

**HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL  
DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA.**

**SAYDA LENNY BLANCO ARENAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

**HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL  
DE PRODUCCION DEL CAMPO CASTILLA**

**SAYDA LENNY BLANCO ARENAS**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**TUTORES:**

**Ing. JAVIER ENRIQUE GONZALES  
Ecopetrol S:A**

**M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE  
Profesor Escuela Ing. De Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2009**

*A Dios por darme las fuerzas necesarias para lograr todas mis metas.*

*A mis padres por su amor, respaldo e incondicional apoyo y quienes hicieron posible el alcanzar este objetivo.*

*A mis hermanas por su amistad comprensión y apoyo.*

## AGRADECIMIENTOS

*La compañía **ECOPETROL-S.A** y la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, por mi formación profesional y la oportunidad de realizar esta práctica empresarial.*

*A los Ingenieros **FERNANDO CALVETE**, profesor de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, y **JAVIER GONZALEZ** Jefe departamento de Producción Castilla, directores del Proyecto. Por su colaboración para la ejecución de la práctica empresarial y sus aportes para que este trabajo terminara en excelentes resultados por medio de su experiencia y profesionalismo.*

*A Jorge por todos los momentos compartidos, por su amor, amistad y apoyo.*

*A mis amigos de la universidad Jorge Palma por todas sus enseñanzas y su gran amistad. A ley, Jose y Rolo por compartir tantas experiencias, desveladas y triunfos. A Clau por sus mega historias. A Lucho, Sando, Juanfe, Fabi, Pas, Nelson, Diana, Carlos y Juanita a todos gracias por su amistad y apoyo durante toda la carrera.*

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	. 1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA .....	3
1.1. ANTECEDENTES HISTORICOS .....	3
1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA .....	7
1.3. GEOLOGIA .....	8
1.3.1. Geología Estructural .....	8
1.3.2. Geología Estratigráfica .....	9
1.3.3. Marcadores geológicos Campo Castilla .....	12
1.4. PROPIEDADES PETROFISICAS DEL YACIMIENTO .....	13
1.5. PROPIEDADES DEL PETROLEO Y AGUA .....	13
1.6. HISTORIA DE PRODUCCION .....	15
1.7. ESTADO MECANICO DE LOS POZOS .....	17
1.8. ESTACIONES DE TRATAMIENTO.....	21
1.8.1. Estación de Recolección Castilla 1 .....	21
1.8.2. Estación de Recolección Castilla 2.....	22
1.8.3. Estación de Recolección Acacias .....	24
2. DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	25
2.1. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO.....	26
2.1.1. Equipo de Superficie .....	26
2.1.2. Equipo de fondo.....	33
2.1.3. Consideraciones Para el Diseño del Equipo de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. ....	40
2.2. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .....	44
2.2.1. Equipo de Superficie.....	44
2.2.2. Equipo de Fondo.....	48
2.2.3. Consideraciones Para el Diseño del Equipo de Bombeo Electrosumergible .....	59

3.	DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE Y BOMBEO MECANICO.....	65
3.1	DISEÑO MANUAL DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .....	65
3.1.1	Recopilación de Datos Pozo 3.....	65
3.1.2	Capacidad de Producción.....	66
3.1.3	Altura Dinámica Total.....	68
3.1.4	Tipo de bomba .....	70
3.1.5	Selección de la Sección Sello y del Motor .....	74
3.1.6	Límites de Carga.....	75
3.1.7	Cable de Potencia.....	77
3.2	AUTOGRAPH PC .....	80
3.3	DISEÑO MANUAL DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECANICO .....	84
3.3.1	Recopilación de Datos Pozo: Castilla 3.....	84
3.3.2	Diseño Preliminar.....	87
3.3.3	Diseño para Todo Tipo de Unidades .....	91
3.3.4	Escoger la Unidad a Diseñar .....	93
3.3.5	Diseño del Motor.....	97
4.	ACTIVIDADES DEL INGENIERO DE PRODUCCIÓN .....	105
4.1	HERRAMIENTAS DE CONTROL.....	107
4.1.1	Prueba del Caudal de Producción .....	107
4.1.2	Registro Sonico (SONOLOG).....	110
4.1.3	Dinagramas.....	117
4.1.4	Cartas Amperimetricas.....	129
4.2	MANEJO DE INFORMACION. ....	135
4.2.1	Procesamiento de la Información .....	137
4.2.2	Calculo del índice de Productividad. IP .....	138
4.3	VARIABLES DE CONTROL. ....	139
4.3.1	Nivel de Fluido .....	140
4.3.2	Corte de Agua .....	140
4.3.3	Eficiencia de la Bomba .....	141
4.3.4	Presión en Cabeza y Temperatura en Cabeza .....	143
4.4	PRONOSTICO OPERATIVO (POP).....	143

5.	HERRAMIENTA SCP.....	146
5.1	DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA.....	147
5.1.1	Hoja de Control.....	148
5.1.2	Hoja de Pruebas.....	152
5.1.3	Hoja de Niveles.....	152
5.1.4	Hoja de BSW.....	155
5.1.5	Hoja de Estado Mecánicos.....	156
5.1.6	Hoja Referencia.....	158
6.	CONCLUSIONES.....	159
7.	RECOMENDACIONES.....	160
8.	BIBLIOGRAFIA.....	161

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Área contrato de Asociación Cubarral y área Operación directa Ecopetrol.....	3
Figura 2. Definición actual de los campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte.....	4
Figura 3. Plano General de Pozos Campo Castilla .....	6
Figura 4. Ubicación del Campo Castilla.....	7
Figura 5. Mapa Estructural del Campo Castilla. ....	9
Figura 6. Columna Estratigráfica del Campo Castilla .....	11
Figura 7. Curva de Producción Castilla .....	17
Figura 8. Estado Mecánico típico de los pozos con Bombeo Mecánico del Campo Castilla .	19
Figura 9. Estado Mecánico típico de los pozos con Bombeo Electrosurgible del Campo Castilla.....	20
Figura 10. Estación Castilla 1 .....	21
Figura 11. Estación Castilla 2 & Área de Transferencia Castilla ATC.....	22
Figura 12. Esquema del Proceso de Deshidratación – Estación Castilla 2.....	23
Figura 13. Estación Acacias.....	24
Figura 14. Motor eléctrico .....	28
Figura 15. Unidad Bombeo Mecánico Balanceada por Aire.....	31
Figura 16. Cabezal de Pozo (Bombeo Mecánico).....	33
Figura 17. Ciclo de Bombeo.....	38
Figura 18. Componentes del sistema Electrosurgible. ....	44
Figura 19. Transformador reductor .....	45
Figura 20. Transformador reductor .....	46
Figura 21. Transformador elevador .....	47
Figura 22. Caja de venteo.....	47
Figura 23. Cabezal de Pozo .....	48
Figura 24. Instalación típica BES. Equipo de fondo. ....	49

Figura 25. Estator.....	50
Figura 26. Rotores. ....	51
Figura 27. Tipos de Cable de Potencia.....	52
Figura 28. Bolsa elástica y cámaras laberínticas.....	54
Figura 29. Intake. ....	55
Figura 30. Etapa de una bomba Bombeo Electrosumergible .....	56
Figura 31. Curva de rendimiento de una bomba. ....	57
Figura 32. Pérdidas por fricción en la tubería. ....	69
Figura 33. Curva característica para una etapa a 60 Hertz.....	72
Figura 34. HSG bomba 538 P62.....	73
Figura 35. Temperatura del pozo Vs Corriente.....	78
Figura 36. Perdida de voltaje en el cable.....	79
Figura 37. Pantalla de la Bomba.....	81
Figura 38- Pantalla del Motor.....	81
Figura 39 Pantalla del Sello .....	82
Figura 40 Pantalla del Cable.....	83
Figura 41. Factor de recorrido del Pistón.....	100
Figura 42.. % METODO TA .....	101
Figura 43. CARGA PICO EN LA BARRA LISA.....	102
Figura 44. CARGA MINIMA EN LA BARRA LISA .....	103
Figura 45. 5. TORQUE PICO.....	104
Figura 46. Selección del nivel de líquido del pozo 4.....	112
Figura 47. Calculo de la profundidad mediante análisis manual del pozo 3 .....	115
Figura 48. Build Up realizado al pozo 3 .....	115
Figura 49. Resultados del registro sonolog realizado al pozo 3 .....	116
Figura 50. Conteo de las juntas de la tubería de producción del pozo 3. ....	116
Figura 51. tipos de dinagramas y las posiciones de donde son construidos .....	118
Figura 52. Dinagrama de fondo teórico con bomba llena.....	120
Figura 53. Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Anclada. ....	121

Figura 54. Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Desanclada .....	122
Figura 55. Dinagrama de Bomba con Alto Golpe de Fluido. ....	123
Figura 56. Dinagrama de Bomba Bloqueada por Gas.....	123
Figura 57. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Viajera.....	124
Figura 58. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Fija. ....	125
Figura 59. Dinagrama con Mal Funcionamiento de Ambas Válvulas.....	125
Figura 60. Dinagrama Típico de un Pozo con Varilla Partida.....	126
Figura 61. Dinagrama corrido en el pozo 5.....	128
Figura 62. Curva análisis de carga en válvulas viajera y estacionaria. ....	129
Figura 63. Carta Amperimetrica en Operación Normal .....	131
Figura 64. Carta Amperimetrica con Fluctuaciones de Potencia.....	132
Figura 65. Carta Amperimetrica con Bloqueo por gas.....	134
Figura 66. Carta Amperimetrica con variación por condiciones de fluido .....	135
Figura 67. Hoja de Control .....	148
Figura 68. Datos Generales del Pozo.....	148
Figura 69. Estado Mecánico .....	149
Figura 70. Sistema de levantamiento .....	150
Figura 71. Pruebas de Producción .....	151
Figura 72. Cálculos Presiones .....	151
Figura 73. Hoja de Pruebas .....	152
Figura 74. Hoja de Niveles.....	153
Figura 75. Cargue de Niveles .....	153
Figura 76. Buscar Niveles .....	154
Figura 77. Clasificar Niveles .....	154
Figura 78. Hoja de BsW .....	155
Figura 79. Calculo Prueba de Producción .....	155
Figura 80. Hoja de Referencia .....	158

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Formaciones Campo Castilla.....	12
Tabla 2. Propiedades Petrofísicas del Yacimiento. ....	13
Tabla 3. Propiedades del Petróleo.....	14
Tabla 4. Propiedades Químicas y Mecánicas de materiales de una varilla de Succión API	35
Tabla 5. Composición química y dureza de los acoples.....	37
Tabla 6. Nomenclatura API para Bombas de Subsuelo Bombeo Mecánico. ....	39
Tabla 7. – Características del Equipo Electrosumergible.....	70
Tabla 8. – Clasificación de Bombas Electrosumergibles.....	71
Tabla 9- Motores serie 562.....	76
Tabla 10.Datos de bombas y Varillas .....	89
Tabla 11.Unidades Balanceadas por Aire .....	96
Tabla 12. Motores de alto deslizamiento. ....	99
Tabla 13.CONSTANTE “C” .....	99
Tabla 14. Factor de Velocidad .....	99

## RESUMEN

**TITULO: HERRAMIENTA INFORMATICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCION DEL CAMPO CASTILLA \***

**AUTOR: SAYDA LENNY BLANCO ARENAS\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Control de Producción, Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, herramienta informática

A la hora de llevar un control óptimo y un seguimiento constante a la producción y al estado mecánico de los pozos del Campo Castilla, especialmente si estos producen a través de un sistema de levantamiento artificial ya sea Bombeo Mecánico o Bombeo Electrosumergible, se debe tener en cuenta todo un conjunto de información correspondiente a datos de medidas de producción, parámetros de pozo, estados de los equipos de superficie y subsuelo y cada una de las variables que puedan incidir en el comportamiento de la producción.

En este proceso es importante contar con una herramienta informática que brinde un manejo adecuado y amigable de la información con el fin de tomar decisiones oportunas en la optimización de la producción del campo. Para tal fin, en este trabajo se propone una herramienta base que integra toda la información y facilita al ingeniero de producción la toma de decisiones futuras que se hagan en el campo, garantizando una mayor certeza en éstas obteniéndose así los mejores criterios para el manejo y desarrollo de los pozos.

Debido a la gran Cantidad de información manejada por el personal de Control de producción, el uso de base de datos es imprescindible y su aplicación más allá de una herramienta informática debe convertirse en una filosofía de manejo de información, para así mejorar la eficiencia y prontitud en los pronósticos y decisiones.

\* Práctica Empresarial.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Fernando Enrique Calvete – Javier Enrique González Barbosa.

## **ABSTRACT**

**TITLE : Software tool to monitor production control in Castilla field**

**AUTHOR:** SAYDA LENNY BLANCO ARENAS\*\*

**KEY WORDS:** Production control, software tool, mechanical pumping, electrosumergible pumping

Each time that it is necessary to carry out an optimal control and constant monitoring of field production and mechanical state of the Wells, especially when these Wells produce by artificial lift systems such as mechanical pumping and electrosumergible pumping, one has to take into account all set of information corresponding to data of production measurements, well parameters, state of surface and subsurface equipment and each one of the variables that can influence production behavior.

During this process, it is really important to have a software tool that helps in a friendly and adequate way to handle all the information and then making the right decisions in order to optimize field production is easier. In this work, a basic tool is presented; this tool integrates all the information and therefore making future decisions becomes easier for the engineer, assuring a higher certainty and subsequently the engineer would have better criteria to manage and develop the wells.

Due to the huge quantity of information that people working on production control has to handle, the use of a data base is essential and its application is not only a software tool but also it should become a philosophy on information management, consequently we can improve the efficiency and promptness when making decisions and forecasting future field behavior

\* Práctica Empresarial.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Fernando Enrique Calvete – Javier Enrique González Barbosa.

## INTRODUCCIÓN

La situación global de la industria, así como de los diferentes sectores que influyen en la economía y la sociedad mundial se encuentran atravesando por una etapa de expansión y continuo desarrollo, lo que provoca que las empresas tengan que ser cada vez más eficientes y competitivas. La industria del petróleo debe avanzar a la par de los requerimientos impuestos por la avalancha de tecnología que viene de la mano de la modernización y el progreso. Para poder enfrentar esos nuevos desafíos se debe contar con todo el armamento humano y técnico capacitado y actualizado según las necesidades de la empresa y enfocados en seguir las tendencias del medio. Es en este ámbito donde las tecnologías de la información juegan un papel muy importante como herramientas que nos permiten estar mejor preparados para enfrentar las exigencias que se presentan hoy por hoy en nuestro campo de trabajo, con el fin de estar a la vanguardia en los diferentes procesos técnicos, sociales, y financieros que hagan de nuestra empresa una de las más competitivas del mercado.

En la Actualidad para llevar el control de la producción en el Campo Castilla, el seguimiento del comportamiento, el estado mecánico del pozo, el equipo de bombeo y para la generación de los Informes de Producción se cuenta con un conjunto de archivos independientes, en los cuales se ingresan los datos diarios de la producción, en muchos de ellos de manera repetitiva, con formatos difíciles de manejar que exigen destreza por parte del usuario.

La adquisición de la información es lenta y los datos se encuentran dispersos en diferentes aplicaciones. La información no se presenta de manera global, por lo tanto la toma de decisiones oportunas y acertadas se ve limitada por la tarea rutinaria de recopilar y organizar la información de acuerdo al problema o necesidades que se presenten.

El producto final que se obtuvo luego de estudiar los diferentes procesos, herramientas y variables manejadas en por el personal de Control de producción, consiste en una herramienta informática que facilita la manipulación de la información pertinente a la producción y al estado mecánico de los pozos.

Esta herramienta facilita el ingreso de los datos diarios de producción, y permite el registro de los cambios efectuados sobre el equipo de subsuelo y de superficie, según el tipo de levantamiento artificial ya sea bombeo mecánico o bombeo electrosumergible. El desarrollo de esta herramienta puede agilizar la toma de decisiones futuras que se hagan en el campo, y garantiza una mayor certeza en éstas obteniéndose así los mejores criterios para el manejo y desarrollo de los pozos.

