

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES**

**WILLIAM GIOVANNY RODRÍGUEZ PÁEZ
CARLOS ALBERTO ROBLES PEÑA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES**

**WILLIAM GIOVANNY RODRÍGUEZ PÁEZ
CARLOS ALBERTO ROBLES PEÑA**

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

Director

**MSc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la universidad Industrial de Santander, que fue el instrumento que Dios utilizó para cumplir su propósito en nuestras vidas.

A nuestro director, el ingeniero **Fernando Enrique Calvete González**, por su constante apoyo, motivación y por la orientación que nos brindó en cada aspecto de este trabajo.

Al ingeniero **Cesar Augusto Pineda**, por un consejo oportuno en el momento que más lo necesitamos.

A los profesores de la escuela de ingeniería de petróleos, que han dado lo mejor de ellos en la educación y formación de excelentes profesionales.

A nuestros amigos y a todas las demás personas que de alguna forma ayudaron a la culminación EXITOSA de este proyecto.

A Dios, que ha sido mi apoyo en los momentos en los cuales he querido
desfallecer, por ser mi amigo, por guardarme y darme la sabiduría
necesaria para cumplir esta meta en mi vida.

A mi madre, mi hermana y los familiares que creyeron en mí y con
mucho esfuerzo y amor, me dieron lo necesario para llegar a ser la
persona que soy.

A mi compadre, Edgar Mauricio por apoyarme y ser mi mejor amigo,
este logro también es suyo.

A todos mis amigos por tantas sonrisas y momentos compartidos.

Con afecto, Carlos Alberto

A Dios, por permitirme alcanzar este logro.
A mi Mama y mi Papa que son el motor diario para concluir este tramo de mi vida.
A mi hermana y hermano porque son personas que me impulsan a llegar muy
lejos les prometo que vamos a conseguir cosas muy grandes
A mis amigos que de alguna u otra forma me apoyaron.
A Mónica porque me acompañó incondicionalmente y porque ha creído en mi.

William

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	24
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	26
1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES	26
2. BOMBEO MECÁNICO	27
2.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA POR BOMBEO MECÁNICO (BM)	27
2.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBEO MECÁNICO	27
2.3. EQUIPO DE SUBSUELO	29
2.3.1 Sarta de Varillas.	29
2.3.2. Bomba de Subsuelo.	29
2.3.2.1 Tipos de Bombas	31
2.3.2.2. Designación API de las Bombas de Subsuelo.	32
2.3.3. Tubería de Producción	33
2.3.4. Ancla de Tubing	33
2.3.5. Separadores de Gas en Fondo	33
2.4. EQUIPO DE SUPERFICIE	33
2.4.1. Equipo de Cabeza de Pozo	33
2.4.2. La Barra Lisa	34
2.4.3. Caja Reductora	34
2.4.4. Unidad de Contrapesos	34
2.4.5. Motor	34
2.4.6. La Unidad de Bombeo	34
2.5. TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO	35
2.5.1. Ventajas y Desventajas de los Tipos de Unidades de Bombeo.	35
2.5.2. Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico	36

2.6. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO MECÁNICO	37
2.6.1. Consideraciones Básicas Usando el Método API RP 11L	38
2.6.2. Nomenclatura	39
2.6.3. Cálculo de Parámetros Operacionales	41
2.6.3.1. Longitud de Recorrido del Pistón	41
2.6.3.2. Desplazamiento del Pistón	43
2.6.3.3. Carga sobre la barra lisa	43
2.6.3.4. Potencia en la Barra Lisa	44
2.6.3.5. Torque máximo	44
2.6.4. Consideraciones de Diseño para Otro Tipo de Unidades	45
2.6.4.1. Unidades Balanceadas por Aire	45
2.6.4.2. Unidades Mark II	45
3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	47
3.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	47
3.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	48
3.3. EQUIPO DE SUPERFICIE	48
3.3.1. Cabezal de Pozo	48
3.3.2. Fuentes de Energía	49
3.3.3. Transformadores	49
3.3.4. Tipos de Transformadores	49
3.3.5. Controlador de Frecuencia	50
3.3.6. Caja de Conexiones Eléctricas	50
3.4. EQUIPO DE FONDO	50
3.4.1. Motor Eléctrico Sumergible	50
3.4.2. Sello	52
3.4.3. Entrada a la Bomba	52
3.4.4. Bomba Centrífuga	53
3.4.5. Cable de Potencia	54

3.4.6. Separador de Gas Rotatorio	54
3.5. ACCESORIOS DE FONDO	55
3.5.1. Válvula de Cheque	55
3.5.2. Válvula de Drenaje	55
3.5.3. Cable Plano	56
3.5.4. Centralizadores	56
3.5.5. Protectores de Caucho	56
3.5.6. Bandas de Cable Plano	56
3.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS	56
3.7. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	57
3.7.1. Información del pozo	57
3.7.2. Parámetros de Diseño	58
3.7.3. Capacidad de Producción	59
3.7.4. Cálculos de Gas	59
3.7.5. Selección de Bomba Electrosumergible	62
3.7.6. Tamaño Óptimo de los Componentes	63
3.7.7. Selección del Cable Eléctrico	64
3.7.8. Capacidad del Equipo Eléctrico	64
4. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	66
4.1. FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS	66
4.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS	67
4.3. EQUIPO DE SUBSUELO	68
4.3.1. Ancla Antitorque	69
4.3.2. Pin de Paro	69
4.3.3. Estator	69
4.3.4. Rotor	69
4.3.5. Sarta de Varillas	69

4.3.6. Tubería de Producción	70
4.4. EQUIPO DE SUPERFICIE	70
4.4.1. Motor Eléctrico	71
4.4.2. Cabezal de Rotación	71
4.4.3. Relación de Transmisión	71
4.4.4. Barra Lisa	71
4.4.5. Te de Producción	71
4.4.6. Stuffing Box	72
4.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	72
4.6. CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS	72
4.6.1. Bombas Tubulares	73
4.6.2. Bombas Tipo Insertable	73
4.6.3. Bombas de Geometría Simple	73
4.6.4. Bombas Multilobulares	74
4.6.5. Bombas de Gran Altura	74
4.6.6. Bombas para Alto Caudal	74
4.7. NOMENCLATURA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	74
4.8. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	75
4.8.1. Objetivos Generales del Diseño del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas	75
4.8.2. Información del Pozo	76
4.8.3. Parámetros de Diseño	77
4.8.4. Presión de Entrada a la Bomba	77
4.8.5. Nivel Dinámico del Fluido	77
4.8.6. Cabeza Dinámica Total (TDH)	77
4.8.7. Selección de la bomba PCP	78
4.8.8. Velocidad de Bombeo Operacional	78
4.8.9. Potencia Consumida por la Bomba	79

4.8.10. Torque Hidráulico Generado	79
4.8.11. Selección de la Sarta de Varillas	79
4.8.12. Cálculo de Esfuerzos Axiales	80
4.8.13. Tensiones de la Sarta de Varillas API	80
5. BOMBEO HIDRÁULICO	82
5.1. FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO HIDRÁULICO	82
5.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBEO HIDRÁULICO	83
5.3. EQUIPO DE SUPERFICIE	84
5.3.1. Tanques de Almacenamiento, Tanques de Lavado, Separadores y Tratadores	84
5.3.2. Bombas de Superficie	84
5.3.3. Múltiples de Control	84
5.3.4. Válvulas de Control	85
5.3.5. Lubricador	85
5.4. EQUIPOS DE SUBSUELO	85
5.4.1. Sistema de Fluido de Potencia	85
5.4.2. Bombas Hidráulicas	86
5.5. BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO PISTÓN	86
5.5.1. Bomba de Doble Acción	87
5.5.2. Bombeo por Varilla	87
5.6. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	88
5.6.1. Funcionamiento de la Bomba Jet	89
5.7. TIPOS DE BOMBAS HIDRÁULICA JET	90
5.7.1. Bomba Fija	90
5.7.2. Bomba Libre	90
5.8 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET	91
5.9. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	92
5.9.1. Objetivos del Diseño	92

5.9.2. Información del Pozo	93
5.9.3. Parámetros de Diseño	93
5.9.4. Tasa de inyección de Fluido de Potencia	94
5.9.5. Pérdidas por Fricción en la Tubería de Inyección	94
5.9.6. Presión de Entrada a la Bomba Jet	94
5.9.7. Tasa de Descarga de la Bomba	95
5.9.8. Pérdidas por Fricción en el Anular	95
5.9.9. Presión de Descarga de la Bomba	95
5.9.10. Presión de Succión de la Bomba	96
5.9.11. Selección de la Bomba	96
5.9.12. Selección del Tamaño de la Boquilla	97
5.9.13. Selección del Tamaño de la Garganta	97
5.9.14. Designación de las Bombas Hidráulicas Tipo Jet	98
5.9.15. Tasa de inyección de acuerdo al Área de la Boquilla	98
5.9.16. Potencia de la Bomba en Superficie	99
6. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT	100
6.1. GAS LIFT CONTINUO	101
6.2. GAS LIFT INTERMITENTE	101
6.3. COMPONENTES DEL SISTEMA GAS LIFT	102
6.4. EQUIPO DE SUPERFICIE	102
6.4.1. Fuentes de Gas a Alta Presión	102
6.4.2. Tuberías de Distribución	102
6.4.3. Controles de Superficie	103
6.5. EQUIPO DE SUBSUELO	103
6.5.1. Mandriles	103
6.6. VÁLVULAS DE GAS LIFT	104
6.6.1. Componentes Básicos de una Válvula de Gas Lift	105
6.7. CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS DE GAS LIFT	105
6.7.1. Válvulas Operadas por Presión de Gas (VOP)	106

6.7.2. Válvulas Operadas por Presión del Fluido (VOF)	106
6.8. PROCESO DE DESCARGA DE UN POZO CON GAS LIFT	107
6.9. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR GAS LIFT CONTINUO	111
6.9.1. Información necesaria para el Diseño de Gas Lift Continuo	112
6.9.2. Parámetros de Diseño	112
6.9.3. Relación Gas-Líquido de Descarga	113
6.9.4. Presión de Fondo Fluyendo en el Tubing	113
6.9.5. Gradiente del Fluido en el Tubing	113
6.9.6. Presión de Inyección a la Profundidad Máxima de Inyección	114
6.9.7. Gradiente del Gas de Inyección	114
6.9.8. Gradiente del Fluido a Producir	115
6.9.9. Gradiente de Temperatura	115
6.9.10. Espaciamiento de las Válvulas de Gas Lift	115
6.9.11. Ajuste del Espaciamiento de las Válvulas de Gas Lift	117
6.9.12. Presiones de Apertura de las Válvulas	118
6.9.13. Tamaño del Puerto de las Válvulas	119
7. HERRAMIENTA SOFTWARE “DARLIFT5”	121
7.1. INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA	121
7.2 .INTERFASE GRÁFICA	122
7.3. ENTRADA DE DATOS	124
7.3.1. Información Requerida	124
7.3.2. Ingreso de Datos	127
7.3.3. Carga de Datos	128
7.3.4. Exportar Datos	128
7.4. BOMBEO MECÁNICO	129
7.5. DISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	132
7.6. DISEÑO DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	135
7.7. DISEÑO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	138

7.8. DISEÑO DE GAS LIFT CONTINUO	140
7.9. HERRAMIENTA MULTIMEDIA	143
7.10. MANUAL DE USUARIO	144
8. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE DARLIFT5	145
9. CONCLUSIONES	146
10. RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFIA	151
ANEXOS	154

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales	26
Figura 2. Sistema Típico de Bombeo Mecánico.	28
Figura 3. Funcionamiento de una Bomba de Subsuelo.	30
Figura 4. Tipos de Bombas de subsuelo.	31
Figura 5. Designación API de las Bombas.	32
Figura 6. Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico.	35
Figura 7. Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico.	36
Figura 8. Nomenclatura para el Método API RP 11L.	40
Figura 9. Instalación Típica de un Sistema por Bombeo Electrosumergible.	47
Figura 10. Motor Sumergible y sus Componentes Básicos.	51
Figura 11. Esquema del Rotor y Estator.	51
Figura 12. Sello	52
Figura 13. Partes Principales de la Bomba Centrífuga.	53
Figura 14. Separador de Gas Rotatorio.	55
Figura 15. Configuración Interna de una Bomba de Cavidades Progresivas.	67
Figura 16. Esquema General de una Instalación de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP).	68
Figura 17. Partes del Equipo de Subsuelo de (PCP).	68
Figura 18. Partes del Equipo de Superficie de (PCP).	70
Figura 19. Esquema de la Clasificación de las Bombas PCP.	73
Figura 20. Nomenclatura de las Bombas de Cavidades Progresivas.	75
Figura 21. Sistema Típico de Bombeo Hidráulico tipo Pistón o Jet.	83
Figura 22. Bomba Hidráulica Tipo Pistón.	87
Figura 23. Esquema de la bomba Jet.	88
Figura 24. Intercambio de Momento en la Bomba Jet.	89
Figura 25. Instalación de la Bomba Fija.	90

Figura 26. Ciclo de la Bomba Libre.	91
Figura 27. Instalación de Gas Lift.	100
Figura 28. Esquema de Flujo Continuo e Intermitente.	101
Figura 29. Mandril de Gas Lift.	103
Figura 30. Comparación de una Válvula de Gas Lift con un Regulador de Presión.	105
Figura 31. Partes de la Válvula de Gas Lift.	105
Figura 32. Tipos de Válvulas de Gas Lift.	107
Figura 33. Etapa Inicial del Proceso de Descarga.	108
Figura 34. Inicio de la Inyección de Gas.	108
Figura 35. Descarga del Fluido a Superficie.	109
Figura 36. Apertura de la Válvula 2.	110
Figura 37. Apertura de la Válvula 3.	110
Figura 38. Apertura de la Válvula 4.	110
Figura 39. Apertura de la Válvula Operadora.	111
Figura 40. Ventana Principal Herramienta Software “DARLIFT5”.	123
Figura 41. Interfaz Grafica Herramienta Software “DARLIFT5”.	123
Figura 42. Exportar Información del Diseño a Excel.	128
Figura 43. Diseño de Bombeo Mecánico.	129
Figura 44. Esquema de la Instalación de Bombeo Mecánico.	132
Figura 45. Diseño de Bombeo Electrosumergible.	133
Figura 46. Selección del Equipo de Subsuelo de Bombeo Electrosumergible	134
Figura 47. Esquema de la Instalación por Bombeo Electrosumergible.	135
Figura 48. Selección del Equipo de Subsuelo de Bombeo por Cavidades Progresivas.	136
Figura 49. Resultados del Diseño de Bombeo por Cavidades Progresivas.	137
Figura 50. Esquema General de instalación de PCP.	138
Figura 51. Esquema del Diseño de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.	140
Figura 52. Diseño de Gas Lift Continuo.	140
Figura 53. Esquema de Instalación de Gas Lift Continuo.	143

Figura 54. Módulo Multimedia.	144
Figura 55. Manual de Usuario de la Herramienta Software DARLIFT5.	145

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico.	28
Tabla 2. Ventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico.	35
Tabla 3. Desventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico.	36
Tabla 4. Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.	48
Tabla 5. Funciones del sello o protector.	52
Tabla 6. Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Electrosumergible.	56
Tabla 7. Componentes del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.	67
Tabla 8. Ventajas y Desventajas del Bombeo por Cavidades Progresivas.	72
Tabla 9. Tamaños de Varillas Utilizadas en (PCP).	79
Tabla 10. Componentes Básicos del Sistema por Bombeo Hidráulico.	83
Tabla 11. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.	91
Tabla 12. Designación de Bombas Jet.	98

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. PRÁCTICA RECOMENDADA PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO PRÁCTICA API RP 11L, CUARTA EDICIÓN, JUNIO 1 DE 1988	155
ANEXO B. FIGURAS Y TABLAS EMPLEADAS EN EL DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	166
ANEXO C. FIGURAS Y TABLAS EMPLEADAS EN EL DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS	170
ANEXO D. FIGURAS Y TABLAS EMPLEADAS EN EL DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	173
ANEXO E. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA EN EL DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO POR GAS LIFT CONTINUO	180

RESUMEN

TITULO: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL DISEÑO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES.*

AUTORES: WILLIAM GIOVANNY RODRÍGUEZ PÁEZ
CARLOS ALBERTO ROBLES PEÑA **

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Diseño, Análisis, Metodología, Selección, Herramienta Software.

DESCRIPCIÓN

El diseño de sistemas de levantamiento artificial (SLA) requiere de un análisis cuidadoso de los fundamentos teóricos y los factores que afectan el desempeño de los mismos. Para esto, es necesario estudiar las características de cada uno de ellos y definir su rango de aplicación. La identificación de sus componentes, parámetros operacionales y el desarrollo de una metodología adecuada de diseño de cada (SLA) convencional, constituyen las bases sobre las cuales se diseña e implementa la Herramienta Software DARLIFT5.

Para la elaboración de la metodología de diseño, es de gran utilidad el estudio de los sistemas de levantamiento artificial convencionales, reconociendo claramente sus principios básicos de operación, las ventajas y desventajas de cada sistema y algunos métodos de diseños propuesto por la industria.

Estas metodologías de diseño son implementadas a través de una interfase llamada Herramienta Software DARLIFT5, que cuenta con 5 módulos de Diseño: Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico Jet, Gas Lift Continuo. La herramienta recibe datos del estado mecánico del pozo, datos de producción, propiedades del fluido y parámetros operacionales del SLA suministrados por el usuario, los procesa y finalmente realiza el diseño indicando la capacidad y el dimensionamiento de sus componentes de subsuelo y superficie, analiza los resultados y muestra si estos presentaran fallas que afectarían el desempeño del sistema. La herramienta cuenta también con un conjunto de contenido multimedia cuyo objetivo será facilitar el aprendizaje a cerca del funcionamiento de cada SLA convencional.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Directores: M.Sc, Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TITLE: SOFTWARE TOOL FOR DESIGN AND ANALYSIS CONVENTIONAL ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS.*

AUTHORS: WILLIAM GIOVANNY RODRÍGUEZ PÁEZ
CARLOS ALBERTO ROBLES PEÑA **

KEY WORDS: Artificial Lift, Design, Analysis, Methodology, Selection, Software Tool.

DESCRIPTION

The artificial lift systems design (ALS) demands a careful analysis of fundamentals theorists and factors that influence the performance of the same. Therefore, it is necessary to study the characteristics of every one of them and define its application rank. The identification of its components, operational parameters and the development of an adequate design methodology of every one conventional (ALS), are the basis for the design and implementation of the software tool DARLIFT5.

For the making of the design methodology, it very useful the study of conventional artificial lift systems, identifying clearly the basic operative principles, advantage and disadvantage of every system and any design methods proposed for the industry.

These design methodologies has been implemented on an interface called Software Tool DARLIFT5, it has with five design modules: Sucker Rod Pumping, Electrical Submersible Pumping, Progressive Cavity Pumping, Jet Hydraulic Pumping, Continuo Gas Lift. The tool receive mechanic well state information, production information, fluids properties and operational parameters of ALS supplied by the user, then processes them and finally execute the design suggesting the capacity and measuring of underground and surface components, it examines the results and shows if these will present failures than influence the system performance. The tool also has with a conjunct the multimedia content which principal objective will be supply the learning about every one conventional ALS operating.

* Degree Project.

** Faculty of Chemicals-Physical Engineering. Petroleum Engineering.
Tutor: Fernando Enrique Calvete González.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, la explotación de los pozos es de suma importancia ya que ellos representan el medio de obtención de hidrocarburos desde el yacimiento petrolífero a la superficie, lo cual reviste a su vez un interés de aspecto económico para el país.

Por lo anterior, existe una preocupación de los ingenieros de petróleos por lo que la producción de dichos pozos se efectúe en forma óptima; es decir, que el pozo produzca a una tasa tal que la vida productiva de éste sea lo más prolongada posible, claro está que sin dejar de importar el aspecto económico. Además debe tenerse en cuenta que se debe producir todo el volumen posible de hidrocarburos de los pozos, esto es, que el volumen de petróleo remanente final en el yacimiento sea el menor posible.

De esta manera los sistemas de levantamiento artificial de producción en pozos petroleros, tienen una gran importancia en la explotación de los hidrocarburos sin el empleo de estos sistemas de extracción de hidrocarburos, no sería factible obtener el máximo beneficio del yacimiento.

Los sistemas de levantamiento artificial más empleados a nivel mundial son: Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico, Gas Lift.

La puesta en marcha de un sistema de levantamiento artificial en un pozo en particular implica desde la selección del sistema de bombeo que más se adapte de acuerdo a las características del pozo, pasando por el diseño del sistema, hasta la implementación del mismo.

En muchos casos el ingeniero a cargo no tiene las herramientas suficientes para realizar un diseño adecuado y un diagnóstico rápido de un sistema de bombeo, llevándolo a realizar cálculos tediosos en el diseño que demandan tiempo y sin la obtención de resultados esperados. Por tal razón surge la necesidad de realizar una herramienta software de rápida aplicación que permita efectuar el diseño de un sistema de levantamiento artificial evaluando las variables más relevantes en el mismo.

De igual forma esta herramienta será de ayuda como material educativo para el docente y el estudiante, facilitando la comprensión y el entendimiento a cerca de los sistemas de levantamiento artificial utilizados en campos de petróleo y gas.

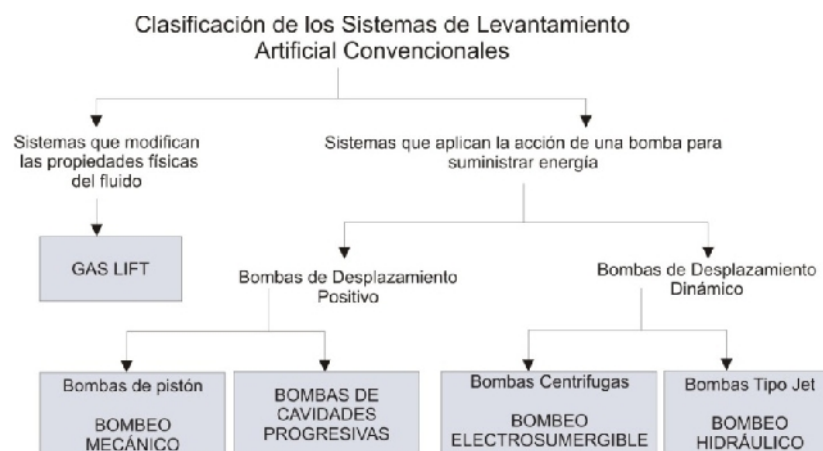
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un Sistema de Levantamiento Artificial¹ (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos cerrados o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES

Figura 1. Clasificación de los Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales



Fuente: GOLAN, Michael. Well Performance. 2 ed. 472 p.

¹ ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

2. BOMBEO MECÁNICO

El sistema por Bombeo Mecánico fue el primer sistema de levantamiento artificial implementado en un campo de petrolero. Actualmente este sistema es el más utilizado en términos de número de instalaciones con aproximadamente el 85% de los pozos productores a nivel mundial.

El bajo costo, su simplicidad mecánica, su eficiencia de operación y la facilidad de instalación unida al excelente desempeño en pozos de baja producción lo hace el sistema de levantamiento artificial ideal a ser implementado.

2.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA POR BOMBEO MECÁNICO (BM)

El sistema consiste de una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que se abastece con energía producida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna de superficie mediante un sistema de engranajes y correas ver Figura 2.

2.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBEO MECÁNICO

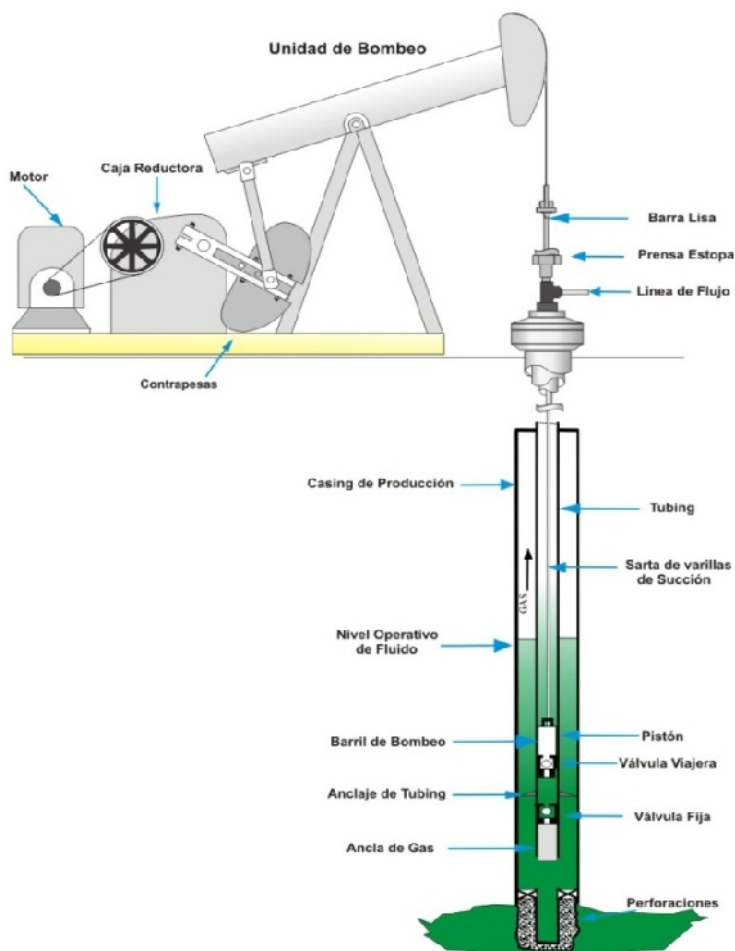
Básicamente, el equipo de levantamiento artificial para bombeo mecánico consta de los siguientes componentes como se muestra en la Tabla1.

Tabla 1. Componentes del Sistema de Bombeo Mecánico.

Equipo de Subsuelo	Equipo de Superficie
Varillas de Bombeo	Base de la Unidad
Bomba de subsuelo	Motor
Tubería de Producción	Caja Reductora
Ancla de Tubing	Unidad de Bombeo
Anclas de gas (opcional)	Contrapesas
Separador de gas (opcional)	Barra Lisa
	Equipo de cabeza de pozo

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 283-286 p.

Figura 2. Sistema Típico de Bombeo Mecánico.



Fuente: Los Autores.

2.3. EQUIPO DE SUBSUELO

2.3.1 Sarta de Varillas.

Formada por las varillas de succión, que van dentro de la sarta de la sarta de tubería de producción del pozo. La sarta de varillas proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie.

Las varillas están disponibles en acero y fibra de vidrio. Aprox. El 90% de las sargas son de acero, pero en algunos campos hay sargas combinadas de varillas en acero y fibra de vidrio.

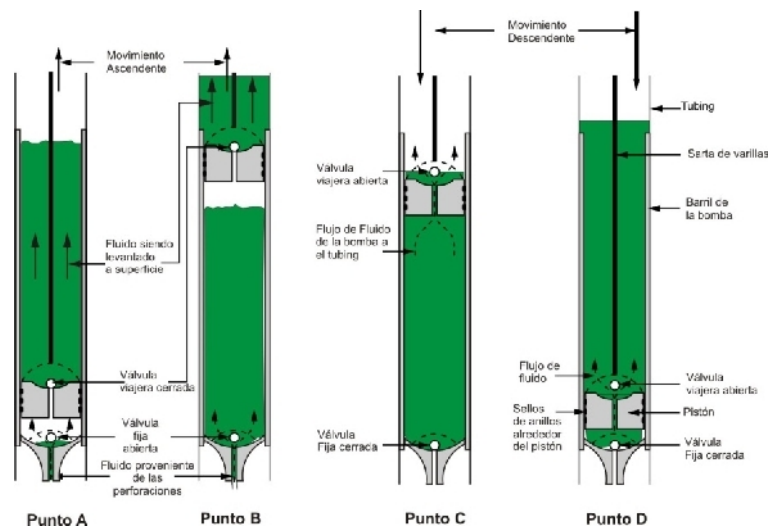
2.3.2. Bomba de Subsuelo.

Permite la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie.

Las partes básicas de la bomba de subsuelo son: el barril, pistón, válvula viajera, válvula fija. Estas partes son simples, pero construidas con una gran precisión para asegurar su intercambiabilidad y eficiencia.

El principio de operación de la bomba se puede explicar en 4 pasos, como se observa en la Figura 3.

Figura 3. Funcionamiento de una Bomba de Subsuelo.



Fuente: Los Autores.

Punto A. Inicio de la carrera ascendente, la válvula viajera se encuentra cerrada donde la carga de columna del fluido soporta la sarta de varillas; por otra parte la válvula fija se encuentra abierta dando paso del fluido, ayudado por el diferencial de presión en su parte inferior y superior que tiene que ver con la cámara o el espacio entre las válvulas.

Punto B. El pistón se desplaza hasta la parte superior de la carrera ascendente y así se presenta la máxima carga de todo el sistema.

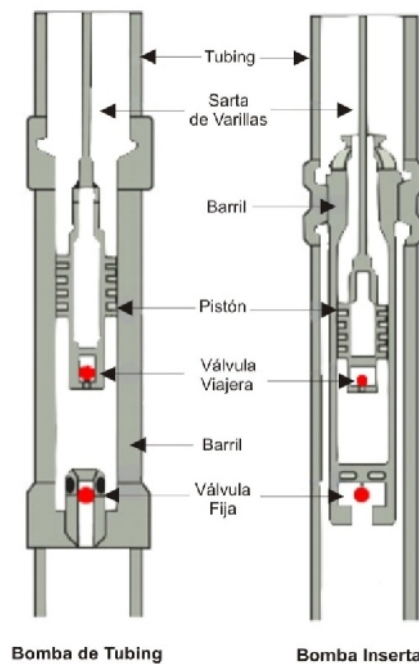
Punto C. El principio de la carrera descendente; la válvula viajera entra a depender del porcentaje de gas libre en el líquido que se encuentra en la cámara de compresión; la carga del fluido sirve como soporte de la válvula fija que está cerrada.

Punto D. El pistón se desplaza hasta el fondo de la carrera descendente; mientras que la válvula viajera sigue abierta, así permite el paso del fluido hasta que la presión en la cámara sea inferior a la presión encontrada en el pistón, en ese

momento, la válvula fija se abre y permite la entrada del flujo proveniente de la formación.

2.3.2.1 Tipos de Bombas: Existen dos tipos de bombas de subsuelo: bombas insertas ó de varillas y bombas de Tubing. La configuración de estas bombas se puede ver en la Figura 4.

Figura 4. Tipos de Bombas de subsuelo.



Fuente: Los Autores.

A) Bombas Insertas. Son las más populares en la industria del petróleo, puesto que estas son las de más fácil instalación y servicio.

La instalación de estas bombas se realiza colocando la bomba en el extremo de la sarta de varillas, corriéndola a través del pozo hasta llegar a asentarse en la niplesilla que se encuentra en el fondo de la tubería de producción.

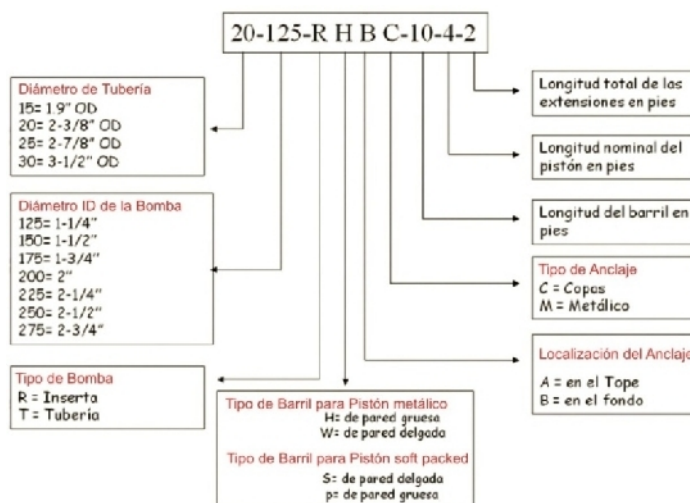
b) Bombas de Tubería. El API las ha designado como TH o TP. Esta designación depende del tipo de pistón, y se caracterizan porque el barril es parte de la tubería de producción y está conectado en el extremo inferior de la misma.

Esta bomba se utiliza para manejar grandes volúmenes de crudo.

Una desventaja de este tipo de bombas, es que la tubería debe sacarse para hacerle servicio al barril, y esto ocasiona pérdidas adicionales de producción e incrementa los tiempos y los costos por servicios al pozo.

2.3.2.2. Designación API de las Bombas de Subsuelo.

Figura 5. Designación API de las Bombas.



Fuente: FISCHER. Bombeo Mecánico1. [Presentación]. 17-18p.

El ejemplo representa una bomba inserta de 1-1/4" para tubería de 2-3/8". El barril tiene una longitud de 10 ft, el pistón 4ft, y el total de las extensiones miden 2 ft. El barril de pared gruesa, anclaje tipo copas en el fondo.

2.3.3. Tubería de Producción

La tubería de producción se utiliza para aislar zonas productivas y contener presiones de formación. Tiene que estar diseñada para soportar presiones de inyección provistas, por ejemplo una estimulación por fractura e incluso para cementación que en este tipo de tuberías suele ser muy crítica.

2.3.4. Ancla de Tubing

Es un equipo tipo empaadura que sirve para anclar la tubería de producción al revestidor, a fin de reducir los movimientos verticales (elongación y contracción) durante los ciclos de bombeo.

2.3.5. Separadores de Gas en Fondo

Es un tubo o niple perforado colocado debajo de la zapata, con la finalidad de separar o evitar que el gas entre en la bomba y lograr de esta manera una mayor eficiencia volumétrica de la bomba.

2.4. EQUIPO DE SUPERFICIE

2.4.1. Equipo de Cabeza de Pozo

Contiene el prensaestopas (*stuffing box*), el cual sella sobre la barra lisa y una Te de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.

2.4.2. La Barra Lisa

Conecta el balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.

2.4.3. Caja Reductora

La caja reductora se utiliza para convertir un movimiento rotatorio de alta velocidad (altos RPM) y bajo torque proveniente del motor en un movimiento rotatorio de baja velocidad (bajos RPM) y torque alto, ya que son necesarios bajos RPM para accionar la unidad de bombeo.

