAPA DE GAS

Para este tipo de reservorios se considera que la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas.

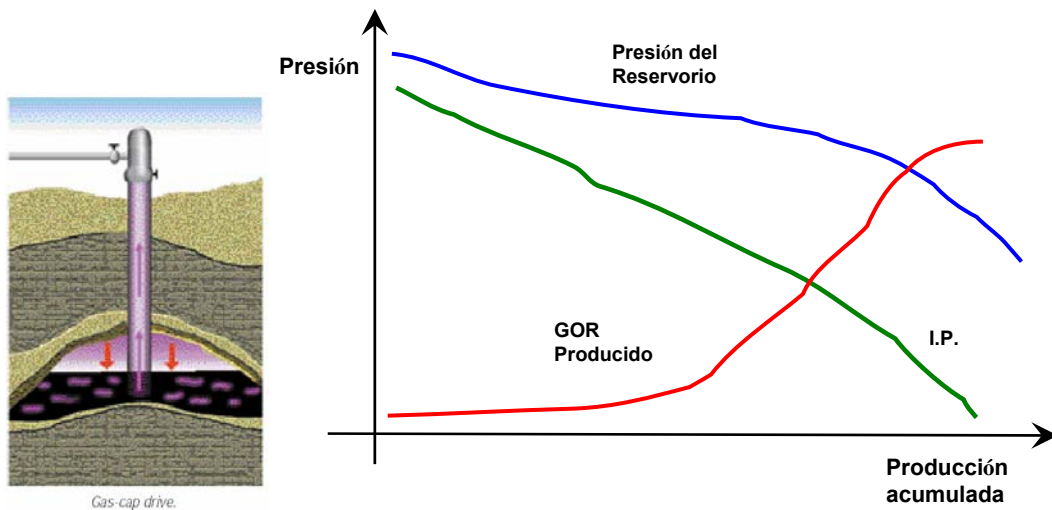
Con la capa de gas, el petróleo está manteniendo la máxima cantidad de gas en solución. A medida que la presión del reservorio se reduce (por efecto de la producción), la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmiscible del petróleo.

La eficiencia de recuperación promedio para un reservorio con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original en sitio.

Las características de reservorio que originan que la expansión de una capa de gas recupere más petróleo son:

- (a) Baja viscosidad del petróleo
- (b) Alta gravedad API del petróleo
- (c) Alta permeabilidad de la formación
- (d) Alto relieve estructural
- (e) Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas

La predicción de la recuperación puede ser obtenida por técnicas de simulación numérica o por cálculos de balance de materiales



POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

En un reservorio de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo va hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. Aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe. Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el reservorio tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este. En la mayoría de los casos el drenaje gravitacional y empuje por segregación se consideran como el mismo mecanismo. Si no se considera el aspecto económico, este es el mecanismo de empuje

primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80 %.

Las características de producción que indican la ocurrencia de un drenaje gravitacional o segregación son las siguientes:

- (a) Variaciones del GOR con la estructura.
- (b) Aparente mejora del comportamiento de las permeabilidades relativas gas/petróleo.
- (c) Aparente tendencia al mantenimiento de presión.

COMPORTAMIENTO DEL POZO

Predecir el comportamiento del pozo es una tarea difícil y compleja, pero es probablemente uno de los pasos más importantes en el diseño de un sistema de bombeo artificial. El conocimiento de la presión de flujo en el fondo del pozo (P_{wf}) con el correspondiente caudal de producción (q_o) es la mínima información necesaria. Resulta conveniente encontrar una relación entre el flujo de líquidos en el pozo y la fuerza causada por la diferencia entre la presión promedio del yacimiento (P_r) y la presión de flujo en el fondo del pozo, esta es la relación del comportamiento de afluencia o capacidad de producción IPR.

Diferentes factores como daños ocasionados a la formación de producción del pozo (efecto "skin"), las fluctuaciones de las presiones del yacimiento, los cambios en la composición y en las propiedades del fluido, etc. afectan la capacidad de producción del pozo. Si todas estas variables pudieran ser calculadas, las ecuaciones resultantes de la integración de la ecuación de Darcy podrían ser usadas para calcular el IPR del pozo. Desafortunadamente este tipo de información por lo general no está disponible, por lo tanto métodos empíricos se han desarrollado para calcular el caudal del pozo.

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

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (PI)

Esta es la forma más simple de construir la curva de la relación del comportamiento de afluencia (IPR), la cual resulta de la suposición de que el IPR es una relación lineal. Es decir, el caudal del pozo (q_o) es directamente proporcional a la reducción de presión "drawdown" en el fondo del pozo ($P_r - P_{wf}$).

La constante de proporcionalidad que mide la productividad del pozo se le conoce como el Índice de Productividad (PI) o(J).

$$PI = \frac{q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

Cuando $\rightarrow P_{wf} \geq P_b$ donde:

q_o = Caudal de prueba (Aceite y agua), stb/d.

P_{wf} = Presión de fondo (Al caudal de prueba), psig.

\bar{P}_r = Presión promedio del yacimiento, psig.

$\bar{P}_r - P_{wf}$ = Reducción de presión (drawdown).

Asumiendo un Índice de Productividad constante, podemos transformar la ecuación anterior para resolver nuevas tasas de producción (q_o) en base a nuevas presiones de flujo (P_{wfd}):

$$q_o = PI \cdot (\bar{P}_r - P_{wf})$$

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

ANEXO 23. Eficiencia de las bombas