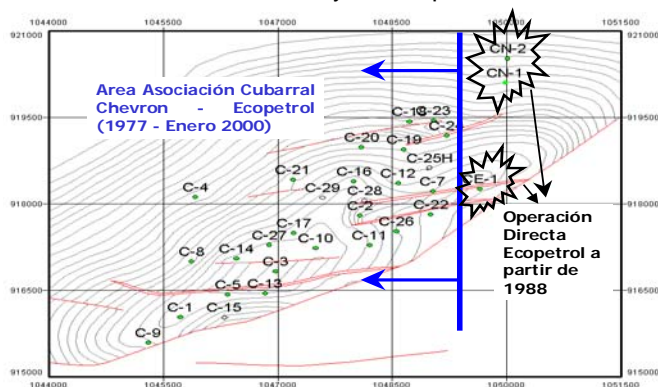
# 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

## 1.1. ANTECEDENTES HISTORICOS

Entre 1944 y 1977 varias compañías petroleras entre las que se cuentan Shell, Intercol, Texaco, Chevron y Phillips, hicieron gestión exploratoria en el Departamento del Meta que incluyó sísmica y perforación de pozos.

La mayoría de estas campañas presentaron resultados negativos, excepto la compañía Chevron Petroleum Company of Colombia que bajo el contrato de concesión Cubarral N° 1820 comprendiendo un área de 97.450 hectáreas, realizó el descubrimiento del campo por medio del pozo Castilla 1 en el año 1969 perforado hasta una profundidad de 7.347 pies (2.239 m). La explotación del campo no se realizó inmediatamente debido a las características del petróleo hallado y a la falta e infraestructura de transporte. Con los resultados obtenidos, el descubrimiento simultáneo del campo Chichimene y tras algunos estudios, Chevron entregó al Ministerio de Minas el contrato de concesión para posteriormente firmar con Ecopetrol el primer contrato de asociación del país (50% -50%) en la misma área definida en el contrato de concesión.

**Figura 1.** Área contrato de Asociación Cubarral y área Operación directa Ecopetrol



**Fuente:** ECOPETROL S.A

El contrato de Asociación Cubarral comprendió un periodo de un año de evaluación, aproximadamente hasta el 31 de enero de 1975, seguido de un periodo de operación por 25 años a partir del 31 de enero de 1975. El área final retenida que fue definida en febrero de 1984, fue de 19.202 hectáreas, incluyendo el área del campo comercial más cinco kilómetros a la redonda. Durante este periodo, la asociada desarrolló los dos campos alcanzando importantes volúmenes de producción.

En los años 1988 y 1989, Ecopetrol perforó tres pozos que definieron los denominados campos Castilla Norte y Castilla Este, los cuales se ubicaron fuera del área establecida por el contrato de asociación. Por estrategia de explotación, estos pozos fueron operados por Chevron. Hoy día y tras las reevaluaciones de yacimientos realizadas, se considera que los campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este conforman una sola estructura.

**Figura 2.** Definición actual de los campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte



**Fuente:** ECOPETROL S.A

Debido a la terminación del Contrato de Asociación Cubarral, estos campos quedaron a cargo de Ecopetrol a partir del 31 de enero de 2000. Por un lapso de seis meses Chevron continuó con la operación de estos campos y Ecopetrol asumió esta operación en forma directa a partir del 31 de julio de

2000. Durante la operación directa de Ecopetrol en los campos, ECOPETROL ha adelantado el Desarrollo Adicional de los Campos mediante perforación de pozos, inversiones en facilidades de Tratamiento, infraestructura vial, Electrificación del Campo, construcción de líneas de transferencia, optimización de la Estación de Bombeo Apiay y la construcción de la Estación de bombeo Porvenir. Con todo esto ha logrado incrementar la producción de 20 KBbls que producía Chevron a 70 KBbls y Mantener la producción del Campo Chichimene en el orden de 10 KBbls.

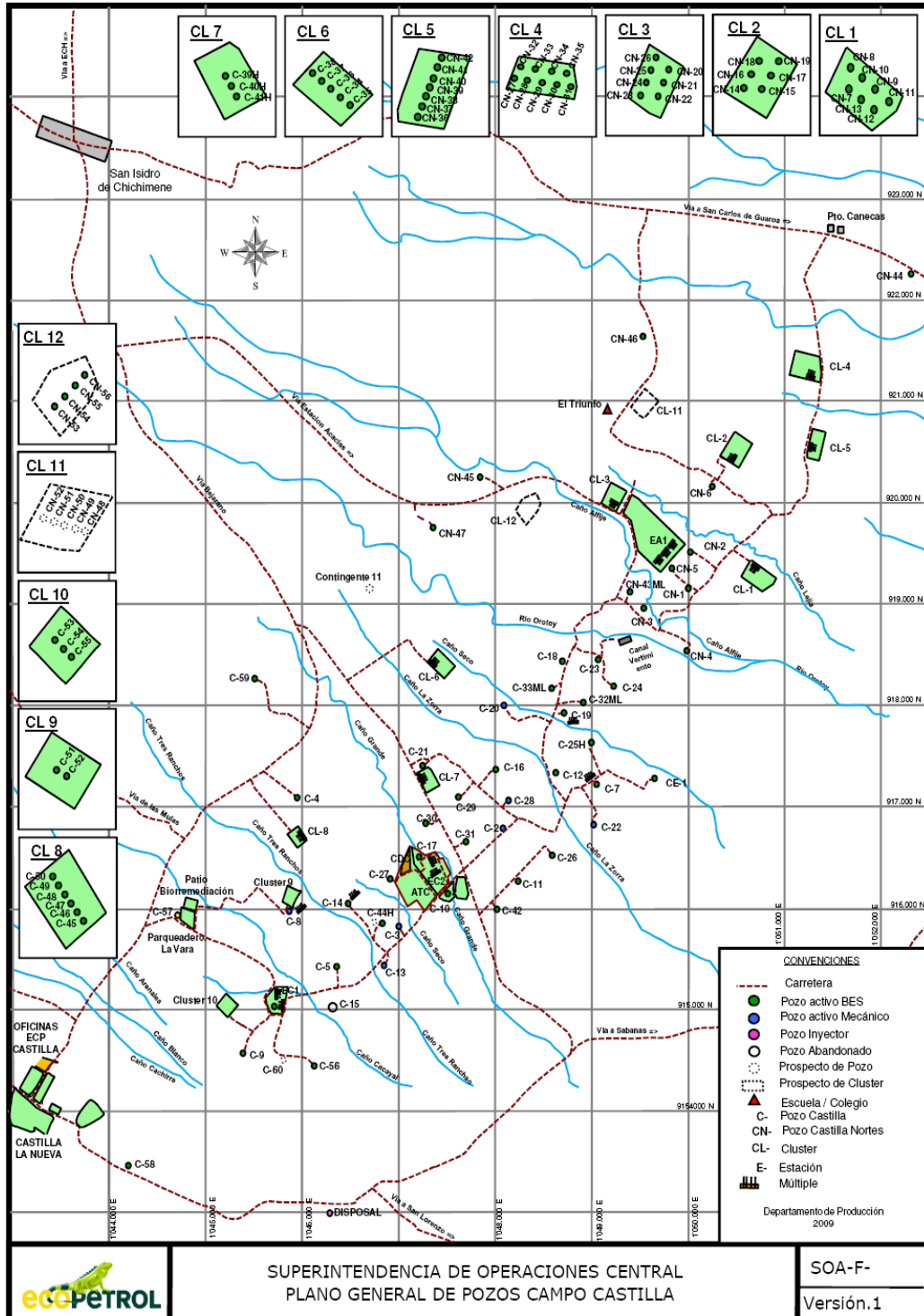
Los pozos se encuentran terminados en su mayoría en las arenas de la Unidad Guadalupe Masivo, algunos en la Unidad Guadalupe Superior y otros en las dos unidades. A pesar del acuífero activo, el yacimiento no tiene la suficiente energía para levantar la columna de fluido de los pozos hasta superficie, todos los pozos del campo producen mediante levantamiento artificial, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible.

En el campo Castilla se han perforado 105 pozos distribuidos así: Área Castilla 55 pozos; Área Castilla Norte 47 pozos; Área Castilla Este: 1 pozo y 2 pozos abandonados, el Castilla 6 se perdió durante la perforación y el Castilla 15 se abandonó por alto corte de agua.

Ecopetrol perforó el primer conjunto de pozos en agrupamiento desde una misma locación denominada Clúster 1. Este clúster es un patrón hexagonal con seis pozos desviados y un pozo vertical en el centro para un total de 7 pozos.

En la actualidad el Campo Castilla se encuentra conformado por 10 clúster, 4 múltiples satélites, dos estaciones de recolección (Estación Castilla 1 y 2) y una estación en construcción (Estación Acacias). Como muestra la figura 3.

Figura 3. Plano General de Pozos Campo Castilla

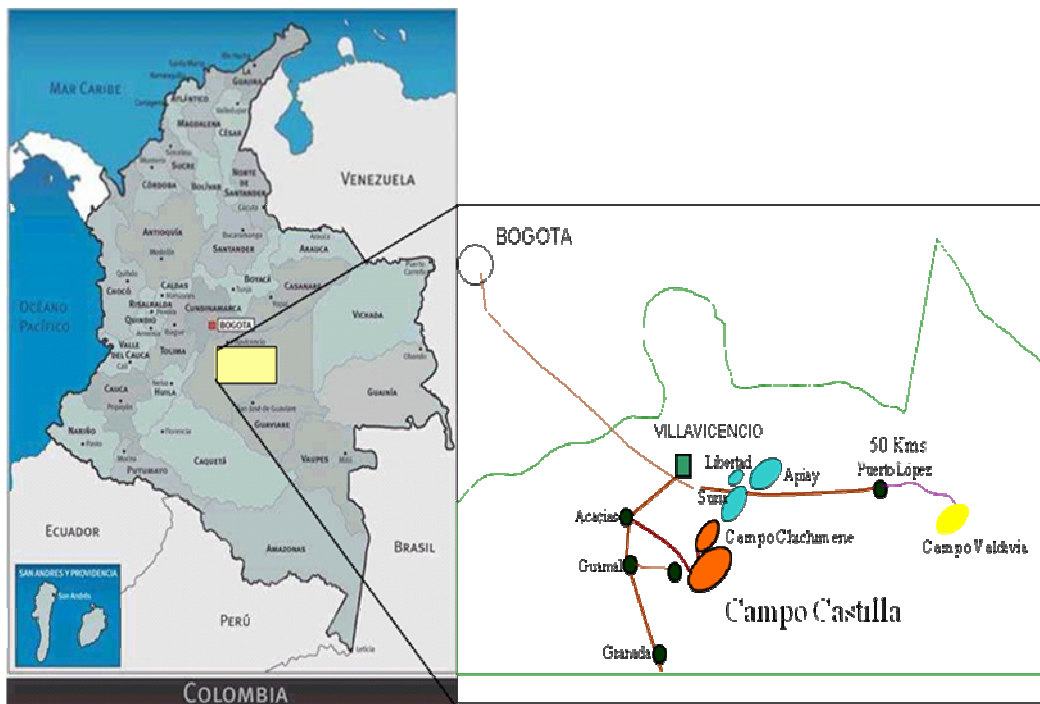


Fuente: ECOPETROL S.A

## 1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA

El campo Castilla, administrado desde enero 31 del 2000 y operado desde julio 31 del mismo año por la Superintendencia de Operaciones Apiay de ECOPEPETROL S.A, se encuentra ubicado en el departamento del Meta, aproximadamente a 30 Km al sur de Villavicencio dentro de las coordenadas Gauss (origen Bogotá) Norte: 915.000 a 929.000 y Este: 1.043.000 a 1.053.000, esta área se encuentra en la jurisdicción de los municipios de Acacías y Castilla la Nueva. Para el acceso desde esta ciudad, es necesario un recorrido de aproximadamente 95 kilómetros por la Vía al Llano hasta la capital del departamento del Meta, Villavicencio, y posteriormente 60 kilómetros por la vía Villavicencio -Acacías -Guamal -Castilla la Nueva como se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Ubicación del Campo Castilla



Fuente: ECOPEPETROL S.A

### **1.3. GEOLOGIA**

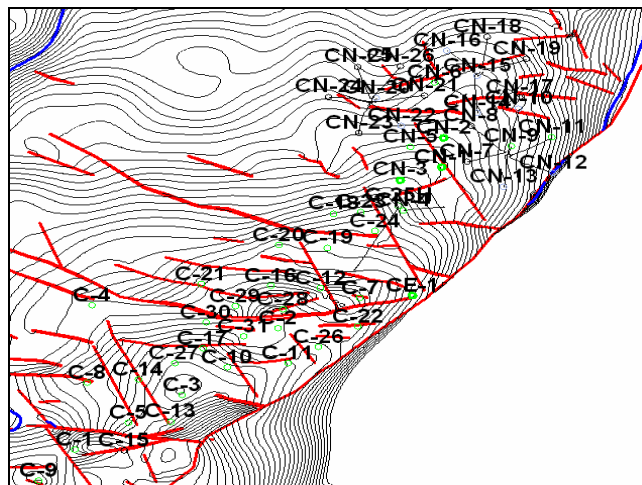
El Campo Castilla localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, fue descubierto en 1969, por la compañía Chevron con la perforación del pozo Castilla 1 y en 1988 Ecopetrol perforó el pozo Castilla Norte 1, comprobando la extensión del campo hacia el extremo nororiental de la estructura. La producción de petróleo proviene de la formación Guadalupe, de edad Cretáceo Medio, dividida en dos unidades operacionales: Une K2 y Chipaque K1. Existe otra formación acumuladora de Hidrocarburo llamada San Fernando (T2), del terciario.

#### **1.3.1. Geología Estructural**

Su estructura corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60° E, de 4 Km. de ancho y 10 Km. de largo, limitado al Este por una falla inversa. Se encuentra afectado por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos mucho menores que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos al lado y lado de las fallas, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación.

La figura 5 presenta el mapa estructural del Campo Castilla al tope de la formación Guadalupe.

**Figura 5.** Mapa Estructural del Campo Castilla.



Fuente: ECOPEPETROL S.A

En el Campo Castilla la Formación Guadalupe Masivo es la formación productora, con profundidades que varían entre 6000 pies y 7000 pies.

### **1.3.2. Geología Estratigráfica**

Las rocas del Precámbrico conformadas por rocas ígneas y metamórficas de alto grado afloran en los costados oriental y occidental de la cuenca, formando el escudo Guayanés y constituyen el basamento relativamente rígido sobre el cual se ha depositado toda la columna sedimentaria.

Las rocas sedimentarias de mayor edad (Paleozoico Temprano), contienen en su parte inferior, esquistos, calizas dolomitizadas, lavas almohadilladas, shales, intrusiones diabásicas, granitos y conglomerados y en la parte superior, shales, arcillolitas y areniscas arcósicas de ambientes marinos someros. Sobre estos sedimentos, rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico, descansan discordantemente sedimentos del Cretáceo tardío representando el principal aporte de sedimentos Mesozoicos; en el área de Arauca, al norte de la falla de Caño Limón solamente han sido reportados depósitos aislados de sedimentos Triásicos y Jurásicos.

Las unidades operacionales del campo, comprenden en el área de estudio la secuencia del Cretáceo superior, y se divide en las Unidades Operacionales K2 (Guadalupe Masivo) de edad Coniaciano y la unidad Operacional K1(Guadalupe Superior) que comprende desde el Santoniano hasta el Eoceno inferior. La unidad K1 normalmente se divide en K1 Superior, K1 Medio y K1 Inferior.