2.4.4. Unidad de Contrapesos

El tamaño de la caja reductora es minimizado utilizando contrapesos, estos ayudan a la caja reductora en la carrera ascendente: es decir cuando la barra lisa se encuentra en la parte superior. En la carrera descendente, la caja reductora levanta los contrapesos con la ayuda del peso de la sarta de varillas.

2.4.5. Motor

El cual proporciona la potencia de impulsión al sistema y puede ser un motor eléctrico o un motor de combustión interna.

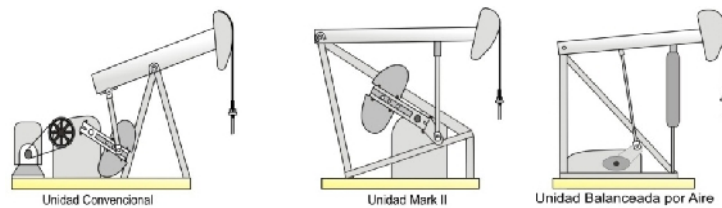
2.4.6. La Unidad de Bombeo

Es un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación de la caja reductora en un movimiento oscilante requerido para operar la bomba de fondo. Su elemento principal es el balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.

2.5. TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

De acuerdo a su geometría se clasifican en tres tipos principales: unidades convencionales, las cuales tienen el apoyo en el punto medio del balancín; Unidades balanceadas por aire, cuyo punto de apoyo se ubica en el extremo delantero del balancín; y las unidades Mark II, que tienen el apoyo en el extremo trasero del balancín como se observa en la Figura 6.

Figura 6. Tipos de Unidades de Bombeo Mecánico.



Fuente: Los Autores.

2.5.1. Ventajas y Desventajas de los Tipos de Unidades de Bombeo.

Tabla 2. Ventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico.

Ventajas		
Convencional	Balanceadas por Aire	Mark II
Fácil de manejar	Permite controlar mejor el balanceo	Reduce los picos de torsión por su forma y contrapeso
Requiere de mínimo mantenimiento	La unidad tiene menor peso	Requiere de menos caballaje
La confiabilidad, la fuerza y la sencillez son factores primordiales.	Los costos de transporte y de instalación bajan notablemente	Las cargas máximas son menores, permitiendo mayor duración de la sarta de varillas de succión.
La unidad de bombeo mecánico no se repara	Recomendado usarse en áreas cercanas a las operaciones	

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris.Technip, 2000. 295 p.

Tabla 3. Desventajas de las Unidades de Bombeo Mecánico.

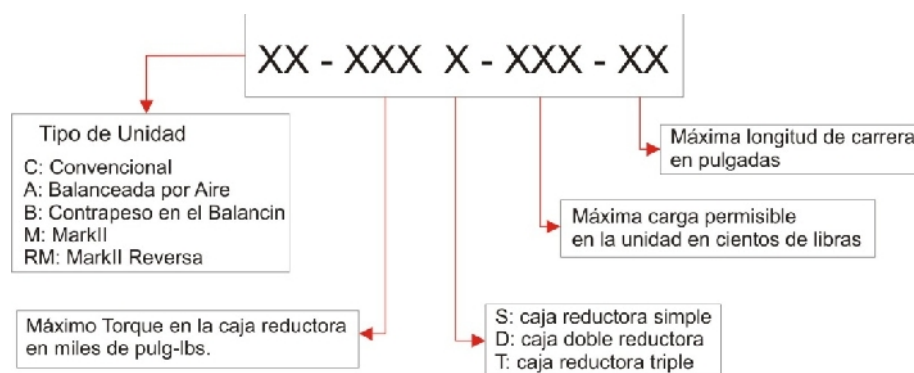
Desventajas		
Convencional	Balancedas por Aire	Mark II
No se logran balanceos correctos	Altos costos de mantenimiento	No se logran balanceos correctos
Se requiere de una cuadrilla para su balanceo	La unidad tiene menor peso	Altos costes de transporte y de instalación
Su elevado peso dificulta su manejo	Pérdidas considerables de producción por reparación de la unidad	
Altos costos de transporte e instalación	Restringido su uso a áreas cercanas	

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 295 p.

2.5.2. Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico

El API ha desarrollado un método para la designación de los diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico.

Figura 7. Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico.



Fuente: LUFKIN. Oil field Products Group: General Catalog 2008-2009. 69 p.

Ejemplo: C - 320D - 256 - 100

Equivale a una unidad convencional, con torque máximo de 320 Mpulg-lbs, con doble caja reductora, con capacidad de carga hasta 25600 lbs y una longitud de carrera de 100 pulg como máximo.

2.6. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO MECÁNICO

El procedimiento de diseño recomendado por el API para Unidades de Bombeo Mecánico Convencionales es el Método del API RP 11L.

El método está basado en correlaciones, resultado de la información de pruebas de investigación, y éstos a su vez son presentados en términos de parámetros adimensionales que pueden ser determinados por una serie de curvas.

El procedimiento de diseño es un método de prueba y error. Generalmente se requieren tres pasos en el procedimiento:

- Hacer una selección preliminar de los componentes de la instalación.
- Las características de operación de la selección preliminar son calculadas mediante el uso de formulas, tablas y figuras incluidas en el API 11 RL.
- Los cálculos de desplazamiento y carga en la bomba son comparados con los volúmenes, tasas de carga, esfuerzos y otras limitaciones de la selección preliminar.

La cantidad mínima de información que debe ser conocida o asumida es:

- Nivel de fluido – D, el levantamiento neto en pies.
- Profundidad de la bomba – L, pies.
- Velocidad de bombeo – N, recorrido por minuto.
- Longitud de recorrido en superficie – S, pulgadas.
- Diámetro del pistón – Dp, pulgadas.

- Gravedad específica del fluido – G_e .
- Diámetro nominal de la tubería de producción y si esta se encuentra anclada o no.
- Diseño y tamaño de la sarta de varillas.

Conociendo esa información, los siguientes factores de diseño pueden ser determinados:

- Recorrido del pistón – S_p , pulgadas.
- Desplazamiento de la bomba – PD , barriles/día.
- Máxima carga en la barra lisa – $PPRL$, libras.
- Mínima carga en la barra lisa – $MPRL$, libras.
- Máximo torque en la manivela – PT , pulgada-libra.
- Potencia en la barra lisa – $PRHP$.
- Contrabalanceo requerido – CBE , libras.

2.6.1. Consideraciones Básicas Usando el Método API RP 11L

El método API RP 11L ha sido el procedimiento más usado en el diseño de sistemas de bombeo mecánico, debido a su fácil manejo. Sin embargo, el método tiene muchas limitaciones por las suposiciones hechas cuando fue desarrollado inicialmente. Cuando se usa este procedimiento se debe tener en cuenta que fue desarrollado para:

- El llenado de la bomba es 100% líquido.
- Varillas de acero.
- La geometría de la unidad es generalmente convencional.
- El motor principal es de bajo deslizamiento.
- La unidad se encuentra perfectamente balanceada.
- Los efectos de fricción en fondo del pozo son despreciables.

- No hay efectos de aceleración debido al fluido desplazado.
- La tubería de producción se encuentra anclada.

Los parámetros más importantes se muestran en la “Nomenclatura del método API” ver Figura 8.

2.6.2. Nomenclatura

1/Kr: Constante elástica – Totalidad de la sarta de varillas en pulgadas/lb.

Nota. Kr = Constante de elongación de la totalidad de la sarta y representa la carga en libras requerida para estirar la totalidad de la sarta una pulgada.

1/Kt: Constante elástica - Parte de la sarta de la tubería de producción de desanclada en pulgadas/lb.

Nota. Kt = Constante de elongación de la tubería de producción desanclada y representa la carga en libras requerida para estirar una parte de la tubería de producción desanclada, entre el ancla y la bomba, una pulgada.

CBE : Contrapeso requerido en libras.

D : Diámetro del pistón en pulgadas.

Er : Constante elástica de las varillas en pulgadas/lb-pie.

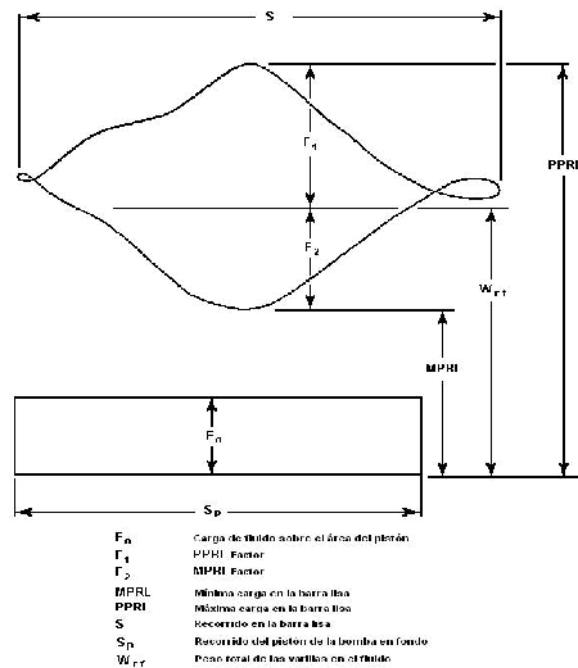
Nota. Er representa las pulgadas de elongación debido a la aplicación de una carga de una libra por cada pie de longitud de varilla.

F1 : Factor de PPRL.

F2 : Factor de MPRL.

F3 : Factor PRHP.

Figura 8. Nomenclatura para el Método API RP 11L.



Fuente: API RP 11L, Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems. 5 ed. Houston, 2008. 5 p.

- F_c : Factor de frecuencia.
- F_o : Carga total de fluido sobre el área del pistón.
- G_e : Gravedad específica del fluido producido.
- H : Levantamiento neto en pies.
- L : Profundidad de la bomba en pies.
- MPRL: Carga mínima en la barra lisa.
- N : Velocidad de bombeo en golpes por minuto.
- N_o : Frecuencia natural de una sarta de varillas homogénea en golpes por minuto.
- N_o' : Frecuencia natural de la sarta de varillas combinada en golpes por minuto.
- PD: Desplazamiento de la bomba en barriles por día.
- PPRL: Carga máxima en la barra lisa en libras.

- PRHP: Potencia en la barra lisa.
- PT: Torque máximo en la manivela en pulgadas-libra.
- S: longitud del recorrido en la barra lisa en pulgadas.
- SKr: Libras de carga necesaria para estirar la totalidad de la sarta de varillas, una cantidad igual al recorrido de la sarta de la barra lisa, S.
- T: Torque en la manivela en pulgadas-libra.
- Ta: Constante de torque ajustada para valores de Wrt/SKr.
- W: Peso total de las varillas en el aire en libras.
- Wr: Peso promedio de las varillas en el aire en libras/pie.
- Wrt: Peso total de las varillas en el fluido en libras.

2.6.3. Cálculo de Parámetros Operacionales

Los cálculos de los parámetros operacionales de bombeo se basan en el uso de unas cartas, que son el resultado de unas correlaciones graficadas en función de variables independientes. Los siguientes son los parámetros de operación calculados con el método API RP 11L:

2.6.3.1. Longitud de Recorrido del Pistón: Para una sarta de tubería de producción anclada el recorrido del pistón es calculado mediante:

$$S_p = S * \frac{S_p}{S} \quad \text{Ecuación 1.0}$$

Donde: S = Longitud de recorrido del pistón en fondo en pulgadas.

$\frac{S_p}{S}$ = Variable dependiente leída de la grafica Anexo A-2.

Si la tubería de producción no está anclada, la elongación de la tubería debida a la disminución de la carga de fluido en el recorrido del pistón esta dado por:

$$S_p = S * \frac{S_p}{S} - \frac{F_o}{K_t} \quad \text{Ecuación 2.0}$$

Donde los parámetros no definidos son:

F_o = Carga del fluido sobre el pistón dada por la siguiente ecuación:

$$F_o = 0.34H * D_p^2 * S_p * Ge \quad \text{Ecuación 3.0}$$

Donde: H = Nivel de fluido dinámico en pies.

D_p = Diámetro del pistón en pulgadas, ver Anexo A-1.

Ge = Gravedad específica del fluido producido.

K_t = Constante elástica de la sarta de tubería de producción.

La constante elástica para una tubería de producción desanclada está calculada por la siguiente expresión, donde la constante elástica de la tubería de producción E_t es encontrada de la (Ver Anexo A-3).

$$K_t = \frac{1}{E_t * L} \quad \text{Ecuación 4.0}$$

Donde: L = Profundidad de asentamiento de la bomba en pies.

2.6.3.2. Desplazamiento del Pistón: Asumiendo un 100% de eficiencia de llenado (es decir, asumiendo el barril completamente lleno de líquido durante todo el recorrido), el volumen diario desplazado por la bomba puede ser calculado con base a la longitud de recorrido del pistón:

$$PD = 0.1166 S_p * N * D_p^2 \quad \text{Ecuación 5.0}$$

2.6.3.3. Carga sobre la barra lisa: La carga máxima y mínima sobre la barra lisa durante el ciclo de bombeo se calculada con:

$$PPRL = W_{rf} + \frac{F1}{SKr} * SKr \quad , \text{ y} \quad \text{Ecuación 6.0}$$

$$MPRL = W_{rf} - \frac{F2}{SKr} * SKr \quad \text{Ecuación 7.0}$$

Donde: $PPRL$ = Carga máxima en la barra lisa en Lb.

$MPRL$ = Carga mínima en la barra lisa en Lb.

W_{rf} = Peso debido a la flotación de las varillas, dada por la siguiente ecuación.

$$W_{rf} = W_r - (1 - 0.127 SpGe) \quad \text{Ecuación 8.0}$$

Donde: W_{rf} = Peso de la sarta de varillas incluyendo la flotación, en lb.

W_r = Peso total de la sarta de varillas en el aire, en Lb.

$\frac{F1}{SKr}$ = Variable dependiente leída del (Anexo A-4).

$\frac{F2}{SKr}$ = Variable dependiente leída del (Anexo A-5).

2.6.3.4. Potencia en la Barra Lisa

$$PRHP = 2.53 * 10^{-6} * \frac{F3}{SKr} * S^2 * N * Kr \quad \text{Ecuación 9.0}$$

Donde: $PRHP$ = Potencia en la barra lisa en HP.

$\frac{F3}{SKr}$ = Variable dependiente leída de la figura (Anexo A-6).

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.

N = Velocidad de bombeo en strokes por minuto.

Kr = Constante elástica de la sarta de varillas en Lb/pulgadas.

2.6.3.5. Torque máximo: El torque máximo sobre la caja reductora es calculado asumiendo que la unidad se encuentra perfectamente balanceada. Así, el efecto de contrabalanceo actual en la barra lisa es asumido para ser igual al valor dado abajo:

$$CBE = 1.06 (Wrf + 0.5 Fo) \quad \text{Ecuación 10.0}$$

Donde: CBE = Potencia en la barra lisa en HP.

Wrf = Peso de la sarta de varillas debido a la flotación, en Lb.

F_o = Carga de fluido sobre el pistón, en Lb.

Bajo estas condiciones, el torque máximo es calculado por:

$$PT = \frac{2T}{S^2 Kr} * \frac{S^2}{2} * Kr \left[1 + \left(\frac{Wrf}{Skr} - 3 \right) * \frac{Ta}{10} \right] \quad \text{Ecuación 11.0}$$

Donde: PT = Torque máximo sobre la caja reductora en pulgadas-lb.

- $\frac{2T}{S^2 Kr}$ = Variable dependiente leída de la figura (Anexo A-7).
- S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.
- Kr = Constante de elasticidad de la sarta de varillas en lb/pulg.
- $\frac{Wr_f}{SKr}$ = Variable dimensional independiente.
- Ta = Factor de torque ajustado, %.

2.6.4. Consideraciones de Diseño para Otro Tipo de Unidades

2.6.4.1. Unidades Balanceadas por Aire

$$PPRL = Wr_f + Fo + 0.85 \left(\frac{F1}{SKr} * SKr - Fo \right) \quad \text{Ecuación 12.0}$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F1}{SKr} - \frac{F2}{SKr} \right) * SKr \quad \text{Ecuación 13.0}$$

$$CBE = 1.06 \left(\frac{PPRL + MPRL}{2} \right) \quad \text{Ecuación 14.0}$$

$$PT = 0.96 * \frac{2T}{S^2 Kr} * \frac{S^2}{2} * Kr \left[1 + \left(\frac{Wr_f}{SKr} - 3 \right) * \frac{Ta}{10} \right] \quad \text{Ecuación 15.0}$$

2.6.4.2. Unidades Mark II

$$PPRL = Wr_f + Fo + 0.75 \left(\frac{F1}{SKr} * SKr - Fo \right) \quad \text{Ecuación 16.0}$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F1}{SKr} + \frac{F2}{SKr} \right) * SKr \quad \text{Ecuación 17.0}$$

$$CBE = 1.06 \left(\frac{PPRL + 1.25 MPRL}{2} \right) \quad \text{Ecuación 18.0}$$

$$PT = (0.93 PPRL - 1.2 MPRL) * \frac{S}{4} \quad \text{Ecuación 19.0}$$

La metodología de Diseño de Sistemas de levantamiento por Bombeo Mecánico puede ser resumida en el diagrama de flujo en el Anexo A-8.

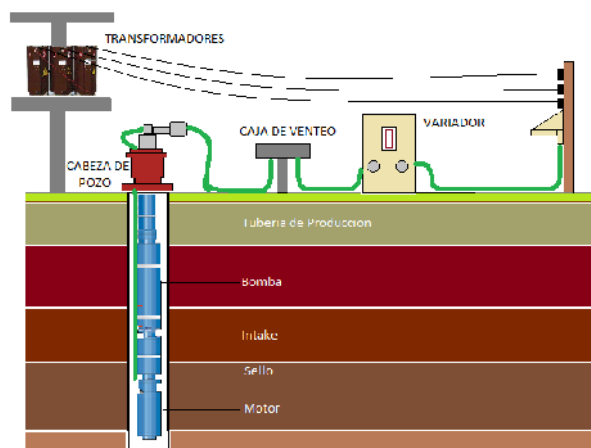
3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La principal función del bombeo electrosumergible es convertir la energía provista por un motor primario en energía dentro del líquido que se bombea. Esta energía contenida se presenta como energía de presión.

3.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo, además está compuesto por una motor eléctrico trifásico, una sección sellante llamada protector, mientras que en superficie se requiere de un banco de transformadores y un panel de control para suministrar la energía y controles apropiados al equipo de fondo, (Ver Figura 9).

Figura 9. Instalación Típica de un Sistema por Bombeo Electrosumergible.



Fuente: Los Autores.

El bombeo electrosumergible es considerado como un económico y efectivo sistema que sirve como medio para levantar grandes volúmenes de fluido desde profundidades considerables y bajo una gran variedad de condiciones de pozo.

3.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Un sistema de bombeo electrosumergible² está dividido en dos secciones: un equipo de superficie y uno de fondo. (Ver Tabla 4).

Tabla 4. Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.

Equipo de Subsuelo	Equipo de Superficie
Motor Eléctrico Sumergible	Cabezal de Pozo
Sello ó Protector	Fuentes de Energía
Entrada a la Bomba (Intake)	Transformadores
Bomba Centrífuga	Controlador de frecuencia
Cable de Potencia	Caja de Venteo ó conexiones eléctricas
Separador de gas (opcional)	

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 323-324 p.

3.3. EQUIPO DE SUPERFICIE

3.3.1. Cabezal de Pozo

Tiene como función sostener todo el equipo de fondo (motor, sello, bomba, cable), así como la tubería de producción y permite pasar a través del mismo el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo.

² CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 323-330 p.

3.3.2. Fuentes de Energía

El principal medio para la generación de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica la cual es luego transmitida por el sistema de transmisión y distribución.

3.3.3. Transformadores

El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.

3.3.4. Tipos de Transformadores

El tipo de transformador requerido depende del sistema de potencia primario y del voltaje requerido en superficie.

- **Transformador Reductor (SDT)**

Se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea, al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, éstos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.

- **Transformador Elevador (SUT)**

Incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente. Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.

3.3.5. Controlador de Frecuencia

La flexibilidad del sistema de bombeo electrosumergible permite la aplicación de un controlador a frecuencia variable (VSD), el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba.

3.3.6. Caja de Conexiones Eléctricas

Está localizado en la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Cumple una función básica que es proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia, provee un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo, además es un punto de conexión entre el cable de potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

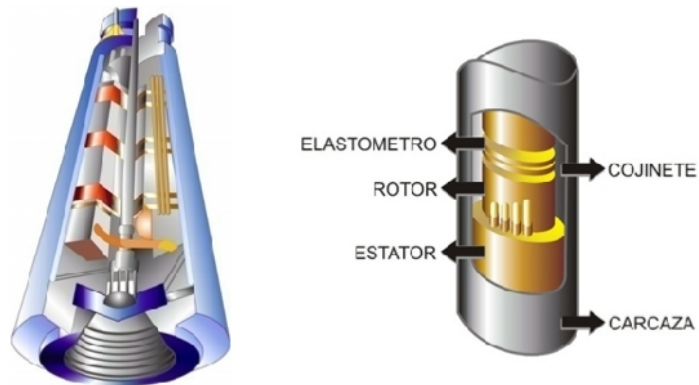
3.4. EQUIPO DE FONDO

3.4.1. Motor Eléctrico Sumergible

Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electrosumergible son de dos polos, trifásicos, jaula de arcilla y de tipo inducción.

Está diseñado de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado y con alta resistencia dieléctrica.

Figura 10. Motor Sumergible y sus Componentes Básicos.



Fuente: Los Autores.

El motor está constituido de un rotor usualmente de 12 a 18 pulgadas de largo, se encuentra dispuesto a lo largo de un eje que es recubierto por un estator que al inducirse una corriente a través de él, genera un campo magnético.

Figura 11. Esquema del Rotor y Estator.



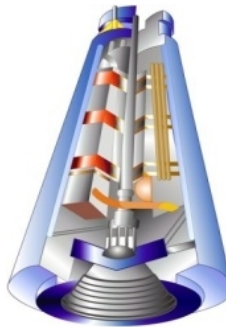
Fuente: Los Autores.

El estator está compuesto de un grupo de arreglos de electroimanes individuales, los cuales forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán hacia el centro. El rotor rota simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico rotatorio generado por el estator.

3.4.2. Sello

La sección sellante o protector está ubicada entre la sección de entrada a la bomba y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamble y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo.

Figura 12. Sello



Fuente: Los Autores.

Tabla 5. Funciones del sello o protector.

FUNCIONES	Evitar que el fluido del pozo contamine el fluido dieléctrico del motor
	Absorber esfuerzos que transmite el eje de la bomba.
	Absorber la expansión del aceite dieléctrico de los motores debido a la temperatura.
	Igualar la presión anular del revestimiento con la presión interna del fluido dieléctrico del motor, permitiendo a la vez una comunicación de presiones.

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 328 p.

3.4.3. Entrada a la Bomba

La entrada a la bomba o (*Intake*) es un ensamblaje mecánico a través del cual pasa el fluido del pozo al interior de la bomba, también sirve para darle soporte al rodamiento que absorbe los esfuerzos axiales que transmite el eje.

3.4.4. Bomba Centrífuga

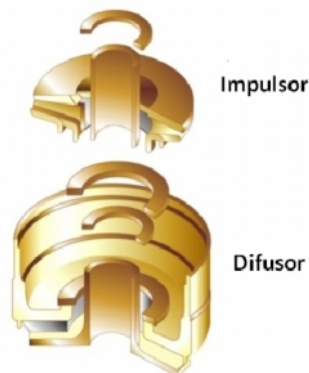
Está conformada por un determinado número de etapas, cada etapa en sí permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma, el número de etapas va a depender de la necesidad de cabeza que se requiere levantar.

Las bombas electrosumergibles son centrífugas multi-etapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor y como el impulsor rota a gran velocidad éste le imparte una moción rotatoria al líquido. La moción impartida por el impeller al líquido es de dos tipos:

- Radial debido a los esfuerzos centrífugos y donde el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor.
- Tangencial al diámetro exterior del impulsor.

La resultante de estas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

Figura 13. Partes Principales de la Bomba Centrífuga.



Fuente: Los Autores.

3.4.5. Cable de Potencia

La potencia es transmitida al motor electrosumergible por una línea de cable eléctrico trifásico que va adherido a la tubería de producción, éste cable debe ser pequeño (depende de la potencia requerida, puede ser No. 1, No. 2 ò No. 4) en diámetro, debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo.

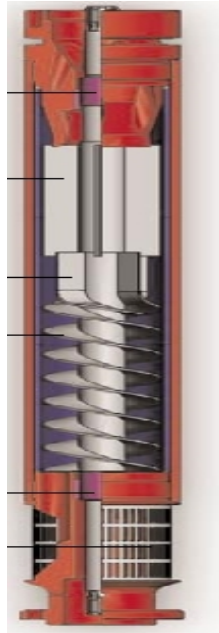
La selección del tipo de cable está basado principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular; el cable de configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.

3.4.6. Separador de Gas Rotatorio

El separador de gas conecta el protector o sello y la bomba, permitiendo la producción de pozos con alto GOR (mayor o igual al 200 PCS/Bbl) ya que reduce la cantidad de gas libre al pasar por la bomba.

El fluido entra al separador y es forzado hacia una cámara centrífuga por la acción de un inductor y una columna de baja succión. Una vez en la centrífuga el fluido con alta gravedad específica es forzado hacia el exterior de la pared de la cámara rotatoria por fuerza centrífuga dejando cerca del centro. El gas es separado por el divisor de fases y es vaciado de regreso al anular del pozo donde éste asciende.

Figura 14. Separador de Gas Rotatorio.



Fuente: CANADIAN ADVANCED INC. Electric Submersible Pumps 1. 8 p.

3.5. ACCESORIOS DE FONDO

3.5.1. Válvula de Cheque

Localizada dos o tres uniones por encima de la bomba, puede ser usada para mantener la tubería llena de fluido cuando se para la bomba, evitando el giro invertido de la misma, y protegiéndola de daños en casos de re arranque del motor después de lapsos cortos de tiempo.

3.5.2. Válvula de Drenaje

Localizada por encima de la válvula cheque, se usa para permitir el paso del fluido desde la tubería de producción hacia el anular, cuando se saca tubería, para evitar tubería llena durante reparaciones.

3.5.3. Cable Plano

Se usa para hacer la conexión desde la bomba a través de separador de gas y sello hasta el motor, donde hay limitaciones de diámetro.

3.5.4. Centralizadores

Son usados para centrar el motor y la bomba, para facilitar el enfriamiento y en algunos casos para prevenir daños debidos al rozamiento durante la instalación. Se usan especialmente en pozos desviados.

3.5.5. Protectores de Caucho

Protege la parte externa de la tubería de producción.

3.5.6. Bandas de Cable Plano

Se usan para fijar el cable plano a la bomba, el separador de gas y el sello; colocando una sección cada 6 pies.

3.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Tabla 6. Ventajas y Desventajas del Sistema de Bombeo Electrosumergible.

Ventajas	Desventajas
Aplicable en pozos con baja presión de fondo (pwf)	El gasto de energía eléctrica es muy elevado
Periodo de vida útil y largo	Baja capacidad para el manejo de gas libre
Es un sistema fácil de controlar y operar	Su vida útil varia si la instalación y diseño son deficientes

Ventajas	Desventajas
Su tamaño se ajusta fácilmente a las superficies y a las plataformas costa afuera	Puede existir problemas con la tubería por causa del cable eléctrico
Puede instalarse en pozos horizontales y desviados	Su resistencia a altas temperaturas es baja
La energía que aporta al fluido es alta	La inversión inicial es bastante elevada por el costo del equipo

Fuente: TAKCAS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Elsevier, 2009. 7-8 p.

3.7. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El diseño de una instalación por bombeo electrosumergible implica el conocimiento de la mayor cantidad posible de información del pozo, con el fin de evitar que el diseño final quede sobredimensionado o bajodimensionado lo cual trae como consecuencia gastos innecesarios y mal funcionamiento de los componentes de la instalación.

A continuación se presenta una metodología básica para el diseño de una instalación por bombeo electrosumergible, la cual se presentara en varias etapas para un correcto entendimiento.

3.7.1. Información del pozo

- Tamaño de casing de producción
- Tamaño de la tubería de producción
- Profundidad del pozo (TVD)
- Intervalo de perforaciones

- Presiones en cabeza (THP y CHP)
- Rata de producción
- Corte de agua (Wc)
- Gravedad API del aceite
- Relación gas-aceite (GOR)
- Presión estática del pozo al nivel de referencia
- Temperatura en fondo (BHT)
- Nivel de sumergencia de la bomba
- Viscosidad del aceite
- Gravedad específica del gas
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del agua (SGw)
- Presión de burbuja del aceite (Pb)
- Viscosidad del aceite (μ)
- Posibles problemas
- Corrosión
- Formación de escamas
- Producción de arena
- Depósitos de parafinas

La proyección de producción depende del yacimiento y lo suministra el grupo de ingeniería de yacimientos de cada compañía operadora incluyendo los siguientes datos.

3.7.2. Parámetros de Diseño

- Tasa de producción deseada
- Profundidad de la bomba

- Fuentes de energía disponibles
- Frecuencia en superficie

3.7.3. Capacidad de Producción

Identificar la productividad del pozo a la profundidad de la bomba o determinar la profundidad de asentamiento de la bomba a una tasa de producción deseada. Se debe predecir según el comportamiento del pozo, teniendo en cuenta si se use el índice de productividad (IP), o la relación de desempeño de flujo de Vogel (IPR) según el tiempo de yacimiento.

3.7.4. Cálculos de Gas

Para asegurarse si se debe instalar algún accesorio para manejo del gas se debe calcular la cantidad de gas presente en la entrada de la bomba (intake), el cual puede generar bloqueos y ocasionar una baja eficiencia de la bomba para levantar el fluido a superficie. Esto se ocasiona debido a que el gas hace que la presión y la densidad del fluido varíen constantemente dentro del sistema.

Existen casos en los cuales no se conoce con certeza la relación gas-aceite. En este caso se pueden usar correlaciones que han sido desarrolladas para esta tarea. Una de las más usadas y aplicadas son las de Standing que sirven para determinar la relación gas-aceite y el factor volumétrico de formación:

- Relación entre gas-aceite en solución:

$$R_s = SG_g \left(\frac{P}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T (F)}} \right)^{1.2048}$$

Ecuación 20.0

Donde: R_s = Relación gas-aceite en solución, scf/stb.

SG_g = Gravedad específica del gas.

P = Presión de burbuja, psia.

T = Temperatura del fondo del pozo, °F.

- Factor volumétrico de formación de aceite:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad \text{Ecuación 21.0}$$

$$F = \left(\frac{SG_g}{SG_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \quad \text{Ecuación 22.0}$$

Donde: B_o = Factor volumétrico de formación del aceite, bbl/stb.

SG_g = Gravedad específica del gas.

SG_o = Gravedad específica del aceite.

T = Temperatura del fondo del pozo, °F.

- Factor volumétrico de formación de gas:

$$B_g = 5.04 \frac{ZT}{P} \quad \text{Ecuación 23.0}$$

Donde: B_g = Relación gas-aceite e, bbl/Mscf.

Z = Gravedad específica del gas.

P = Presión de sumergencia.

T = Temperatura del fondo del pozo, °F.

Se puede determinar el volumen de agua y de gas libre a partir de datos de producción cuando se conoce la relación gas- aceite (GOR) teniendo en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$Gas \ Total = \frac{GOR * BOPD}{1000} [MCF] \quad \text{Ecuación 24.0}$$

El gas en solución a la profundidad de asentamiento puede determinarse de la siguiente manera:

$$Gas \ en \ Solución = \frac{R_s * BOPD}{1,000} [MCF] \quad \text{Ecuación 25.0}$$

$$Gas \ Libre = Gas \ Total - Gas \ en \ Solución \quad \text{Ecuación 26.0}$$

Para el cálculo del volumen de aceite, de agua y de gas a la profundidad de asentamiento de la bomba se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BOPD * B_o [BOPD] \quad \text{Ecuación 27.0}$$

$$V_g = Gas \ libre * B_g [BOPD] \quad \text{Ecuación 28.0}$$

$$V_w = B_w PD * B_g [BOPD] \quad \text{Ecuación 29.0}$$

El volumen total del fluido que va a manejar la bomba será:

$$V_T = V_o + V_g + V_w \quad \text{Ecuación 30.0}$$

Cuando se realiza un diseño de un sistema electrosumergible se recomienda que el porcentaje de gas libre que pasa a través de la bomba no sea superior al 10%. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente manera:

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{\text{Gas libre}}{V_T} * 100 \quad \text{Ecuación 31.0}$$

Cuando el porcentaje de gas libre es mayor a 10%, es indispensable instalar un separador de gas a cambio de la sección de entrada a la bomba estándar (intake).

La cabeza dinámica total (TDH) corresponde a la cabeza que la bomba debe vencer para que el fluido llegue a superficie; en general la ecuación para calcularla es la siguiente:

$$THD = LNV + P_f + THF \quad \text{Ecuación 32.0}$$

Donde: *THD* = Cabeza Total Dinámica, pies.

LNV = Levantamiento Neto Vertical, pies.

P_f = Perdidas por fricción en el tubing, ver Anexo B-1, pies.

THF = Cabeza requerida para que el fluido llegue a superficie, pies.

3.7.5. Selección de Bomba Electrosumergible

La selección de la bomba está basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica total (TDH) y según las restricciones del tamaño del casing.

La opción más económica normalmente se da eligiendo equipos de series grandes (diámetros grandes) las cuales serán restringidas por el diámetro del casing de producción.

La bomba seleccionada deberá ser aquella en que el caudal teórico a extraer se encuentre entre los límites óptimos de trabajo de la misma y cerca de la máxima eficiencia. En caso de tener dos o más bombas que cumplan con este criterio, la selección final se basará en:

- a) Comparación de precios
- b) Potencia requerida (de la cual depende el consumo y el precio del motor) Un ejemplo práctico es presentado en el Anexo B-2.

3.7.6. Tamaño Óptimo de los Componentes

Una vez se haya seleccionado la bomba de un catálogo, se debe calcular el número de etapas, tamaño óptimo del motor, así como verificar las limitaciones del equipo.

$$Total \text{ .etapas} = \frac{TDH}{Cabeza \text{ .por .etapas}} \quad \text{Ecuación 33.0}$$

Para calcular la potencia requerida de la bomba seleccionada se utiliza la siguiente ecuación, tomando de las curvas de desempeño por etapa la potencia requerida por etapa de la bomba seleccionada:

$$HP = [Etapas \text{ .totales}] * [HP \text{ .por .etapa}] \quad \text{Ecuación 34.0}$$

3.7.7. Selección del Cable Eléctrico

Para seleccionar el cable se debe tener en cuenta: tipo, tamaño y longitud. El tamaño depende de diferentes factores como caída de voltaje, amperaje y espacio disponible en el anular, ver Anexo B-3.

El cable debe ser seleccionado teniendo en cuenta el fluido del pozo y la temperatura, se debe seleccionar una armadura que pueda enfrentar las condiciones de operación ya sea por temperatura o por ambiente corrosivo.

La profundidad del asentamiento determina la longitud del cable a utilizar. Normalmente se adicionan 100 o 200 pies más de cable, los que se utilizan para conectar el equipo de subsuelo con el equipo eléctrico de superficie.

3.7.8. Capacidad del Equipo Eléctrico

Es necesario calcular la potencia eléctrica que requieren estos equipos con el fin de seleccionar el que mejor se ajuste a las condiciones de operación de subsuelo. La potencia eléctrica se mide en Kilovoltio-Amperio y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$KVA = \frac{V_s * Amp * \sqrt{3} * 1.1}{1,000} \quad \text{Ecuación 35.0}$$

Donde: V_s = Voltaje requerido en superficie por el motor de la bomba, voltios.

Amp = Amperaje nominal del motor, amperios.

El voltaje en la superficie se calcula conociendo el voltaje de operación del motor y las pérdidas en el cable con la siguiente ecuación:

$$V_s = V_{oper} + \text{Perdidas en el Cable} \quad \text{Ecuación 36.0}$$

Donde: las pérdidas en el cable se obtienen de graficas suministradas por los proveedores, y el voltaje de operación a la frecuencia de trabajo del equipo se calcula de la siguiente ecuación:

$$V_{oper} = \frac{H_z}{60} * V_{nominal} \quad \text{Ecuación 37.0}$$

4. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

En 1979, se implementaron las bombas de cavidades progresivas en campos de crudo pesado y de alto corte de arena por parte de las industrias Canadienses. Una vez se obtuvieron los resultados esperados, se desarrollaron los sistemas completos de subsuelo y superficie.

Este sistema se ha caracterizado por presentar un muy buen manejo tanto de crudos pesados y viscosos, como por una alta tolerancia al contenido de solidos.

Los sistemas de levantamiento por cavidades progresivas tienen características únicas, por los cuales pueden ser preferidos sobre otros métodos de levantamiento artificial.

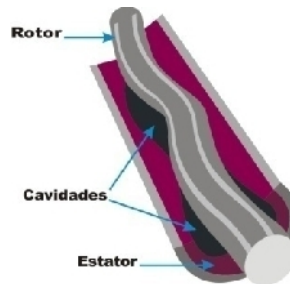
4.1. FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Las bombas de cavidades progresivas³ (*Progressive Cavity Pumping, PCP*) están conformadas por un rotor, que es una varilla gruesa de metal de forma helicoidal que gira dentro de un estator, el cual, consiste de una matriz de elastómero con un troquelado interno con forma de doble línea helicoidal. (Ver Figura 15). Cuando el rotor gira dentro del estator, se forman varias cavidades cerradas las cuales avanzan desde el extremo de entrada de la bomba, hasta el extremo de descarga. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación. El estator está anclado a la tubería de producción,

³ **CHOLET, Henri.** Well Production. Paris. Technip, 2000. 339-343 p.

mientras que el rotor gira por el efecto del motor.

Figura 15. Configuración Interna de una Bomba de Cavidades Progresivas.



Fuente: Los Autores.

4.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Existen diferentes compañías proveedoras del sistema de levantamiento con bombas de cavidades progresivas⁴, por lo tanto las configuraciones del sistema pueden variar dependiendo del fabricante. Sin embargo existen componentes principales como la bomba PCP (Estator y rotor) para el equipo de subsuelo y cabezal, motor y variador para el equipo de superficie. (Ver Tabla 7 y Figura 16.)

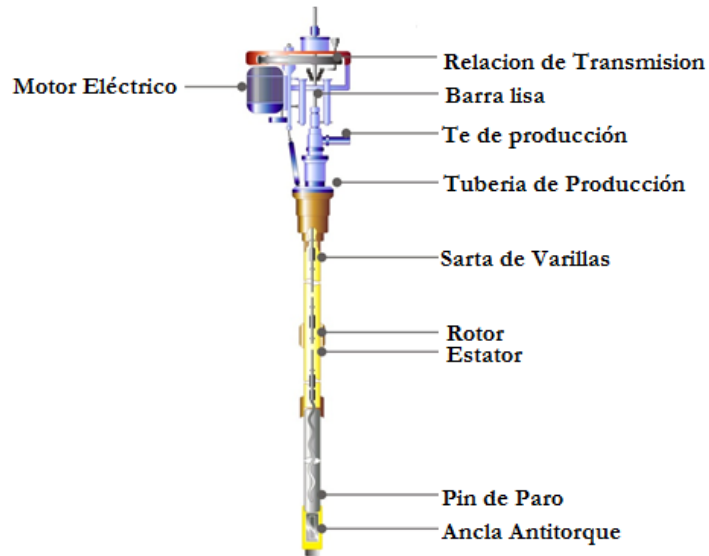
Tabla 7. Componentes del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.

Equipo de Subsuelo	Equipo de Superficie
Ancla Antitorque	Cabezal de rotación
Pin de Paro (Back Stop Pin)	Motor Eléctrico
Estator	Relación de Transmisión
Rotor	Te de Producción
Sarta de Varillas	Barra Lisa
Tubería de Producción	Stuffing Box

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 341-344 p

⁴ **CHACÍN, Nelvy.** Bombeo de Cavidad Progresiva. Anzoategui. Esp Oil, 2003. 24-51 p.

Figura 16. Esquema General de una Instalación de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP).

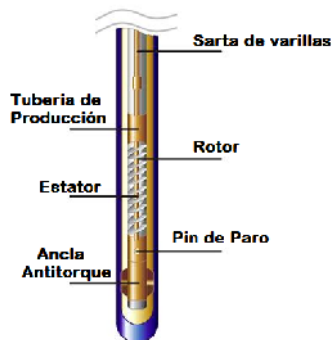


Fuente: Los Autores.

4.3. EQUIPO DE SUBSUELO

El equipo de subsuelo o de fondo esta constituido principalmente por la bomba de cavidades progresivas, sus accesorios, el rotor y la sarta de varillas.

Figura 17. Partes del Equipo de Subsuelo de (PCP).



Fuente: Los Autores.

4.3.1. Ancla Antitorque

Es un accesorio que impide la rotación de la tubería en sentido de las agujas del reloj, debido a las fuerzas internas que produce el rotor sobre el estator.

4.3.2. Pin de Paro

Su principal función es servir como punto de referencia para el espaciado del rotor dentro del estator durante la instalación del sistema.

4.3.3. Estator

Parte exterior de la bomba. Son tubos de acero con cuerpos de elastómeros pegados internamente. Dependiendo de la geometría de la bomba, estos elastómeros serán como hélices de dos o mas lóbulos.

4.3.4. Rotor

El rotor está fabricado con acero de alta resistencia, diseñado en forma helicoidal y recubierta con una capa de material altamente resistente a la abrasión (cromo). En algunos casos se utiliza el acero inoxidable por ser altamente resistente a factores corrosivos o acidificantes.

4.3.5. Sarta de Varillas

Es la que comunica el movimiento desde la barra lisa a la parte móvil de la bomba, que en este caso es el rotor.

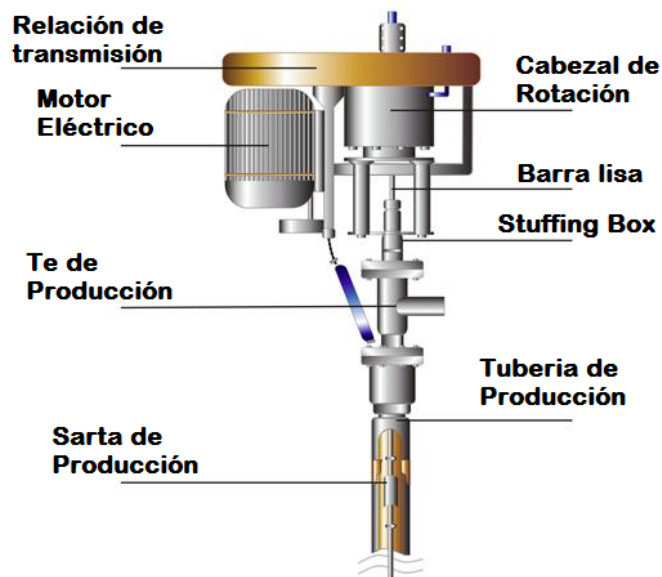
4.3.6. Tubería de Producción

Está formado por un conjunto de tubos que transportan el fluido proveniente de la formación, desde el fondo del pozo hasta la superficie y al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de cabillas

4.4. EQUIPO DE SUPERFICIE

Es seleccionado de acuerdo a los requerimientos de potencia del sistema de subsuelo, del tipo de energía disponible, etc. Estos elementos son capaces de proveer una protección efectiva del sistema debido a que se puede determinar el rango de operación del torque, la velocidad de rotación y el consumo de corriente.

Figura 18. Partes del Equipo de Superficie de (PCP).



Fuente: Los Autores.

4.4.1. Motor Eléctrico

Este sistema suministra la potencia requerida para generar el movimiento de rotación, que se le debe suministrar al rotor, también posee una mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización.

4.4.2. Cabezal de Rotación

Consiste principalmente en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno, un sistema de correas, poleas y por último un prensaestopa que sirve para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

4.4.3. Relación de Transmisión

El sistema de transmisión es el encargado de transferir la energía desde el motor hasta el cabezal de rotación.

4.4.4. Barra Lisa

La barra lisa va ubicada al final de la sarta de varillas y esta sostenida al cabezal de rotación por una grapa; su principal función es transmitir el movimiento de rotación del cabezal a la sarta de varillas y al rotor.

4.4.5. Te de Producción

Es un dispositivo necesario en las instalaciones de bombas de cavidades progresivas, para dirigir el fluido de producción de tubing a la línea de producción de superficie.

4.4.6. Stuffing Box

Es una caja de empaquetadura y se utiliza para evitar fugas de agua o vapor.

4.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Tabla 8. Ventajas y Desventajas del Bombeo por Cavidades Progresivas.

Ventajas	Desventajas
Bajo capital de inversión.	No es compatible con aromáticos.
Bajo consumo de energía.	Posee un bajo manejo de sólidos.
No posee válvulas internas ni trampas de gas.	Velocidad limitada para crudos pesados.
Instalación sencilla y bajos costos de mantenimiento.	No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero.
Es portátil y el equipo de superficie es ligero.	Solo cuenta con medida de amperaje de motor para detector de fallas.
Operación silenciosa del equipo.	No es compatible con CO ₂ .

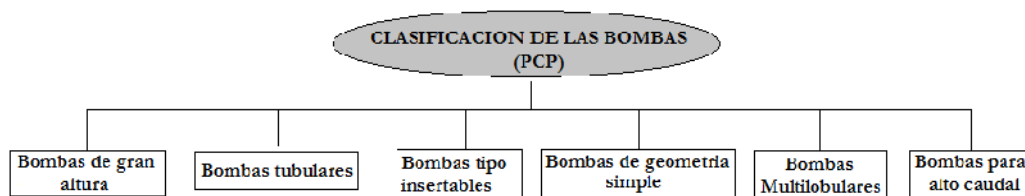
Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 341-342 p.

4.6. CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Existen diversos criterios con base a los cuales se deben clasificar las bombas de cavidades progresivas⁵.

⁵ **CHACÍN, Nelvy.** Bombeo de Cavidad Progresiva. Anzoategui. Esp Oil, 2003. 59-64 p.

Figura 19. Esquema de la Clasificación de las Bombas PCP.



Fuente: CHACÍN, Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva. Esp Oil, 2003. 59 p.

4.6.1. Bombas Tubulares

En esta bomba el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro, las bombas tubulares ofrecen mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la completación de producción.

4.6.2. Bombas Tipo Insertable

Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción “ya que su diámetro es muy limitado al diámetro interno de la tubería de producción”, pero para su reemplazo no es necesario cambiar la tubería de producción de esta manera hay un ahorro en costos notablemente.

4.6.3. Bombas de Geometría Simple

Son aquellas en las cuales el número de lóbulos del rotor es de uno, mientras que el estator es de dos lóbulos.

4.6.4. Bombas Multilobulares

Las bombas Multilobulares ofrecen rotores de 2 o más lóbulos en estatores de 3 o más. Estas bombas ofrecen mayores caudales que sus similares de geometría simple. Además de esto ofrecen mayores desplazamientos volumétricos de manera que así, obtienen bombas insertables de mayor tasa.

4.6.5. Bombas de Gran Altura

La altura de la bomba es su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el número de cavidades determina la presión a soportar por la bomba.

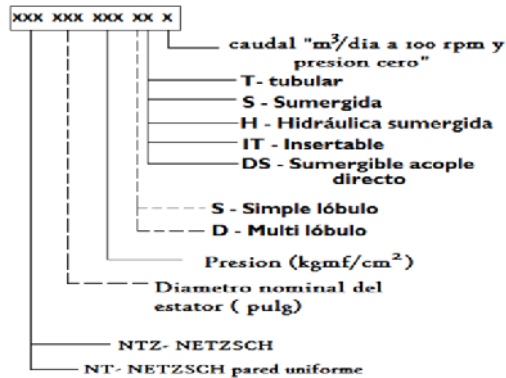
4.6.6. Bombas para Alto Caudal

Son bombas de alto desplazamiento o alto caudal, el desplazamiento viene dado principalmente por el diámetro de la bomba y la geometría de las cavidades.

4.7. NOMENCLATURA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

A continuación se presenta la nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas de subsuelo más conocidas en la industria.

Figura 20. Nomenclatura de las Bombas de Cavidades Progresivas.



Fuente: NETZSCH. Manual de Sistemas PCP. 2004. 12 p.

4.8. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

A continuación se detallan los pasos a seguir para calcular las variables de diseño del sistema.

4.8.1. Objetivos Generales del Diseño del Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas

La finalidad del diseño es determinar el tamaño óptimo de los componentes, así mismo evaluar los esfuerzos que se puede presentar en la instalación de acuerdo a las características del pozo.

Los objetivos principales del diseño son:

- Selección de la bomba de cavidades progresivas
- Velocidad de la bomba de acuerdo a la tasa a producir
- Potencia consumida por la bomba
- Torque generado por la bomba

- Selección de la sarta de varillas
- Esfuerzos axiales y Tensiones de la sarta de varillas

A continuación se hace una descripción de los pasos necesarios para realizar el diseño, asumiendo el conocimiento de la información del pozo, tales como: estado mecánico, propiedades del fluido e información de producción.

4.8.2. Información del Pozo

- Tamaño de casing de producción
- Tamaño de la tubería de producción
- Profundidad del pozo (TVD)
- Intervalo de perforaciones
- Presiones en cabeza (THP y CHP)
- Rata de producción
- Corte de agua (W_c)
- Gravedad API del aceite
- Relación gas-aceite (GOR)
- Presión estática del pozo al nivel de referencia
- Temperatura en fondo (BHT)
- Nivel de sumergencia de la bomba
- Viscosidad del aceite
- Gravedad específica del gas
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del agua (SGw)
- Presión de burbuja del aceite (P_b)

La tasa teórica a producir será una función del tipo de yacimiento y la capacidad máxima (AOF) que el pozo pueda aportar.

4.8.3. Parámetros de Diseño

- Profundidad de la bomba
- Tasa de Fluido a Producir

4.8.4. Presión de Entrada a la Bomba

$$PIP = P_{wf} - 0.433 * GE_f * (MPP - Prof. Bomba) \quad \text{Ecuación 38.0}$$

Donde: PIP = Presión de Entrada a la bomba, psi.
 P_{wf} = Presión de fondo al caudal deseado, psi.
 GE_f = Gravedad específica del fluido.
 MPP = Punto medio de perforaciones, pies.
 $Prof.bomba$ = Profundidad de la bomba, pies.

4.8.5. Nivel Dinámico del Fluido

$$Nd = Prof.bomba - \frac{PIP}{0.433 GE_f} \quad \text{Ecuación 39.0}$$

Donde: Nd = Nivel dinámico del fluido, pies.
 PIP = Presión de entrada a la Bomba, psi.
 GE_f = Gravedad específica del fluido.

4.8.6. Cabeza Dinámica Total (TDH)

La carga dinámica total sobre la bomba (presión total sobre la impulsión de la bomba) está dada por:

$$TDH = WHP + P_{nivel} + P_{fricción}$$

Ecuación 40.0

Donde: WHP = Presión en cabeza de pozo, psi.

P_{nivel} = Presión @ nivel dinámico del fluido, psi.

$P_{fricción}$ = Perdidas por fricción en el tubing, psi.

Las perdidas por fricción en el tubing son función de la viscosidad del fluido y el diámetro interno del tubing.

Para fluidos que presentan un alto corte de agua (WOR) estas pérdidas por fricción son aproximadamente igual es a 0.

4.8.7. Selección de la bomba PCP

La selección de la Bomba PCP se realiza de los catálogos proporcionados por los fabricantes de acuerdo a la tasa a producir, teniendo en cuenta el diámetro interno del casing y la profundidad máxima de la bomba, ver Anexo C-1.

Entre los más importantes fabricantes de bombas PCP tenemos: KUDU de fabricación canadiense, Moyno, Netzsch y Weatherford.

4.8.8. Velocidad de Bombeo Operacional

$$Ve.oper = Tasa\ de\ Diseño * \left(\frac{100\ RPM}{Tasa\ Teórica\ de\ la\ bomba} \right)_{Bomba} * e \quad Ecuación\ 41.0$$

Donde: $TasaTeóricadelabomba$ = Tasa a 100 rpm, de acuerdo al catálogo, bbl.

e = Eficiencia de la bomba PCP, aproximadamente 0.8.

4.8.9. Potencia Consumida por la Bomba

$$Potencia = 1.57 \times 10^{-5} - TDH * Tasa \text{ de Diseño} \quad \text{Ecuación 42.0}$$

Donde: $Potencia$ = Potencia de la Bomba, hp.
 TDH = Cabeza Dinámica Total, psi.

4.8.10. Torque Hidráulico Generado

$$T_H = 5252 * \frac{Potencia}{Ve.oper} \quad \text{Ecuación 43.0}$$

Donde: $Ve.oper$ = Velocidad de operación, rpm.
 $Potencia$ = Potencia requerida en superficie, hp.

4.8.11. Selección de la Sarta de Varillas

Se debe seleccionar un tamaño de sarta de varillas API, la cual transmitirá el movimiento rotacional del rotor.

Tabla 9. Tamaños de Varillas Utilizadas en (PCP).

Tamaño	Peso(lb/pie)	Diámetro (pulg)	Área (pulg ²)
5/8"	1.13	0.625	0.31
3/4"	1.63	0.75	0.44
7/8"	2.22	0.875	0.6
1"	2.9	1	0.79
1 1/8"	3.67	1.125	0.99

Fuente: Manual Tenaris. Asistencia Técnica Varillas de Bombeo. 2004. p50.

El tamaño de sarta seleccionada debe ser evaluado para determinar, si la sarta seleccionada estará sobre cargada, con el fin de evitar que se presenten rupturas cuando el equipo se encuentre en operación.

4.8.12. Cálculo de Esfuerzos Axiales

Durante la operación del sistema, la sarta de varillas de bombeo estará sometida a una carga axial que consta de dos componentes principales.

- a) Debido al peso de las varillas
- b) Debido al efecto de la impulsión sobre la bomba

$$F_1 = Prf.Bomba * Wrod \quad \text{Ecuación 44.0}$$

$$F_2 = \Delta P * Arod \quad \text{Ecuación 45.0}$$

$$F_T = F_1 + F_2 \quad \text{Ecuación 46.0}$$

Donde: F_1 = Esfuerzo de la sarta debido al peso de las varillas, lbs.

F_2 = Esfuerzo de la sarta debido al efecto de la impulsión, lbs.

F_T = Esfuerzo total en la sarta, lbs.

4.8.13. Tensiones de la Sarta de Varillas API

Se presentan dos tipos de tensiones.

- a) Tensión a la Tracción
- b) Tensión a la Torsión

$$\sigma = \frac{F_T}{Arod} \quad \text{Ecuación 47.0}$$

$$T = \frac{192 T_H * Diam.rod}{\pi * Diam .rod^4}$$

Ecuación 48.0

$$T_{combinada} = \sqrt{\sigma^2 + 4T^2}$$

Ecuación 49.0

Esta $T_{combinada}$, será comparada con la tensión máxima permisible del grado de la sarta seleccionada con el fin de verificar que la sarta no se encuentre sobre tensionada, si la tensión combinada es mayor a la tensión máxima permisible, entonces será necesario cambiar a otra sarta de varillas, ya sea aumentando su tamaño o seleccionando un grado mayor de la sarta.

5. BOMBEO HIDRÁULICO

El sistema de bombeo hidráulico⁶ es un método utilizado para explotar pozos productores de petróleo, en el cual la energía que opera la bomba de subsuelo es transmitida hidráulicamente y no mecánicamente como en el sistema de bombeo mecánico o de varillas.

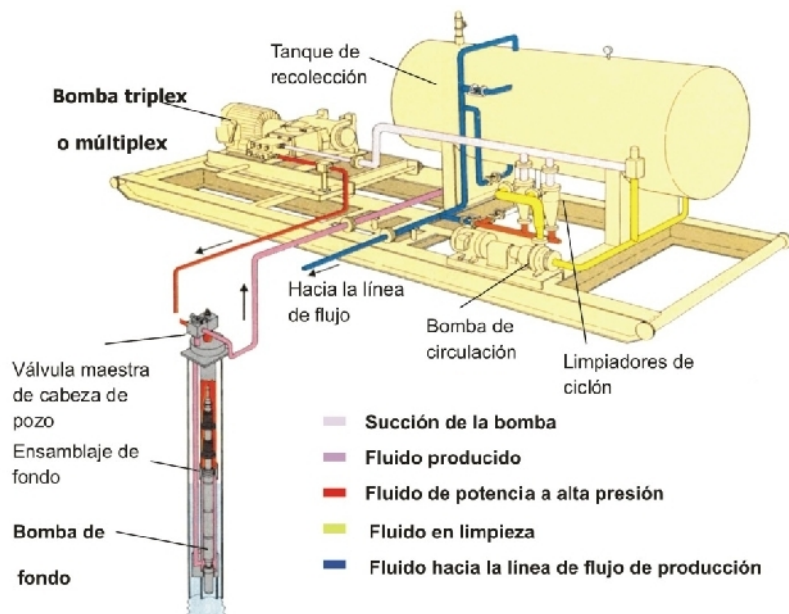
El bombeo hidráulico se puede dividir en dos tipos de sistemas: bombeo hidráulico tipo pistón y bombeo hidráulico tipo jet.

5.1. FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO HIDRÁULICO

En un sistema típico de levantamiento hidráulico (bien sea, tipo pistón o tipo jet) el fluido utilizado para la operación de la bomba es llamado fluido de potencia o fluido motriz, y generalmente es petróleo crudo o agua. Este fluido es entregado a alta presión a la bomba de superficie, (Ver Figura 21); puede entrar en contacto con el fluido producido si el sistema de circulación es abierto, o nunca tocarlo, si el sistema es cerrado.

⁶ **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Capitulo 5: Hydraulic Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980. 357 a 411 p.

Figura 21. Sistema Típico de Bombeo Hidráulico tipo Pistón o Jet.



Fuente: Los Autores.

5.2. COMPONENTES DEL SISTEMA POR BOMBEO HIDRÁULICO

Tabla 10. Componentes Básicos del Sistema por Bombeo Hidráulico.

Equipo de Superficie	Equipo de Subsuelo
Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores	Sistema de Fluido de Potencia ó Motriz
Bombas de Superficie	Sistema de Fluido Abierto o Sistema de Fluido Cerrado
Múltiples de Control	Bombas Hidráulicas Tipo Pistón o Tipo Jet
Válvula de Control	
Lubricador	

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Paris.Technip, 2000. 366-371 p.

5.3. EQUIPO DE SUPERFICIE

5.3.1. Tanques de Almacenamiento, Tanques de Lavado, Separadores y Tratadores

Cuando se utiliza petróleo como un fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado por un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos.

5.3.2. Bombas de Superficie

Las bombas utilizadas en este tipo de levantamiento para bombear el fluido motor pueden ser triples o múltiples. Las que se emplean generalmente son las triples.

Bombas triples: Estas bombas usan: embolo, camisa de metal, válvula tipo bola.

Bombas múltiples: Tienen un terminal de potencia y una de fluido. El terminal de potencia comprende: El cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido lo conforman: Pistones individuales, válvulas de retención y descarga.

5.3.3. Múltiples de Control

En la operación de una cantidad apreciable de pozos desde la batería central, es común utilizar un múltiple de control con el fin de dirigir los flujos a cada uno de los pozos. Se pueden instalar medidores de flujo global o individual para cada pozo, además se pueden utilizar varios tipos de válvulas de control con el fin de regular y/o distribuir el suministro de fluido de potencia a uno o más pozos.

5.3.4. Válvulas de Control

Regula la presión en el lado común del fluido de potencia múltiple. Generalmente la presión es mayor que la presión más alta requerida por cualquiera de los pozos. La válvula de control de flujo constante rige la cantidad de flujo de potencia que se necesita en cada pozo cuando se emplea una bomba reciprocante.

5.3.5. Lubricador

Se utiliza para desviar el flujo del fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo, por medio de una pieza de tubería extendida con una línea lateral. Es también utilizada para controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

5.4. EQUIPOS DE SUBSUELO

5.4.1. Sistema de Fluido de Potencia

El fluido de potencia transmite la potencia a la bomba de subsuelo y, a la vez, lubrica todas las partes móviles de la misma, y generalmente es petróleo crudo o agua. Por medio de un sistema de tuberías se realiza el transporte del fluido de potencia y del fluido producido, se debe tener en cuenta si el sistema es de fluido cerrado o de fluido abierto.

Sistema de fluido abierto: Este sistema permite la mezcla en el fondo del pozo (a nivel de la bomba de subsuelo) del fluido de potencia y de los fluidos producidos por el pozo. Se aplica cuando las condiciones para un sistema cerrado no son funcionales ni operacionales. Los costos por operación y mantenimiento son

menores que los correspondientes al sistema de fluido de potencia cerrado. Este es el sistema que se usa con mayor frecuencia.

Sistema de fluido cerrado: El fluido de potencia no se mezcla con el fluido del pozo, lo cual hace necesario el uso de tres tuberías en el fondo del pozo: una para inyectar el fluido de potencia, una de retorno del mismo y otra del fluido de producción.

Este sistema no requiere de facilidades de superficie para su tratamiento, su mayor aplicación es en áreas cercanas a poblaciones y en plataformas marinas, donde generalmente se usa agua como fluido de potencia. Su aplicación está restringida al bombeo hidráulico tipo pistón.

5.4.2. Bombas Hidráulicas

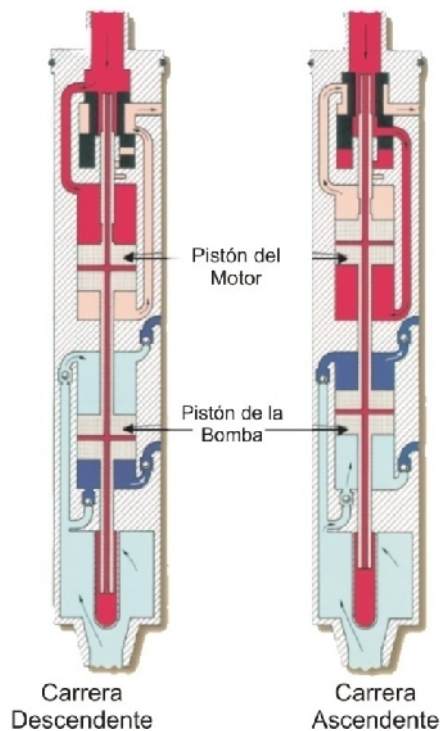
Las bombas hidráulicas constituyen el componente principal del sistema en el fondo del pozo. Estas pueden ser de tipo pistón o bombas de tipo Jet.

5.5. BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO PISTÓN

El bombeo hidráulico tipo pistón⁷ se caracteriza por tener como su nombre lo indica, un pistón y dos válvulas cheques, este pistón es de movimiento positivo, para desarrollar altas presiones, mediante la aplicación de una fuerza por medio de varillas, estas bombas pueden ser de simple acción o de doble acción.

⁷ **CHOLET, Henri.** Well Production. Paris.Technip, 2000. 359 p.

Figura 22. Bomba Hidráulica Tipo Pistón.



Fuente: Los Autores.

5.5.1. Bomba de Doble Acción

Estas bombas tienen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón. Esta bomba desplaza el fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ascendente y descendente.

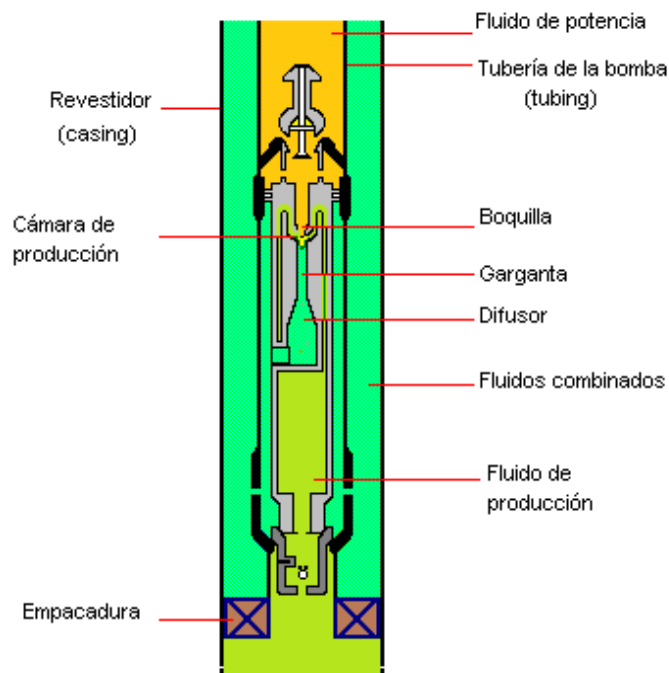
5.5.2. Bombeo por Varilla

La varilla se encuentra en el interior de la bomba. Las bombas de cuatro vías se usan en el motor para cambiar la alta presión del fluido de potencia a baja presión y descarga en ambos lados del pistón del motor.

5.6. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

La bomba hidráulica tipo jet⁸ es el método técnicamente más sencillo de todos los sistemas de levantamiento artificial. El sistema consta de una bomba tipo venturi, la cual consta de una boquilla, una garganta y un difusor. Esta bomba puede ser instalada de forma temporal o permanente en el completamiento del pozo. (Ver Figura 23).

Figura 23. Esquema de la bomba Jet.



Fuente: Los Autores.

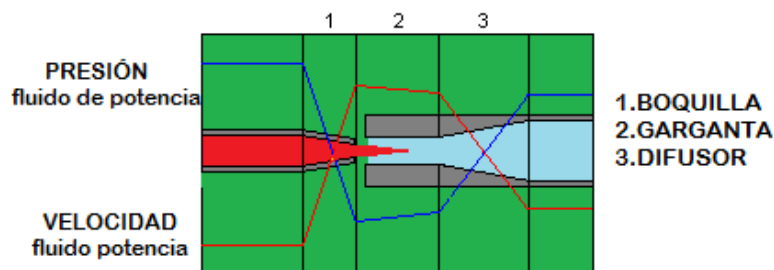
⁸ **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980. 453-475p.

5.6.1. Funcionamiento de la Bomba Jet

La boquilla, la garganta y el difusor, como se puede observar claramente en la figura anterior, el fluido de potencia o fluido motriz entra a la bomba por la parte superior de la misma, inyectado por el "tubing" o tubería que contiene la bomba, luego el fluido pasa a través de la boquilla en forma de tobera, donde toda la presión del fluido es convertida en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual está conectada con la formación⁹.

La mezcla que sale de la garganta tiene suficiente potencial como para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción. Mucho de este potencial permanece en forma de energía cinética, y es por esta razón, que la mezcla se hace pasar a través de una sección final de operación que es un difusor cuidadosamente diseñado, que proporciona un área de expansión para convertir la energía cinética restante, en una presión estática mayor que la presión de la columna de fluido, permitiéndole así fluir hasta la superficie. (Ver Figura 24).

Figura 24. Intercambio de Momento en la Bomba Jet.



Fuente: Los Autores.

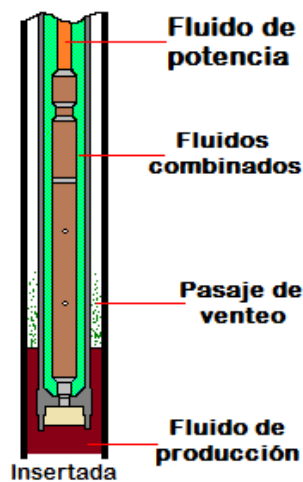
⁹ **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Capitulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980. 454-455p.

5.7. TIPOS DE BOMBAS HIDRÁULICA JET

5.7.1. Bomba Fija

Este sistema consta de un pasaje para ventear el gas por medio de la región anular que está entre la tubería y el revestidor; para aprovechar esto la bomba se instala por debajo de las perforaciones. La tubería por donde se inyecta el fluido de potencia tiene generalmente un diámetro de 3/4, 1 ó 1 1/4 de pulgadas, descendiendo del tamaño de la tubería de producción.

Figura 25. Instalación de la Bomba Fija.