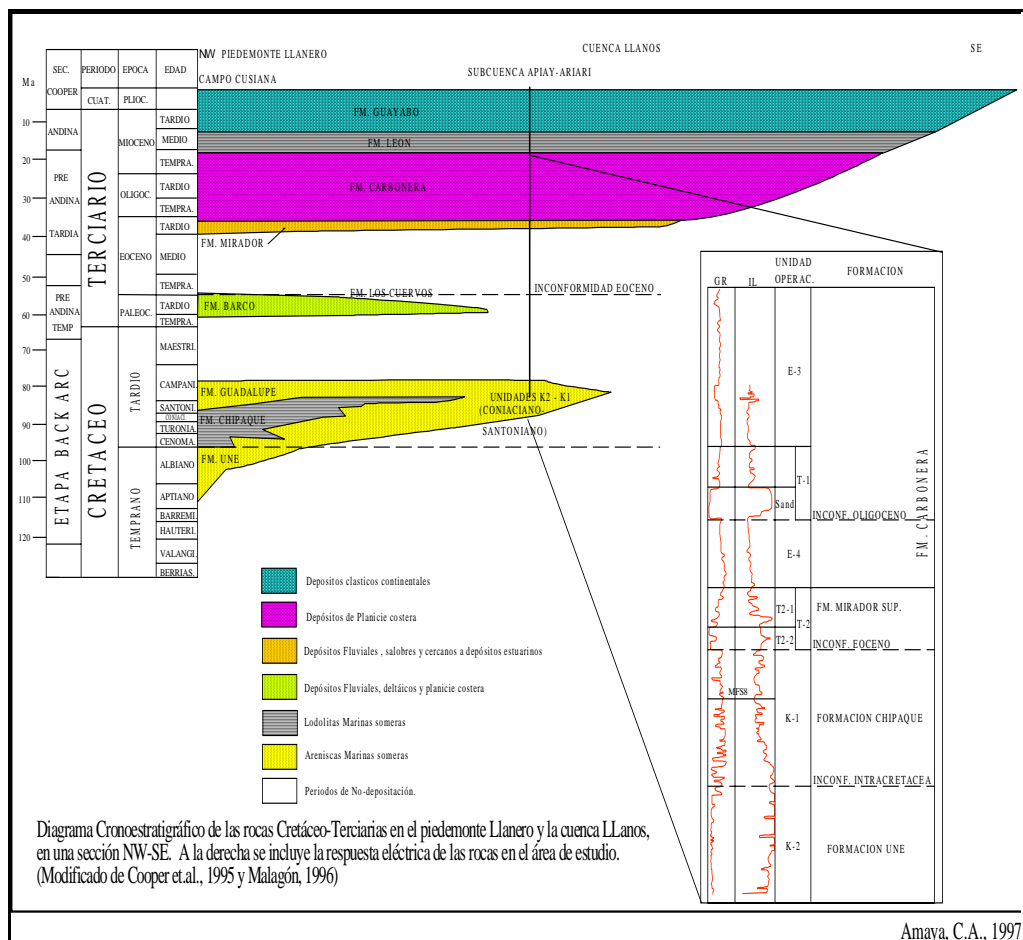
El primer estado de esta megasecuencia está ausente en la cuenca y representa la depositación de las rocas más prolíficas en generación en las Cuencas Piedemonte, del Alto y Medio Magdalena (formaciones La Luna, Villeta y Gachetá, respectivamente). El segundo pulso de sedimentación reinició en el Paleoceno con la depositación de las formaciones Barco y Los Cuervos en la parte noroccidental de la cuenca de los Llanos. Posteriormente, la cuenca experimentó un hiatus de 31aproximadamente 16 millones de años. La depositación se reinició en el Eoceno Tardío con la depositación de la formación Mirador, caracterizada por areniscas de grano fino a grueso con esporádicos conglomerados e intercalaciones limosas y arcillosas.

En el área de Apiay-Ariari la correspondiente unidad T2, se deposita en un sistema fluvial de corrientes entrelazadas. Durante el Oligoceno y el Mioceno Temprano, la depositación de la formación Carbonera compuesta de shales, limos y arcillas con escasas capas de areniscas y capas de carbón al tope, refleja cuatro ciclos de influencia marina en depósitos de planicie deltáica. La formación León compuesta de arcillolitas verdes y grises depositada bajo ambiente marino somero, sobreyace concordantemente a esta secuencia, manteniendo el registro de una elevación global del nivel del mar y el levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental, lo que generó el aislamiento de la cuenca de los Llanos y del Valle Medio del Magdalena. Finalmente, se presenta la depositación de areniscas de grano grueso y

conglomerados con esporádicos shales y capas de lignitos correspondientes a la formación Guayabo-Necesidad.

La Unidad operacional K2 ha sido objetivo principal de producción en los campos de la Superintendencia. Su mecanismo de producción es por empuje de agua activo, lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento, pero también de su alto drenaje y altos cortes de agua y en aumento.

**Figura 6.** Columna Estratigráfica del Campo Castilla



**Fuente:** ECOPEPETROL S.A

### 1.3.3. Marcadores geológicos Campo Castilla

Marcadores calculados en la posición Norte 918.670 metros y Este 1.0499.160 metros, localización con licencia ambiental tramitada por Chevron.

Tabla 1. Formaciones Campo Castilla

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (Pies)	
	Bajo el Nivel del Mar	Medida
	(TVDSS)	(MD)
Guayabo (Superficie)	1.273	0
León	-420	1.710
Carbonera	-620	1.910
T2	-4.920	6.210
K1	-5000	6.290
K2	-5.390	6.680
OWC	-6.048	7.338
Paleozoico	-6.110	7.400

Fuente: ECOPELROL Gerencia Llanos

El nivel del terreno se ha estimado en 1.290 pies, de acuerdo con las elevaciones de los pozos vecinos, por tanto debe ser medido por métodos topográficos en la localización del prospecto antes de la perforación para corregir las profundidades medidas de los marcadores geológicos.

#### 1.4. PROPIEDADES PETROFISICAS DEL YACIMIENTO

El principal yacimiento productor es el K2, el cual cuenta con una porosidad y permeabilidad promedio de 19% y 1.180 md, respectivamente. Para el yacimiento K2 y basado en la información de registros de los pozos perforados inicialmente, se ha interpretado un contacto agua-petróleo inclinado por efecto de hidrodinamismo.

**Tabla 2.** Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.

Propiedad	K2		K1	
	Promedio	Rango	Promedio	Rango
Porosidad	19,5%	13,8% - 23,4%	18%	10,8% - 28%
Permeabilidad	1.384 md	465 – 2.423 md	93 md	1 – 1.667 md
Swirr	10%	(Valor obtenido de pruebas de presión capilar)	10%	(Se asume la misma que en K2, no hay corazones)
Sor	35%	(Valor obtenido de pruebas de presión capilar)	35%	(Se asume la misma que en K2, no hay corazones)

Fuente: ECOPEPETROL S.A

#### 1.5. PROPIEDADES DEL PETROLEO Y AGUA

El yacimiento produce petróleo tipo asfáltico con gravedad API promedio de 13,7° a 60°F por empuje de acuífero activo. Se detectó un único contacto agua-petróleo inclinado el cual buza en dirección N35°E con un ángulo de 1.74°, localizado estructuralmente a una profundidad medida por registros EPT, MDss, que oscila en (-5669' a -6030), la zona de transición oscila entre 120 y 140 pies, haciéndose mayor hacia el NE, donde predomina la Unidad K1.

Factores como el fenómeno de conificación existente en la Unidad K2, el bajo potencial productor de la Unidad K1 y la alta saturación residual de petróleo, Sor, la cual alcanza el 35%, afectan negativamente el recobro de hidrocarburos.

Es importante mencionar que la presión de burbuja del petróleo es tan baja (143 psi) que no se va a alcanzar bajo condiciones de yacimiento a lo largo de la historia de producción del campo.

**Tabla 3.** Propiedades del Petróleo.

PROPIEDAD	UNIDADES	K-2
Tipo		Asfalténico
G.O.R.	SCF/STB	40 – 300
Factor Volumétrico del Aceite	Res bbl/ STB	1,061
Gravedad Especifica del Gas		0,986
Gravedad Especifica del petróleo		0,97
Viscosidad a Py	Cp	41,2
Gravedad API @ 60 °F	°API	13,7
Temperatura del Yacimiento (Ty)	°F	198
Presión Original del Yacimiento @ 5600 FT	PSI	2.830
Presión de Burbuja (Pb)	PSI	143

**Fuente:** ECOPETROL S.A

La composición del agua de formación varía a lo largo del yacimiento en sentido lateral y vertical. No ha sido posible identificar una tendencia que logre describir la distribución de estas variaciones, por ejemplo, la resistividad del agua de formación medida en forma directa oscila en un rango de 2 – 60 ohm-m y la salinidad varía desde 122 ppm hasta 3246 ppm, sin justificar ese

comportamiento por la ubicación en el yacimiento. La gravedad específica del agua de formación promedio es de 1,002.

## **1.6. HISTORIA DE PRODUCCION**

Entre 1944 y 1977 varias compañías petroleras entre las que se cuentan Shell, Intercol, Texaco, Chevron y Phillips, iniciaron exploración petrolera en el área; la mayoría tuvieron resultados negativos y sólo a finales de los años 60's la compañía Chevron Petroleum Company encontró petróleo en el Campo Castilla. Chevron, como operador del Contrato de Asociación Cubarral, inició la producción del campo con el pozo Castilla 1, hacia el final de 1976 y la comercialización del crudo Castilla como combustible industrial en reemplazo de "fuel oil" y asfalto para carreteras.

El campo se empezó a desarrollar a medida que la demanda se incrementaba, alcanzando en Diciembre de 1997 una producción máxima de 22.479 bls/d de los cuales 17.500 bls/d eran vendidos como combustible para calderas en las industrias de Bogotá, Medellín y Cali.

A partir de 1995 y como consecuencia de la disminución del consumo en la industria a raíz de la expedición del decreto 948/95 que prohíbe el uso en calderas como combustible por causas ambientales, además de la recesión industrial y el programa de masificación de gas, se empezó a utilizar el crudo Castilla como materia prima de una mezcla denominada "Chichimene Blend", compuesta por 1,60 bls de crudo Chichimene y 1 BL de crudo Castilla, esta mezcla presenta condiciones de viscosidad aceptables para ser despachado por oleoducto desde la estación Chichimene hasta la estación de bombeo Apiay, para ser integrada a procesos de refinación y petroquímica o mezclada con crudo del campo Suria como diluyente para ser transportado por oleoducto hasta refinería.

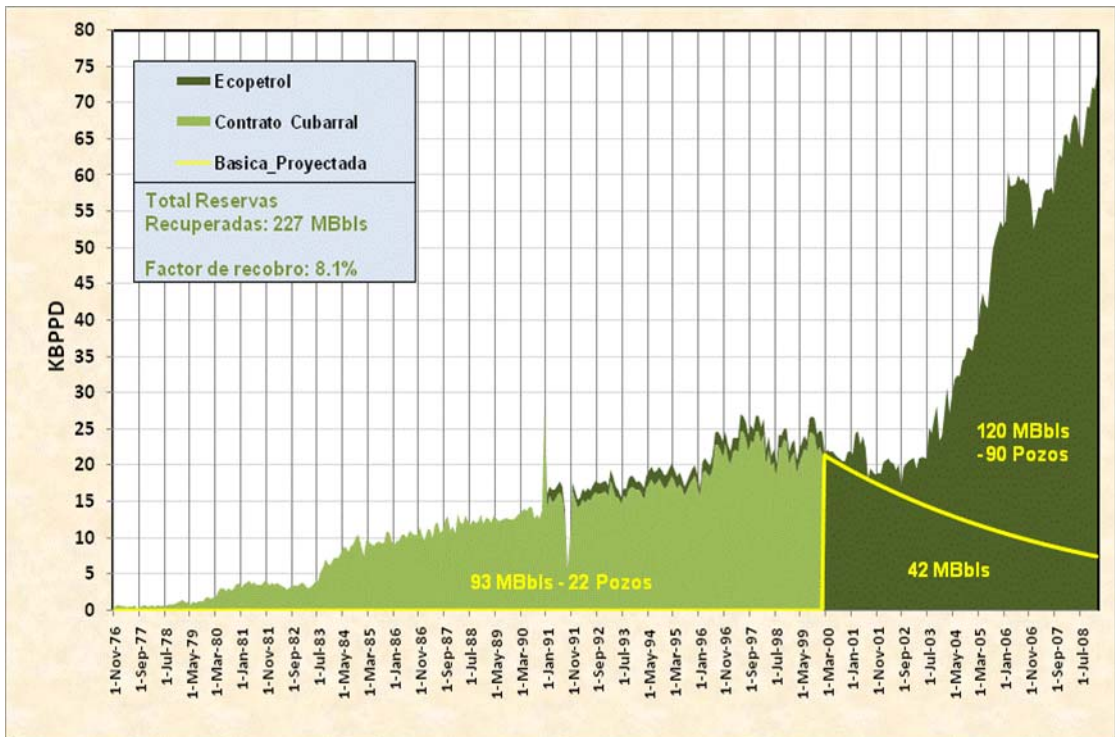
En 1988, como resultado de una exploración realizada por ECOPETROL en las vecindades del campo Castilla, se descubrió que este se extendía hacia la parte Nordeste, incrementando así el área del campo en 980 hectáreas. En esta área ECOPETROL perforó tres pozos, los cuales tuvieron en Diciembre de 1999 una producción promedio de 2.296 Bls/d de crudo y 2.787 Bls/d de agua, la cual fue manejada en las instalaciones de la Asociación Cubarral. Estos pozos son denominados Castilla Norte 1, Castilla Norte 2 y Castilla Este 1.

El 30 de Enero del año 2000 terminó el Contrato de Asociación Cubarral y ECOPETROL entró como operador, disminuyendo los impedimentos de producción (Transporte, Manejo ambiental y capacidad de las facilidades) interesándose en la búsqueda de estrategias para el aumento de la producción del Campo Castilla.

A la fecha existen 105 pozos perforados, 2 abandonados, (el Castilla 6 se perdió durante la perforación y el Castilla 15 se abandonó por alto corte de agua) y 102 produciendo de los cuales 95 con bombeo Electrosumergible y 7 con bombeo mecánico

Durante el desarrollo del campo, Chevron produjo simultáneamente las unidades K1 y K2. Considerando la baja capacidad de manejo de agua en las facilidades la estrategia fue aislar los intervalos inferiores para su control. La estrategia que en la actualidad se contempla consiste primero en extraer las reservas recuperables de la unidad K-2, hasta que sea económicamente rentable, hasta un BSW máximo del 95%, y cuando se requiera abandonarla se aíslan los intervalos productores en ésta y se habilitan o perforan los intervalos de las demás unidades para extraer sus reservas recuperables.

**Figura 7.** Curva de Producción Castilla



Fuente: ECOPETROL S.A

### 1.7. ESTADO MECANICO DE LOS POZOS

Los pozos se encuentran terminados en su mayoría en las arenas de la Unidad Guadalupe Masivo, algunos en la Unidad Guadalupe Superior y, otros en las dos unidades. Adicionalmente están en desarrollo pruebas extensas de producción en la unidad T2 para evaluar, probar y cuantificar las reservas de esta formación. A pesar del acuífero activo, el yacimiento no tiene la suficiente energía para levantar la columna de fluido de los pozos hasta superficie. Todos los pozos del campo producen mediante levantamiento artificial, ya sea bombeo mecánico o bombeo electrosurgible.