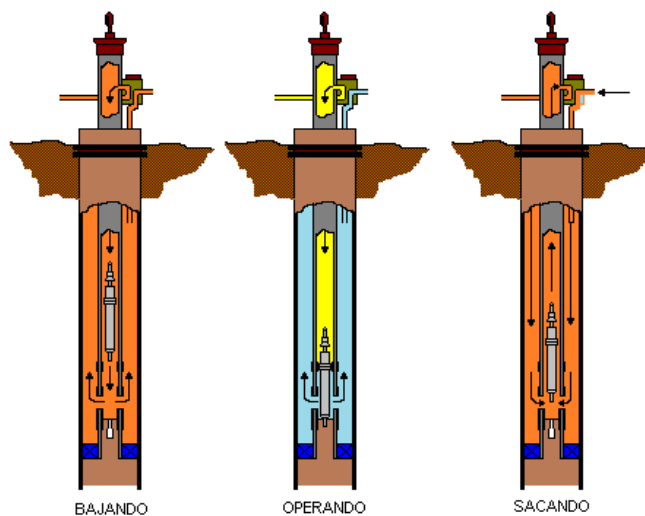
Fuente: Los Autores.

5.7.2. Bomba Libre

Estas instalaciones permiten que la bomba circule hacia el fondo y retorne hasta la superficie para repararla o bien para cambiar su tamaño. Estos ensamblajes consisten en la combinación de anclaje, zapata y uno o más sellos que se utilizan para recibir y anclar la bomba.

La instalación de este tipo de bomba se realiza colocando primero el sello en el fondo del pozo, luego se coloca la válvula fija mediante un equipo de guaya fina, por debajo de la bomba en la zapata de anclaje. Durante la operación de bombeo esta válvula permanece abierta para ayudar a que los fluidos del pozo lleguen a la succión de la bomba. Para sacar la bomba del fondo del pozo simplemente se hace circular el fluido de potencia en sentido contrario y él mismo se encarga de cerrar la válvula fija para así levantar la bomba hasta la superficie.

Figura 26. Ciclo de la Bomba Libre.



Fuente: Los Autores.

5.8 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

Tabla 11. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

Ventajas	Desventajas
Manejo de una gran variedad de tasas de producción	Cuando hay bajas presiones a la entrada de la bomba, esta tiende a la cavitación
No tiene problemas en pozos tortuosos o desviados	Requiere de sistemas de contingencia para las facilidades en superficie
Se puede calentar el fluido motriz	No recomendable aplicar en pozos con alta

	relación gas aceite
Se puede inyectar químicos al pozo	Baja eficiencia volumétrica (30 a 35%)
Costo de reemplazo de las bombas relativamente bajos	Requiere de cierto grado de sumergencia en el fluido de producción
La arena no afecta este sistema, ya que no tiene partes móviles, por lo tanto no hay abrasión	Las instalaciones en superficie presentan mayores riesgo por presencia de altas presiones

Fuente: CHOLET, Henri. Well Production. Technip. 2000. 359 p.

5.9. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

La clave en el éxito de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo Jet radica en un correcto balance entre la conversión de presión a energía cinética en la boquilla y de energía cinética a presión en la garganta y el difusor, se debe realizar un adecuado diseño y selección del tamaño de estas partes; especialmente en sus diámetros internos, para asegurar una alta eficiencia de funcionamiento del sistema¹⁰.

5.9.1. Objetivos del Diseño

- Encontrar el número y área de la cámara de mezclado de la bomba de subsuelo (selección de la bomba adecuada).
- Tasa de fluido de potencia a condiciones superficiales.
- Potencia de la bomba en superficie.

¹⁰ **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Capítulo 6: Jet Pumping. Pennwell Publishing Company. 1980. 462-479p.

5.9.2. Información del Pozo

- Profundidad del pozo (TVD)
- Tamaño de casing de producción
- Tamaño de la tubería de producción
- Presiones en cabeza (THP y CHP)
- Tasa de producción
- Corte de agua (W_c)
- Relación Gas-Aceite (GOR)
- Presión estática del pozo al nivel de referencia
- Temperatura en fondo (BHT)
- Viscosidad del aceite
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del agua (SG_w)
- Gravedad específica del fluido de potencia
- Presión de burbuja del aceite (P_b)

La tasa teórica a producir será una función del tipo de yacimiento y la capacidad máxima (AOF) que el pozo pueda aportar.

5.9.3. Parámetros de Diseño

- Profundidad de la bomba
- Tasa de fluido a producir
- Selección del fluido de potencia
- Presión de operación del fluido de potencia

5.9.4. Tasa de inyección de Fluido de Potencia

$$q_1 = \frac{q_{deseado}}{M} \quad \text{Ecuación 50.0}$$

Donde: q_1 = Tasa de inyección del fluido de potencia, bbl/d.

$q_{deseado}$ = Tasa de fluido a producir, bbl/d.

M = Relación adimensional de flujo, aprox =0,5.

5.9.5. Pérdidas por Fricción en la Tubería de Inyección

Las pérdidas por fricción dependen del diámetro interno del tubing, así mismo del tipo de fluido de potencia seleccionado que puede ser agua o aceite.

De acuerdo a esto es necesario calcular la viscosidad del fluido en función de la temperatura y la gravedad API, ver los Anexo D-1 y D-2.

$$F_1 = \frac{1.045 \times 10^{-6} * Geo * \nu_1 * q_1 * Prf.bomba}{(di_t)^{4.79}} \quad \text{Ecuación 51.0}$$

Donde: F_1 = Pérdidas por fricción en la tubería de Inyección, psi.

ν_1 = Viscosidad del fluido de potencia, cstokes.

Geo = Gravedad específica del fluido de potencia.

di_t = Diámetro interior del tubing, pulg.

5.9.6. Presión de Entrada a la Bomba Jet

$$P_1 = Prf.bomba * G_1 - F_1 + P_s \quad \text{Ecuación 52.0}$$

Donde: P_1 = Presión de entrada a la boquilla (bomba), psi.

G_1 = Gradiente del fluido de potencia, psi/pie.

P_s = Presión de operación del fluido de potencia, psi.

5.9.7. Tasa de Descarga de la Bomba

$$q_2 = q_1 + q_{deseado}$$

Ecuación 53.0

Donde: q_2 = Tasa de descarga de la bomba a través del anular, bbl/d.

q_1 = Tasa de inyección del fluido de potencia, bbl/d.

5.9.8. Pérdidas por Fricción en el Anular

$$F_2 = \frac{202 \times 10^{-8} * Prf.bomba \left[\frac{di_c^2 - de_t^2}{di_c - de_t} \right]^{0.21}}{(di_c - de_t)(di_c^2 - de_t^2)^2 \left[\frac{di_c}{di_c - de_t} \right]^{0.1}} * \left[\left(\frac{v_2}{G_1} \right)^{0.21} * G_1 \right] * q_2^{1.79}$$

Ecuación 54.0

5.9.9. Presión de Descarga de la Bomba

$$P_2 = Prf.bomba * G_2 + F_2 + Pwh$$

Ecuación 55.0

Donde: P_2 = Presión de descarga en el anular, psi.

G_2 = Gradiente del fluido (fluido de potencia + fluido del pozo), psi/pie.

Pwh = Presión en cabeza del pozo, psi.

5.9.10. Presión de Succión de la Bomba

$$P_3 = P_{static} - \frac{Q_{deseado}}{IP} \quad \text{Ecuación 56.0}$$

Donde: P_3 = Presión de succión de la bomba, psi.

IP = Índice de productividad del pozo, bbl/d/psi.

P_{static} = Presión estática del pozo, psi.

5.9.11. Selección de la Bomba

El primer paso para la selección de la bomba es determinar cuál de las configuraciones ó (relaciones de bombeo), presenta la mayor eficiencia.

La grafica del Anexo D-3, Permite determinar la eficiencia de las diferentes relaciones A, B, C, D, E como una función de la relación de cabezas H, y de la relación de flujo M.

$$H = \frac{P_2 - P_3}{P_1 - P_2} \quad \text{Ecuación 57.0}$$

$$e = H * M \quad \text{Ecuación 58.0}$$

Donde: H = Relación de cabezas, adimensional.

e = Eficiencia de la relación de bombeo, %.

M = Relación de flujo, aprox 0,5.

5.9.12. Selección del Tamaño de la Boquilla

$$A_J = \frac{q_1}{1214 \cdot 5 \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{Geo}}} \quad \text{Ecuación 59.0}$$

Donde: A_J = Área de la boquilla, pulg².

q_1 = Tasa de inyección del fluido de potencia, bbl/d.

P_1 = Presión a la entrada de la bomba, psi.

P_3 = Presión de succión de la bomba, psi.

Geo = Gravedad específica del fluido de potencia.

5.9.13. Selección del Tamaño de la Garganta

$$A_T = \frac{Relacion}{A_J} \quad \text{Ecuación 60.0}$$

Donde: A_T = Área de la garganta, pulg².

Relación = Valor de las relaciones A, B, C, (Ver Anexo D-3).

Una vez se ha calculado el área de la boquilla y de la garganta, entonces se procede a seleccionar la geometría de la bomba en los catálogos de bombas jet proporcionado por los fabricantes, entre los cuales tenemos: bombas Oilmaster y bombas Kobe.

5.9.14. Designación de las Bombas Hidráulicas Tipo Jet

Los fabricantes de bombas utilizan como designación general la que aparece en la siguiente tabla.

Tabla 12. Designación de Bombas Jet.

Geometría	Tamaño Boquilla	Tamaño de la Garganta
NA	N	N
NB	N	N+1
NC	N	N+2
ND	N	N+3
NE	N	N+4

Fuente: Manual de Bombas Kobe.

Donde: N= número de la bomba en el catalogo

A modo de ejemplo:

- Una geometría (9 A) tiene como valor de la boquilla “9” y garganta tiene como valor “9”.
- Una geometría (9 B) tiene como valor de la boquilla “9” y garganta tiene como valor “10”.

Las configuraciones de estas bombas hidráulicas puede verse en el Anexo D-4.

5.9.15. Tasa de inyección de acuerdo al Área de la Boquilla

$$q_{1\text{ mueva}} = 1214 .5 * A_J * \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{Geo}}$$

Ecuación 61.0

5.9.16. Potencia de la Bomba en Superficie

$$HP_{\text{sup}} = 1.7 \times 10^{-5} * q_{1\text{nueva}} * P_s \quad \text{Ecuación 62.0}$$

Donde: HP_{sup} = Potencia de la bomba en superficie, hp.

P_s = Presión de operación del fluido de potencia, psi.

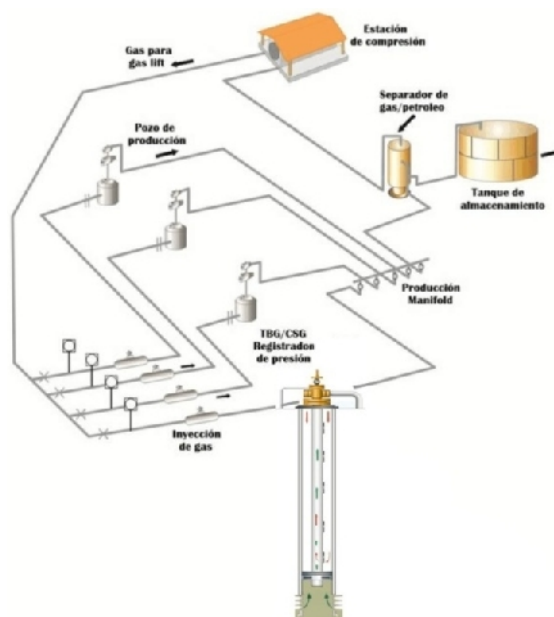
La metodología de diseño esta resumida en un diagrama de flujo en el Anexo D-5, la cual servirá como base para la implementación de la Herramienta Software.

6. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT

El sistema Gas lift¹¹ complementa el proceso de flujo natural al añadir gas al fluido de producción, reduciendo la densidad del fluido, y por lo tanto la cabeza hidrostática de la columna a levantar. Normalmente se emplea un sistema cíclico cerrado en el que el gas del separador es secado, re-comprimido y regresado al pozo, (Ver Figura 27).

Dependiendo del tipo de circulación del gas de inyección, el sistema de Gas Lift se puede clasificar como: Gas Lift continuo y Gas Lift intermitente.

Figura 27. Instalación de Gas Lift.



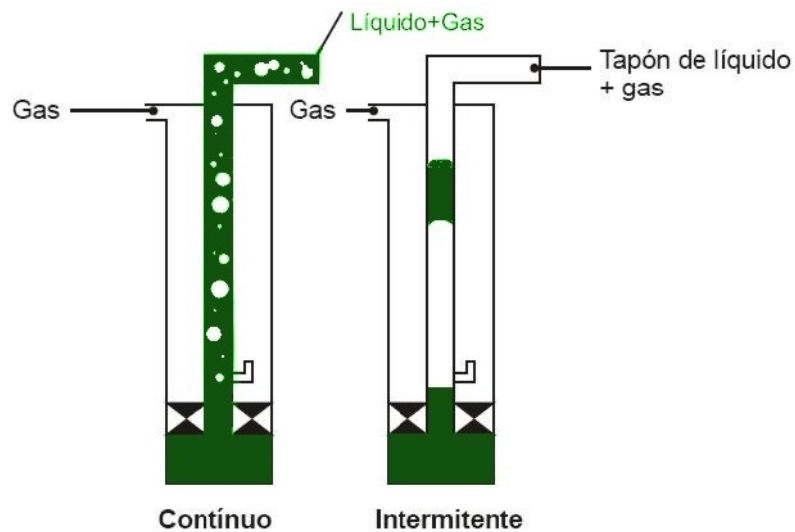
Fuente: Los Autores.

¹¹ ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.

6.1. GAS LIFT CONTINUO

En este tipo de levantamiento artificial¹² se inyecta una tasa diaria de gas en forma continua lo más profundo posible en la columna de fluido a través de una válvula en el fondo, con el propósito de disminuir la presión fluyente en el fondo del pozo aumentando el diferencial de presión través del área de drenaje para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega al pozo.

Figura 28. Esquema de Flujo Continuo e Intermitente.



Fuente: Los Autores.

6.2. GAS LIFT INTERMITENTE

El levantamiento por gas intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el

¹² CHOLET, Henri. Well Production. Paris. Technip, 2000. 301 p.

yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

6.3. COMPONENTES DEL SISTEMA GAS LIFT

Tabla 13. Componentes de una Instalación de Gas Lift.

Equipo de Superficie	Equipo de Subsuelo
Fuentes de gas a alta presión	Mandriles de gas lift
Tuberías de distribución para gas a alta presión	Válvulas de gas lift
Controles de superficie	Empaque de fondo (Packer)

Fuente: CHOLET, Henri. Well Construction. Technip.

6.4. EQUIPO DE SUPERFICIE

6.4.1. Fuentes de Gas a Alta Presión

Es un sistema de compresión, pero en algunos casos se puede utilizar pozos de gas a alta presión. Es importante que este tenga suficiente presión y volumen.

6.4.2. Tuberías de Distribución

Se requiere un cuidadoso diseño del sistema de distribución de gas en superficie. Deben asegurarse las consideraciones por capacidad de almacenamiento y altos volúmenes de entrega.

6.4.3. Controles de Superficie

Pueden ser de diferente grado de automatización dependiendo del tipo de sistema, bien sea flujo continuo o intermitente y el grado de control deseado por el operador. Algunos de los equipos utilizados son:

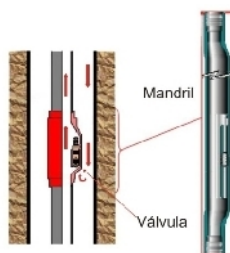
- Registradores de presión
- Medidor de orificio
- Sistemas automáticos

6.5. EQUIPO DE SUBSUELO

6.5.1. Mandriles

Los mandriles¹³ (*Side Pocket Mandrels, SPM*), son una sección de tubo que posee una forma geométrica tal, que permite albergar la válvula y mantenerla protegida. Esta se constituye de un tramo más de tubería de producción y permite que no se altere la continuidad de la misma, por la presencia de la válvula.

Figura 29. Mandril de Gas Lift.



Fuente: Los Autores.

¹³ SCHLUMBERGER. Gas Lift Design and Technology. 1999. 17 p.

Los mandriles se clasifican como recuperables y convencionales.

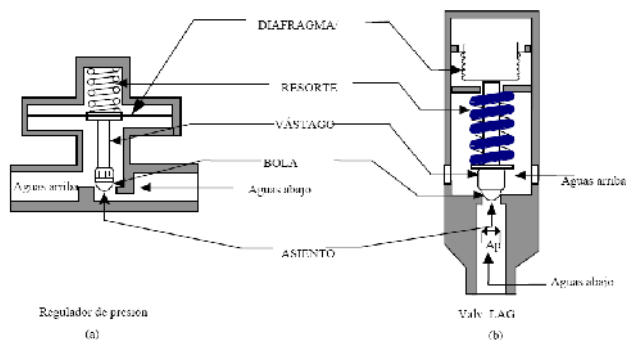
- **Recuperables:** Son aquellos denominados tipo bolsillo y están abiertos a la tubería para permitir la recuperación o pesca de válvulas.
- **Convencionales:** Estos no permiten recuperar la válvula, si no que esta se obtiene cuando la tubería sale del pozo.

6.6. VÁLVULAS DE GAS LIFT

Por su funcionalidad, una válvula de “gas-lift”¹⁴ ó levantamiento por gas es básicamente un regulador de presión de fondo de pozo. El resorte del regulador, Figura 30. (a), como en la válvula de “gas-lift”, Figura 30. (b), suministra una mayor área de influencia para la presión aguas arriba que la proporcionada por el área del asiento. La fuerza que resulta de la combinación de presiones aguas arriba y la presión del diafragma o fuelle actúan para vencer la fuerza del resorte. Cuando la fuerza de presión excede la fuerza del resorte, la bola del vástago se aleja del asiento, abriendo la válvula. Las válvulas más utilizadas en operaciones de LAG son de resorte o fuelle.

¹⁴ **MAGGIOLO, Ricardo.** Curso Taller: Gas Lift Básico. Maracaibo. ESP Oil, 2004. 49-53 p.

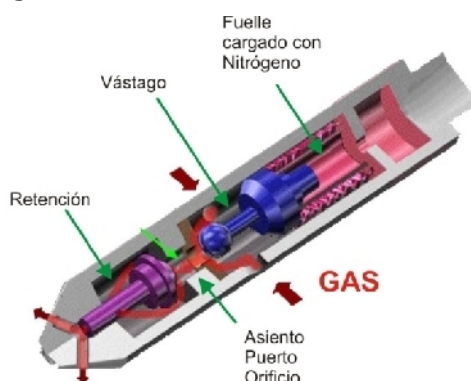
Figura 30. Comparación de una Válvula de Gas Lift con un Regulador de Presión.



Fuente: Los Autores.

6.6.1. Componentes Básicos de una Válvula de Gas Lift

Figura 31. Partes de la Válvula de Gas Lift.



Fuente: Los Autores.

6.7. CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS DE GAS LIFT

En el pozo, la válvula está expuesta a dos presiones que controlan su operación. Una fuente de presión está localizada en la tubería y la otra en el revestidor. De acuerdo a la presión que predominantemente abre a la válvula estas se clasifican en: Válvulas operadas por presión de gas y válvulas operadas por presión del fluido.

6.7.1. Válvulas Operadas por Presión de Gas (VOP)

Este tipo de válvula es predominantemente sensible a la presión de inyección de gas. La fuerza dominante requerida para abrir o cerrar la válvula es dada por la presión de inyección de gas. Bajo condiciones de operación, actúan tres presiones sobre el fuelle de la válvula: presión de inyección, presión de producción y la presión ejercida por el elemento de carga la cual mantiene la bola en contacto con el asiento.

El elemento de carga puede ser un fuelle cargado de nitrógeno, un resorte ajustable o una combinación de ambos. La Figura 32.a, muestra un diagrama esquemático de una válvula de presión con un fuelle como elemento de carga.

6.7.2. Válvulas Operadas por Presión del Fluido (VOF)

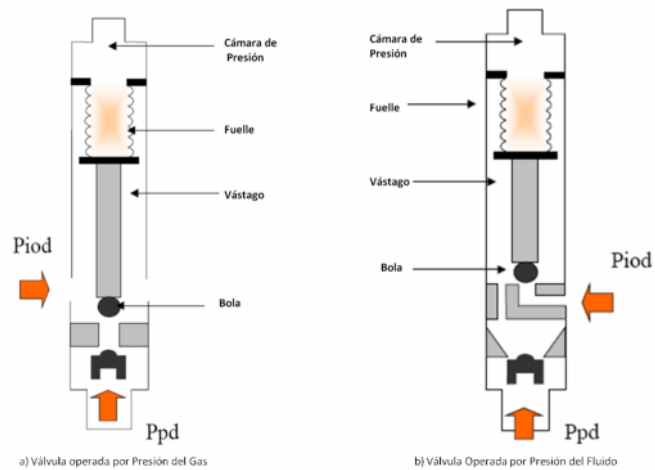
Las válvulas de fluido o válvulas operadas por presión de tubería¹⁵ son aquellas donde la presión de tubería se ejerce sobre el área del fuelle. Los mandriles de estas válvulas son diferentes.

Un mandril de una válvula operada por fluido y una válvula de retención se emplean en operaciones con presión de tubería. Cuando una VOF abre, la presión del revestidor es generalmente 150 a 200 psi mayor que la presión de tubería a la profundidad de la válvula, (Ver Figura 32.b).

De esta forma, la tasa y el aumento total en presión opuesto al fuelle después de que la válvula abre son mucho mayores que los de una válvula operada por presión de revestidor.

¹⁵ **MAGGIOLO, Ricardo.** Curso Taller: Gas Lift Básico. Maracaibo. ESP Oil, 2004. 50 p.

Figura 32. Tipos de Válvulas de Gas Lift.



Fuente: Los Autores

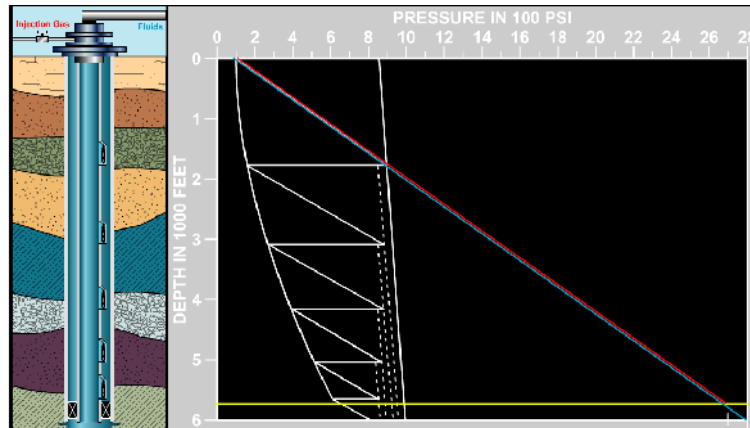
6.8. PROCESO DE DESCARGA DE UN POZO CON GAS LIFT

Para comprender el diseño de las instalaciones es necesario conocer el proceso de descarga el cual consiste en desalojar el líquido alojado en el anular para poder descubrir las válvulas y permitir la inyección de gas a través de ellas. Durante el proceso ocurrirá después de comenzar a inyectar el gas, un cierre consecutivo de válvulas de arriba hacia abajo y se debe quedar abierta solo una que será llamada la operadora por donde se quedará la inyección de gas una vez que el pozo haya estabilizado su producción.

Cada válvula debe cerrarse después que descubra a la siguiente válvula inferior, esto ocurre debido a la reducción de presión en el anular cuando simultáneamente están descubiertas dos válvulas. Para lograr que esto ocurra es necesario fijar presiones de apertura en superficie que vayan disminuyendo cada vez que se requiera una válvula adicional en el espaciamiento de mandriles durante el diseño.

En la etapa inicial de descarga del fluido en el tubing, la línea roja representa la presión en el casing, la línea azul el gradiente del fluido estático en el tubing, y la línea blanca a la izquierda, representa la presión en el tubing, (Ver Figura 33).

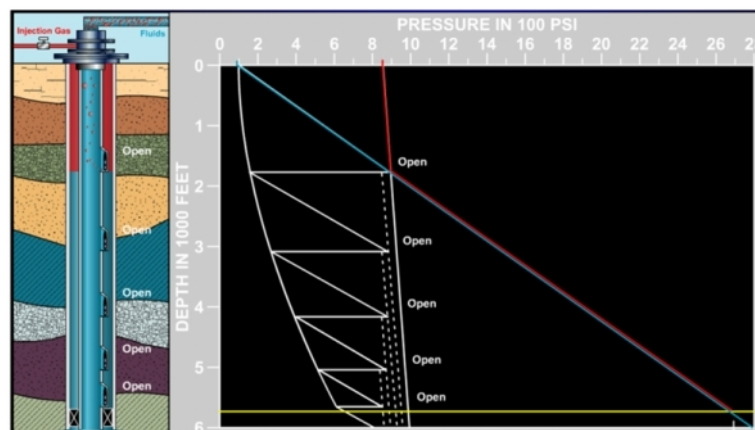
Figura 33. Etapa Inicial del Proceso de Descarga.



Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence. [Aplicación]

En la etapa de inyección del gas, este alcanza la válvula tope que inicialmente se encuentra abierta, permitiendo el flujo del gas a través del tubing, (Ver Figura 34).

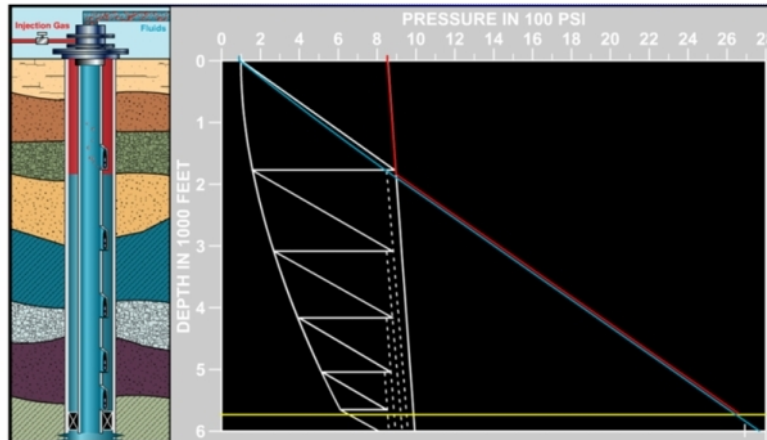
Figura 34. Inicio de la Inyección de Gas.



Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence. [Aplicación]

A medida que el flujo de gas entra a la válvula el flujo de gas aligera la columna de fluido, permitiendo el desalojo de este a la superficie disminuyendo así el gradiente estático del fluido (línea azul), Figura 35.

Figura 35. Descarga del Fluido a Superficie.

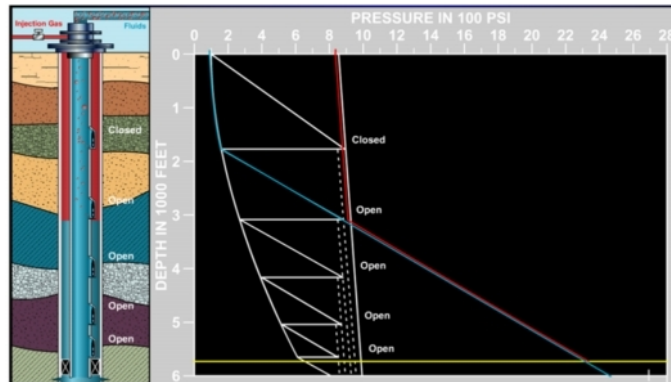


Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence. [Aplicación]

Una vez el gas ha alcanzado la profundidad de la segunda válvula, la válvula tope es cerrada completamente, permitiendo el paso del gas solo a la segunda válvula.

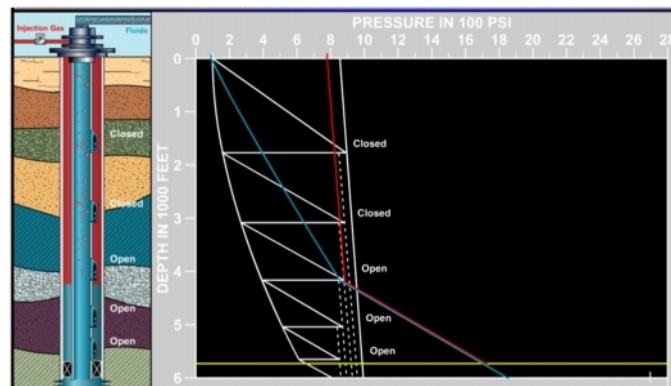
Este proceso se repite una y otra vez hasta alcanzar la profundidad de la última válvula, la cual va hacer la válvula operadora mientras las otras van permanecer cerradas, (Ver Figura 36 a 39).

Figura 36. Apertura de la Válvula 2.



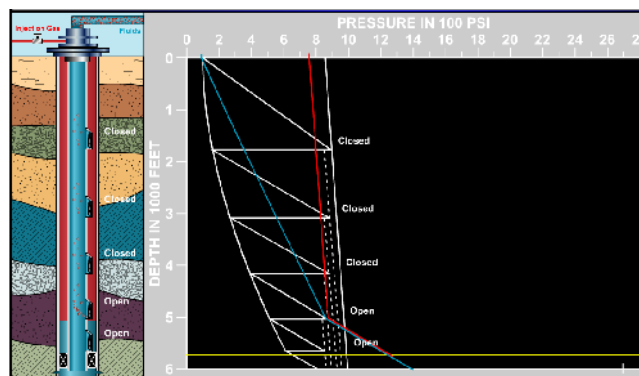
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence. [Aplicación]

Figura 37. Apertura de la Válvula 3.



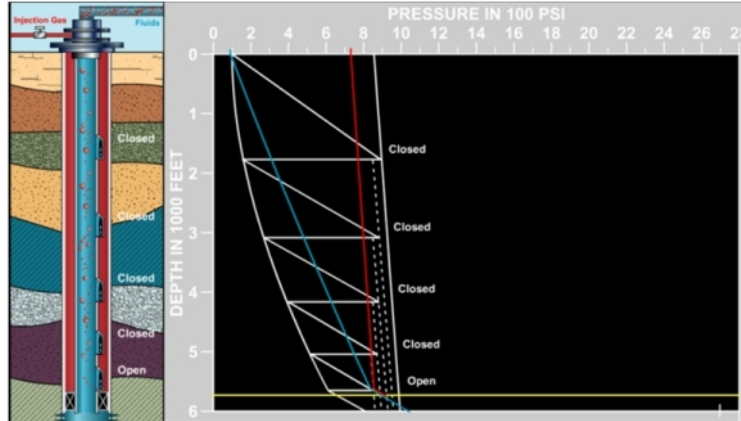
Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence. [Aplicación]

Figura 38. Apertura de la Válvula 4.



Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence. [Aplicación]

Figura 39. Apertura de la Válvula Operadora.



Fuente: Schlumberger. GL Unloading Sequence.exe

6.9. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SISTEMAS POR GAS LIFT CONTINUO

En la industria existen un gran número de métodos de diseño, los cuales presentan ciertas ventajas y desventajas. Algunos son más convenientes para condiciones de pozo específicas o para el tipo de válvula escogida. La mayoría de los diseños son similares y con pocas modificaciones.

El procedimiento de diseño recomendado por el API para instalaciones de bombeo por gas lift continuo es el método del API 11V6.

El cual maneja válvulas operadas por presión de Inyección (POV), en el cual el diseño de gas lift continuo depende de la presión del gas inyección, cuyo objetivo principal es determinar las profundidades de las válvulas de descarga y la válvula de operación, con el fin de obtener la máxima de tasa de producción.

Un diseño adecuado involucra el conocimiento de la mayor cantidad posible de la información de pozo.

6.9.1. Información necesaria para el Diseño de Gas Lift Continuo

- Profundidad del pozo (TVD)
- Profundidad del empaque
- Espesor de la zona productora
- Tamaño de tubería : Casing de producción y Tubing
- Presión estática del yacimiento
- Presión en el cabezal de pozo
- Presión de prueba
- Tasa producida @ presión de prueba
- Relación de gas – líquido
- Tasa de producción de agua
- Temperatura en fondo
- Temperatura en superficie
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del agua de producción
- Gravedad específica del gas de inyección
- Factor de compresibilidad del gas de inyección
- Presión de burbuja del fluido
- Índice de productividad del pozo
- Capacidad de producción máxima del pozo

6.9.2. Parámetros de Diseño

- Presión de inyección Disponible
- Presión de Operación
- Tasa del gas de inyección
- Profundidad máxima de inyección
- Tasa de diseño o tasa deseada a producir

- Caída de presión entre válvulas del gas de inyección en el casing
- Caída de presión de las válvulas (factor de seguridad)

Esta es la información mínima necesaria para realizar un diseño adecuado de acuerdo a la norma API 11v6.

Con la información anterior se procede a realizar los cálculos necesarios para determinar el espaciamiento de las válvulas.

6.9.3. Relación Gas-Líquido de Descarga

$$R_{glu} = \frac{q_{giu}}{q_{li}} \quad \text{Ecuación 63.0}$$

Donde: R_{glu} = Relación gas-líquido de descarga en el Tubing, scf/bbl.
 q_{giu} = Tasa del gas de inyección, scf/d.
 q_{li} = Tasa de diseño (agua+ aceite), bbl/d.

6.9.4. Presión de Fondo Fluyendo en el Tubing

Esta se determina por medio de las curvas de desempeño vertical, de acuerdo al tamaño del tubing, gravedad API, corte de agua, gravedad del gas y es función de la profundidad máxima de inyección y de la relación gas- líquido de descarga.

6.9.5. Gradiente del Fluido en el Tubing

$$g_{pfa} = \frac{(P_{pfd} - P_{whu})}{Dd} \quad \text{Ecuación 64.0}$$

Donde: g_{pfa} = Gradiente del fluido fluyendo en el tubing, psi/pie.
 P_{pfd} = Presión de fondo del fluido en el tubing, psi.
 P_{whu} = Presión en la cabeza del pozo, psi.
 Dd = Profundidad máxima de inyección, pies.