Los pozos en el Campo Castilla en su mayoría verticales y desviados a diferencia de los pozos Castilla-25H, Castilla-39H, Castilla-40H, Castilla-41H, Castilla-44H horizontales y los pozos Castilla-32ML, Castilla-33ML , Castilla Norte-43ML, Multilaterales, se encuentran completados con revestimiento intermedio de 9 5/8" y con tubería de producción liner de 7" a una profundidad promedio de 7.360 ft. En general, el estado mecánico de estos pozos está conformado por:

**Componentes Bombeo Mecánico:** Ver figura 8.

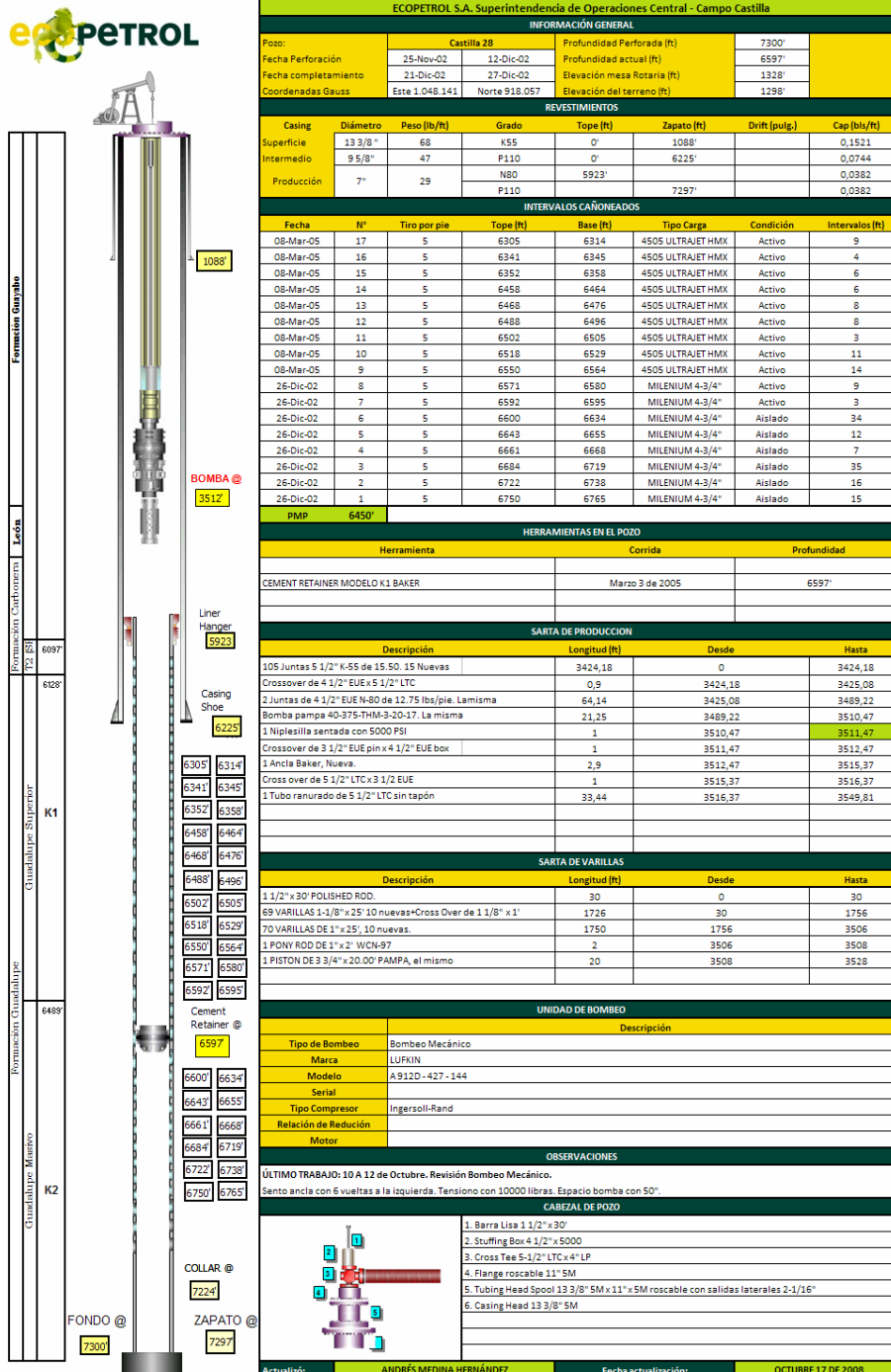
- Tubo ranurado ( 4 ½ " y 5 ½ " )
- Ancla de tubería para revestimiento de 9 5/8"
  
- Bombas PAMPA tipo THM ( 3 ½ " a 5 ½ " )
- Tubería de producción ( 3 ½ " a 5 ½ " )
- Pistón ( 2 ¾ " a 4 ¾ " )
- Varillas ( 1" a 1 1/8" )
- Barra lisa ( 1 ½" )

**Componentes BES:** Ver figura 9.

- Tubería de producción ( 3 ½ " a 5 ½ " ).
- Cross Over
- "Y Tool" 3 ½ " UN x 3 ½ "EUE
- Pup joint de 3 ½ "EUE
- Cabeza de Descarga
- Bombas
- INTAKE
- Protectores
- Motores
- Base Universal- Sensor

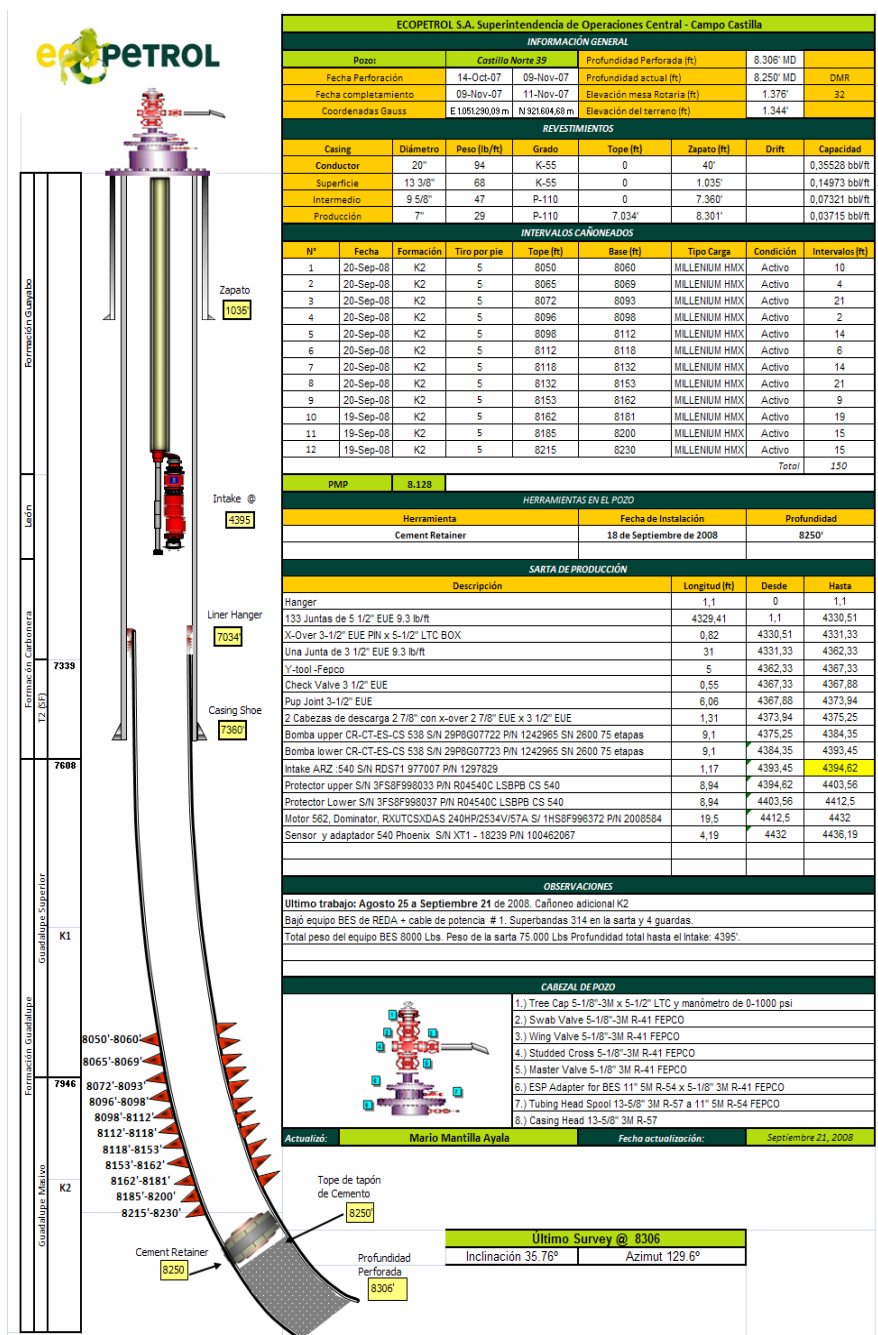
El punto medio de perforaciones de los pozos se encuentra entre 6466'y 7068'.

Figura 8. Estado Mecánico típico de los pozos con Bombeo Mecánico del Campo Castilla



Fuente: ECOPETROL S.A

**Figura 9. Estado Mecánico típico de los pozos con Bombeo Electrosumergible del Campo Castilla.**



Fuente: ECOPEPETROL S.A

## 1.8. ESTACIONES DE TRATAMIENTO

Los fluidos que se producen en los pozos del campo Castilla son tratados en dos estaciones: Castilla 1 y Castilla 2, siendo la Estación de Recolección y Tratamiento Castilla 2 la que maneja la mayor cantidad de fluidos.

### 1.8.1. Estación de Recolección Castilla 1

**Figura 10.** Estación Castilla 1



**Fuente:** ECOPETROL S.A

El tratamiento del crudo se hace en tres etapas. La primera etapa es la inyección de químico en el múltiple antiguo, la segunda se realiza en los tanques de surgencia, Surge Tank, donde se retira hasta el 80% del agua del crudo y la tercera etapa ocurre en el tanque de lavado donde se retira el agua restante dejando el crudo con un BSW de 0.5% máximo. En las condiciones anteriores de carga (bajos BSW) se realiza un calentamiento de los fluidos de tratamiento entre las etapas de surgencia y lavado, a través de un calentador piro tubular para llevar el crudo hasta la temperatura idónea de separación (180 °F aprox.). Desde el Tanque de Lavado se envía el fluido al Tanque de Compensación y desde éste a los Tanques de Almacenamiento.

## 1.8.2. Estación de Recolección Castilla 2

**Figura 11.** Estación Castilla 2 & Área de Transferencia Castilla ATC



**Fuente:** ECOPETROL S.A

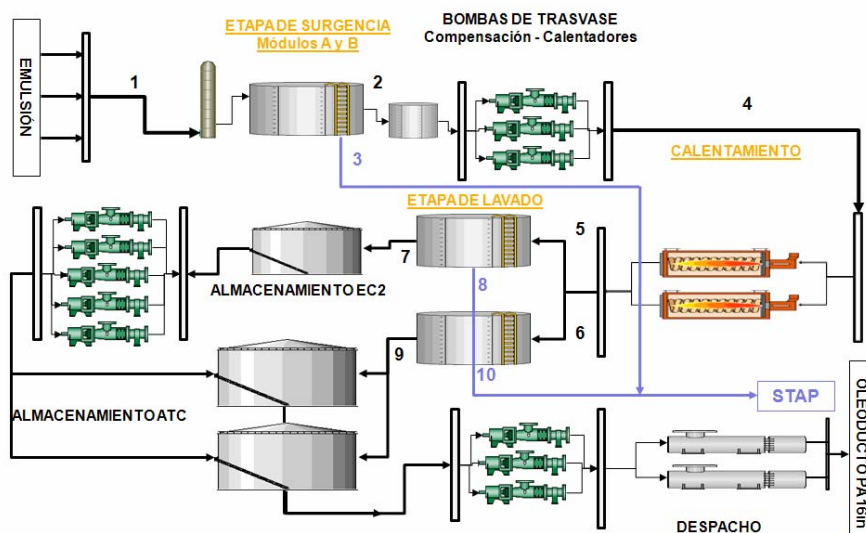
La Estación está configurada con dos Módulos de Tratamiento que operan de manera paralela, así como un área adicional (ubicada al interior del Área de Transferencia de Castilla, ATC), que en total tienen una capacidad para el tratamiento de hasta 70.000 BOPD y 280.000 BWPD. Las líneas de flujo se reciben en dos múltiples de recolección, Múltiple de Troncales (MT) y Múltiple General de Pozos (MGP), donde pueden alinearse las cargas hacia los Módulos A y B. La distribución de las cargas para los Módulos se realiza con el criterio de BSW y Temperatura.

El sistema de tratamiento presenta dos etapas de separación en procesos interconectados. En términos generales, la primera etapa de separación ocurre en los tanques de surgencia (surge tank) y la segunda etapa ocurre en los tanques de lavado (wash tank), entre las cuales se realiza un calentamiento de los fluidos al pasar por los calentadores de donde sale el flujo con una temperatura de 190 °F para facilitar la efectividad del

tratamiento, a su vez estos flujos son direccionados a los tanques de lavado ATK-7204A en la estación Castilla 2 y a el ATK-7212 en el Área de Transferencia Castilla.

El crudo tratado en el tanque de lavado ATK-7204A es enviado a los Tanques de Almacenamiento ATK-7208A y ATK-7209A para ser despachado hacia el Área de Transferencia Castilla ATC o si se requiere a la Estación Castilla 1. El crudo que se trata en el tanque de lavado ATK-7212 es enviado por rebose a los tanques ATK-7213 y ATK-7214 del Área de Transferencia Castilla, donde es bombeado a EBA Estación de Bombeo Apiay por medio del Oleoducto Castilla-Apiay, previa dilución del crudo Castilla con nafta. Por su parte, el agua que es separada en los tanques de Surgencia y Lavado es tratada en el STAP-1 y STAP-2 en un proceso común antes de su vertimiento al Río Guayuriba.

**Figura 12.** Esquema del Proceso de Deshidratación – Estación Castilla 2



Fuente: ECOPETROL S.A

### 1.8.3. Estación de Recolección Acacias

**Figura 13.** Estación Acacias



**Fuente:** ECOPETROL S.A

Con el objeto de viabilizar el desarrollo del campo Castilla, la Superintendencia de Operaciones Apiay adelanta la ejecución de la nueva estación Acacias a través de la Gerencia Técnica de Producción con una Capacidad de tratamiento de 40KBPPD y 240 KBAPD.

De acuerdo al cronograma establecido, La nueva estación de tratamiento iniciara operaciones a finales de julio del año 2009.

## **2. DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

El Campo Castilla produce mediante sistema de levantamiento artificial a pesar de tener el mecanismo de producción que genera mayor energía según la experiencia en campos petroleros, empuje hidráulico con acuífero activo, esto es debido a que el fluido producido tiene una °API muy baja, sin embargo una gran ventaja es que el yacimiento posee alta temperatura permitiéndole la disminución en la viscosidad y un mejor desplazamiento.

El Campo permaneció la mayor parte de su vida productiva con Bombeo Mecánico, evitando por su limitante en manejo de altas tasas de extracción entre otros, la optimización de la producción.

A finales de 1998 se instaló en el pozo Castilla 1 la primera Bomba Electrosumergible, la siguiente Bomba se instaló en el Castilla 16. Los resultados mostrados en estos pozos, determinaron que el Campo Castilla mejoraría el acumulado de producción de petróleo implementando este método de extracción, además en el desarrollo del Campo se ampliaron las facilidades de tratamiento de agua y almacenamiento de crudo en miras a incrementar la producción diaria.

En la actualidad el 93% de los pozos maneja el Bombeo Electrosumergible ESP (Electrical Submersible Pumping), 7 usan sistema de Bombeo Mecánico con un tipo de unidad de superficie, la llamada Unidad de Bombeo Balanceada por Aire.

## 2.1. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

El sistema consiste en un ensamblaje del equipo de superficie y el de fondo, que eleva el fluido de la formación a superficie por la acción recíproca de una unidad de bombeo en superficie, que levanta y baja la sarta de varillas para accionar la bomba de fondo.

Los componentes individuales de un sistema de Bombeo Mecánico se pueden dividir en dos grupos principales: el Equipo de superficie y el Equipo de fondo.

### 2.1.1. Equipo de Superficie

- **Motor.** La generación de energía mecánica en las unidades de bombeo se obtiene a través del uso de motores de corriente alterna, estos motores se clasifican en dos categorías: combustión interna y eléctricos.

El Campo Castilla en la actualidad cuenta con 2 unidades que utilizan motores de combustión interna y 5 unidades con motores eléctricos.

**Motor de Combustión Interna.** Las unidades disponibles están clasificadas en dos categorías muy amplias los motores de baja velocidad y de los de alta velocidad.

Los motores de baja velocidad tienen velocidades operacionales entre las 200 y las 800 r.p.m. y pueden ser motores de uno o varios cilindros de dos o tres ciclos. El tipo más popular dentro de esta categoría es el motor horizontal de 2 ciclos y un solo cilindro con un volante grande. La inercia del

volante se utiliza para amortiguar las variaciones de velocidad durante la operación.

Los motores están disponibles en varias potencias que van desde 10 hasta cientos de caballos de fuerza. Sus principales ventajas son que desarrolla un torque relativamente grande, las pocas partes componentes y una larga vida útil.

Los motores de alta velocidad trabajan 750-2000 r.p.m. y usualmente son motores diesel o de 4 ciclos. Ellos desarrollan menos torque que los motores de baja velocidad y son más complejos; también tienen más partes. Aunque son menos costosos que los de baja velocidad, su vida de servicio es reducida en virtud a las altas velocidades operacionales.

**Motor Eléctrico.** Muchas de las unidades de bombeo mecánico son impulsadas por un motor eléctrico. Las razones de su gran popularidad radican en el relativo bajo costo, la facilidad de control y la adaptabilidad a una operación automática.

Los motores eléctricos utilizados para uso en bombeo son distinguidos como motores NEMA, B, C y D. Sus principales características son:

NEMA B: deslizamiento normal (por debajo del 3%) y torque de arrancada de 100-175% del torque con carga total.

NEMA C: deslizamiento normal por debajo del 5%, torque de arrancada de 200-250% del torque con carga total.