6.9.6. Presión de Inyección a la Profundidad Máxima de Inyección

$$P_{iod} = P_{io} * e^{\left[\frac{Geg * Db}{53.34(Tprom + 460) * 0.8} \right]} \quad \text{Ecuación 65.0}$$

Donde: P_{iod} = Presión de inyección a la máxima profundidad, psi.
 P_{io} = Presión de inyección en superficie, psi.
 Geg = Gravedad específica del gas de inyección.
 Dd = Profundidad máxima de inyección, pies.
 $Tprom$ = Temperatura promedio, °F.

6.9.7. Gradiente del Gas de Inyección

$$g_{gio} = \frac{P_{iod} - P_{io}}{Db} \quad \text{Ecuación 66.0}$$

Donde: g_{gio} = Gradiente del gas de inyección, psi/pie.
 P_{iod} = Presión de inyección a la máxima profundidad, psi.
 P_{io} = Presión de inyección en superficie, psi.
 Dd = Profundidad máxima de inyección, pies.

6.9.8. Gradiente del Fluido a Producir

$$g_f = 0.433 * Ge_{promedio} \quad \text{Ecuación 66.0}$$

Donde: g_f = Gradiente del fluido a producir, psi/pie.
 $Ge_{promedio}$ = Gravedad específica del fluido a producir.

6.9.9. Gradiente de Temperatura

$$g_{tv} = \frac{T_f - T_s}{Dv} \quad \text{Ecuación 67.0}$$

Donde: g_{tv} = Temperatura en fondo del pozo, °F.
 T_f = Temperatura en fondo del pozo, °F.
 T_s = Temperatura en superficie, °F.

Con las variables calculadas anteriormente, se procede a calcular el espaciamiento de las válvulas.

6.9.10. Espaciamiento de las Válvulas de Gas Lift

Para válvula tope tenemos:

$$Dv_1 = \frac{P_{io} - P_{wh} - \Delta P_{sd}}{g_f - g_{gio}} \quad \text{Ecuación 68.0}$$

Donde: Dv_1 = Profundidad de la válvula tope, pies.
 P_{io} = Presión de operación, psi.
 P_{wh} = Presión en cabeza de pozo, psi.

ΔP_{sd} = Caída de presión entre válvulas del gas de inyección, psi.

g_f = Gradiente del fluido, psi/pie.

g_{gio} = Gradiente del gas de inyección, psi/pie.

Cálculo de la presión en el tubing, presión de inyección y la temperatura a la profundidad de la válvula tope:

$$P_{pfd \min 1} = P_{wh} + g_{pfa} * Dv_1 \quad \text{Ecuación 69.0}$$

$$P_{io1} = P_{io} + g_{gio} * Dv_1 \quad \text{Ecuación 70.0}$$

$$T_{v1} = T_s + g_{tv} * Dv_1 \quad \text{Ecuación 71.0}$$

Donde: $P_{pfd \min 1}$ = Presión en el tubing, psi.

g_{pfa} = Gradiente del fluido fluyendo en el tubing, psi.

P_{wh} = Presión en cabeza de pozo, psi.

Dv_1 = Profundidad de la válvula tope, pies.

P_{io1} = Presión de inyección a la profundidad de la válvula tope, psi.

g_{gio} = Gradiente del gas de inyección, psi/pie.

T_{v1} = Temperatura de la válvula tope, °F.

T_s = Temperatura en superficie, °F.

g_{gio} = Gradiente de temperatura, °F.

Cálculo de la profundidad para el resto de válvulas:

$$Dv_n = Dv_{n-1} + \frac{P_{io(n-1)} - [(n-1) * \Delta P_{io}] - P_{pfd \min(n-1)} - \Delta P_{sd}}{g_{fluido} - g_{gio}} \quad \text{Ecuación 72.0}$$

Donde: n = número de válvula con, $n > 1$

Cálculo de la presión en el tubing, presión de inyección y la temperatura para el resto de válvulas:

$$P_{pfd\min(n)} = P_{wh} + g_{pfd} * D_{v_n} \quad \text{Ecuación 73.0}$$

$$P_{io(n)} = P_{io} + g_{gio} * D_{v_n} \quad \text{Ecuación 74.0}$$

$$T_{v(n)} = T_{sup} + g_T * D_{v_n} \quad \text{Ecuación 75.0}$$

Donde: n = número de válvula con, $n \geq 1$

D_{v_n} = profundidad de la válvula n , con $n \geq 1$

6.9.11. Ajuste del Espaciamiento de las Válvulas de Gas Lift

Si la profundidad de la última válvula sobrepasa la máxima profundidad de inyección, entonces es necesario realizar un ajuste de las válvulas.

Para el ajuste se coloca la última válvula a la máxima profundidad de inyección y se suben el resto de las válvulas espaciadas a una profundidad ajustada por un factor que represente la proporción en que subió la última válvula, es decir:

$$D_{v(ultima)} = D_b \quad \text{Ecuación 76.0}$$

Donde: $D_{v(ultima)}$ = Profundidad de la última válvula, pies.

D_b = Profundidad máxima de inyección, pies.

Ajuste para el resto de válvulas:

$$D_{v(n)a} = D_{v(n)} * \frac{D_b}{D_{v(ultima)}} \quad \text{Ecuación 77.0}$$

Donde: $D_{v(n)a}$ = Profundidad de la válvula (n) ajustada, pies.

Una vez se ha realizado el ajuste de las válvulas es necesario calcular nuevamente las presiones en el tubing, presiones de inyección, y temperatura para cada una de las válvulas que han sido ajustadas.

6.9.12. Presiones de Apertura de las Válvulas

Para válvula tope:

$$P_{o(D1)} = P_{io} \quad \text{Ecuación 78.0}$$

Donde: $P_{o(D1)}$ = Presión de apertura de la válvula tope, psi.

P_{io} = Presión de operación, psi.

Para el resto de válvulas:

$$P_{o(Dn)} = P_{io(n)} - (n-1) * \Delta P_{io} \quad \text{con } n \geq 1 \quad \text{Ecuación 79.0}$$

Donde: $P_{o(Dn)}$ = Presión de apertura de la válvula n , psi.

$P_{io(n)}$ = Presión de inyección de la válvula n , psi.

ΔP_{io} = Caída de presión de las válvulas, psi.

6.9.13. Tamaño del Puerto de las Válvulas

Una vez realizado el ajuste de las válvulas, es necesario determinar el tamaño en pulgadas que tendrán los puertos de las válvulas, los cuales permitirán el paso del gas de inyección a través de las válvulas.

Este tamaño es función de la tasa de inyección de gas, y de las presiones de inyección y apertura de la última válvula (válvula de operación).

Primero es necesario hacer una corrección de la tasa del gas de inyección:

$$V_{g\text{corregido}} = 0.0544 * q_{giu} \sqrt{Geg * (T + 460)} \quad \text{Ecuación 80.0}$$

Donde: $V_{g\text{corregido}}$ = Tasa de inyección de gas corregido, scf/d.

q_{giu} = Tasa de inyección de gas en superficie, scf/d.

Geg = Gravedad específica del gas de inyección.

T = Temperatura a la profundidad de inyección, °F.

Utilizando la ecuación de Thorhill-Craver (CA) se calcula el tamaño del puerto.

$$CA = \frac{V_{g\text{corregido}}}{155000 * P_1 * \sqrt{\frac{64.34 * k}{Geg * (T + 460)(k - 1)} * \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]}} \quad \text{Ecuación 81.0}$$

$$dc = 1.75105 + 932.334 * CA - 29372.7 * CA^2 + 397972 * CA^3 - 1510615 * CA^4 \quad \text{Ecuación 82.0}$$

Donde: $V_{g\text{corregido}}$ = Tasa de inyección de gas corregido, scf/d.

k = 1.27 constante experimental.

- P_1 = Presión de apertura de la última válvula, psi.
- P_2 = Presión en el tubing de la última válvula, psi.
- dc = Tamaño del puerto de las válvulas, pulg.

7. HERRAMIENTA SOFTWARE “DARLIFT5”

La herramienta sistematizada para el diseño y análisis de los sistemas de levantamiento artificial convencionales (SLA) “DARLIFT5” es un software de fácil y rápida aplicación que permite al estudiante y al ingeniero tener un conocimiento de todos los factores y parámetros más importantes involucrados en el diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales, una vez realizado la selección del sistema más conveniente a ser implementado en algún pozo de acuerdo a sus características.

Dada la simplicidad de la interface de la herramienta es fácil cometer errores y obtener resultados inconsistentes si no se tiene claridad en la introducción de los datos, razón por la cual se debe identificar claramente los valores a ingresar para el diseño y además interpretar prudentemente los resultados obtenidos.

7.1. INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Al insertar el disco con la Herramienta Software DARLIFT5, se desplegará una carpeta llamada “Herramienta Software DARLIFT5” en esta carpeta se encuentra el “Setup.exe” del programa junto con los archivos de soporte del mismo.

Al presionar el archivo de instalación “Setup.exe”, se desplegará una pantalla de instalación que le guiará paso a paso con la instalación de los componentes necesarios para la ejecución del programa en el PC.

Los requisitos mínimos del sistema para su instalación son:

- Sistema operativo Windows 95 o superior.

- Navegador de Internet (Internet Explorer 5.0 o equivalentes).
- 256 MB de memoria RAM o superior (Recomendado 512 MB).
- 200 MB de espacio libre en la unidad de disco duro.

Se deben seguir cuidadosamente las instrucciones indicadas por el programa instalador para asegurar un correcto funcionamiento de la herramienta.

Para iniciar la herramienta, una vez instalada, se puede hacer directamente en el icono “Herramienta Software DARLIFT5” en el escritorio, o bien a través del menú “inicio”, a través de la ruta:

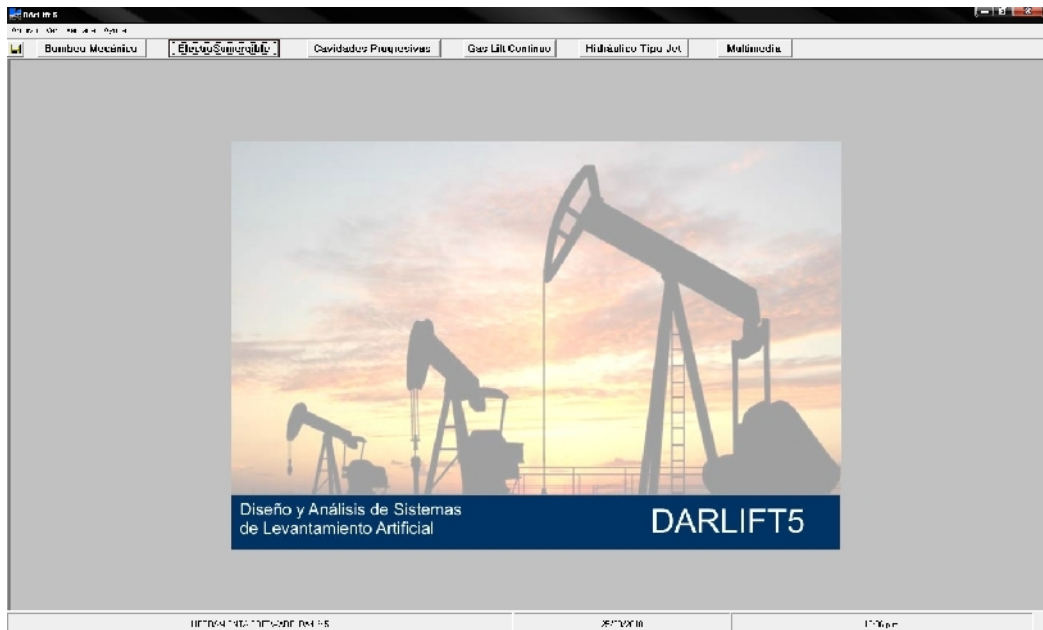
Todos los programas / Herramienta Software DARLIFT5 / Herramienta Software DARLIFT5.exe

7.2 .INTERFASE GRÁFICA

La Herramienta Software para el Diseño y Análisis de Sistemas de Levantamiento Artificial Convencionales (SLA) “DARLIFT5” cuenta con una interfaz grafica de múltiples módulos (MDI), la cual permite el manejo de varias aplicaciones en una aplicación principal, (Ver Figura 40.).

Cada aplicación hace referencia al módulo de diseño de cada (SLA) independiente uno del otro, con el fin de brindar al usuario una identificación clara, sencilla y de fácil entendimiento.

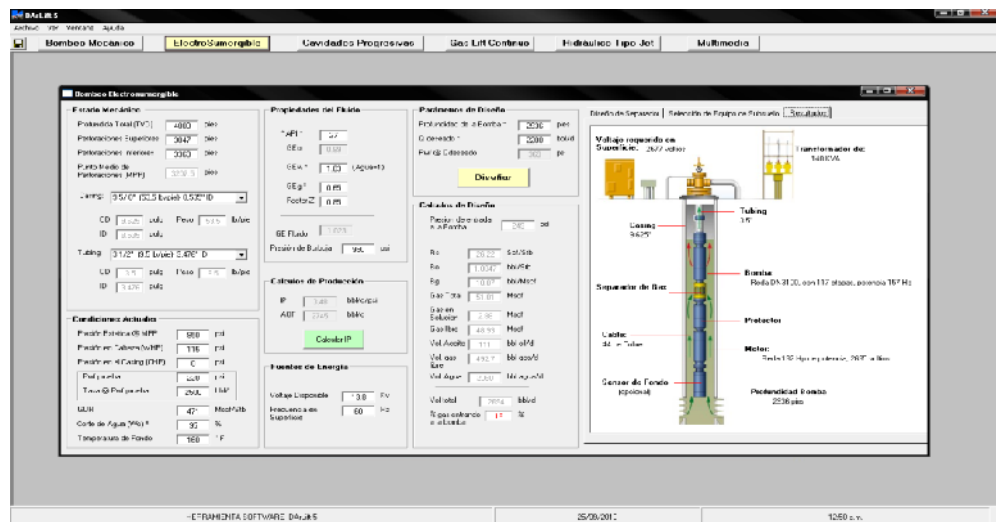
Figura 40. Ventana Principal Herramienta Software “DARLIFT5”.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

La barra de estado permite un acceso fácil a los módulos de diseño de cada (SLA), permitiendo la apertura de varias ventanas al mismo tiempo.

Figura 41. Interfaz Gráfica Herramienta Software “DARLIFT5”.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

7.3. ENTRADA DE DATOS

A demás de presentar claramente cuáles son los datos que se deben suministrar al software para su correcta ejecución, a continuación se describe la forma en que estos pueden ser ingresados.

7.3.1. Información Requerida

Es importante tener claridad sobre la naturaleza de los datos que se ingresan al software para no conducir a resultados incoherentes y para asegurar un diseño adecuado.

Cada módulo de diseño cuenta con información general de entrada, la cual utilizara el programa como base para realizar los cálculos preliminares.

Esta información está clasificada en tres grandes grupos, los cuales son:

Información de yacimiento y pozo: Comprende las variables que describen el estado mecánico actual del pozo, así como las condiciones bajo las cuales se desea realizar el diseño. Estas son descritas a continuación.

- Profundidad del Pozo: Se debe ingresar la profundidad del pozo real (TVD), ya que todos los pozos verticales presentan algún grado de inclinación.
- Perforaciones Inferiores y Superiores: Hace referencia al intervalo de la zona productora, tomando como referencia la profundidad del pozo.
- Punto Medio de Perforaciones: La herramienta calcula la profundidad del punto medio de la zona productora automáticamente, con la información anterior.

- Información del Casing y Tubing: Hace referencia al diámetro externo e interno de la tubería instalada en el pozo, a través de la cual se bajara el equipo de subsuelo del (SLA) a diseñar. Esta se encuentra almacenada en la base de datos del software y puede ser seleccionada fácilmente.
- Presión Estática: Es la presión en la cara de la formación a las condiciones actuales, en (psi).
- Presión en Cabeza (WHP): Es la presión que se registra en la tubería de producción en superficie, cuando el pozo se encuentra en producción, en (psi).
- Presión de Fondo Fluyendo (Pwf): Es la presión que suministra la formación al fluido producido en la cara del pozo, tomada de la profundidad media del intervalo productor, en (psi).
- Tasa de Producción a Pwf: Es la tasa del fluido producido (aceite + agua) a la presión de fondo fluyendo.
- GOR: Es la relación entre la cantidad de gas obtenida en superficie y la cantidad de aceite producido y se expresa en (Mscf/Stb).
- Corte de Agua (Wc): Es el porcentaje de agua producida por barril de fluido producido, (%).
- Temperatura en Fondo y en Superficie: Debe ser ingresada para conocer las propiedades del fluido, esta se da en grados Fahrenheit, (°F).
- Índice de Productividad (IP): Hace referencia a la cantidad de barriles diarios que puede aportar el pozo por cada psi que disminuya la presión, (bbl/d/psi).

- AOF: Es la capacidad máxima que el pozo puede aportar al llevar la presión de fondo fluyendo (pwf) a 0 psi, se da en (bbl/d).

Información de los fluidos: Esta información permite caracterizar los fluidos que se obtendrán del pozo.

- Gravedad API: Se refiere a la densidad aceite producido, mostrando con esto la calidad del mismo, se da en (°API).
- Gravedad Específica del Agua (GEw): Es la densidad del agua de producción, su valor por lo general es 1, pero dependiendo de las propiedades de la misma esta puede variar de 1 a 1,05.
- Gravedad Específica del Gas (GEg): Es la densidad del gas de producción o el gas de inyección para el caso si el SLA es por Gas Lift continuo.
- Factor Z de Gas: Factor de compresibilidad del gas.

Información de Facilidades de Superficie: Describe las condiciones de superficie con que se cuenta para la instalación y operación del SLA.

- Fuentes de Energía: Hace referencia a la energía disponible en superficie para la operación de los SLA, especialmente Bombeo Electrosomergible.

Una vez ingresada la información general del pozo, el programa está preparado para realizar los cálculos de producción, los cuales corresponden a determinar el índice de productividad (IP) y la capacidad máxima que el pozo puede aportar (AOF).

Esta información es necesaria para un diseño adecuado del SLA, ya que el dimensionamiento del equipo de subsuelo se realiza como primera media en función de esas condiciones de producción.

Para el cálculo del Índice de Productividad (IP) el programa utiliza el método de VOGEL corregido para corte de agua¹⁶, así mismo el (AOF) es calculado en función del IP, la presión estática del yacimiento y la tasa de prueba a una presión de prueba.

7.3.2. Ingreso de Datos

Cada módulo de diseño de (SLA) presentara un formulario el cual debe ser llenado en cada uno de los campos solicitados, existen dos tipos de entrada en estos campos, los campos de ingreso manual y los campos de selección de una lista predeterminada.

En los campos de ingreso manual, el usuario debe digitar el valor que desea ingresar dentro de la casilla correspondiente, teniendo cuidado de no introducir valores cero, valores negativos o valores que estén fuera del rango.

En los campos para la selección de una lista predeterminada el usuario simplemente debe escoger la opción correspondiente de la lista desplegada.

Los campos marcados con asterisco (*), significan que son obligatorios llenarlos para la ejecución de la aplicación.

¹⁶ **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volume 4. PennWell Publishing.1980. 30-35p.

7.3.3. Carga de Datos

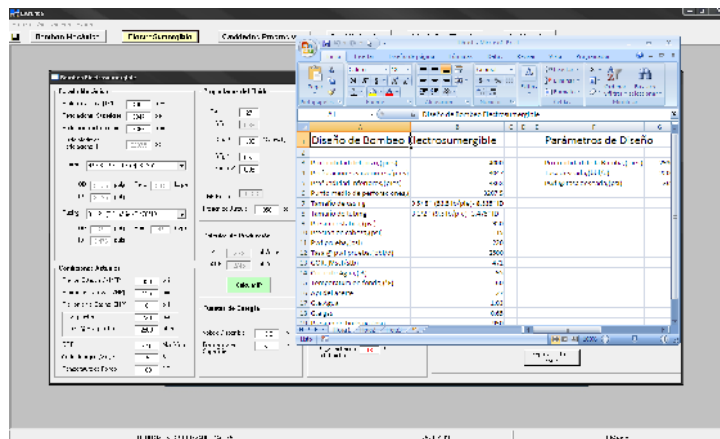
Con fin de facilitar el entendimiento por parte del usuario, cada módulo de diseño de (SLA) trae consigo información cargada por defecto, que servirá como ejemplo y guía rápida del diseño, la cual es usuario podrá modificar de acuerdo a su criterio.

Solo el usuario tendrá que accionar los botones de cálculo o diseño para que la aplicación haga los cálculos respectivos para cada sistema, mostrando de esta manera los resultados del diseño y el esquema de la instalación final.

7.3.4. Exportar Datos

La herramienta cuenta además con una función que permite exportar toda la información del diseño a un libro de Excel, el cual puede ser guardado como un archivo con extensión .xls en el directorio que el usuario desee, con el fin de tener acceso a esta información en cualquier momento y como guía de seguimiento del diseño para posibles comparaciones, (Ver Figura 42).

Figura 42. Exportar Información del Diseño a Excel.



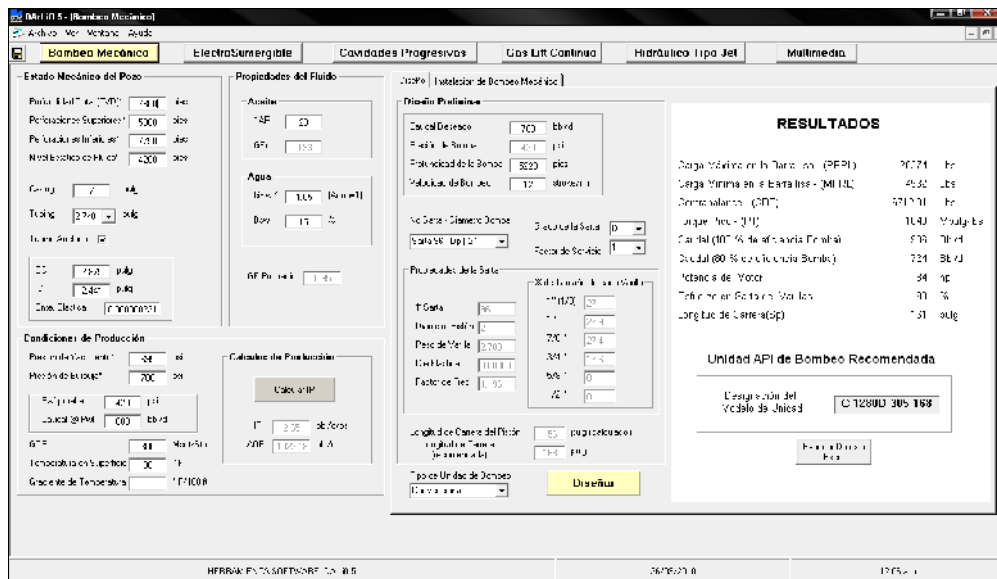
Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

A continuación se presenta una descripción detalla de los aspectos más importantes de cada módulo de diseño de (SLA).

7.4. BOMBEO MECÁNICO

El módulo de diseño de bombeo mecánico al igual que los demás consta de dos espacios de trabajo, el primero a la izquierda en la Figura 43, donde se ingresa la información del pozo y las propiedades del fluido, y el segundo donde se ingresa las parámetros definidos por el usuario para que la herramienta realice los cálculos una vez se oprimido el botón “Diseñar”.

Figura 43. Diseño de Bombeo Mecánico.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

Pestaña “Diseño”: En este espacio el usuario debe ingresar los parámetros de diseño.

- Caudal Deseado: Es la tasa teórica de fluido que el pozo producirá y con la cual se realizara el diseño, se debe tener cuidado de que este valor sea menor al AOF calculado por la herramienta.
- Presión de Bomba: Es la presión a la entrada de la bomba y es calculada de manera automática de acuerdo al caudal deseado.
- Profundidad de Bomba: Esta es calculada de acuerdo al caudal deseado y la presión de entrada a la bomba, pero esta puede ser cambiada según los requerimientos del usuario, siempre y cuando esta se encuentre por debajo del nivel estático del fluido.
- Velocidad de Bombeo: Es la velocidad del recorrido de un ciclo del pistón (subida + bajada), para crudos pesados es recomendable que la velocidad este por debajo de 12 strokes/minuto.
- No de Sarta y Diámetro de la bomba: En este campo se selecciona la configuración de los tamaños de la sarta de varillas, la cual está configurada de forma telescópica y el diámetro de la bomba de acuerdo al caudal a levantar.
- Grado de la Sarta: Hace referencia a el grado de dureza de la varilla y a la resistencia de esta, donde D, presenta mayor grado de resistencia y K la menor. Este es un factor importante a tener en cuenta en la práctica a la hora del diseño ya que a mayor grado de la sarta de varillas los pesos serán mayores, dando como resultado un mayor esfuerzo en la unidad de bombeo.
- Factor de Servicio: cuando se usan varillas en ambientes corrosivos, se debe ajustar el esfuerzo permisible para asegurar la carga correcta y prevenir fallas prematuras. Esto se puede hacer con un factor de servicio. un Factor de

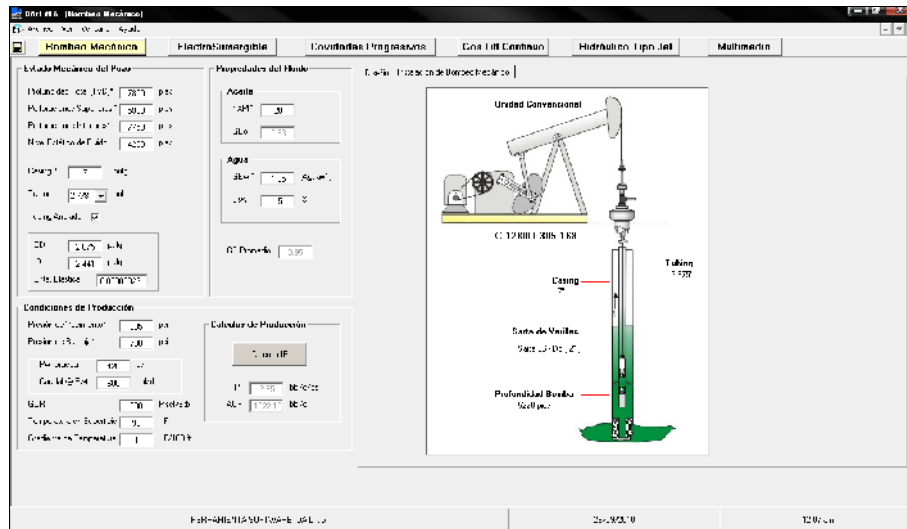
servicio es un valor entre 0,7 y 1,0. Este multiplica al máximo esfuerzo permisible a través del Diagrama de Goodman, para reducir el esfuerzo máximo permisible y así extender la vida útil de la sarta de varillas. las condiciones del pozo difieren ampliamente dependiendo de los fluidos producidos: presencia de ácido sulfúrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), etc. Los factores de servicio deben ser ajustados dependiendo de las condiciones locales de cada campo. Aquellos entre 0,7 a 0,75 son recomendados para corrosiones severas donde grandes cantidades de H_2S están presentes. Un factor de 0,8 a 0,85 para corrosión con CO_2 o pequeñas cantidades de H_2S . finalmente un factor de 0,9 a 1 es recomendado para ambientes de corrosión suaves (producción de salmuera).

- Propiedades de la Sarta: Este cuadro permite ver las propiedades de la sarta las cuales serán utilizadas para los cálculos y con el fin de brindar al estudiante un conocimiento a fondo del diseño, ahí se puede observar la configuración de los tamaños de las varillas que conforman la sarta, así mismo su peso y resistencia.
- Longitud de carrera del Pistón: Esta en función del caudal deseado, el diámetro del pistón, y la velocidad de bombeo, está limitado por la máxima longitud de carrera de las unidades disponibles que es 240 pulgadas.
- Tipo de Unidad de Bombeo: El usuario debe seleccionar el tipo de unidad de bombeo con la cual se realizara el diseño, ya sea convencional, Mark II o Balanceada por aire.
- Resultados: En este espacio se muestran todos los cálculos importantes de acuerdo a tipo de unidad de bombeo seleccionada, tales cálculos son utilizados por el Software para encontrar la unidad de bombeo más adecuada

en la base de datos, de acuerdo a los parámetros de diseño y a las cargas a la cual la unidad de bombeo estará sometida en teoría.

Pestaña “Instalación de Bombeo Mecánico”: En esta pestaña se muestra de una forma esquemática como tal la instalación de Bombeo Mecánico. En el cual se observa el tipo de unidad seleccionada, la designación API de la unidad recomendada por el software y el estado mecánico del pozo, Figura 44.

Figura 44. Esquema de la Instalación de Bombeo Mecánico.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

7.5. DISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

En el módulo de diseño de Bombeo Electrosomergible los parámetros de diseño son: la profundidad de la bomba, la cual debe estar sumergida en el fluido y el caudal deseado.

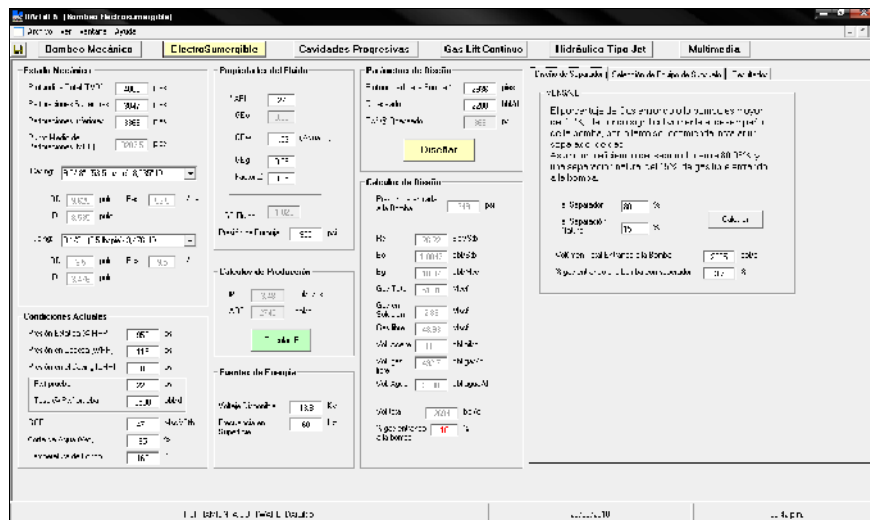
Una vez el botón “Diseñar” es presionado, el software realiza unos cálculos de diseño preliminar, los cuales están referidos a los fluidos que van a ingresar a la

bomba, el objetivo es conocer el volumen de líquido y gas entrando a la bomba, (Ver Figura 45).

Si el porcentaje del gas entrando a la bomba es mayor del 10%, es recomendable que en el diseño de la instalación se asuma la instalación de un separador de gas en fondo antes de la bomba, disminuyendo así el porcentaje de gas entrado a la bomba permitiendo que la eficiencia de esta no se vea afectada.

Si el porcentaje de gas es menor de 10%, entonces no es necesario la instalación de un separador, con lo cual la pestaña “Diseño de separador” no estará activa.

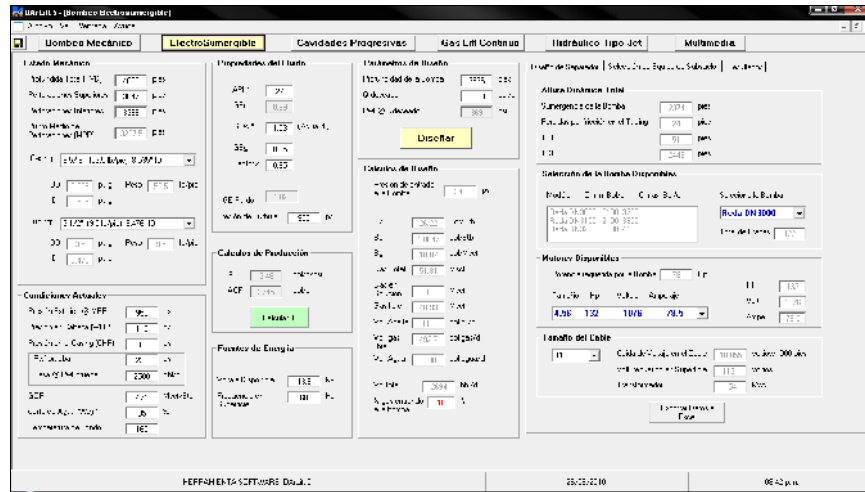
Figura 45. Diseño de Bombeo Electrosumergible.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

Pestaña “Selección del Equipo de Subsuelo”: En esta sección se elige, la bomba centrífuga, el motor en fondo, y el cable de potencia, (Ver Figura 46).

Figura 46. Selección del Equipo de Subsuelo de Bombeo Electrosumergible.



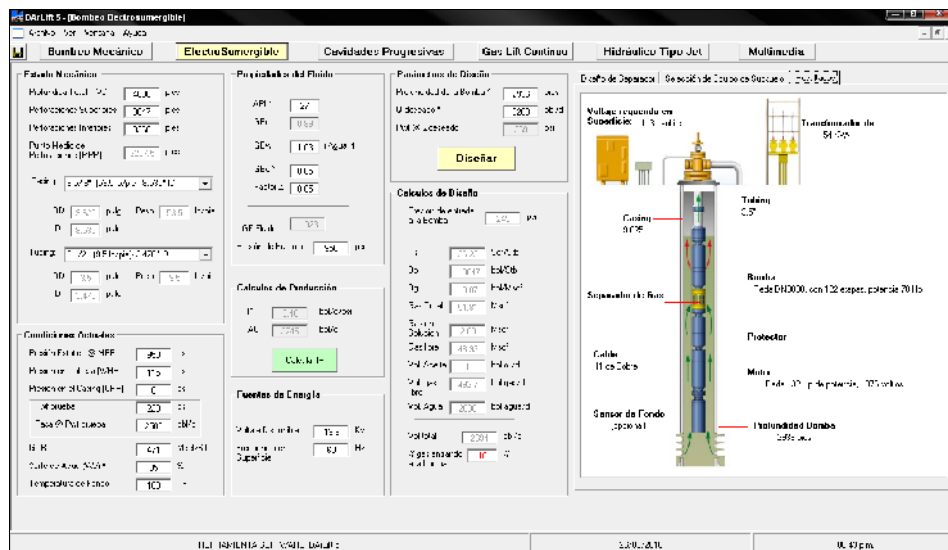
Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

- Selección de la bomba: Basados en la cabeza dinámica total (THD) necesarias para levantar el fluido a superficie y la tasa de liquido entrando a la bomba el software realiza una búsqueda en la base de datos de bombas REDA que cumplan con estos parámetros y las muestra en una lista de las cuales el usuario debe elegir una de estas. El software de forma automática calculará el total de etapas necesarias en la bomba y la potencia requerida por la misma para llevar el fluido a superficie.
- Selección del Motor: El usuario debe elegir de la lista de motores disponibles aquel que tenga una potencia (HP) mayor a la potencia requerida por la bomba, de no ser así el programara mostrará un mensaje de advertencia indicando que debe realizar una nueva selección.
- Selección del Cable de Potencia: En la lista el usuario puede seleccionar el tamaño del cable de cobre disponible en la base de datos, desde el #1 hasta el #6, la caída de voltaje en el cable seleccionado no puede ser mayor a 30 voltios/1000 pies, esto es para asegurar el buen funcionamiento del equipo

subsuelo. Una vez seleccionado se realiza el cálculo de forma automática del voltaje requerido en superficie y del tamaño del transformador necesario para generar ese voltaje.