NEMA D: deslizamiento alto del 5% - 8%, torque de arrancada del 275% del torque con carga total.

El motor más popular en el campo petrolero es el NEMA D. El rango de la velocidad de operación del motor está cerca de la velocidad nominal, donde un incremento en la carga del torque hace disminuir la velocidad del motor.

La corriente inducida por el motor también se incrementa con torques de salida más grandes. La eficiencia eléctrica del motor varía en un gran intervalo y tiene su punto máximo a la velocidad nominal y disminuye a la velocidad sincrónica.

**Figura 14.** Motor eléctrico



**Fuente:** ECOPETROL S.A

- **Caja Reductora de Velocidad.** La función de los reductores de velocidad (también llamados engranajes reductores), es la de convertir la elevada velocidad rotacional del motor en la velocidad de bombeo requerida. Los reductores de cadena y los reductores de engranajes.

**Los reductores de engranajes.** Los reductores de engranajes utilizan un engranaje de reducción doble o triple. Una unidad con reducción doble tiene tres ejes: el eje de entrada de alta velocidad, un eje intermedio y el eje de baja velocidad.

El eje de alta velocidad es impulsado por el motor a través de una correa en V y el eje de baja velocidad impulsa los brazos de la manivela de la unidad de bombeo. Como el torque se incrementa en cada eje a medida que se reduce la velocidad, entonces los diámetros del eje también se incrementan con el aumento de velocidad. Ellos están diseñados para aguantar las altas cargas de torsión y de dobladura y aseguran que las superficies de los engranajes queden en pleno contacto incluso al torque establecido para el reductor.

Los ejes van sobre los cojinetes o chumaceras montadas en el compartimento del reductor. Los cojinetes de camisa (usualmente hechos en bronce) generalmente son utilizados en el eje de baja velocidad; los demás ejes vienen equipados con cojinetes de rodillos anti-fricción.

**Los reductores de cadena.** Los reductores de cadena utilizan una rueda dentada y cadenas para reducir la velocidad y también están disponibles en configuraciones de reducción doble o triple. Las cadenas utilizadas son cadenas con rodillos anti-fricción doble o triples. El empleo de los reductores de cadena no es muy común; la mayoría de las unidades de bombeo están equipadas con reductores de velocidad con engranajes llamadas Cajas de Engranaje

- **Unidad de Bombeo.** La unidad de bombeo es el mecanismo que convierte el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante vertical requerido en la barra lisa.

Las principales partes estructurales de una unidad de bombeo mecánico Balanceada por aire se observan en la figura 15. La estructura completa está construida sobre una base rígida de acero, la cual asegura un apropiado alineamiento de los componentes y usualmente se ubica sobre un cimiento

de cemento. El poste maestro podría tener tres o cuatro patas y es la parte más fuerte de la unidad ya que es la que soporta las cargas más pesadas.

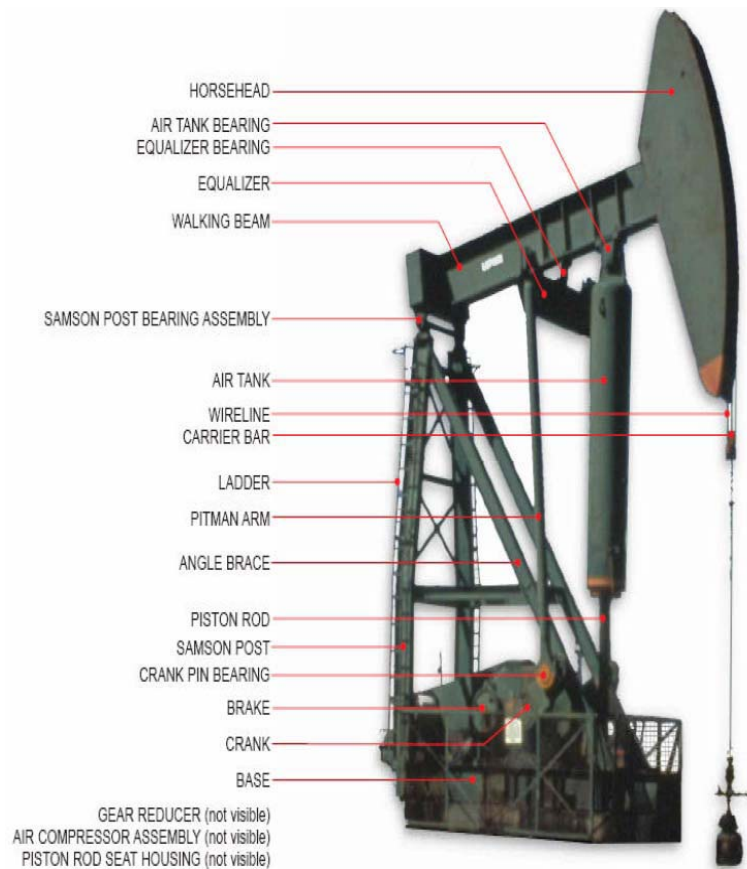
Sobre la parte superior de éste, aparece el cojinete de silla o central, el cual constituye el punto pivote del balancín. El balancín es una viga pesada de acero colocado sobre el cojinete de silla, con una sección transversal suficientemente grande para retirar las cargas de dobladura originadas por la carga del pozo y la fuerza de impulsión de la biela.

En los extremos del balancín en el cabezal del mismo, a través de un sujetador para cable de acero se mueve la barra lisa. El cabezal del balancín tiene una curvatura para asegurar que la barra lisa se mueva solo en dirección vertical. De lo contrario, las fuerzas de dobladura resultantes podrían rápidamente romper la barra lisa.

Las bielas son barras de acero que van conectadas a los brazos del cigüeñal con los pasadores de articulación. Dichos pasadores están montados sobre los cojinetes del pasador de articulación, los cuales permiten el movimiento rotatorio requerido entre las parte. Los cigüeñales están situados en ambos costados del reductor de engranajes y son impulsados por un eje de baja velocidad (árbol del cigüeñal) en el engranaje reductor.

Estas unidades usan aire comprimido en lugar de pesas, lo cual permite controlar mejor el contrapeso, tienen la ventaja de ser más compacta y menos pesada que las otras geometrías, también se presta para recorridos largos con diseños especiales; la unidad se balancea con cambios de presión del cilindro de aire, se puede proveer mucho contrabalanceo con relativamente pequeños aumentos de presión.

**Figura 15.** Unidad Bombeo Mecánico Balanceada por Aire



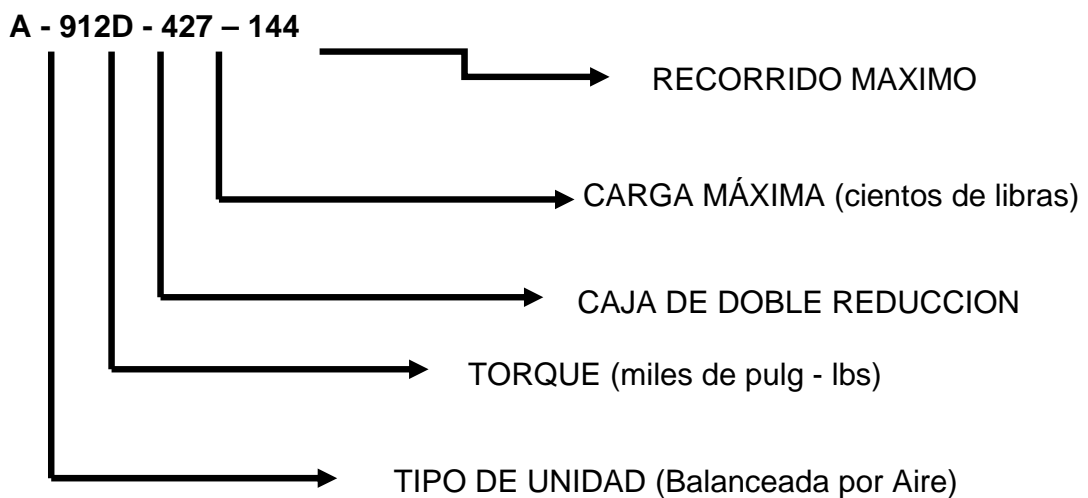
**Fuente:** Lufkin, Artificial Lift Nomenclature and application

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado un método para designar las unidades de bombeo, así:

**X – XXX – YYY – ZZZ**

- Tipo (**X**)
- C.** si es una unidad convencional.
- B.** si su contrapeso está en el balancín.
- A.** sí es una unidad balanceada por aire.
- M.** si es una unidad Mark II

- El máximo torque de diseño en el reductor en miles de pulg-lbs. Se adiciona una letra D si el reductor tiene doble reducción. (XXX)
- La máxima carga de diseño estructural en cientos de libras. (YYY)
- El máximo recorrido que suministra la unidad. (ZZZ)



- **Barra lisa.** Es una barra de acero sólido que tiene conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo. Es la barra más fuerte de toda la sarta, por lo tanto es más grande que el tamaño de la sección superior de varillas. Sus funciones son transmitir el movimiento de bombeo a las varillas y permitir la formación de un sellamiento contra las fugas de los fluidos del pozo, por lo que su superficie externa es pulida.

Los componentes de las cargas en la Barra Lisa son: El peso de la Sarta de Varillas, la fuerza de flotación que hace disminuir el peso de las varillas, las fuerzas de fricción del fluido y mecánicas en toda la Sarta de Varillas, las fuerzas dinámicas que ocurren en la sarta y el peso del fluido sobre el émbolo de la bomba.

- **Cabezal de Pozo.** Está formado por un conjunto de piezas que tienen como finalidad mantener el pozo bajo control en la superficie durante la producción y permiten la salida de crudo hasta la estación de flujo. Este cabezal se utiliza para colgar la tubería de producción del pozo y fijar el revestidor de producción, igualmente, permite producir el pozo con el revestidor abierto a la atmósfera, a la línea de flujo o cerrado. Tiene conexiones que permite tomar presiones y realizar registros del comportamiento del pozo.

**Figura 16.** Cabezal de Pozo (Bombeo Mecánico)



**Fuente:** ECOPETROL S.A

### **2.1.2. Equipo de fondo**

El equipo de fondo está compuesto por: La sarta de varillas compuesta por las varillas de succión que proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie, la bomba de subsuelo y el sistema de anclaje que permite mantener la tubería de producción en tensión.

- **Sarta de Varillas.** La sarta de Varillas es la parte más vital del Sistema de Bombeo Mecánico ya que proporciona el vínculo entre la unidad

de Bombeo en la superficie y la bomba de subsuelo. El comportamiento de la sarta de Varillas puede tener un impacto fundamental sobre la eficiencia del levantamiento del fluido y su eventual falla origina una pérdida total de la producción. Por consiguiente, una Sarta de Varillas diseñada apropiadamente no solo asegura buenas condiciones de operación, sino que también puede reducir considerablemente los costos totales de producción.

La Sarta de Varillas está compuesta de varillas de succión individual, conectadas unas con otras, hasta alcanzar la profundidad requerida de bombeo. Las primeras instalaciones de bombeo usaron postes de madera, con acoples finales en acero para facilitar la unión entre las varillas. Luego, con la perforación de pozos más profundos, se requirió mayor resistencia de las varillas, y a principios de siglo hicieron su aparición las varillas de acero sólido con extremos forjados para acomodar roscas hembras o macho, un diseño que hasta la fecha no ha cambiado. Los avances más importantes en los métodos de la fabricación de la varilla de succión durante los últimos años son la aplicación de un tratamiento al calor para mejorar la resistencia a la corrosión, mejores construcciones en el pin y el empleo de rodillos en lugar de cortes para hacer precisas las roscas. Las varillas de Acero, diferentes a las del tipo sólido, también quedaron disponibles, así como también, la varilla de succión hueca o tubo de varilla, la varilla continua y la varilla flexible.

Las varillas generalmente son fabricadas 100% acero. Existen sartas parcialmente en acero y fibra de vidrio, las cuales son utilizadas en locaciones con problemas de corrosión, para reducir cargas en la unidad de bombeo, para evitar comprar unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción. La longitud de varillas más común en acero es 25-30 pies y en fibra de vidrio es 37.5 pies, por lo cual las segundas reduce el número de acoples y hace que la sarta sea más ligera. La varilla de acero sólido es el tipo de varilla más utilizado y ha sido estandarizada por el

American Petroleum Institute desde 1926 .De acuerdo con la última especificación API 11B, las varillas de succión vienen en presentaciones de 25 o 30 pies (7.6 o 9.1 metros) de largo. Los diámetros de la varilla van desde ½ pulgada a 1 1/8 de pulgada con incrementos de 1/8 de pulgada.

**Tipo de varillas y acoples.** El material de las varillas de Succión en acero normalmente tiene un contenido de Hierro de más del 90%. Los elementos de aleación son agregados para incrementar la resistencia, dureza y mejorar los efectos de los tratamientos metalúrgicos y combatir la corrosión. Los aceros utilizados para la fabricación de las varillas son Aceros al carbono y Aceros de Aleación. Los Aceros al Carbono contienen Carbono, Manganeso, Silicio, Fósforo y Azufre. Los Aceros de Aleación contienen elementos adicionales, además de los anteriores. Los diversos fabricantes ofrecen distintas composiciones bajo numerosos nombres comerciales. El Instituto Americano del Petróleo, en su especificación 11B, presenta la composición química base de los aceros recomendados para la fabricación de las varillas de bombeo.

**Tabla 4.** Propiedades Químicas y Mecánicas de los materiales de una varilla de Succión API de acuerdo con la especificación API 11B

Grado de Varilla	Composición	Fuerza de Tensión, psi.	
		Mínima	Máxima
K	AISI 46	85000	115000
C	AISI 1536	90000	115000
D	Carbono o Aleaciones	115000	140000

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

De acuerdo con el API Especificación 11B, las varillas grado K, son fabricadas con acero tipo AISI A-46XX aleación Níquel-Molibdeno de baja resistencia, el cual tiene una resistencia aceptable al ataque de H<sub>2</sub>S, y sólo

deberá ser sometido a cargas en el rango de 25.000 a 28.000 psi de trabajo. Dado su contenido de níquel, el grado K es considerablemente más costoso que el grado C, pero igual puede ser utilizado en algunas aplicaciones especiales.

Las varillas grado C, corresponden a un acero al Carbono -Manganeso tipo AISI 10XX o 15XX, siendo el más económico de todos los grados disponibles y el de menor resistencia a la corrosión. Su empleo se limita a aquellos diagramas de cargas con límites entre los 30.000 y 33.000 psi de trabajo. Este tipo de material debe ser protegido con inhibidores químicos si se va a exponer en ambientes corrosivos.

En la categoría grado D, el API estipula tres tipos de acero a saber; en acero al Carbono-Manganeso tipo AISI 10XX o 15XX con una resistencia de 36.000 a 38.000 psi de trabajo, en acero aleado al Cromo-Molibdeno tipo AISI 41XX de alta resistencia, con un rango entre 40.000 y 45.000 psi de trabajo y en acero especial cuya composición química debe tener un contenido mínimo de cromo, níquel y molibdeno de 1.15% en la mezcla. Todas las varillas grado D deben ser protegidas de fluidos corrosivos.

Las varillas de fibra de vidrio están disponibles en resinas de poliéster y en resinas de ésteres vinílicos con vidrio y se fabrican mediante un proceso conocido como extrusión por estirado. El éxito de su rendimiento está en la conexión. Su carga máxima está en el rango de 35.000 a 38.000 psi de trabajo.

Los diámetros externos para las varillas de acero varían de 5/8" a 1-1/2", mientras que las de fibra de vidrio se proveen en diámetros externos de 7/8" a 1-1/4".

**Tabla 5.** Composición química y dureza de los acoples.

Clase	Dureza	Composición Química Normas AISI
T	56-62 HRA	Acero con contenido de azufre menor a 0.05%
SM	Material Base: 56-62 HRA Recubrimiento: 595 HV200 mínimo	menor a 0.05%, con un recubrimiento base Níquel

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

• **Bombas de Subsuelo.** La función de la bomba de subsuelo es levantar fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. Estas bombas trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo tipo cilindro – pistón y sus partes básicas son:

- Barril de Trabajo (cilindro)
- Émbolo (pistón)
- Dos Válvulas de bola (la válvula viajera y la válvula fija )
- Anclaje de fondo o Zapata (mecanismo de sello)

La operación de la bomba influye en las cargas sobre la sarta de varillas, la unidad de bombeo, la caja de engranaje y el motor. La selección de la bomba adecuada incrementa la eficiencia del sistema y extiende la vida útil del equipo, generalmente una bomba grande con velocidades de bombeo bajas incrementan la eficiencia del sistema.