Pestaña “Resultados”: Muestra el esquema de la instalación de bombeo electrosumergible donde se observa de manera clara la configuración del equipo de subsuelo y del equipo en superficie además de sus especificaciones, (Ver Figura 47).

Figura 47. Esquema de la Instalación por Bombeo Electrosumergible.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

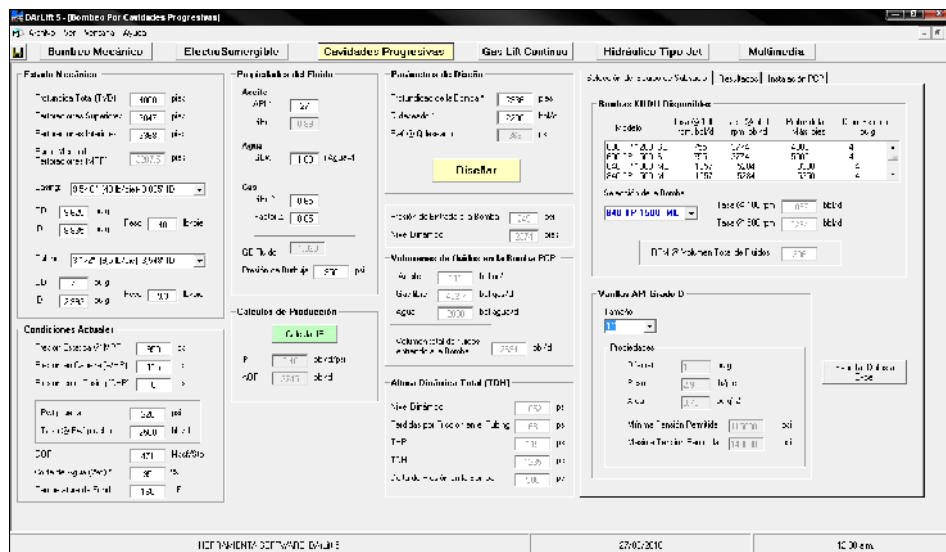
7.6. DISEÑO DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Al igual que en el diseño de bombeo electrosumergible los parámetros para el diseño de bombeo por cavidades progresivas son: profundidad de la bomba y la tasa deseada a producir.

Al oprimir el botón “Diseñar” el software calcula información preliminar como: la presión de entrada a la bomba, el nivel dinámico del fluido, el volumen total de fluidos entrando a la bomba, el delta de presión en la bomba y la cabeza dinámica total (TDH) necesaria para levantar el fluido hasta superficie.

Pestaña “Selección del Equipo de Subsuelo”: Una vez realizados los cálculos preliminares, el usuario puede seleccionar el tipo de bomba PCP y así mismo la sarta de varillas que conformaran el equipo de subsuelo, (Ver Figura 48).

Figura 48. Selección del Equipo de Subsuelo de Bombeo por Cavidades Progresivas.

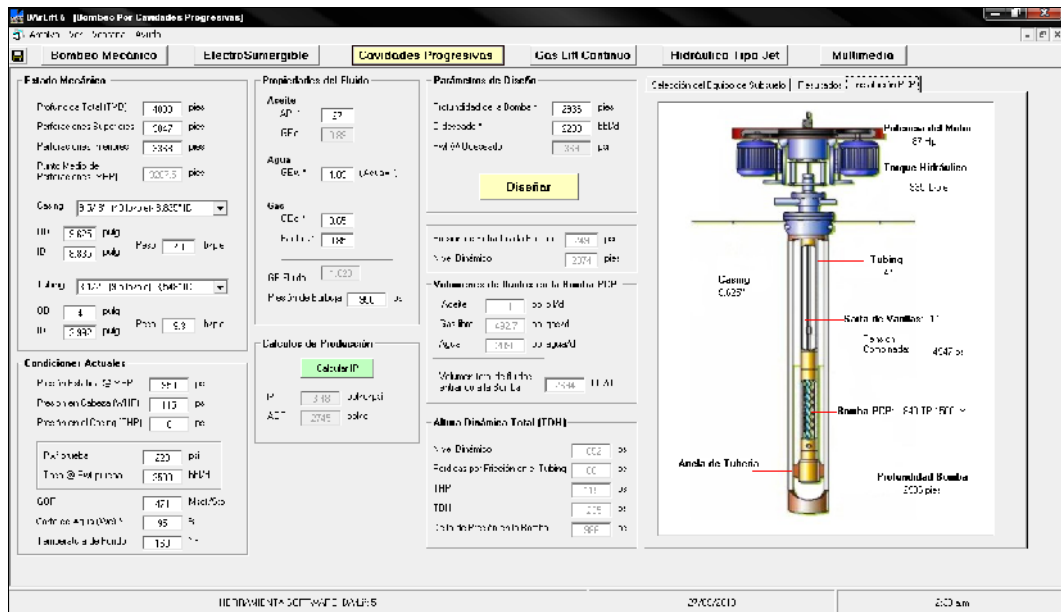


Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

- Selección de la Bomba PCP: El software realiza una búsqueda en la base de datos de aquellas bombas que cumplan con los parámetros y despliega una lista de bombas (PCP) de manufactura KUDU. Esta lista muestra el modelo de la bomba, tasa de producción teórica de acuerdo a las revoluciones por minuto (RPM), profundidad máxima de instalación y el diámetro exterior de la bomba. El usuario debe seleccionar una de las bombas disponibles, el software de

Pestaña "Instalación de PCP": Muestra la configuración del equipo de cavidades progresivas, Figura 50.

Figura 50. Esquema General de instalación de PCP.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

7.7. DISEÑO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Para realizar el diseño de una instalación de bombeo hidráulico tipo jet es necesario conocer, además de la profundidad de la bomba y la tasa de fluido deseada, otros parámetros tales como: el tipo de fluido de potencia o motriz, y la presión de operación, (Ver Figura 51).

- **Fluido de Potencia:** Este puede ser agua o aceite, en la práctica es recomendable utilizar agua como fluido de potencia, como primera medida por razones de seguridad en las facilidades de superficie y segundo porque las pérdidas por fricción en la tubería son menores; lo que se traduce en mayor

eficiencia en la bomba jet. Si el fluido seleccionado es aceite, el usuario debe ingresar la gravedad API de este para realizar los cálculos.

- Presión de Operación: Hace referencia a la presión con la que se va inyectar el fluido de potencia, en la práctica la máxima presión de operación recomendada es de 4000 psi.

Una vez el usuario ha ingresado la información requerida en los todos los campos, el software se encuentra en capacidad de realizar los cálculos de diseño, presionando el botón “Diseñar”.

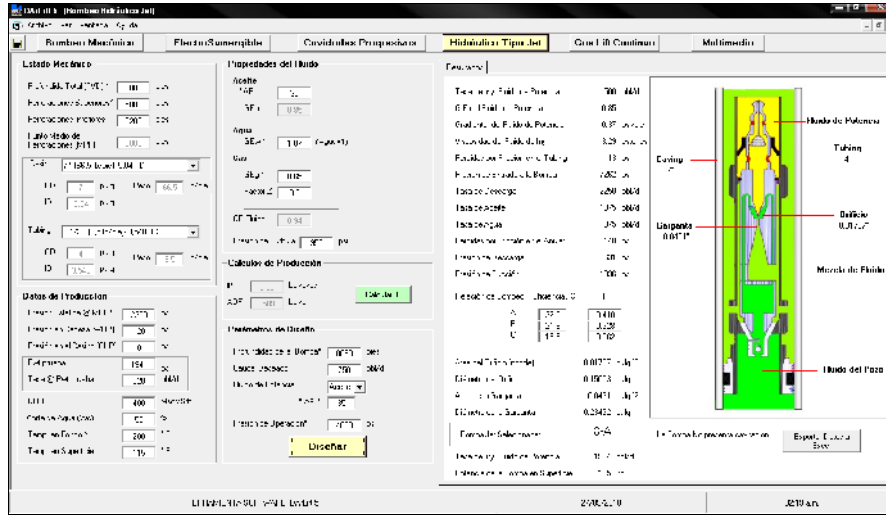
Pestaña “Resultados”: Muestra los cálculos más relevantes en el diseño tales como: tasa de inyección del fluido de potencia, perdidas por fricción en el tubing y en anular, presión de entrada a la bomba, presión de descarga, presión de succión y las tasa de descarga (fluido de potencia + aceite del pozo), Figura 51.

Estos cálculos le permiten al software determinar cual relación de bombeo presenta la mayor eficiencia, la cual establecerá el tamaño óptimo del orificio (boquilla) y la garganta.

De acuerdo al tamaño de la boquilla y garganta, el software muestra el tipo de bomba Jet seleccionada, como ejemplo (8-A), donde 8 hace referencia al número de búsqueda de la boquilla en los catálogos suministrado por los proveedores y A es la relación de bombeo.

Conociendo el tamaño óptimo de la boquilla y de la garanta, la herramienta hace el re cálculo de la tasa de inyección del fluido de potencia y así mismo la potencia de la bomba en superficie necesaria para que el sistema trabaje en óptimas condiciones.

Figura 51. Esquema del Diseño de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

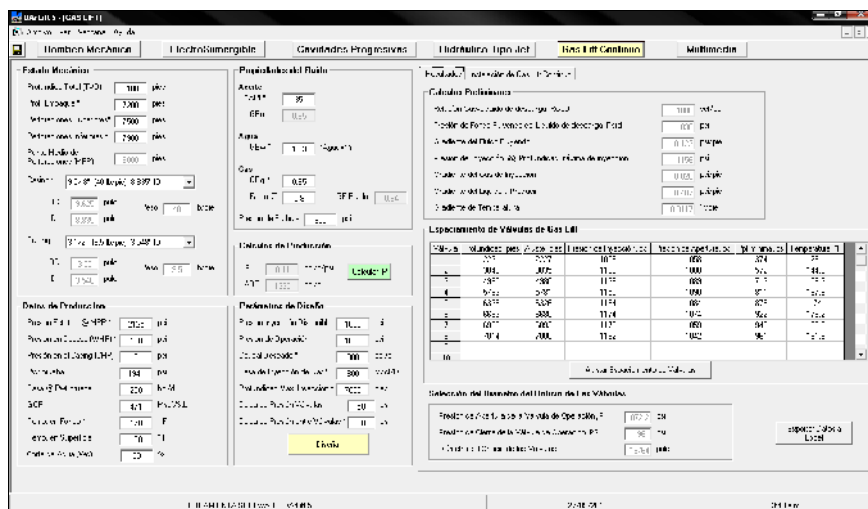


Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

7.8. DISEÑO DE GAS LIFT CONTINUO

El objetivo principal del diseño de un sistema por gas lift continuo es determinar la el numero de válvulas de gas lift y la profundidad de cada una de ellas de acuerdo a las propiedades y características del pozo, (Ver Figura 52).

Figura 52. Diseño de Gas Lift Continuo.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

Los parámetros para el diseño son los siguientes: presión de inyección disponible en superficie, presión de operación, tasa deseada a producir, tasa de inyección, profundidad máxima de inyección, caída de presión de las válvulas, caída de presión entre válvulas.

- Presión de Inyección Disponible en Superficie: Hace relación a la presión del gas de inyección a la salida del compresor.
- Presión de Operación: Es la presión del gas de inyección registrada en el cabezal del pozo, para casos de diseño esta puede ser supuesta igual a la presión de inyección en superficie. En la práctica la presión de operación es menor a la presión de inyección, ya que en las líneas de tuberías se presentan pérdidas de presión del gas por efectos de la fricción en las tuberías.
- Profundidad Máxima de Inyección: Es la profundidad de la máxima de la válvula de operación; se recomienda que esta profundidad este 60 pies por encima del empaque.
- Caída de Presión de las Válvulas: Representa el diferencial de presión que se deja como margen de seguridad para garantizar que la válvula sea descubierta y se usa entre 20 y 50 psi.
- Caída de Presión entre Válvulas: Se utiliza para fijar la presión de apertura del resto de las válvulas garantizando el cierre de la válvula superior después de que se tengan dos válvulas de gas dejando pasar gas simultáneamente, es recomendable usar entre 20 y 30 psi, sin embargo puede ser mayor o menor dependiendo de la disponibilidad de presión del gas.

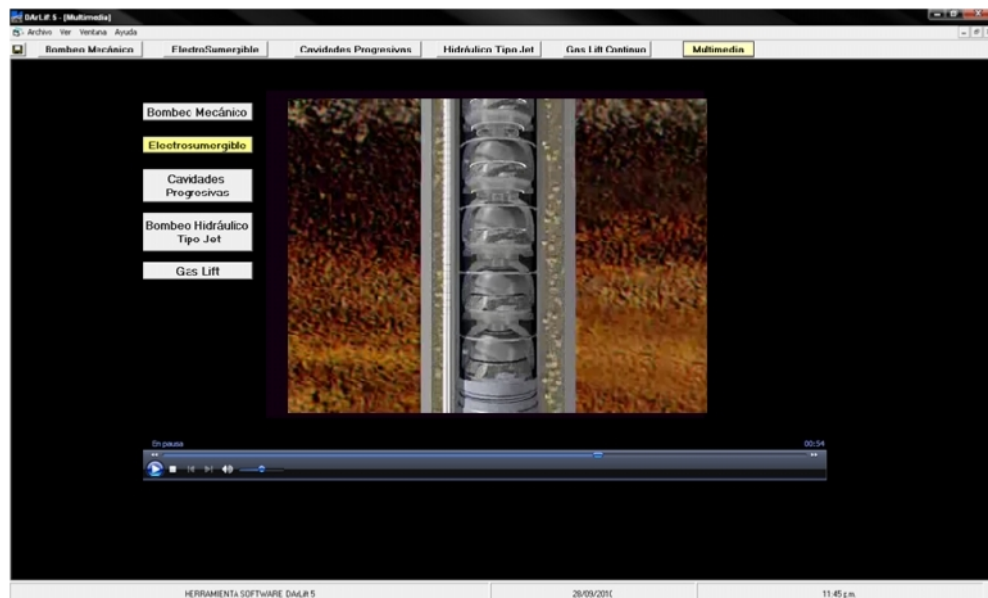
Pestaña “Resultados”: Muestra los cálculos más importantes realizados por el software, donde se observan los cálculos preliminares haciendo referencia al gas de inyección, (Ver Figura 52).

- Espaciamiento de Válvulas de Gas Lift: La tabla muestra el número de válvulas necesarias en la instalación, así como la profundidad de cada una de ellas, si la profundidad de la última válvula excede la máxima profundidad de inyección, entonces es necesario hacer un ajuste del espaciamiento, esto se logra presionando el botón “Ajustar Espaciamiento de Válvulas”, así mismo muestra la presión de inyección a la profundidad ajustada, las presiones de apertura y las presiones de cierre y la temperatura.
- Selección del Diámetro del Orificio de las Válvulas: Una vez realizado el ajuste del espaciamiento de las válvulas, es necesario determinar las presiones de apertura y cierre de la última válvula (válvula operadora).

El diámetro del orificio de las válvulas es función de la cantidad de gas inyectado diariamente, presiones de apertura, presión de cierre y de las propiedades del gas.

Pestaña “Instalación de Gas Lift Continuo”: Muestra el esquema general de la instalación con los parámetros más: como presión de operación del gas de inyección, tasa de inyección de inyección de gas, así como su estado mecánico (Ver Figura 53).

Figura 54. Módulo Multimedia.

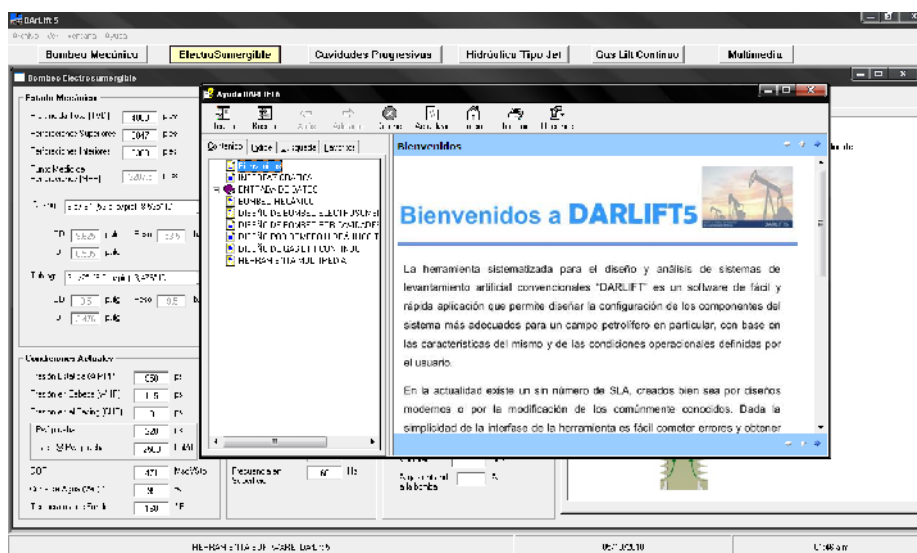


Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

7.10. MANUAL DE USUARIO

El programa cuenta también con un manual detallado y de fácil navegación que le permitirá al usuario despejar cualquier duda con respecto a su instalación y funcionamiento, así como algunos aspectos a tener en cuenta para aprovechar mejor sus características. Se puede acceder al manual haciendo clic en el icono “Ayuda” de la barra de herramientas, o seleccionando la opción “Manual de Usuario” del menú “Ayuda” o simplemente presionado el botón F1.

Figura 55. Manual de Usuario de la Herramienta Software DARLIFT5.



Fuente: Herramienta Software DARLIFT5.

8. VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE DARLIFT5

Durante el proceso de desarrollo de la herramienta se tuvo en cuenta que los resultados proporcionados por los diseños de cada sistema de levantamiento estuvieran dentro de los rangos correctos de diseño, esto se llevó a cabo utilizando software en versión libre que actualmente utiliza la industria del petróleo para el diseño de sistemas de levantamiento artificial convencionales.

Para el caso de bombeo Mecánico se utilizaron los software: QRod 2.4, RODSTAR-V 3.2.5.; para bombeo electrosomergible se utilizó, SubPump 7.00 y IPM 6.3, para el diseño de gas lift se utilizó Wellflow 4.0, IPM 6.3.

Para bombeo por cavidades progresivas e hidráulico tipo jet no fue posible la comparación de resultados, debido a la falta de software disponible para el diseño.

9. CONCLUSIONES

El diseño de un sistema de levantamiento artificial más apropiado para un determinado pozo se basa fundamentalmente en las propiedades del pozo, tales como profundidad, relación gas-aceite, y corte de agua, así como en los requerimientos de caudal definidos para el pozo por la compañía operadora y los parámetros operacionales del sistema. Una adecuada determinación de estos factores es de gran importancia, ya que la utilización de datos erróneos conduciría inevitablemente a resultados inexactos en el diseño del sistema.

La tasa de producción a tener en cuenta a la hora del diseño del sistema de levantamiento debe ser calculada cuidadosamente, de manera que no sea demasiado baja, como para hacer poco atractivo un proyecto, ni tan alta que la formación productora del yacimiento no la pueda sostener. Para tal fin, es necesario determinar el índice de productividad de los pozos de interés y analizar las curvas de IPR de la formación.

Los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) poseen características muy variadas y rangos de operación tan diversos, que se ajustan a casi todo tipo de condiciones de campo, razón por la cual el estudio, ordenamiento y el conocimiento del funcionamiento de cada sistema constituyen la base fundamental del diseño. Se realizó una evaluación técnica de los Sistemas de Levantamiento Artificial y se plasmó en una metodología de diseño, la cual se tomó como punto de partida para el desarrollo de la Herramienta Software "DARLIFT5".

Para el diseño de un sistema de levantamiento artificial en un campo petrolero, la Herramienta Software DARLIFT5 es una excelente alternativa de orientación, ya que permite conocer de forma fácil y rápida, no solo la configuración del equipamiento de acuerdo a las características del campo, sino también realiza un análisis si los componentes del sistema seleccionado estarán bajo dimensionados o sobredimensionados. Esto es posible gracias a la completa base de datos con que cuenta, producto de la investigación, el análisis y la reflexión crítica realizada en materia de levantamiento artificial, nuevas tecnologías y rangos de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial.

Una de las principales características La Herramienta Software DARLIFT5 es que cuenta con una interfase fácil y sencilla de manejar donde el usuario puede interactuar con los módulos de diseño al mismo tiempo, así mismo cada módulo trae consigo un ejemplo por defecto, permitiendo modificar de una manera rápida solo aquella información que el usuario crea conveniente para realizar el diseño.

La Herramienta Software DARLIFT5 también constituye un instrumento didáctico de gran valor, ya que contiene un completo contenido temático que permite al usuario consultar en cualquier momento temas relacionados con el programa, tales como, levantamiento artificial y la metodología de diseño de la misma. Este contenido, implementado en una plataforma HTML, está disponible en cualquier momento durante la ejecución del programa, además de este la herramienta tiene un módulo multimedia que muestra el funcionamiento de cada SLA convencional, luego la combinación de estos dos elementos constituye un medio sumamente útil para el estudio y comprensión de los sistemas de levantamiento artificial.

En general, la Herramienta Software DARLIFT5 con todos sus componentes, constituye un mecanismo de orientación y soporte de gran utilidad para el diseño de los sistemas de levantamiento artificial convencionales, más no un sustituto a la experiencia de campo y el sentido común de los ingenieros. Los resultados proporcionados por el software no deben ser considerados como definitivos para la implementación de un SLA en un campo, sino que deben ser analizados para verificar su coherencia e identificar los puntos clave a tener en cuenta ante una eventual instalación del sistema de levantamiento seleccionado.

10. RECOMENDACIONES

La Herramienta Software DARLIFT5 constituye la base de un conveniente y promisorio estudio de diseño de sistemas de levantamiento artificial frente a las condiciones operativas de los campos petroleros, por lo tanto se debe seguir trabajando en esta área, muy desarrollada hasta el momento, con el fin de aprovechar las ventajas de este software y producir nuevos y mejores resultados.

Si bien es cierto que la herramienta fue desarrollada con base en tecnologías modernas, es conveniente mantener actualizada la base de datos del software con el fin obtener resultados cada vez más favorables, incluso para las condiciones de operación más exigentes. Se debe prestar especial atención a los rangos de operación de los SLA, ya que gracias a las continuas mejoras que se dan en los campos de resistencia de materiales, diseño de equipos y química más amigable, dichos rangos de aplicación se hacen cada vez más amplios.

Para obtener resultados y avances más significativos en áreas como la explotación y operación de campos petroleros, es imprescindible la combinación de tecnología aplicada, como es el caso de las Herramienta Software DARLIFT5, con la experiencia de campo, ya que solo de esta forma se asegura un control de calidad sobre los resultados obtenidos de este tipo de herramientas.

Con el fin de mejorar la confiabilidad en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial convencionales proporcionado por el software, se recomienda comparar los resultados de la herramienta con los resultados de

software de última generación que actualmente maneje la industria para el diseño de sistemas de levantamiento artificial.

La Herramienta Software DARLIFT5 fue concebida inicialmente para el diseño de sistemas de levantamiento convencionales, sin embargo en la industria existen sistemas de levantamiento combinados o modificados, los cuales presentan características únicas de aplicación, de acuerdo a esto es conveniente contar con una herramienta similar a esta pero aplicada a el diseño de sistemas de levantamiento artificial no convencionales.

BIBLIOGRAFIA

- **BROWN, Kermit E.** Overview of Artificial Lift System. SPE. 09979. 1982.
- **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2a. Introduction of Artificial Lift System beam Pumping: Desing and Analysis Gas Lift Tulsa: Pennwell Publishing Company. 1980. 217 a 312 p.
- **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2b. Electric Submersible Centrifugal Pumps: Pennwell Publishing Company. 1980. 217 a 312 p.
- **NIND, T. E. W.** Principles of Oil Well Production. New York: McGraw Hill. 1964. 71 a 96 p.
- **ADAIR, Paul.** Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003.
- **ECONIMIDES M., Hill A. & ECONOMIDES C.** Petroleum Production Systems. ISBN 0-13-658683-X, published by Prentice Hall, 1994.
- **API RP 11L,** Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping Systems, fifth edition, API, Washington DC .June 2008.
- **CHOLET, Henri.** Well Production. Paris. Technip, 2000. ISBN 2-7108-0772-6
- **BRADLEY, H. B.** Petroleum Engineering Handbook. Third edition, SPE. 1990.

- **LUFKIN.** Oil field Products Group: General Catalog 2008-2009. Printed in USA.
- **ARTEAGA, Johanna.** Introducción al Levantamiento Artificial: Tipos de Levantamiento Artificial. [diapositivas]. Schlumberger. 2007.
- **PDVSA CIED.** Diseño de Instalaciones de levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. 2001. 38 a 55 p.
- **PARKO SERVICES.** Bombeo Mecánico. [diapositivas].
- **TAKCAS, Gabor.** Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Elseiver, 2009. 187 a 204 p.
- **RAMÍREZ, Marto.** Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Esp Oil Engineering Consultans, Venezuela, Monagas. 2004.
- **SubPUMP.** Technical Reference Manual. IHS Energy Group. 2006.
- **BAKER-HUGHES CENTRILIFT.** The 9 Step. Claremore, Oklahoma. 2001.
- **CANADIAN ADVANCED, Inc.** Submersible Pump Catalog. 2004.
- **WOOD GROUP ESP, Inc.** Product Catalog. Janury 2004.
- **CHACÍN, Nelvy.** Bombeo de Cavidad Progresiva. Esp Oil Engineering Consultans Venezuela: Anzoátegui. 2003.
- **HIRSCHFELDT, Marcelo.** Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Oilproduction. 2008.

- **NETZSCH.** Manual de Sistemas PCP. Julio 24 de 2009.
- **KUDU INDUSTRIES.** Progressing Cavity Pumps Catalog. 2009.
- **API, E&P Dept.** Gas Lift Book 6 of Vocational Training Series. Third edition. Dallas, 1994.
- **API RP 11V6.** Recommended Practice for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves. Second edition. Washington, DC. 1999.
- **SCHLUMBERGER.** GL Unloading Sequence. [Aplicación].
- **MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar.** Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección.UIS. 2007.

ANEXOS

ANEXO A. PRÁCTICA RECOMENDADA PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO PRÁCTICA API RP 11L, CUARTA EDICIÓN, JUNIO 1 DE 1988

Anexo A- 1. Propiedades de la Sarta de Varillas y Diámetros del Pistón.

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches D	3 Rod Weight, lb per ft W _r	4 Elastic Constant, in. per lb ft E _r	5 Frequency Factor, F _s	6 Rod String, % of each size					
					7 1 1/8	8 1	9 3/4	10 5/8	11 1/2	
44	All	0.726	1.990 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
54	1.06	0.908	1.668 x 10 ⁻⁶	1.188	44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633 x 10 ⁻⁶	1.140	49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584 x 10 ⁻⁶	1.187	56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525 x 10 ⁻⁶	1.122	64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460 x 10 ⁻⁶	1.095	73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391 x 10 ⁻⁶	1.061	83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318 x 10 ⁻⁶	1.023	93.5	6.5
55	All	1.135	1.270 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
64	1.06	1.164	1.382 x 10 ⁻⁶	1.229	33.3	33.1	33.5
64	1.25	1.211	1.319 x 10 ⁻⁶	1.215	37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232 x 10 ⁻⁶	1.184	42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141 x 10 ⁻⁶	1.145	47.4	45.2	7.4
65	1.06	1.307	1.188 x 10 ⁻⁶	1.098	34.4	65.6
65	1.25	1.321	1.127 x 10 ⁻⁶	1.104	37.3	62.7
65	1.50	1.343	1.110 x 10 ⁻⁶	1.110	41.8	58.2
65	1.75	1.369	1.090 x 10 ⁻⁶	1.114	46.9	53.1
65	2.00	1.394	1.070 x 10 ⁻⁶	1.114	52.0	48.0
65	2.25	1.426	1.045 x 10 ⁻⁶	1.110	58.4	41.6
65	2.50	1.460	1.018 x 10 ⁻⁶	1.099	65.2	34.8
65	2.75	1.497	0.990 x 10 ⁻⁶	1.082	72.5	27.5
65	3.25	1.574	0.930 x 10 ⁻⁶	1.037	88.1	11.9
66	All	1.634	0.883 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
75	1.06	1.566	0.997 x 10 ⁻⁶	1.191	27.0	27.4	45.6
75	1.25	1.604	0.973 x 10 ⁻⁶	1.193	29.4	29.8	40.8
75	1.50	1.664	0.935 x 10 ⁻⁶	1.189	33.3	33.3	33.3
75	1.75	1.732	0.892 x 10 ⁻⁶	1.174	37.8	37.0	25.1
75	2.00	1.803	0.847 x 10 ⁻⁶	1.151	42.4	41.3	16.3
75	2.25	1.875	0.801 x 10 ⁻⁶	1.121	46.9	45.8	7.2
76	1.06	1.802	0.816 x 10 ⁻⁶	1.072	28.5	71.5
76	1.25	1.814	0.812 x 10 ⁻⁶	1.077	30.6	69.4
76	1.50	1.833	0.804 x 10 ⁻⁶	1.082	33.8	66.2
76	1.75	1.855	0.795 x 10 ⁻⁶	1.088	37.5	62.5
76	2.00	1.880	0.785 x 10 ⁻⁶	1.093	41.7	58.3
76	2.25	1.908	0.774 x 10 ⁻⁶	1.096	46.5	53.5
76	2.50	1.934	0.764 x 10 ⁻⁶	1.097	50.8	49.2
76	2.75	1.967	0.751 x 10 ⁻⁶	1.094	56.5	43.5
76	3.25	2.039	0.722 x 10 ⁻⁶	1.078	68.7	31.3
76	3.75	2.119	0.690 x 10 ⁻⁶	1.047	82.3	17.7
77	All	2.224	0.649 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
85	1.06	1.883	0.873 x 10 ⁻⁶	1.261	22.2	22.4	22.4	33.0
85	1.25	1.943	0.841 x 10 ⁻⁶	1.253	23.9	24.2	24.3	27.6
85	1.50	2.039	0.791 x 10 ⁻⁶	1.232	26.7	27.4	26.8	19.2
85	1.75	2.138	0.738 x 10 ⁻⁶	1.201	29.6	30.4	29.5	10.5

Anexo A.1. Continuación- Propiedades de la Sarta y Diámetros del Pistón.