La operación de una bomba mecánica, asumiendo que está llena de fluido incompresible tal como fluido muerto o agua, lleva los siguientes pasos:

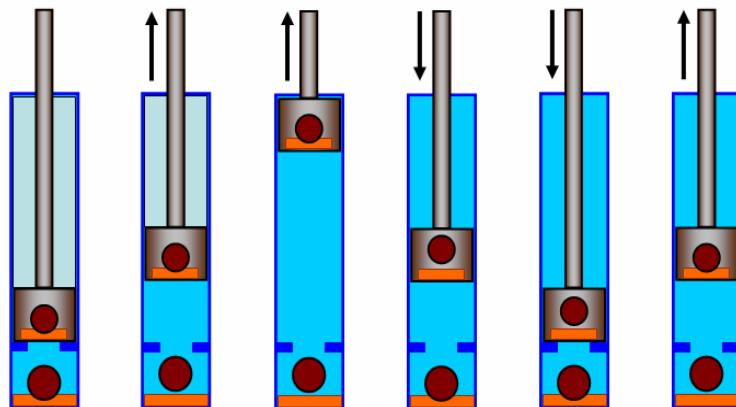
Para el caso ideal de bomba totalmente llena, en la carrera ascendente la válvula viajera se cierra debido a la presión hidrostática que ejerce el fluido que está dentro de la tubería, éste fluido es levantado hasta la superficie durante el movimiento ascendente del pistón, la presión cae en el espacio

que existe entre las válvulas viajera y fija haciendo que ésta última se abra permitiendo que la presión en la cara del pozo haga que el fluido de la formación llegue al barril. Es importante notar que en esta parte todo el peso de la columna hidrostática es soportado por el cilindro y la sarta de varillas.

Después de que el cilindro alcance su punto máximo, la sarta de varillas empieza a bajar, la válvula viajera se y la fija se cierra debido a la incompresibilidad del líquido contenido en el barril. Cuando se abre la válvula viajera ésta se libera de la carga de fluido y la presión del mismo se transfiere a la tubería a través de la válvula fija.

Al final del recorrido descendente, la dirección del movimiento de la sarta de varillas se invierte y empieza otro ciclo de bombeo.

**Figura 17.** Ciclo de Bombeo.



**Fuente:** MACHETE, E. Y.

Básicamente existen tres tipos de bombas: De tubería, insertables y de revestidor, pueden ser pared gruesa o delgada. Las bombas de tubería son utilizadas para altas tasas de producción en pozos poco profundos, las insertables son las más populares debido a que son fáciles de instalar y reparar y las bombas de revestidor exigen pozos verticales.

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado un método para designar las bombas de subsuelo de doce caracteres en la especificación API 11AX, así:

**XX – XXX – X1 X2 X3 X4 X5 – X – Y**

Donde,

**Tabla 6.** Nomenclatura API para Bombas de Subsuelo Bombeo Mecánico.

SIMBOLO	NOMBRE	EJEMPLOS
XX	Tubería de Producción.	15: 1,9 pulg OD
		20: 2 3/8 pulg OD
		25: 2 7/8 pulg OD
		30: 3 1/2 pulg OD
XXX	Diámetro de la bomba	125: 1 ¼ pulg
		150: 1 ½ pulg
		175: 1 ¾ pulg
		178: 1 25/32 pulg
		200: 2.0 pulg
		225: 2 ¼ pulg
		250: 2 ½ pulg
		275: 2 ¾ pulg
X1	Tipo de Bomba	R: De varillas
		T: De tubería
X2	Tipo de Barril	Bombas con pistón de metal:
		H: Pared Gruesa
		W: Pared Delgada
		Bombas de pistón de empaque suave:
		S: Pared Delgada
P: Pared Gruesa		
X3	Localización del anclaje	A: Tope
		B: Fondo
		T: Fondo, barril viajero
X4	Tipo de anclaje	C: Copas
		M: Metálico
X5	Longitud del barril	En pies
X	Longitud nominal del pistón	En pies
Y	Longitud total extensiones	En pies

**Fuente:** GONZALEZ, Henry. Bombeo Mecánico para Ingenieros. Bogotá, Colombia. 2006.

**Sistema de Anclaje.** Es un niple de asentamiento que se ajusta al anillo de fricción o bronce de la bomba, formando un sello hermético entre el fluido del pozo y su función es impedir que la tubería de producción se estire y contraiga durante el ciclo de bombeo debido a la carga variable a la que está sometida. El estiramiento de la tubería reduce el recorrido del pistón disponible para levantar los fluidos dando como resultado la reducción en el desplazamiento de la bomba, además durante la carrera ascendente sufre un pandeo haciendo que la tubería se doble alrededor de las varillas, por debajo de cierta profundidad.

La cuña del ancla de la tubería de producción ofrece las ventajas de las anclas de tensión y compresión. Se coloca con una rotación a la izquierda y se recupera con una rotación opuesta. Cuando se coloca la cuña del ancla, permite un tensionamiento apropiado de la tubería para evitar completamente el pandeo. La fuerza requerida en superficie sobre la sarta de tubería se calcula a partir de la tensión que existiría entre la tubería de producción durante el recorrido descendente como si la tubería estuviera suspendida libremente en el pozo.

### **2.1.3. Consideraciones Para el Diseño del Equipo de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico.**

El diseño de una instalación completa debe considerar el comportamiento de todos los elementos del sistema. Existen formulas básicas para el cálculo de varios factores que afectan la selección de un sistema apropiado, sin embargo las fórmulas son inexactas y algunos análisis o diseños se deben apoyar en la experiencia local. La mínima cantidad de información que se debe conocer, asumir o calcular para determinar las cargas aproximadas y el desplazamiento de la bomba para el diseño e instalación de una unidad debe incluir:

- Nivel de Fluido [pies]
- Profundidad de la Bomba, [pies]
- Velocidad de Bombeo, [Spm]
- Longitud del recorrido en superficie, [in]
- Diámetro del pistón, [in]
- El diámetro nominal del Tubing, [in]
- Tamaño y diseño de la sarta de varillas
- Geometría de la Unidad

Partiendo de esta información se podría obtener los siguientes datos:

- Desplazamiento de la bomba, [B/D]
- Máxima y Mínima carga sobre la barra lisa, [lb]
- Máximo Torque, [Lb-Pulg]
- Caballaje de la carga máxima, [HP]
- Contrabalance Requerido, [lb]

Para poder lograr el mejor diseño se debe pasar por una serie de métodos de ensayo y error buscando lo mejor configuración entre bomba, varillas y unidad de bombeo que satisfagan el requerimiento deseado. Para diseñar este sistema de levantamiento se siguen los siguientes pasos:

1. Hacer una selección preliminar de los componentes del diseño.
2. Calcular las características operacionales usando formulas básicas, tablas y figuras presentadas.
3. Las cargas y el desplazamiento de la bomba calculada se comparan con los volúmenes, rangos de cargas y de esfuerzos previamente seleccionados.

Luego de estos pasos puede hacerse necesario realizar nuevamente algunos de los cálculos u otra selección de los componentes para que concuerden con las limitaciones del sistema hasta obtener las condiciones de operación óptimas.

Problemas en el sistema de bombeo pueden ser solucionados a través del seguimiento del comportamiento de los fluidos producidos utilizando dinagramas, sonolog y revisando las bombas de subsuelo después de los trabajos o servicios a los pozos, entre otros. En lo referente a la selección del equipo de fondo los aspectos más relevantes son la selección de la bomba y la sarta de varillas.

**Selección de la bomba.** Para una profundidad de bombeo y un volumen de fluido deseado, existe un tamaño de bomba óptimo lo cual conlleva a un efectivo recorrido del pistón y en el mantenimiento de una velocidad moderada de operación. Si el pistón es muy grande, se impondrán cargas innecesarias sobre el equipo y el corto recorrido del pistón puede ocasionar una operación ineficiente, por otro lado, si el pistón es muy pequeño se tendrían velocidades de bombeo muy altas y el incremento en los efectos (inerciales) de aceleración podría ocasionar incrementos en las cargas sobre el equipo. El factor básico en la selección del tamaño de la bomba adecuada es el volumen de fluido desplazado por la bomba por cada carrera. Este volumen desplazado dependerá del diámetro de la bomba. El desplazamiento teórico total de bomba se puede determinar como sigue:

$$PD = 0.1484 AP SP N$$

**Ecuación 1**

Donde:

PD: Desplazamiento total de la bomba, [B/D]

AP: Área transversal del pistón, [in<sup>2</sup>]

SP: Recorrido (stroke) efectivo del pistón,[in]

N: Velocidad de bombeo en número de strokes por minuto.

La ecuación anterior también puede escribirse en función del diámetro del pistón de la bomba así:

$$PD = 0.1166 DP^2 SP N$$

**Ecuación 2**

La tasa de producción real en superficie, Q, puede ser menor que el desplazamiento teórico de la bomba debido a la eficiencia volumétrica de la bomba,  $E_v = Q/PD$ .

Las eficiencias volumétricas pueden variar en un amplio rango pero más comúnmente entre 70-80%.

**Selección de la Sarta de varillas.** Para profundidades mayores de 3500 pies usualmente se emplea una sarta de varillas combinada, que consta de varillas de diferentes diámetros. Las cargas mínimas y máximas esperadas durante un ciclo de bombeo para una sarta de varillas dada deben ser determinadas tan exactamente como sea posible para seleccionar o diseñar el equipo de superficie apropiado para soportar dichas cargas.

Para la selección del equipo de superficie se deben considerar varios factores como son: Carga de Contrabalance, Factor de Torque

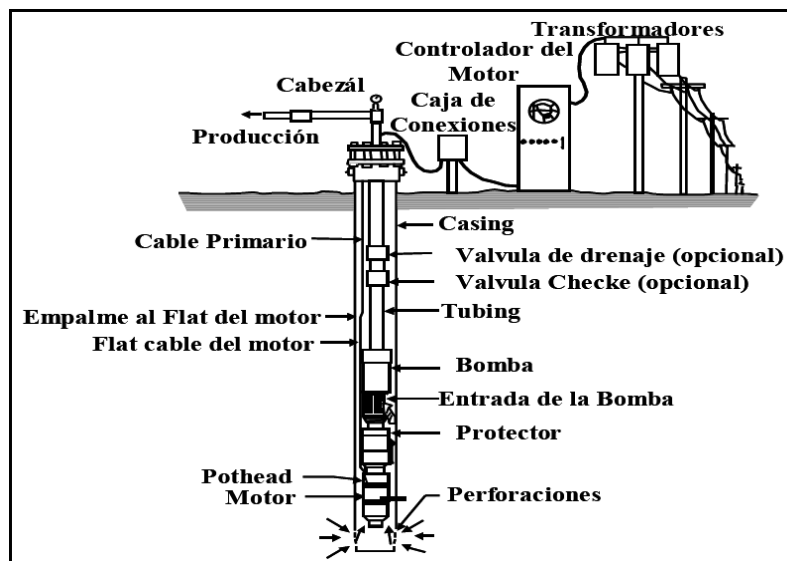
**Contrabalance.** Cuando la unidad es apropiadamente contrabalaceada el trabajo requerido por el convertidor de potencia durante la primera (upstroke) y la segunda mitad (downstroke) del ciclo será aproximadamente igual.

Asimismo, el torque ejercido sobre el reductor de velocidades será aproximadamente igual durante ambas mitades del ciclo.

## 2.2. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de Bombeo Electrosumergible, es considerado como un sistema eficiente debido a los resultados obtenidos en el campo ya que este sistema incluye el manejo de altos caudales de fluido, mantenimiento rápido, permite una pronta atención a los pozos caídos y una pronta recuperación de la inversión inicial. Se compone básicamente por dos grupos de equipos, de superficie y fondo.

Figura 18. Componentes del sistema Electrosumergible.



Fuente: Schlumberger artificial lift

### 2.2.1. Equipo de Superficie.

Lo conforman los equipos que suministran la potencia eléctrica necesaria para operar el equipo de fondo de acuerdo a los parámetros de diseño previamente establecidos. Entre ellos encontramos:

- **Generador de potencia eléctrica.** Es la fuente que proporciona la potencia eléctrica necesaria para la operación del equipo de fondo. En el Campo Castilla existen tres fuentes de suministro de energía: Electrificadora del Meta (EMSA), la termoeléctrica (Termo-Ocoa, propiedad de Ecopetrol) y generadores en sitio.
- **Transformador reductor (SDT).** Se encarga de reducir el voltaje de las líneas de distribución de alta tensión (de 13,8KV a 34,5KV) a la tensión requerida por el variador o a la entrada del controlador de frecuencia (entre 460V y 380V).

**Figura 19.** Transformador reductor



**Fuente:** ECOPETROL S.A

- **Variador o controlador de frecuencia (VSD).** Es el equipo encargado de controlar la frecuencia de trabajo del motor de la bomba. Su funcionamiento permite operar las bombas a diferentes frecuencias.

Recibe corriente alterna de 480 V de forma senoidal y la convierte a corriente continua (para alimentación del sistema de control y cambio de

frecuencias), posteriormente es convertida nuevamente a corrientes alternas de salida rectificadas "sin picos". De esta manera, de acuerdo a las condiciones de operación del pozo y sin necesidad de sacar el equipo de fondo es posible ajustar las mejores condiciones de superficie, (corriente, frecuencia, amperaje) que generen el desempeño óptimo del equipo de subsuelo.

**Figura 20.** Transformador reductor



**Fuente:** ECOPETROL S.A

La capacidad del variador ó controlador viene dada en KVA (Relación KiloVoltio-Amperio), indicando la relación máxima que soporta cada equipo.

- **Transformador elevador (SUT).** Se encarga de incrementar la tensión que sale del variador o controlador de frecuencia al nominal requerido por el motor para que opere eficientemente (1000V – 3760V).

**Figura 21.** Transformador elevador



Fuente: ECOPETROL S.A

- **Caja de venteo o de conexiones (Vent Box).** Cumple básicamente tres funciones: Servir de conexión eléctrica entre el cable de potencia de subsuelo con el cable proveniente del sistema de control, ventilar con la atmósfera los gases que puedan estar atrapados dentro de los cables del motor y permitir un rápido chequeo de los voltajes y corrientes para diagnóstico de los problemas en el equipo de fondo.

**Figura 22.** Caja de venteo



Fuente: ECOPETROL S.A

- **Cabezal del pozo.** Está constituido por el conjunto de válvulas para control del pozo y otros accesorios que permiten conectar el sistema de potencia de superficie con el cable de potencia de fondo, pasándolo a través del colgador de la tubería.

El paso del cable a través de la cabeza del pozo debe realizarse usando sistema de sello alrededor del cable y las válvulas deben garantizar la máxima presión posible de descarga de la bomba.

**Figura 23.** Cabezal de Pozo



**Fuente:** ECOPETROL S.A

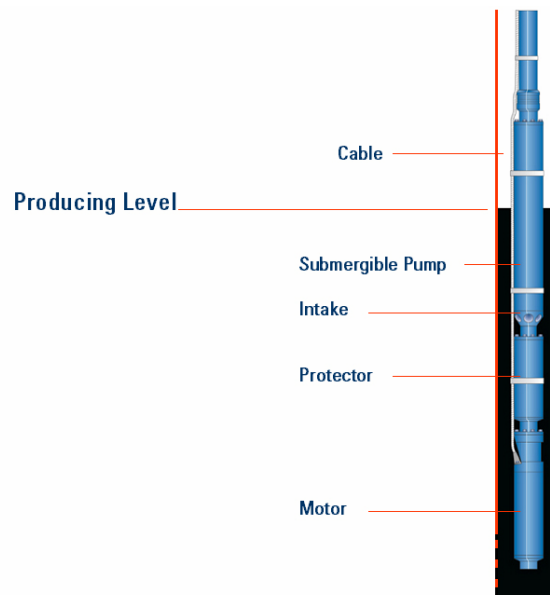
### **2.2.2. Equipo de Fondo**

Los componentes básicos de fondo de un Sistema de Bombeo Electrosumergible son: motor, protector, sección de entrada a la bomba, bomba, cable de conexión del motor (flat cable extension) y cable de potencia.

Entre los elementos complementarios del sistema están el separador de gas, manejador avanzado de gas AGH y la unidad que registra la presión y

temperatura .Algunos de los accesorios comúnmente usados son válvulas cheque y bleeder, centralizadores, protectores de cable, herramienta en “Y”, empaquetaduras, conectores eléctricos y sistemas de inyección de químicos.

**Figura 24.** Instalación típica BES. Equipo de fondo.



**Fuente:** Schlumberger Artificial Lift.

- **Motor.** Es un motor trifásico, bipolar, tipo jaula de ardilla que corre a una velocidad relativamente constante de 3500 RPM, operando con una frecuencia de 60 Hz y es el encargado de suministrar la potencia mecánica necesaria para mover la bomba y convertir la energía eléctrica en energía mecánica. El motor internamente está lleno con aceite dieléctrico que permite lubricar las partes giratorias del motor y transferir el calor generado hacia la carcasa donde es disipado por el fluido de producción; por esto es importante que el fluido de producción pase por la carcasa del motor a una velocidad mínima para que sea garantizada la refrigeración del motor.

El motor está compuesto por un eje donde se colocan pequeños rotores, sostenidos en sus extremos por una balinera, la cual soporta cualquier

movimiento radial que pueda tener el rotor al girar. Este conjunto (eje y rotores) es colocado dentro del estator, el cual recibe la energía eléctrica desde la superficie, genera los campos magnéticos y a su vez el movimiento rotativo que es transmitido a la bomba. Este movimiento es transmitido hasta la bomba utilizando conectores (couplings) entre los ejes de los sellos y las bombas. El sentido del movimiento depende de la dirección de la corriente, permitiendo en un momento dado girar la bomba en sentido contrario con solo invertir el sentido de la corriente eléctrica en superficie.

**Partes del Motor.** En términos generales el motor consta principalmente de tres partes: El Estator, el rotor y los elementos mecánicos.

**Estator:** Es la pieza del motor que genera el campo magnético al hacer circular corriente por su bobinado. Utilizando un tubo metálico (housing), en su interior son colocados unos anillos o láminas perforadas. El material utilizado en las laminaciones es acero de bajo contenido de carbono y últimamente acero inoxidable. Este conjunto forma el cuerpo del estator. Por las láminas perforadas se hacen pasar los alambres que constituyen las bobinas del motor, dejando en el centro un espacio donde se colocará el rotor.

**Figura 25.** Estator.



**Fuente:** Baker Hughes - Centrilift.

**Rotor:** Barras de cobre que forman una especie de jaula, donde se induce una corriente y se genera el movimiento al interactuar con los campos magnéticos de los devanados. Las barras están unidas por medio de láminas de acero. Cada uno de estos rotores tiene aproximadamente 12 pulgadas de largo y aporta 15HP.

Para especificar un motor es necesario conocer además del voltaje y amperaje, su potencia, serie, número de serial y modelo.

**Figura 26.** Rotores.



**Fuente:** Baker Hughes - Centrilift.

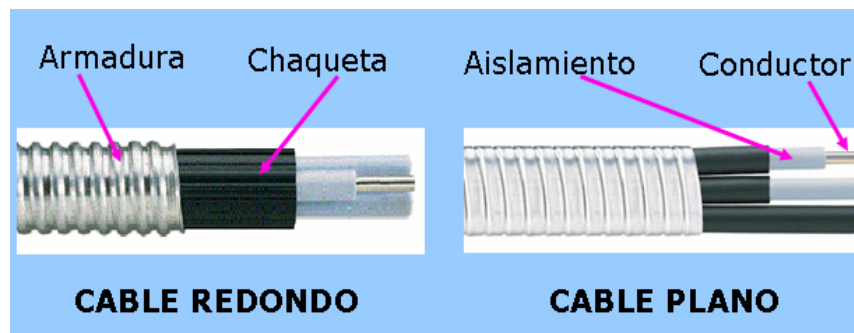
**Elementos mecánicos:** los elementos mecánicos están constituidos por: un cojinete de rodamiento que soporta el conjunto eje-rotor, balineras de soporte de movimiento radial de cada rotor, bujes en cada una de estas balineras, conectores de cables entre motores y conectores de cable de potencia.

- **Cable de Potencia.** Es un conductor de tres fases, a través del cual se transmite desde superficie la corriente eléctrica requerida por el motor. Su selección depende del voltaje y corriente necesaria para operar el motor, de la temperatura de fondo del pozo y del nivel de aislamiento eléctrico.

El tipo de cable de potencia usado en el Campo Castilla puede ser cable redondo o plano número 1, los dos con resistencia de aislamiento hasta de 5kV.

Los cables de potencia tienen una armadura de acero galvanizado, una chaqueta protectora, para que las condiciones en el pozo no afecten el conductor. El conductor es un cable de cobre, que viene revestido de un polímero que sirve de aislamiento.

**Figura 27.** Tipos de Cable de Potencia.



**Fuente:** Baker Hughes - Centrilift.

- **Protector o Sello.** El protector está ubicado entre la sección de entrada a la bomba y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamblaje y su función es absorber todos los esfuerzos que puedan estar presentándose sobre el sistema. Si no es seleccionado apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. El protector va lleno de aceite mineral, que se comprime y se expande según los esfuerzos que se estén ejerciendo sobre el sistema.

#### **Tipos de protector.**

Hay algunos diseños de protectores que permiten la transferencia de esfuerzos (presión) sin que se produzca la mezcla de los dos fluidos (aceite mineral-fluidos del pozo). Uno de estos tipos es el tipo laberinto.

En la cámara de laberinto se utiliza la diferencia entre la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, a pesar de que están en contacto directo ya que el protector está abierto a la sección de entrada a la bomba en su parte superior.

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

La cámara del laberinto está aislada de la rotación del eje por un tubo exterior al eje, por lo tanto no se mezcla cuando gira la unidad.

Hay sistemas en las que el sistema de laberinto no es aplicable. En casos donde el fluido del pozo es más liviano que el aceite del motor (aproximadamente 0.85), el aceite del motor iría al fondo de la cámara y sería desplazado rápidamente por el fluido del pozo.

Si la gravedad específica del fluido del pozo es muy cercana o menor a la gravedad específica del aceite del motor, este tipo de protector no debería ser utilizado. Los protectores de laberinto tampoco deben ser aplicados en pozos horizontales o altamente desviados. El diseño de la separación por gravedad requiere que la unidad esté en posición vertical, o casi vertical. Mientras mayor es el ángulo, menor será la capacidad de expansión de aceite. Cuando se hacen inspecciones en el campo de los equipos recuperados del pozo la inspección del protector tipo laberinto debe hacerse "antes" de que el protector sea acostado. Una vez que el protector ha sido puesto en posición horizontal el fluido del pozo se puede distribuir en todas las cámaras, lo que ocasionaría la mezcla de los fluidos.

Para aplicaciones donde las gravedades específicas del fluido del pozo y del aceite del motor son similares o en pozos demasiado desviados, se utilizan protectores de “sello positivo” o “bolsa” los cuales mantiene separados físicamente los dos fluidos.

Este sistema es similar al “fuelle” encontrado en algunos motores de pozos de agua excepto que la bolsa tiene mucha mayor capacidad para la expansión y contracción que un típico “fuelle”. El material de esta bolsa es un elastómero de alta temperatura y alto rendimiento que puede resistir las severas condiciones típicas encontradas en los pozos de petróleo. La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite limpio del motor en el interior. Cuando el aceite del motor se expande o se contrae, la bolsa simplemente se infla o se contrae para adaptarse al cambio de volumen.

**Figura 28.** Bolsa elástica y cámaras laberínticas.



**Fuente:** Baker Hughes - Centrifliff.

- **Intake o entrada a la bomba.** Es la parte que tiene contacto directo con el fluido del pozo y por la que pasa el fluido del pozo al interior de la bomba; debido a las características de turbulencia que produce el fluido a la entrada de la bomba, el intake tiene un eje debidamente soportado por bujes de alta resistencia a la abrasión que sirve para dar soporte al eje de la bomba, evitando movimientos axiales.

**Figura 29.** Intake.



**Fuente:** Baker Hughes - Centrilift.

Es importante tener en cuenta la ubicación de este dispositivo durante el diseño del equipo, ya que su posicionamiento dentro del pozo determina los cálculos de potencia necesaria para el levantamiento del crudo y la columna de fluido suficiente para que el fluido entre a la bomba por los orificios del intake, sin que se produzca el fenómeno de cavitación y de esta forma el fluido pueda ser tomado por el primer impulsor de la bomba para aumentar sucesivamente su velocidad a través de cada etapa de la bomba, traduciéndose finalmente en incremento de presión del fluido que lo haga llegar a superficie.

- **Bomba.** Es una bomba centrífuga, con un impulsor que transfiere energía mecánica a un fluido por la acción rotativa del mismo (parte en movimiento) el cual gira dentro del difusor (parte estática). A este conjunto impulsor-difusor se le llama etapa.

El resumen del funcionamiento de una etapa es el siguiente: A medida que el impulsor gira, todo el fluido que entra en él es expulsado hacia afuera por acción de la fuerza centrífuga haciéndolo llegar a las paredes del difusor el

cual por su diseño hace que el fluido llegue al impulsor de la siguiente etapa, y se repita esta acción sucesivamente

**Figura 30.** Etapa de una bomba Bombeo Electrosumergible



**Fuente:** Baker Hughes - Centrilift.

A mayor número de etapas, mayor es la presión desarrollada por la bomba, pues la velocidad inicial de la primera etapa, se incrementa a la salida de la misma, siendo en el segundo ciclo ya no cero la velocidad inicial sino una cantidad, que incrementa aún más la velocidad del fluido, convirtiendo este incremento de velocidad en presión. En este proceso el caudal se mantiene constante porque este depende de la velocidad del motor. Las etapas donde el impulsor tiene libertad de movimiento axial con respecto al eje, se denominan flotadoras, mientras que en aquellas en donde el impulsor está fijo, se denominan compresoras.

Bombas resistentes a la abrasión (AR). Estas bombas son soportadas radialmente instalándoles bujes especiales para atenuar la vibración producida por el desgaste de las etapas. Estos bujes son de dos cuerpos, un hongo o sombrero que gira con el impulsor y un buje fijo en el difusor.



Para medir el rendimiento de la bomba se utiliza agua fresca (gravedad específica 1.0) como fluido, por lo tanto, para calcular la potencia de otros líquidos, esta debe ser multiplicada por la gravedad específica del fluido. La cabeza para una aplicación determinada puede ser calculada en pies, y la cabeza y capacidad deseadas pueden ser leídas directamente de las curvas sin corrección, siempre y cuando la viscosidad del líquido sea cercana a la del agua. El número de etapas requeridas se calcula dividiendo la cabeza dinámica total entre la cabeza en pies por cada etapa.

- **Componentes Opcionales.** Son elementos que no son indispensables para la función principal que es la de bombear el crudo, su utilización depende de los requerimientos que tenga el operador y de la función específica de cada uno de estos. Los más usuales son:

**Sensor de presión:** Fabricado en cristal de cuarzo, constituye un elemento clave para monitorear el comportamiento de la presión del yacimiento y optimizar la operación del equipo BES.

**Válvula cheque:** Debe colocarse entre 6 y 8 juntas sobre la descarga de la bomba, evita que se produzca flujo invertido cuando se detiene la bomba, lo cual causa la rotación en sentido inverso de la instalación, se recomienda para pozos profundos con baja presión de fondo. En ambientes de arena moderados evita el asentamiento de la arena sobre la bomba cuando esta se apaga.

**Válvula de drenaje:** Es necesario instalarla siempre que se instale una válvula cheque convencional.

**Válvula de seguridad:** Se instala entre 600 y 800 pies de profundidad, está normalmente cerrada, se mantiene abierta a través de una línea de control

presurizada a 3000 psi, su instalación depende de los requerimientos de seguridad del área. La válvula se cierra en el evento de que se rompa la línea de flujo o por la pérdida de presión de la línea de control.

**Y-Tool:** Es una conexión con derivación donde la bomba se instala a un lado y por la sección recta se coloca un tapón recuperable con cable. Se recomienda su instalación siempre y cuando el diámetro del revestimiento lo permita con el tipo de bomba que se desea correr. Es ideal para tomar registros de producción y presiones de fondo con el pozo en producción.

**Empaque:** Permite aislar el espacio anular, se utiliza por razones de seguridad, en este caso se debe instalar en conjunto con una válvula de seguridad, en el caso de pozos profundos se utiliza para proteger el cable de los fluidos del pozo.

### **2.2.3. Consideraciones Para el Diseño del Equipo de Bombeo Electrosumergible.**

El diseño de una instalación de bombeo electrosumergible, al igual que otros métodos de levantamiento artificial, no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores. El procedimiento varía considerablemente con las condiciones del pozo y con los fluidos que van a ser bombeados. Es muy importante obtener información detallada acerca del estado mecánico del pozo, la historia de la producción y las condiciones del yacimiento. La obtención de buenos datos acerca de estas condiciones antes de realizar el diseño es esencial para un diseño exitoso. Una vez que el equipo ha sido diseñado correctamente y su operación ha sido monitoreada adecuadamente, el equipo instalado empieza a ser relativamente económico y libre de problemas.

Existe una secuencia de etapas que se deben seguir para diseñar un sistema de bombeo electrosumergible.

Dicha secuencia se detalla a continuación:

- **Recopilación de Datos**

- **Estado mecánico**

- Diámetro del revestimiento.
- Diámetro de la tubería de producción y características.
- Intervalos abiertos (perforaciones)

- **Datos de producción**

- Actuales

- Presión estática del pozo @ nivel de referencia.
- Presión en cabeza (THP Y CHP)
- Presión en el revestimiento
- Rata de producción
- Profundidad del punto medio de perforaciones (PMP)
- Temperatura de fondo del pozo (BHT)
- Relación gas-aceite (GOR)
- Corte de agua

- Proyección

- La proyección de producción depende directamente del yacimiento y lo suministra el grupo de ingeniería de yacimientos de cada compañía operadora incluyendo los siguientes datos.
- Presión estática del pozo al nivel de referencia.

- Presiones en cabeza (THP y CHP)
- Nivel de sumergencia de la bomba
- Corte de agua
- Relación gas-aceite (GOR)
- Temperatura en fondo (BHT)

**- Datos del fluido a producir**

- Gravedad específica del agua (SGW)
- Gravedad API del aceite
- Gravedad específica del gas (SGg)
- Presión de burbuja del aceite (Pb)
- Viscosidad del aceite ( $\mu$ )

**- Fuentes de energía**

- Voltaje disponible en superficie
- Frecuencia en superficie

**- Posibles problemas**

- Producción de arena
- Formación de escamas
- Depositación de parafinas
- Corrosión

- **Capacidad de producción** Se debe determinar 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. También hay que predecir el comportamiento del pozo, dependiendo si se usa el índice de productividad (IP), o la relación de desempeño de flujo de Vogel (IPR) según sea el tipo de yacimiento.

- **Cálculos de gas.** Para tener certeza si se debe instalar algún accesorio para manejo del gas se debe calcular la cantidad de gas presente en la entrada a la bomba (intake), la presencia de gas en la entrada a la bomba y en la bomba misma puede generar bloqueos por gas y ocasionar dificultad para levantar el fluido a superficie. Esto se debe a que la presencia de gas hace que la presión y la densidad del fluido varíen constantemente dentro del sistema.

- **Cálculo de la Cabeza dinámica total en pies (TDH).** 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:

$$\text{TDH} = H_d + F_t + P_d$$

Ecuación 3

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

**$F_t$**  → Pérdidas de fricción

**$P_d$**  → Cabeza requerida para que el fluido entre al sistema de superficie y llegue hasta la estación de recolección o batería.

- **Seleccionar el tipo de bomba.** Utilizando los catálogos de los proveedores, con el caudal deseado de diseño y la cabeza dinámica total en pies calculada, se podrá seleccionar el tipo de bomba que tendrá la más alta eficiencia para producir dicho caudal dentro de un rango de bombas que podrían realizar éste trabajo.

- **Determinar el tamaño óptimo de los componentes.** Con la ayuda de un catálogo, se debe seleccionar el número de etapas, tamaño óptimo del motor y sello, así como verificar las limitaciones del equipo.

$$Total.etapas = \frac{TDH}{Cabezaporetapas} \quad \text{Ecuación 4}$$

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:

$$BHP = BHP/Etapa \times \text{Número de etapas} \times SGL \quad \text{Ecuación 5}$$

- **Selección del Cable** La selección del cable involucra: tamaño, tipo y longitud. El tamaño del cable depende de factores como caída de voltaje, amperaje y espacio disponible en el anular.