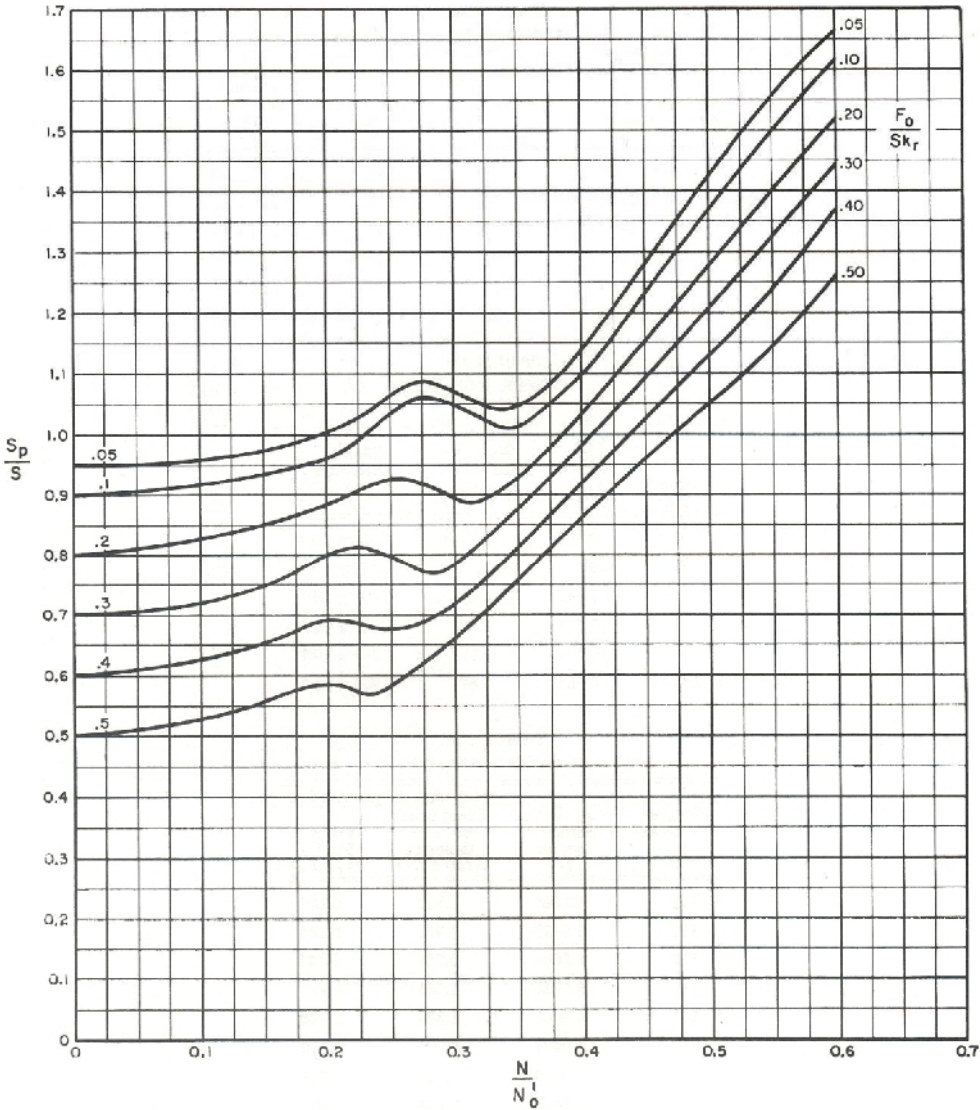
1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches D	3 Rod Weight, lb per ft W _r	4 Elastic Constant, in. per lb ft E _r	5 Frequency Factor, F _c	6-11 Rod String, % of each size					
					1 1/8	1	3/8	1/2	5/8	3/4
86	1.06	2.058	0.742 x 10 ⁻⁶	1.151	22.6	23.0	54.3
86	1.25	2.087	0.782 x 10 ⁻⁶	1.166	24.3	24.5	51.2
86	1.50	2.133	0.717 x 10 ⁻⁶	1.162	26.8	27.0	46.3
86	1.75	2.185	0.699 x 10 ⁻⁶	1.164	29.4	30.0	40.6
86	2.00	2.247	0.679 x 10 ⁻⁶	1.161	32.8	33.2	33.9
86	2.25	2.315	0.656 x 10 ⁻⁶	1.153	36.9	36.0	27.1
86	2.50	2.385	0.633 x 10 ⁻⁶	1.138	40.6	39.7	19.7
86	2.75	2.455	0.610 x 10 ⁻⁶	1.119	44.5	43.3	12.2
87	1.06	2.390	0.612 x 10 ⁻⁶	1.055	24.3	75.7
87	1.25	2.399	0.610 x 10 ⁻⁶	1.058	25.7	74.3
87	1.50	2.413	0.607 x 10 ⁻⁶	1.062	27.7	72.3
87	1.75	2.430	0.603 x 10 ⁻⁶	1.066	30.3	69.7
87	2.00	2.450	0.598 x 10 ⁻⁶	1.071	33.2	66.8
87	2.25	2.472	0.594 x 10 ⁻⁶	1.075	36.4	63.6
87	2.50	2.496	0.588 x 10 ⁻⁶	1.079	39.9	60.1
87	2.75	2.523	0.582 x 10 ⁻⁶	1.082	43.9	56.1
87	3.25	2.575	0.570 x 10 ⁻⁶	1.084	51.6	48.4
87	3.75	2.641	0.556 x 10 ⁻⁶	1.078	61.2	38.8
87	4.75	2.793	0.522 x 10 ⁻⁶	1.038	83.6	16.4
88	All	2.904	0.497 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
96	1.06	2.382	0.670 x 10 ⁻⁶	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3
96	1.25	2.435	0.655 x 10 ⁻⁶	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3
96	1.50	2.511	0.633 x 10 ⁻⁶	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3
96	1.75	2.607	0.606 x 10 ⁻⁶	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1
96	2.00	2.703	0.578 x 10 ⁻⁶	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6
96	2.25	2.806	0.549 x 10 ⁻⁶	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8
97	1.06	2.645	0.568 x 10 ⁻⁶	1.120	19.6	20.0	60.3
97	1.25	2.670	0.563 x 10 ⁻⁶	1.124	20.8	21.2	58.0
97	1.50	2.707	0.556 x 10 ⁻⁶	1.131	22.5	23.0	54.5
97	1.75	2.751	0.548 x 10 ⁻⁶	1.137	24.5	25.0	50.4
97	2.00	2.801	0.538 x 10 ⁻⁶	1.141	26.8	27.4	45.7
97	2.25	2.856	0.528 x 10 ⁻⁶	1.143	29.4	30.2	40.4
97	2.50	2.921	0.515 x 10 ⁻⁶	1.141	32.5	33.1	34.4
97	2.75	2.989	0.503 x 10 ⁻⁶	1.135	36.1	35.3	28.6
97	3.25	3.132	0.475 x 10 ⁻⁶	1.111	42.9	41.9	15.2
98	1.06	3.068	0.475 x 10 ⁻⁶	1.043	21.2	78.8
98	1.25	3.076	0.474 x 10 ⁻⁶	1.045	22.2	77.8
98	1.50	3.089	0.472 x 10 ⁻⁶	1.048	23.8	76.2
98	1.75	3.103	0.470 x 10 ⁻⁶	1.051	25.7	74.3
98	2.00	3.118	0.468 x 10 ⁻⁶	1.055	27.7	72.3
98	2.25	3.137	0.465 x 10 ⁻⁶	1.058	30.1	69.9
98	2.50	3.157	0.463 x 10 ⁻⁶	1.062	32.7	67.3
98	2.75	3.180	0.460 x 10 ⁻⁶	1.066	35.6	64.4
98	3.25	3.231	0.453 x 10 ⁻⁶	1.071	42.2	57.8
98	3.75	3.289	0.445 x 10 ⁻⁶	1.074	49.7	50.3
98	4.75	3.412	0.428 x 10 ⁻⁶	1.064	65.7	34.3
99	All	3.676	0.393 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0

Anexo A.1. Continuación- Propiedades de la Sarta y Diámetros del Pistón.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Rod* No.	Plunger Diam., inches D	Rod Weight, lb per ft. W _r	Elastic Constant, in. per lb ft E _r	Frequency Factor, F _c	Rod String, % of each size					
					1¼	1½	1	¾	¾	¾
107	1.06	2.977	0.524 x 10 ⁻⁶	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1
107	1.25	3.019	0.517 x 10 ⁻⁶	1.189	17.9	17.8	18.0	46.8
107	1.50	3.085	0.506 x 10 ⁻⁶	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9
107	1.75	3.158	0.494 x 10 ⁻⁶	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9
107	2.00	3.238	0.480 x 10 ⁻⁶	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4
107	2.25	3.336	0.464 x 10 ⁻⁶	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0
107	2.50	3.435	0.447 x 10 ⁻⁶	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2
107	2.75	3.537	0.430 x 10 ⁻⁶	1.156	29.1	30.2	29.8	11.8
108	1.06	3.325	0.447 x 10 ⁻⁶	1.097	17.3	17.8	64.9
108	1.25	3.345	0.445 x 10 ⁻⁶	1.101	18.1	18.6	63.2
108	1.50	3.376	0.441 x 10 ⁻⁶	1.106	19.4	19.9	60.7
108	1.75	3.411	0.437 x 10 ⁻⁶	1.111	20.9	21.4	57.7
108	2.00	3.452	0.432 x 10 ⁻⁶	1.117	22.6	23.0	54.3
108	2.25	3.498	0.427 x 10 ⁻⁶	1.121	24.5	25.0	60.5
108	2.50	3.548	0.421 x 10 ⁻⁶	1.124	26.5	27.2	46.3
108	2.75	3.603	0.415 x 10 ⁻⁶	1.126	28.7	29.6	41.6
108	3.25	3.731	0.400 x 10 ⁻⁶	1.123	34.6	33.9	31.6
108	3.75	3.873	0.388 x 10 ⁻⁶	1.108	40.6	39.5	19.9
109	1.06	3.839	0.378 x 10 ⁻⁶	1.035	18.9	81.1
109	1.25	3.845	0.378 x 10 ⁻⁶	1.036	19.6	80.4
109	1.50	3.855	0.377 x 10 ⁻⁶	1.038	20.7	79.3
109	1.75	3.867	0.376 x 10 ⁻⁶	1.040	22.1	77.9
109	2.00	3.880	0.375 x 10 ⁻⁶	1.043	23.7	76.3
109	2.25	3.896	0.374 x 10 ⁻⁶	1.046	25.4	74.6
109	2.50	3.911	0.372 x 10 ⁻⁶	1.048	27.2	72.8
109	2.75	3.930	0.371 x 10 ⁻⁶	1.051	29.4	70.6
109	3.25	3.971	0.367 x 10 ⁻⁶	1.057	34.2	65.8
109	3.75	4.020	0.363 x 10 ⁻⁶	1.063	39.9	60.1
109	4.75	4.120	0.354 x 10 ⁻⁶	1.066	51.5	48.5
1010	All	4.538	0.318 x 10 ⁻⁶	1.000	100.00

*Rod No. shown in first column refers to the largest and smallest rod size in eighths of an inch. For example, Rod No. 76 is a two-way taper of 7/8 and 6/8 rods. Rod No. 85 is a four-way taper of 8/8, 7/8, 6/8, and 5/8 rods. Rod No. 109 is a two-way taper of 1¼ and 1½ rods. Rod No. 77 is a straight string of 7/8 rods, etc.

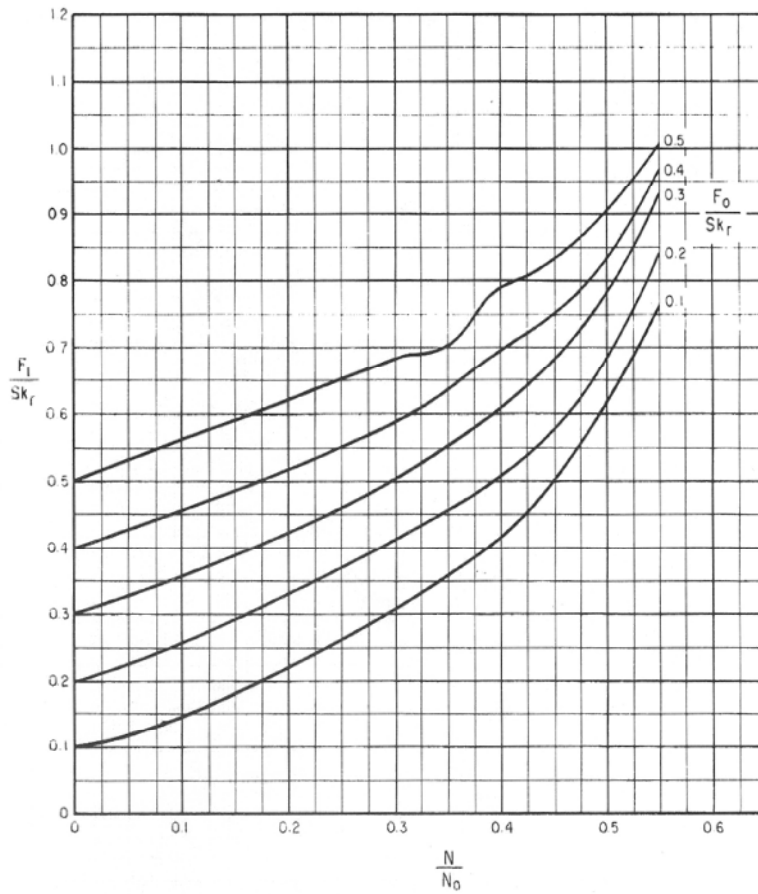
Anexo A- 2. Factor de Recorrido del Pistón.



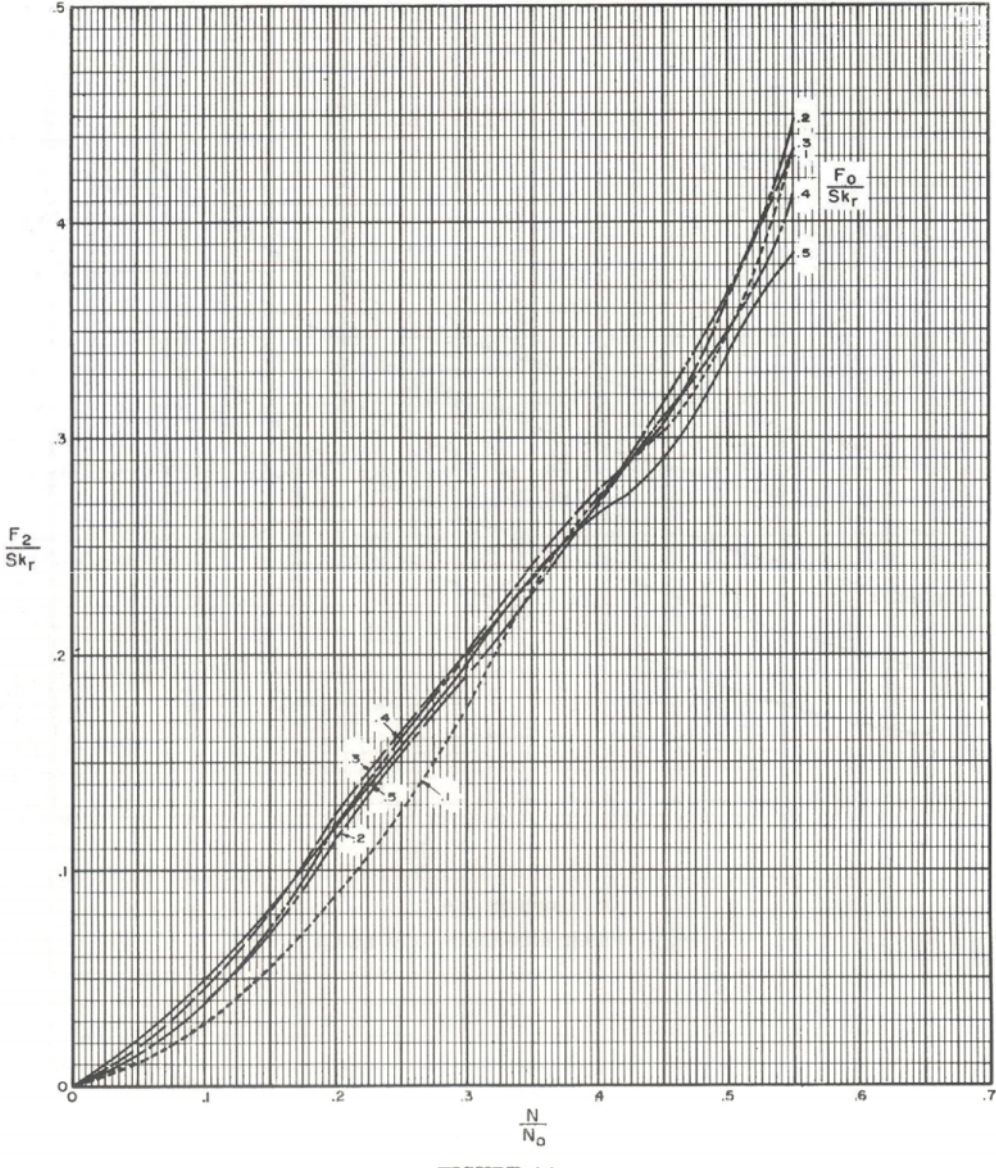
Anexo A- 3. Tabla de Propiedades de la Tubería de Producción.

TUBING DATA				
1	2	3	4	5
Tubing Size	Outside Diameter, in.	Inside Diameter, in.	Metal Area, sq. in.	Elastic Constant, in. per lb ft E_t
1.900	1.900	1.610	0.800	0.500×10^{-6}
2%	2.375	1.995	1.304	0.307×10^{-6}
2 7/8	2.875	2.441	1.812	0.221×10^{-6}
3 1/2	3.500	2.992	2.590	0.154×10^{-6}
4	4.000	3.476	3.077	0.130×10^{-6}
4 1/2	4.500	3.958	3.601	0.111×10^{-6}

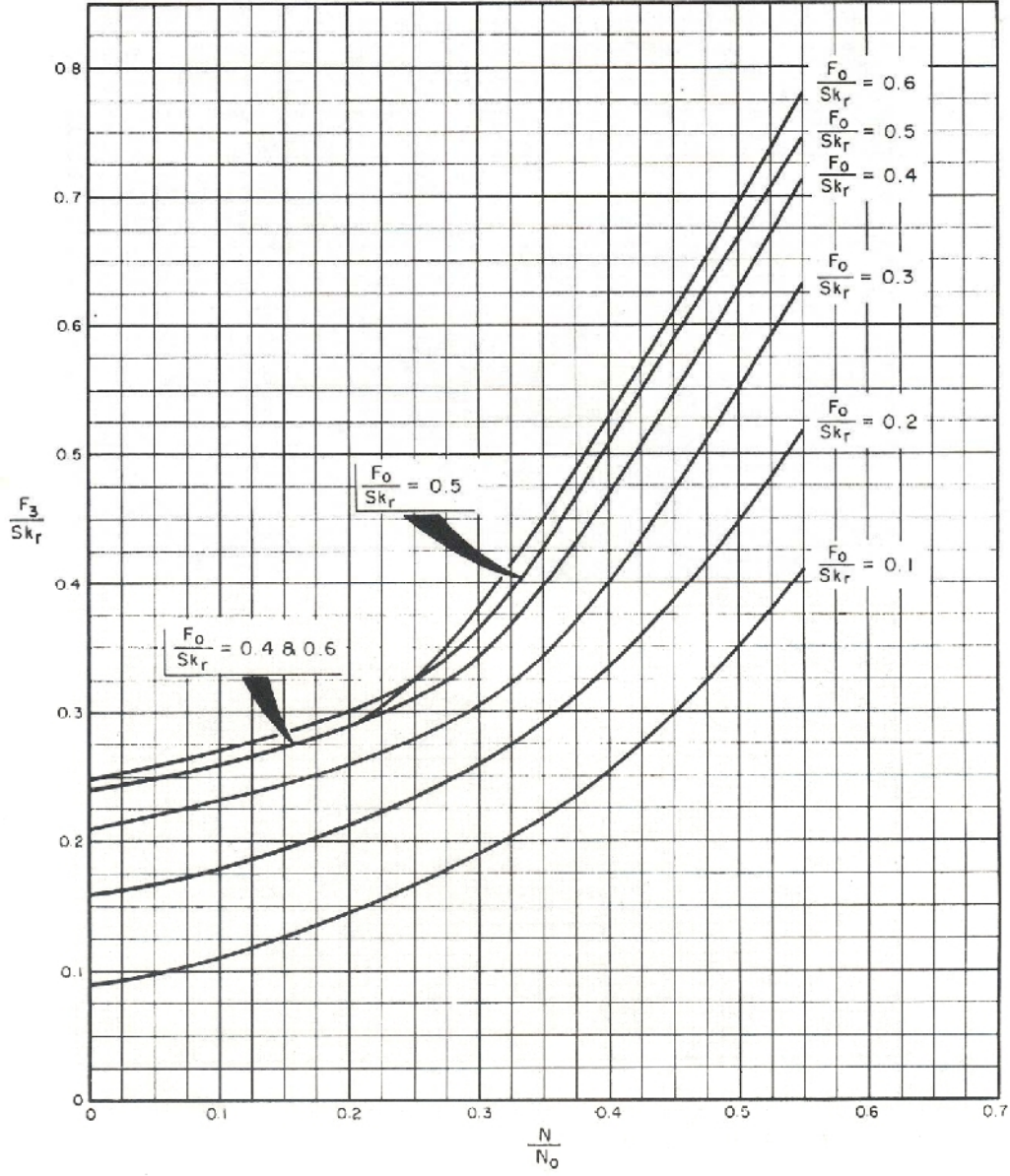
Anexo A- 4. Carga Pico en la Barra Lisa.



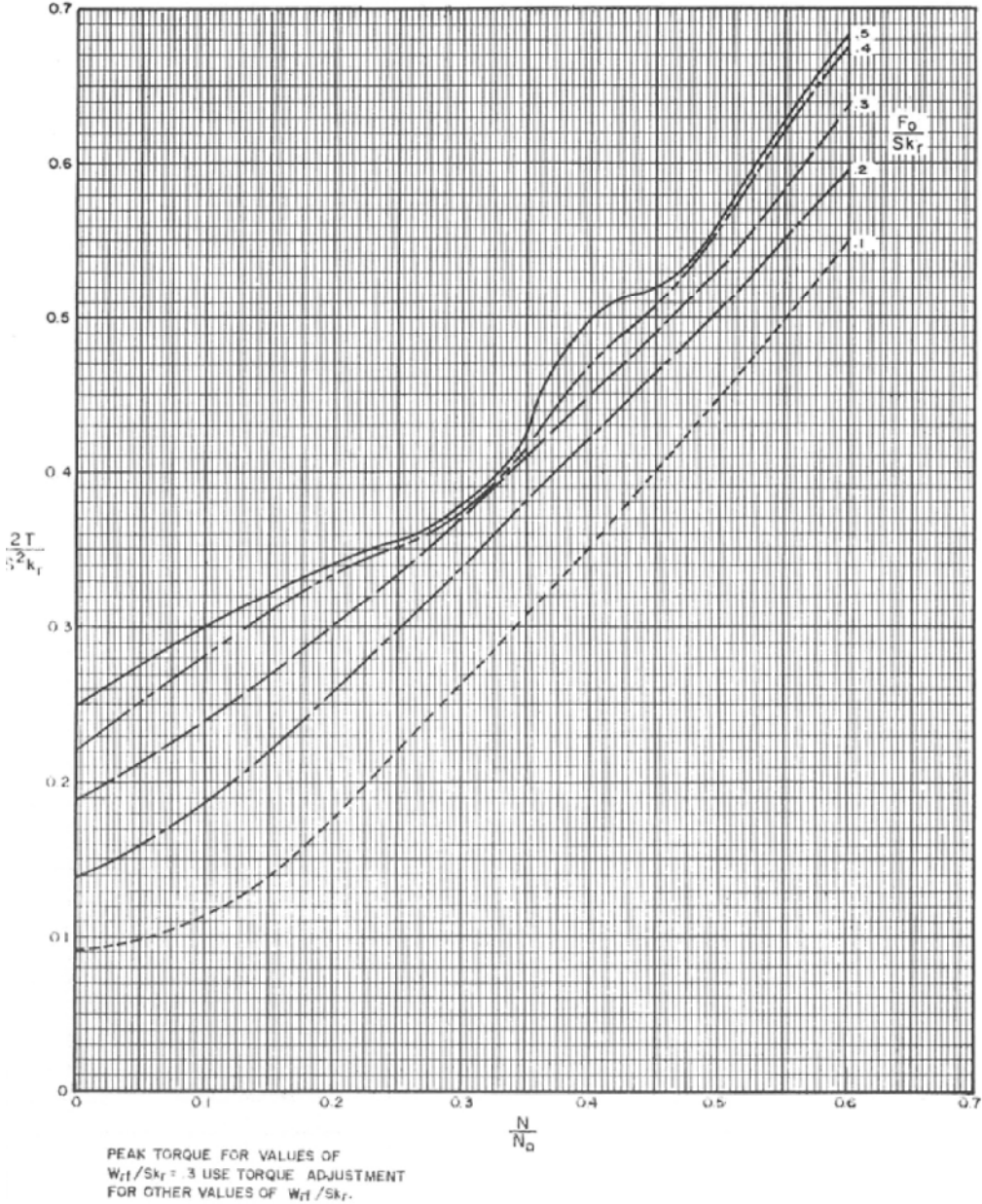
Anexo A- 5. Carga Mínima en la Barra Lisa.



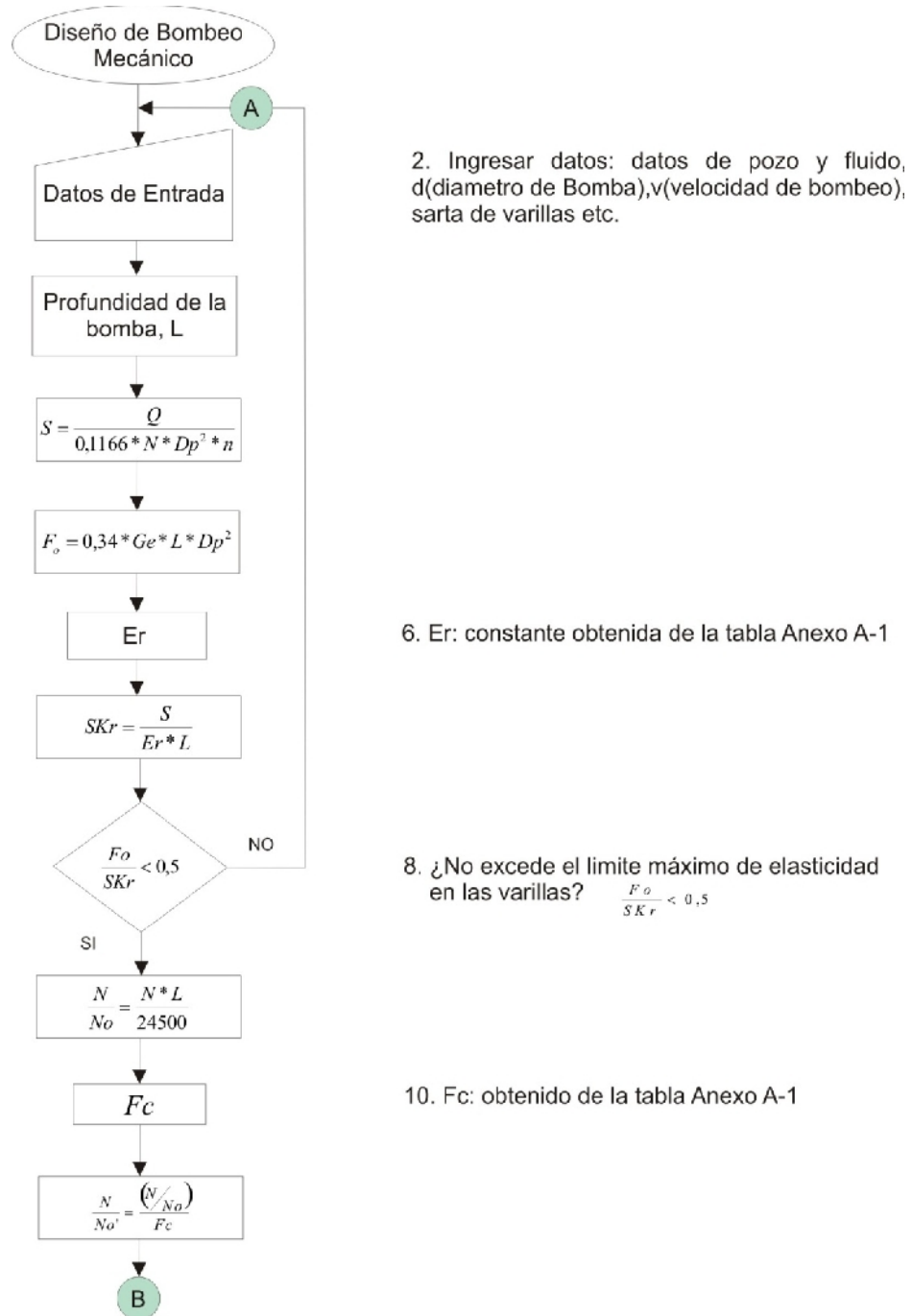
Anexo A- 6. Potencia del Motor.

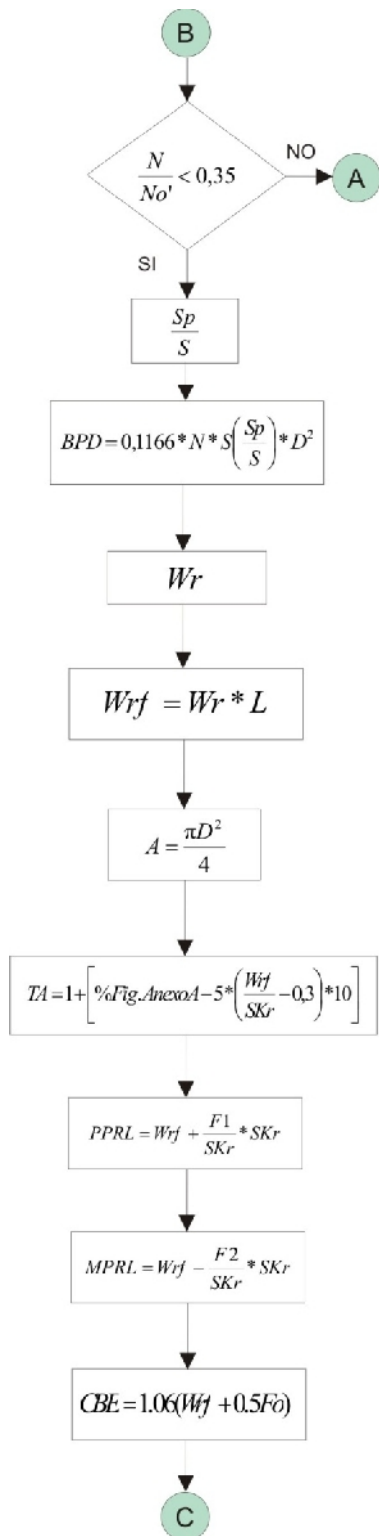


Anexo A- 7. Torque Pico Sobre la Barra Lisa.



Anexo A- 8. Diagrama de Flujo del la Metodología usada para el Diseño de Sistemas de levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.





12. ¿Cumple con la condición de resonancia de las varillas?

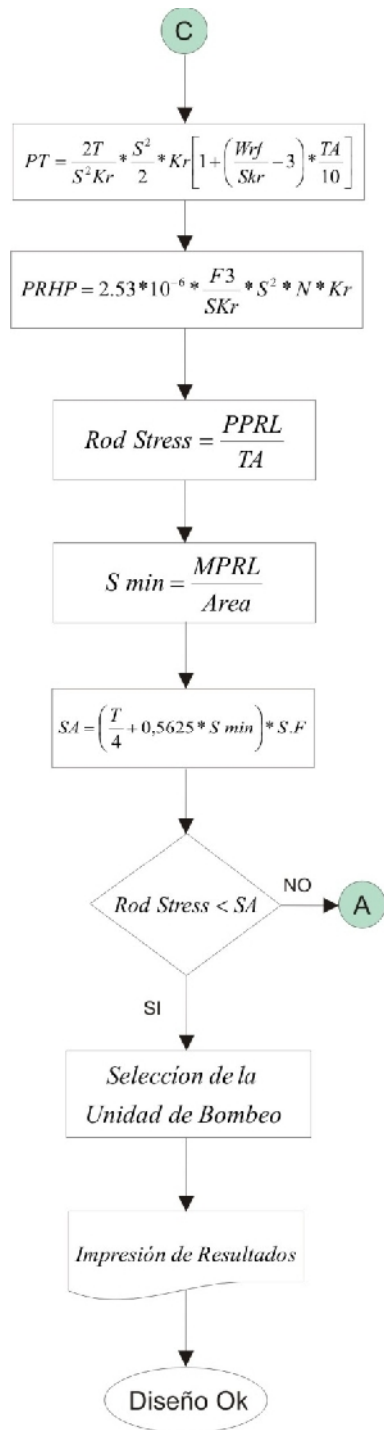
13. $\frac{Sp}{S}$:tomado de la Gráfica A-1, cruzando $\frac{Fo}{SKr}$ y $\frac{N}{No}$

15. Wr : obtenido de la tabla Anexo A-1

17. A : Área de la varilla de mayor diámetro

19. $\frac{F1}{SKr}$: tomado de la Figura Anexo A-2

20. $\frac{F2}{SKr}$: tomado de la Figura Anexo A-3



22. $\frac{2T}{S^2Kr}$: tomado de la Figura Anexo A-4

23. $\frac{F^3}{SKr}$: tomado de la Figura Anexo A-4

24. Rod Stress: esfuerzo total de la sarta

25. S min: esfuerzo mínimo de la sarta

26. SA: Máximo esfuerzo permitido por la sarta, T: Fuerza de tensión mínima en la sarta, la cual depende del grado de la sarta, S.F: Grado de la sarta de varillas.

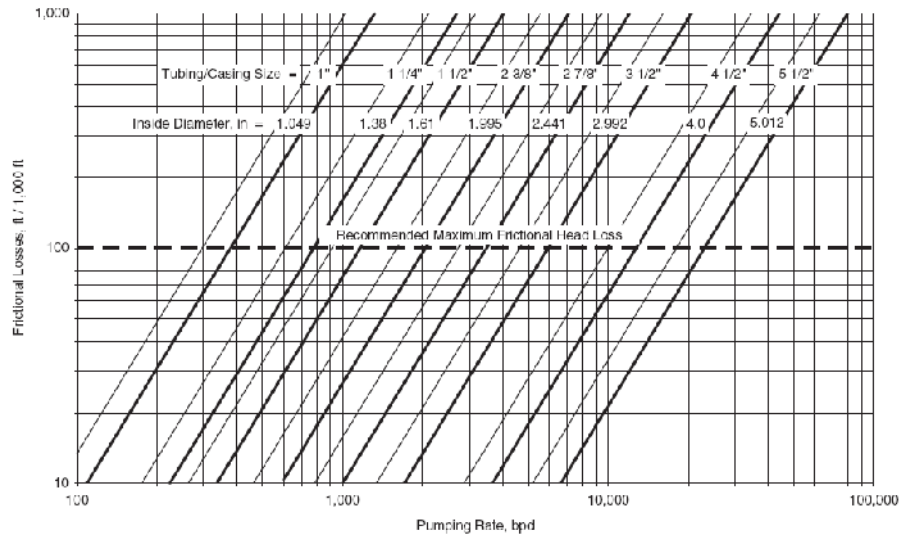
27. ¿La sarta de varillas no excede el límite de stress permitido?

28. Unidad de bombeo mecánica recomendada de acuerdo a los parámetros calculados

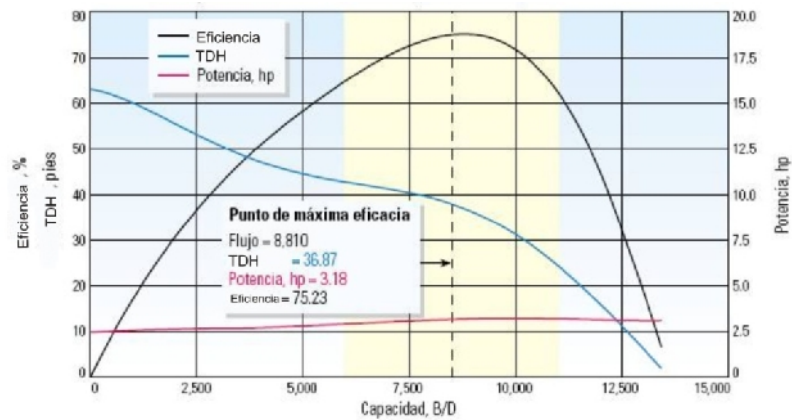
29. Resultados: PPRL: Carga Máxima en la unidad (Lbs)
 MPRL: Carga Mínima en la unidad (Lbs)
 CBE: Contrabalance necesario (Lbs)
 PT: Torque Pico (Lb - Pulg)
 PRHP: Potencia en el motor (hp)
 BPD: Desplazamiento de bomba (bbl/d)
 % de Carga en la varillas

ANEXO B. FIGURAS Y TABLAS EMPLEADAS EN EL DISEÑO DE SISTEMAS POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Anexo B- 1. Diagrama para Estimar las perdidas por Fricción en el Tubing.

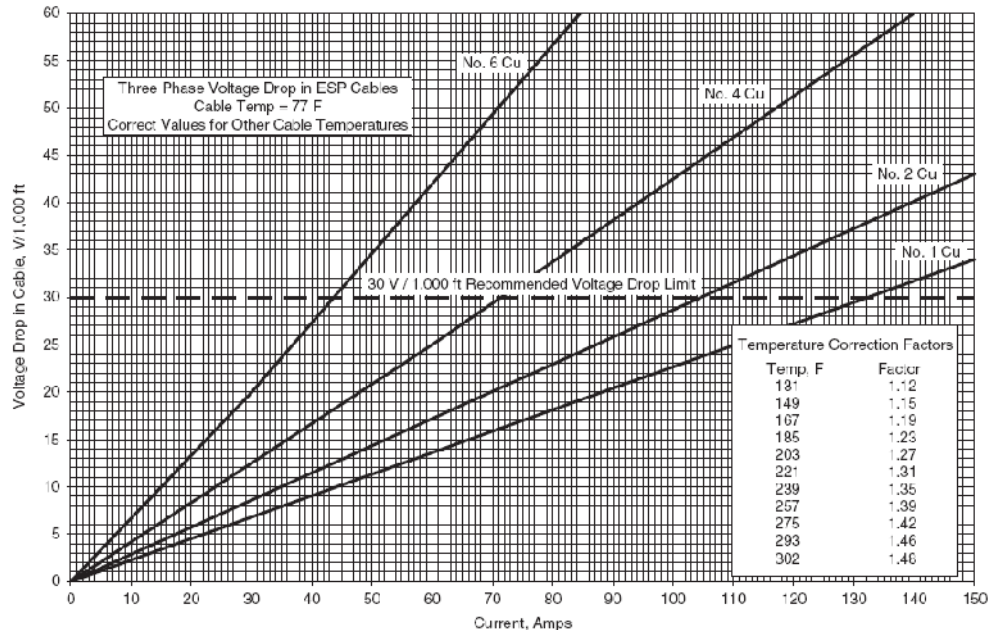


Anexo B- 2. Curva de Desempeño de una Bomba REDA serie 538.

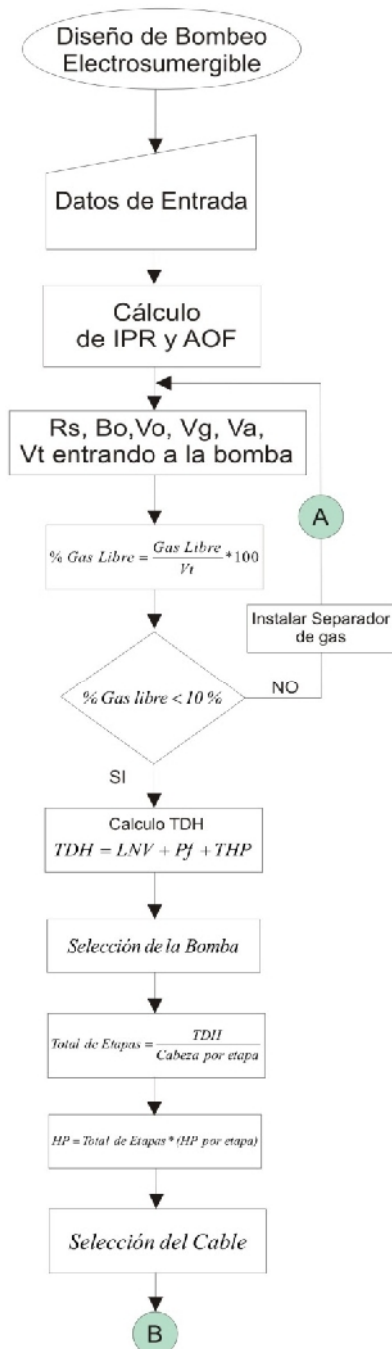


La línea azul indica la cabeza dinámica generada por una sola etapa en función del caudal teórico a extraer. La zona sombreada en rosado define el rango óptimo de operación de la bomba, la línea negra la eficiencia de la bomba y la línea roja define la potencia requerida.

Anexo B- 3. Caída de Voltaje en Cables de Cobre.



Anexo B- 4. Diagrama de Flujo de la Metodología usada para el Diseño de Sistemas de levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible.



2. Ingresar Datos: Estado mecánico del pozo, datos de producción, propiedades de los fluidos, temperatura en fondo, índice de productividad, presión en cabeza, caudal de diseño, profundidad de la bomba etc.

4. Calculo de cantidad de fluidos (agua, aceite y gas) entrando a la bomba

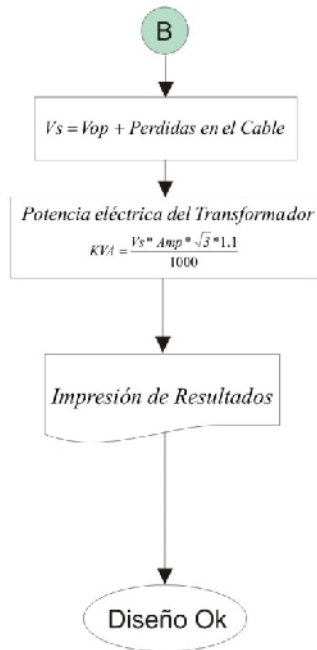
5. Calculo del porcentaje del gas libre entrando a la si es mayor al 10% entonces hay necesidad de instalar un separador antes de la bomba.

6. Calculo de la Cabeza Dinámica Total
 donde : $TDH = \text{Cabeza Dinámica Total (pies)}$
 $LNV = \text{Levantamiento Neto Vertical (pies)}$
 $THP = \text{Presión de Descarga (pies)}$
 $Pf = \text{Perdidas por Fricción en el Tubing (pies)}$

7. La selección de la Bomba se realiza en función del volumen total (Vt) a levantar y de acuerdo al TDH requerido.

8. Total de Etapas de la bomba necesarias para producir el cauda deseado.

9. Potencia requerida por la Bomba de acuerdo al número de etapas



11. Calculo del Voltaje en Superficie

donde: V_{op} : Voltaje de Operación del motor

12. Calculo de la potencia necesaria en el transformador en kilo-vatio-hora.

Donde: Amp : Amperaje Nominal del Motor

13. Resultados:

Caudal de Diseño

Profundidad de la Bomba

Bomba Seleccionada : Modelo - (Qmin - Qmax) - Qdiseño

Total de Etapas de la bomba

Potencia Requerida por la Bomba

Motor Seleccionado : Modelo - potencia - voltaje - amperaje

Cable Seleccionado : Tamaño del cable, caída de voltaje

Voltaje Requerido en Superficie

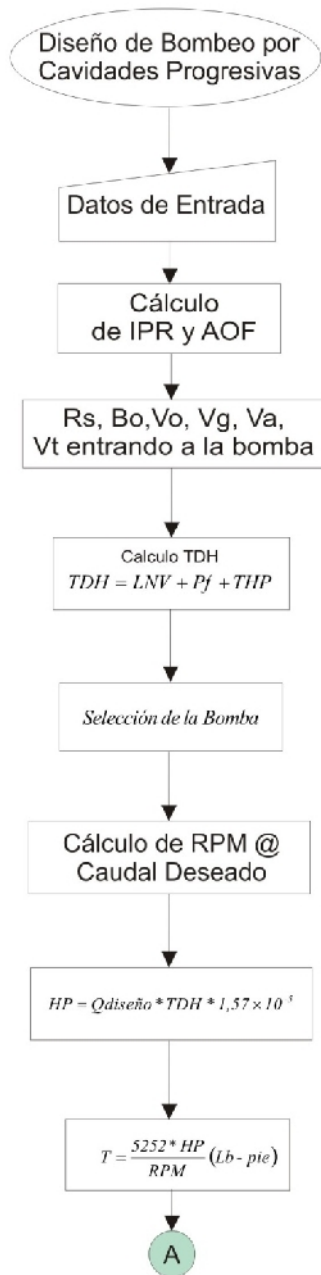
Potencia Requerida por el transformador

ANEXO C. FIGURAS Y TABLAS EMPLEADAS EN EL DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Anexo C- 1. Catalogo de Bombas PCP, de KUDU Industries.

Series*	Model	Capacidad @ 500 rpm y altura cero		Capacidad @ 100 rpm y altura cero		Profundidad operacional máxima		Nombre Genérico del Modelo	
		m ³ /d	Mpd	m ³ /d	bfpd	M	Ft		
2 3/8"	15 TP 600 SL	15	94	3.1	19	600	1980	600/3	
	15 TP 1200 SL	15	94	3.1	19	1200	4000	1200/3	
	15 TP 2400 SL	15	94	3.1	19	2400	8000	2400/3	
	30 TP 650 SL	27	170	5.4	34	600	2000	650/5	
	30 TP 1300 SL	27	170	5.4	34	1300	4250	1300/5	
	30 TP 2000 SL	27	170	5.4	34	2000	6600	2000/5	
	30 TP 2600 SL	27	170	5.4	34	2600	8600	2600/5	
	45 TP 1200 ML	45	283	9	56	1200	4000	1200/9	
	45 TP 2400 ML	45	283	9	56	2400	8000	2400/9	
	80 TP 400 SL	80	503	16	100	400	1600	400/17	
	80 TP 800 SL	80	503	16	100	800	2600	800/17	
	80 TP 1200 SL	80	503	16	100	1200	4000	1200/17	
80 TP 1600 SL	80	503	16	100	1600	5300	1600/17		
80 TP 2000 SL	80	503	16	100	2000	6600	2000/17		
180 TP 1300 ML	180	1132	36	226	1300	4250	1300/36		
180 TP 2000 ML	180	1132	36	226	2000	6600	2000/36		
2 7/8"	50 TP 650 SL	66	415	13.2	83	650	2100	650/13	
	50 TP 1300 SL	66	415	13.2	83	1300	4250	1300/13	
	50 TP 2000 SL	66	415	13.2	83	2000	6600	2000/13	
	50 TP 2600 SL	66	415	13.2	83	2600	8600	2600/13	
	100 TP 600 SL	108	680	21.6	136	600	1980	600/22	
	100 TP 1200 SL	108	680	21.6	136	1200	4000	1200/22	
	100 TP 1800 SL	108	680	21.6	136	1800	5900	1800/22	
	240 TP 600 SL	240	1510	48	300	600	1980	600/48	
	240 TP 900 SL	240	1510	48	300	900	2950	900/48	
	3 1/2"	120 TP 1300 SL	120	755	24	151	1300	4250	1300/24
		120 TP 2000 SL	120	755	24	151	2000	6600	2000/24
		120 TP 2600 SL	120	755	24	151	2600	8600	2600/24
200 TP 600 SL		194	1220	38.8	244	600	1980	600/39	
200 TP 1200 SL		194	1220	38.8	244	1200	4000	1200/39	
200 TP 1800 SL		194	1220	38.8	244	1800	5900	1800/39	
200 TP 2400 SL		194	1220	38.8	244	2400	8000	2400/39	
300 TP 400 SL		300	1887	50	377	400	1600	400/60	
300 TP 800 SL		300	1887	50	377	800	2600	800/60	
300 TP 1200 SL		300	1887	50	377	1200	4000	1200/60	
300 TP 1600 SL		300	1887	50	377	1600	5300	1600/60	
4"		180 TP 1000 SL	180	1132	36	226	1000	3300	1000/38
	180 TP 2000 SL	180	1132	36	226	2000	6600	2000/38	
	180 TP 3000 SL	180	1132	36	226	3000	10000	3000/38	
	225 TP 1600 SL	225	1415	45	283	1600	5300	1600/46	
	225 TP 2400 SL	225	1415	45	283	2400	8000	2400/46	
	300 TP 600 SL	300	1887	50	377	600	1980	600/60	
	300 TP 1200 SL	300	1887	50	377	1200	4000	1200/60	
	300 TP 1800 SL	300	1887	50	377	1800	5900	1800/60	
	300 TP 2400 SL	300	1887	50	377	2400	8000	2400/60	
	400 TP 450 SL	400	2516	60	503	450	1500	450/80	
	400 TP 900 SL	400	2516	60	503	900	2950	900/80	
	400 TP 1350 SL	400	2516	60	503	1350	4450	1350/80	
400 TP 1800 SL	400	2516	60	503	1800	5900	1800/80		
500 TP 300 SL	600	3774	120	755	300	1000	300/120		
500 TP 600 SL	600	3774	120	755	600	1980	600/120		
500 TP 900 SL	600	3774	120	755	900	1950	900/120		
500 TP 1200 SL	600	3774	120	755	1200	4000	1200/120		
500 TP 1500 SL	600	3774	120	755	1500	5000	1500/120		
840 TP 500 ML	840	5284	168	1057	500	1650	500/168		
840 TP 1000 ML	840	5284	168	1057	1000	3300	1000/168		
840 TP 1500 ML	840	5284	168	1057	1500	5250	1500/168		
5"	750 TP 800 SL	750	4718	150	944	800	2600	800/150	
	750 TP 1200 SL	750	4718	150	944	1200	4000	1200/150	
	1000 TP 200 SL	1000	6290	200	1258	200	600	200/200	
	1000 TP 400 SL	1000	6290	200	1258	400	1320	400/200	
	1000 TP 600 SL	1000	6290	200	1258	600	1980	600/200	
	1000 TP 800 SL	1000	6290	200	1258	800	2900	800/200	
	1000 TP 1150 SL	1000	6290	200	1258	1150	3800	1150/200	
	1000 TP 1450 SL	1000	6290	200	1258	1450	5000	1450/200	
	1000 TP 1700 SL	1000	6290	200	1258	1700	6600	1700/200	

Anexo C- 2 . Diagrama de Flujo del la Metodología usada para el Diseño de Sistemas de levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas.



2. Ingresar Datos: Estado mecánico del pozo, datos de producción, propiedades de los fluidos, temperatura en fondo, índice de productividad, presión en cabeza, caudal de diseño, profundidad de la bomba etc.

4. Calculo de cantidad de fluidos (agua, aceite y gas) entrando a la bomba

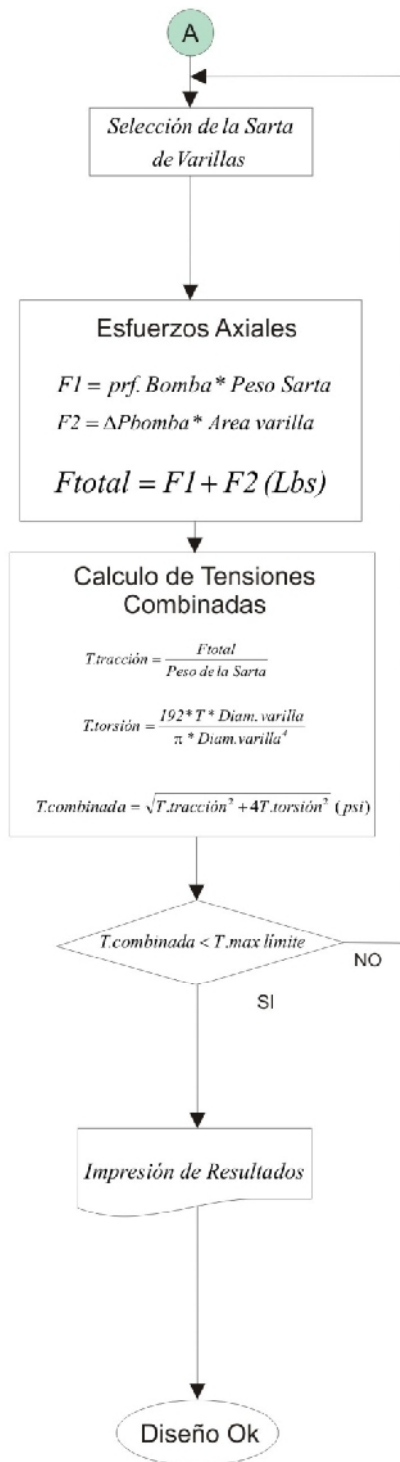
5. Calculo de la Cabeza Dinámica Total donde :
TDH = Cabeza Dinámica Total (psi)
LNV = Levantamiento Neto Vertical (psi)
Pf = Pérdidas por Fricción en el Tubing (psi)
THP = Presión de Descarga (psi)

6. La selección de la Bomba se realiza en función del volumen total (Vt) a levantar y de acuerdo al TDH requerido y al DI Casing.

7. El calculo de las RPM necesarias se realiza en función caudal deseado.

8. Potencia Consumida por la bomba.

9. Calculo del torque generado por la potencia consumida para levantar el fluido



10. Calculo de Esfuerzos Axiales sobre la sarta de varillas.

Donde : $F1$ = Debido al Peso de la Sarta.
 $F2$ = Debido al efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba.

11. Calculo de Tensiones combinadas que soportara la sarta de varillas.

12. Si la Tensión Combinada es mayor a la Tensión máxima permisible por la Sarta.

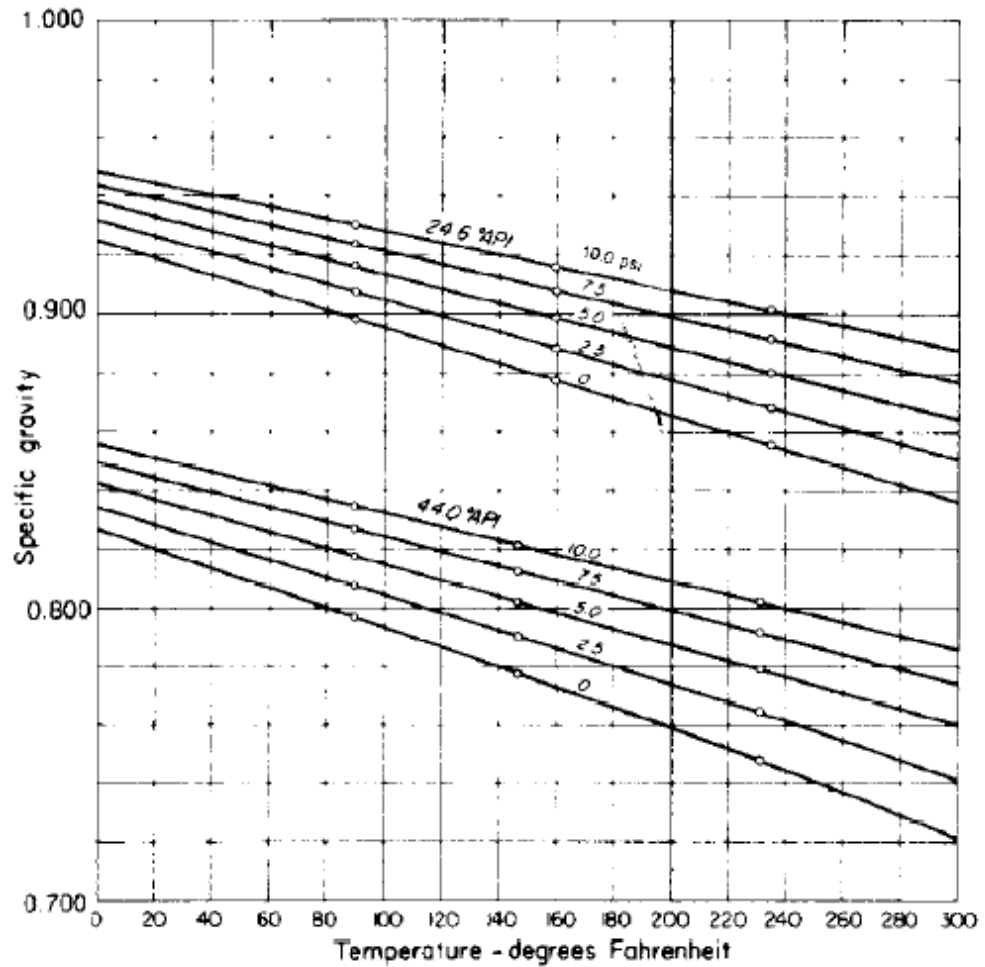
Entonces, es necesario cambiar el tamaño de Sarta

13. Resultados:

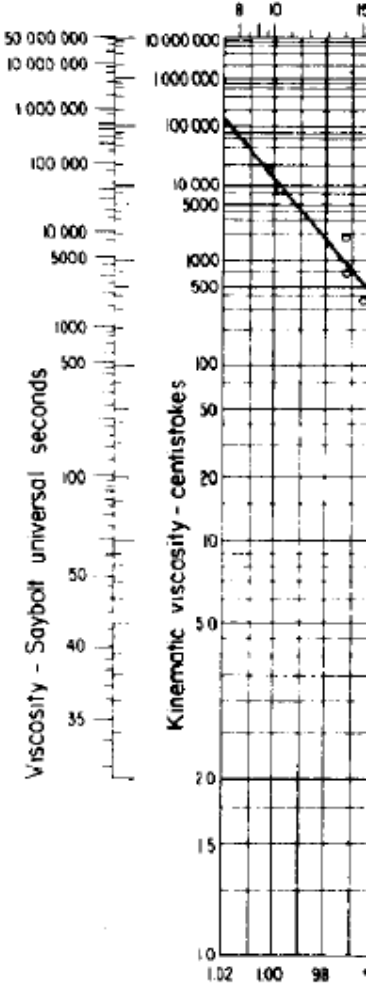
Caudal de Diseño
 Profundidad de la Bomba
 Bomba Seleccionada : Modelo - Caudal a 100 RPM - $Q_{diseño}$
 RPM a Caudal de Diseño
 Potencia Consumida por la Bomba, HP
 Sarta Seleccionada : Tamaño
 Esfuerzos Axiales
 Tension Combinada
 % de Esfuerzo sobre la Sarta

ANEXO D. FIGURAS Y TABLAS EMPLEADAS EN EL DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

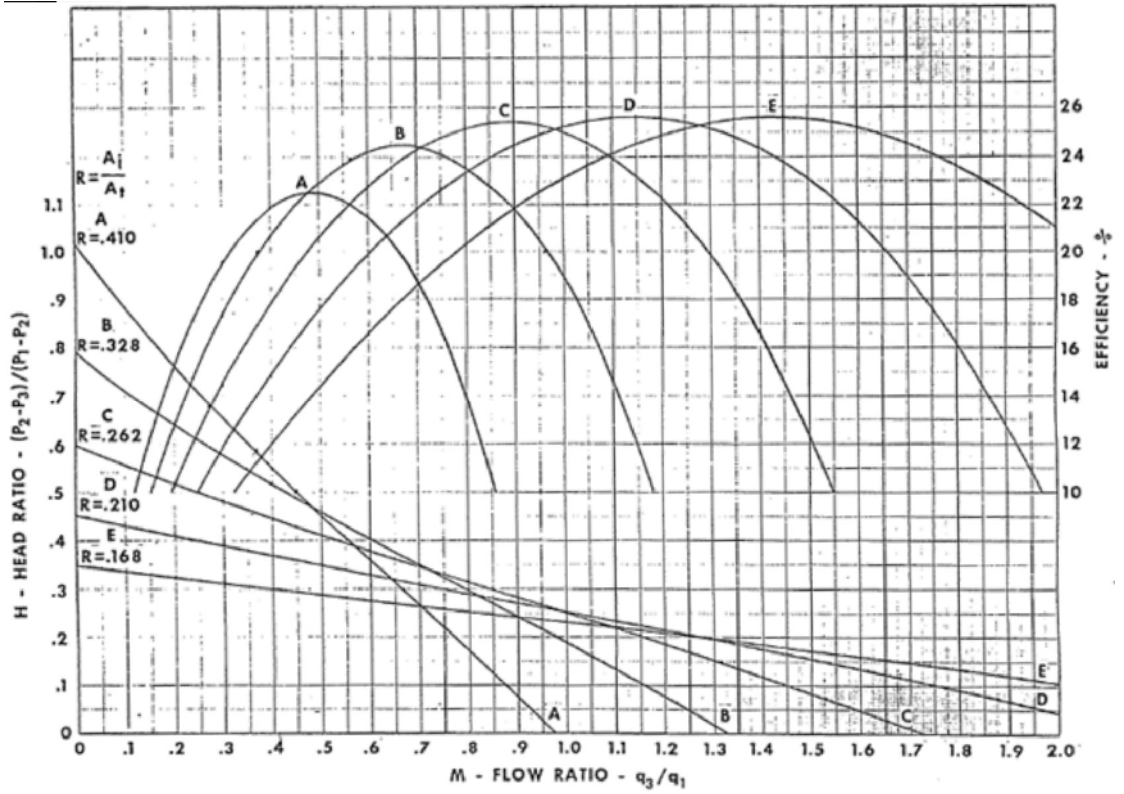
Anexo D-1. Gravedad Especifica del Fluido en Función de la Temperatura.



Anexo D- 2. Viscosidad del Fluido en Función de la Gravedad Especifica.



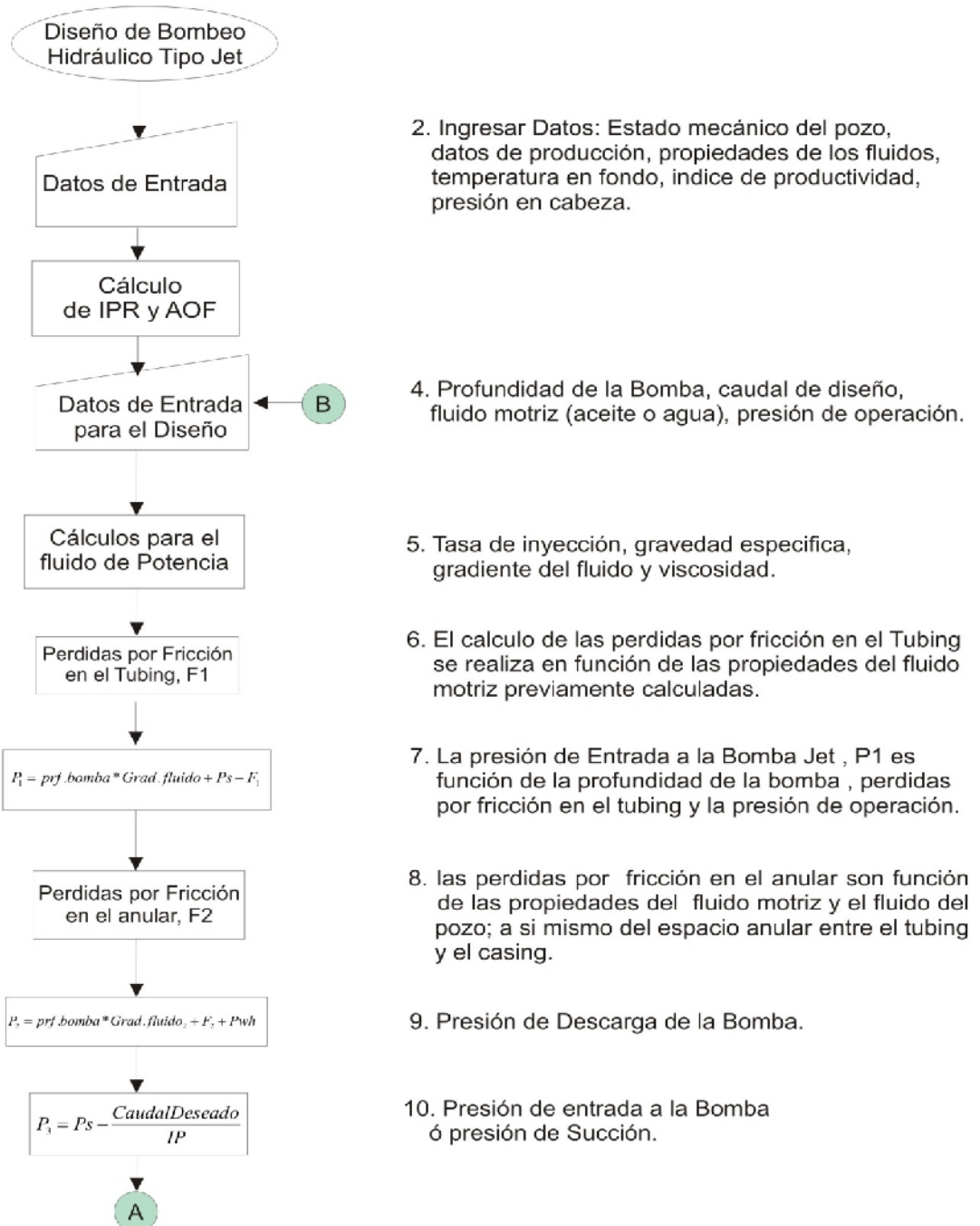
Anexo D- 3. Relación de Eficiencias de las Bombas Hidráulica Tipo Jet.

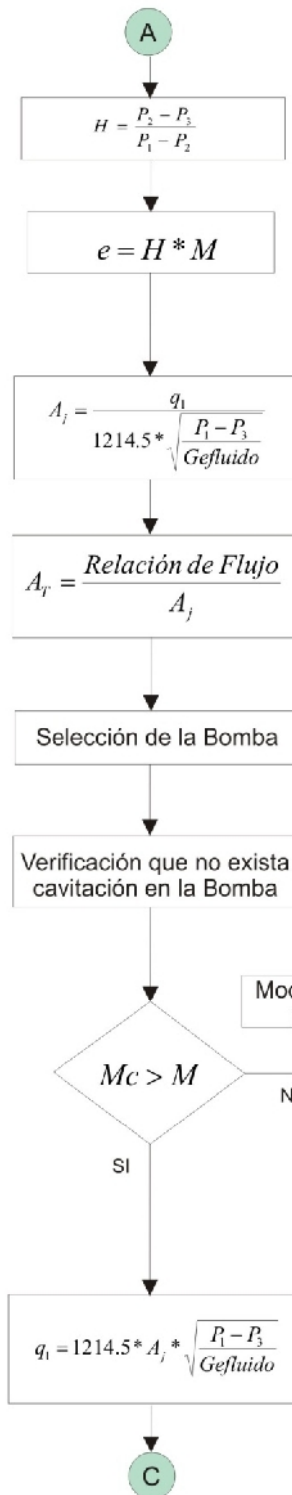


Anexo D- 4. Tamaños de Boquillas y Gargantas.

<u>Nozzle</u>	<u>Area</u>	<u>Throat No.</u>	<u>Area</u>
Manufacturer A:			
1	0.0024	1	0.0064
2	0.0031	2	0.0081
3	0.0039	3	0.0104
4	0.0050	4	0.0131
5	0.0064	5	0.0167
6	0.0081	6	0.0212
7	0.0103	7	0.0271
8	0.0131	8	0.0346
9	0.0167	9	0.0441
10	0.0212	10	0.0562
11	0.0274	11	0.0715
12	0.0346	12	0.0910
13	0.0441	13	0.1159
14	0.0562	14	0.1476
15	0.0715	15	0.1879
16	0.0910	16	0.2392
17	0.1159	17	0.03046
18	0.1476	18	0.3878
19	0.1879	19	0.4938
20	0.2392	20	0.6287
Manufacturer B:			
1	0.0024	1	0.0060
2	0.0031	2	0.0077
3	0.0040	3	0.0100
4	0.0052	4	0.0125
5	0.0067	5	0.0167
6	0.0086	6	0.0215
7	0.0111	7	0.0278
8	0.0144	8	0.0359
9	0.0186	9	0.0464
10	0.0240	10	0.0599
11	0.0310	11	0.0744
12	0.0400	12	0.1000
13	0.0517	13	0.1292
14	0.0668	14	0.1669
15	0.0863	15	0.2154
16	0.1114	16	0.2783
17	0.1439	17	0.3594
18	0.1858	18	0.4642
19	0.2400	19	0.5995
20	0.3100	20	0.7743

Anexo D- 5. Diagrama de Flujo de la Metodología usada para el Diseño de Sistemas de levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico Tipo Jet.





11. Calculo de la relación de cabeza H, para encontrar M para cada relación (A,B,C)

12. Calculo de la eficiencia para cada relación de bombeo, la cual el función de H y M , donde M es obtenida gráficamente.

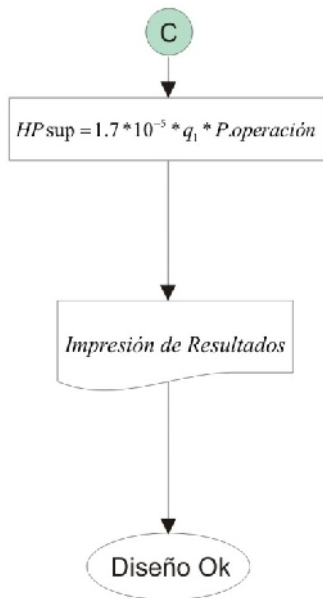
13. Calculo del área del orificio (nozzle).

14. Calculo del área de la Garganta (throat) ó camara de mezclado.

15. La selección de la manufactura de la bomba se realiza en función del las áreas del orificio y la garganta respectivamente y de la mayor relación de eficiencia ya sea A, B, o C.

16. Se debe comprobar que no exista cavitación en la bomba seleccionada, ya que esta no funcionaria de manera adecuada; Si existe cavitación, entonces hay que modificar algunos parámetros tales como: presión de operación, caudal deseado, tipo de fluido etc.

17. Calculo de la Tasa de Inyección de fluido motriz a condiciones de superficie.



17. Calculo de la Potencia necesaria de la Bomba en superficie.

18. Resultados:

Caudal de Diseño
Profundidad de la Bomba
presión de operación
presión de succión
presión de descarga
Bomba Seleccionada : Tipo - área orificio
- área garganta
tasa de aceite producido
tasa de agua producida
Potencia Requerida por la Bomba

ANEXO E. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA EN EL DISEÑO DE SISTEMAS DE BOMBEO POR GAS LIFT CONTINUO