El fluido del pozo y la temperatura son condiciones que afectan directamente la selección del tipo de cable que se va a usar, o mejor del tipo de armadura que debe tener éste para enfrentar las condiciones de operación; ya sea por temperatura o por ambiente corrosivo. La longitud del cable a usar la determina la profundidad de asentamiento de la bomba. Generalmente se adicionan 100 o 200 pies más de cable, los cuales se usan para conectar el equipo de subsuelo con el equipo eléctrico de superficie.

- **Determinación de la capacidad del equipo eléctrico** Para seleccionar el variador y transformadores que serán usados, es necesario calcular la potencia eléctrica que requieren estos equipos con el fin de escoger el que mejor se ajuste a las condiciones de operación del equipo de

subsuelo. La potencia eléctrica se mide en Kilovoltio-Amperio y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$KVA = \frac{\text{Voltaje en superficie} \times \text{Amperios del motor} \times 1.73}{1000} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

Vs = Voltaje en superficie

Amp = Amperaje nominal del motor

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

$$V_s = V_{\text{ope}} + \text{Pérdidas en el cable} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde las pérdidas en el cable se obtienen de graficas suministradas por los Proveedores.

### 3. DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE Y BOMBEO MECANICO.

#### 3.1 DISEÑO MANUAL DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

##### 3.1.1 Recopilación de Datos Pozo 3

- Estado Mecánico
  - Diámetro del revestimiento: 9 <sup>5/8</sup>”
  - Diámetro de la tubería de producción: 5 ½ ,
  - Punto medio de perforaciones (PMP): 6673 pies TVD
  - Profundidad de perforaciones: 6410 -6935 pies
- Actuales
  - Presión Estática (Pr): 2718 psi a PMP
  - Presión en Cabeza: 85 psi
  - Presión en el revestimiento: 0
  - Caudal de producción deseado: 7000 BFPD
  - Presión de prueba (PwfTest): 1853
  - Caudal de producción de prueba (QTest): 4447 BFPD
  - Temperatura de fondo: 196 F
  - Corte de agua: 83.45 %
  - Gas-Oil Ratio - 0
- Datos del fluido a producir
  - Gravedad específica del agua (SG<sub>w</sub>). 0.9689
  - Gravedad API del aceite: 17.8° API (0.9477)

- Gravedad específica del gas ( $SG_g$ ):
  - Gravedad específica del fluido ( $SG_{mix}$ ): 0.9653
  - Presión de burbuja ( $P_b$ ): 150
- Datos requerimiento eléctrico
    - Voltaje disponible en superficie: 34.5 KV
    - Frecuencia en superficie: 60 Hz

### 3.1.2 Capacidad de Producción

Según el comportamiento que han tenido los equipos de BES en los pozos del área Castilla se recomienda una profundidad de la bomba = 5500 ft

En este caso la tasa de producción deseada y la profundidad establecida de la bomba están dadas, por lo tanto con estos datos se determina la productividad del pozo.

Ya que la presión de flujo del pozo (1.853 psi) es mayor que la presión del punto de burbuja (150 psi) el método de IP constante probablemente dará los resultados más satisfactorios. Primero, podemos determinar el IP usando los datos de prueba.

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$IP = \frac{4.447 \text{ BPD}}{2.718 \text{ PSI} - 1,853 \text{ PSI}} = 5.14 \text{ BPD/PSI}$$

El caudal máximo de producción del pozo (a  $P_{wf} = 0$  psi) es el siguiente:

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

$$Q_{max} = IP \times (\bar{P}_r - 0)$$

$$Q_{max} = 5.14 \times (2.718 \text{ psi} - 0)$$

$$Q_{max} = 13970.52 \text{ bbl/d}$$

Luego, podemos determinar la nueva presión de flujo del pozo ( $P_{wf}$ ) a la tasa de producción deseada ( $Q_d$ ).

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

$$P_{wf} = 2.718 \text{ psi} - \left( \frac{7000 \text{ bpd}}{5.14 \text{ bpd/psi}} \right) = 1.356,13 \text{ psi}$$

La presión de flujo del pozo de 1.356 psi está todavía por encima de la presión del punto de burbuja de 150 psi, por lo tanto, el enfoque IP debe dar buenos resultados.

La presión de entrada de la bomba puede ser determinada corrigiendo la presión de fondo de pozo por la diferencia en profundidad entre el asentamiento de la bomba y la profundidad de referencia y considerando además la pérdida por fricción en el espacio anular de la tubería de revestimiento.

Debido a que hay tanto agua como petróleo en los fluidos producidos, es necesario calcular una gravedad específica compuesta de los fluidos producidos. Para hallar la gravedad específica del compuesto:

Corte de agua es 83.45%

$$0.8345 \times 0.9689 = 0.8085$$

Aceite es 16.55%

$$0.1655 \times 0.9477 = 0.1568$$

La gravedad específica del compuesto es la suma de los porcentajes pesados:

$$\text{Gravedad específica promedio} = 0.8085 + 0.1568 = 0.9653$$

La presión debido a la diferencia entre la profundidad de las perforaciones y la profundidad de asentamiento de la bomba (6.673' - 5.500' = 1.173') puede ser determinada como sigue:

$$\text{PSI} = \frac{\text{Altura (FT)} \times \text{Peso específico}}{2.31 \text{ Ft} / \text{PSI}}$$

**Ecuación 9**

$$\text{PSI} = \frac{1.173 \text{ Ft.} \times 0.9653}{2.31 \text{ Ft/PSI}} = 490 \text{ PSI}$$

Por lo tanto, la presión de entrada de la bomba será 1.356 psi - 490 psi = 866 psi.

### **3.1.3 Altura Dinámica Total**

La columna dinámica total se calcula de la siguiente forma:

$$\text{TDH} = \text{Hd} + \text{Ft} + \text{Pd}$$

**10**

**H<sub>d</sub>** → Distancia vertical entre la cabeza del pozo y nivel estimado de producción.

$$H_d = \text{Pump vertical Depth} - \left( \frac{\text{PIP} \times 2.31 \text{ ft/psi}}{SG_{\text{mix}}} \right)$$

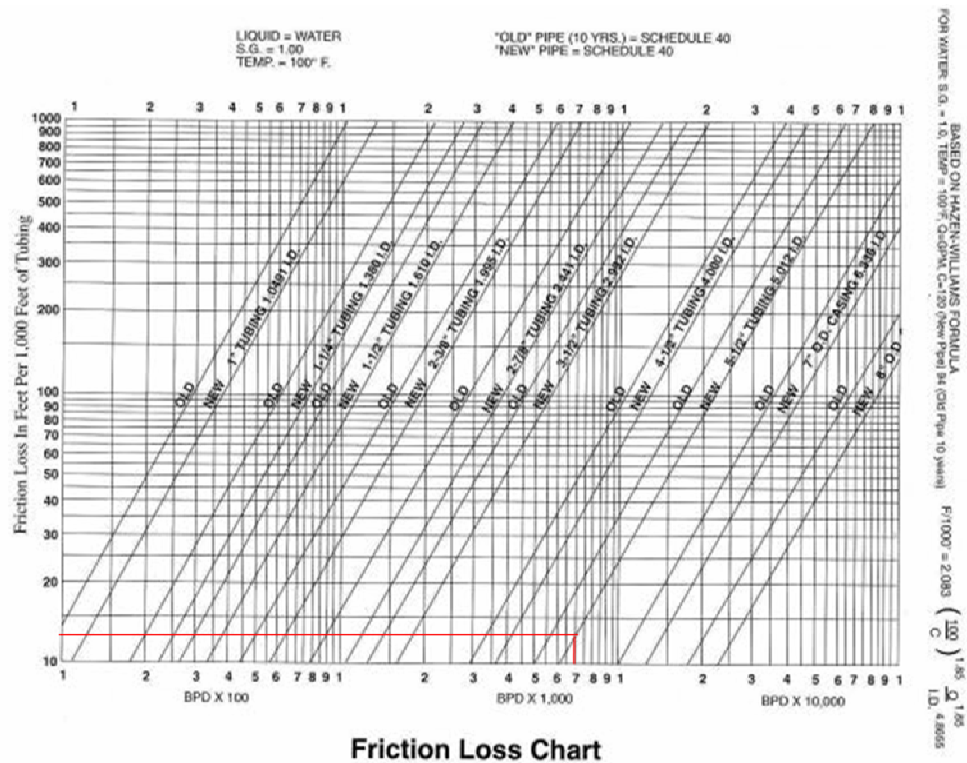
Ecuación 10

$$H_d = 5500 - \left( \frac{866 \times 2.31 \text{ ft/psi}}{0.9653} \right) = 3427 \text{ ft}$$

$F_t \rightarrow$  Determino pérdidas de fricción (tubing 5 1/2) a 7000 BFPD

Usando la figura 32 se obtiene un valor de 12,5 ft /1000 ft

Figura 32. Pérdidas por fricción en la tubería.



Fuente: Baker Hughes - Centrilift

Entonces:

$$\text{Perd.} \times \text{Fricción} = \frac{12,5}{1000} \times 5500 = 68.75 \text{ ft}$$

Se determina la presión en cabeza en pies de columna

$$P_d = \frac{psi \times 2.31 ft / psi}{SG_{MIX}}$$

Ecuación 11

$$P_d = \frac{85 psi \times 2.31 ft / psi}{0.9653} = 203.40 ft$$

$$TDH = Hd (3427 ft) + Ft (68.75 ft) + Pd (203.40 ft) = 3699.15 ft$$

### 3.1.4 Tipo de bomba

Usando las Tablas 7 y 8 se puede ver que la tasa de producción deseada (7.000 bpd) además del Drift que se tiene para el casing de 9 5/8, las siguientes bombas se ajustan a esta condición: P62, P75 y P100.

Tabla 7. – Características del Equipo Electrosumergible

API Casing O.D.	Weight		Equipment Series Applicable			*Maximum Round Cable Size Recommended with Various Tubing Sizes (O.D.)														
	Lb/Ft	Kg/M	Motor	Seal	Pump	API External Upset			API Non-Upset											
						2	2 7/8	3 1/2	2 3/8	2 7/8	3 1/2	4 1/2	5 1/2	7						
4 1/2" (114.3MM)	9.5	14.1	375	338	338	†			†											
	10.5	15.6				†			†											
	11.6	17.3				†			†											
5 1/2" (139.7MM)	**20.0	29.9	375,450	338,400	338,400	1	-	-	1	**6	-	-	-	-	-	-	-	-		
	17.0	25.3				1	6	-	1	**4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	15.5	23.0				1	6	-	1	**4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	14.0	20.7				1	6	-	1	**2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 5/8" (168.3MM)	28.0	41.7	375,450	338,400	338,400	1	1	6	1	1	**4	-	-	-	-	-	-			
	26.0	38.7	450,544	400,513	400,513, 538	1	1	**4	-	1	-	-	-	-	-	-	-			
	24.0	35.8			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
	20.0	29.9			400,513, 538	1	1	2	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
17.0	25.7	400,513, 538, 562			1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-			
7" (177.8MM)	32.0	47.6	450,544,562	400,513	400,513, 538	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-			
	29.0	43.3			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
	26.0	38.7			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
	23.0	34.1			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
	20.0	29.9			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
	17.0	25.7			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-		
7 5/8" (193.7MM)	39.0	58.1	450,544,562	400,513	400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	**4	-	-	-	-	-			
	33.7	50.2			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	**2	-	-	-	-	-		
	29.7	44.3			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-		
	26.4	34.4			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-		
	24.0	35.8			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-		
	20.0	29.9			400,513, 538, 562	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-		
8 5/8" (219.1MM)	49.0	72.8	450,544,562 and 725	400,513 and 675	400,513, 538, 562 and 675	1	1	1	1	1	1	1	1	4	-	-	-			
	44.0	65.6			400,513, 538, 562 and 675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	-	-	-		
	40.0	59.4			400,513, 538, 562 and 675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-		
	36.0	53.5			400,513, 538, 562 and 675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	32.0	47.6			400,513, 538, 562 and 675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
10 3/4" (273.0MM)	55.5	82.7	450,544 and 725	400,513, 675 and 875	400,513, 538, 562, 675 and 875	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	32.7	48.5			400,513, 538, 562, 675, 875 and 1025	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
13 3/8" (339.8MM)	83.0	123.4	450,544 and 725	400,513, 675 and 875	400,513, 538, 562, 675, 875 and 1025	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	48.0	71.5			400,513, 538, 562, 675, 875 and 1025	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			

Fuente: Baker Hughes – Centrilift

**Tabla 8.** – Clasificación de Bombas Electrosumergibles

Series	Type	60Hz (BPD)		50Hz (M3/D)	
		Rate @ Best Efficiency	Operating Range	Rate @ Best Efficiency	Operating Range
338	DC550	550	340 - 700	73	45 - 93
	DC750	750	550 - 1000	99	73 - 132
	DC950	950	600 - 1300	126	79 - 172
	DC1250	1250	950 - 1700	166	126 - 225
	DC2200	2300	1000 - 2760	305	132 - 366
	DC2500	2400	1200 - 3100	318	159 - 411
400	400P3	330	120 - 460	44	16 - 61
	400P4	400	300 - 600	53	40 - 79
	400P6	600	400 - 900	79	53 - 119
	400P8	800	550 - 1200	106	73 - 159
	400P10	1000	650 - 1400	132	86 - 185
	400P12	1200	850 - 1600	159	113 - 212
	400P16	1600	850 - 1950	212	113 - 258
	400P18	1800	1000 - 2500	238	132 - 331
	400P22	2200	1200 - 2900	291	159 - 384
	400P30	3000	1500 - 3800	397	199 - 503
	400P35	3500	2200 - 4500	464	291 - 596
	400P43	4450	3200 - 5400	589	424 - 715
	400P60	5600	3600 - 6800	742	477 - 901
	400G12SSD	1200	800 - 1700	159	106 - 225
	400G22SSD	2200	1000 - 3100	291	132 - 411
400G42SSD	4200	2200 - 5800	556	291 - 768	
538	538P11	1150	750 - 1500	152	99 - 199
	538P17	1750	1400 - 2100	232	185 - 278
	538P23	2300	1200 - 2900	305	159 - 384
	538P31	3100	2000 - 4300	411	265 - 570
	538P37	3700	2500 - 4800	490	331 - 636
	538P47	4750	2800 - 5700	629	371 - 755
	538P62	6200	4000 - 7700	821	530 - 1020
	538P75	7500	4750 - 8500	993	629 - 1126
	538P100	10000	5000 - 12000	1324	662 - 1589
	538G31	3100	1800 - 4400	411	238 - 583
	538G68	6800	4000 - 9500	901	530 - 1258
	538G110	10500	6000 - 14000	1391	795 - 1854
562	562P110	11000	7000 - 13250	1457	927 - 1755
	562P155	16000	11000 - 18500	2119	1457 - 2450
	562P200	19000	17500 - 24000	2516	2318 - 3179
675	HC7800	8200	5000 - 10000	1086	662 - 1325
	HC10000	10400	8000 - 12600	1377	1060 - 1669
	HC12500	12500	9000 - 16000	1656	1192 - 2119
	HC16000	15700	10000 - 17000	2079	1325 - 2252
	HC20000	20000	12000 - 23000	2649	1589 - 3046
	HC27000	28000	23500 - 33600	3709	3113 - 4450
HC35000	36000	33500 - 48000	4768	4437 - 6358	
875	IA600 / WIE600	21429	13715 - 27429	2838	1817 - 3633
	IB700 / WIE700	27432	13715 - 33429	3633	1817 - 4428
1025	JA1100 / WJE1000	36000	22286 - 46286	4768	2952 - 6130
	JB1300 / WJE1200	41143	27429 - 54857	5449	3633 - 7266

Fu

ente: Baker Hughes – Centrilift

Uno de los criterios para la selección de la bomba es que ésta cuente con un amplio rango de operación por debajo del caudal actual total para operar en el futuro, de acuerdo a las proyecciones de productividad del pozo suministrados por la compañía. Entonces el rango para operar en el futuro para cada bomba es:

$$538P62 \longrightarrow 7000 - 4000 = 3000$$

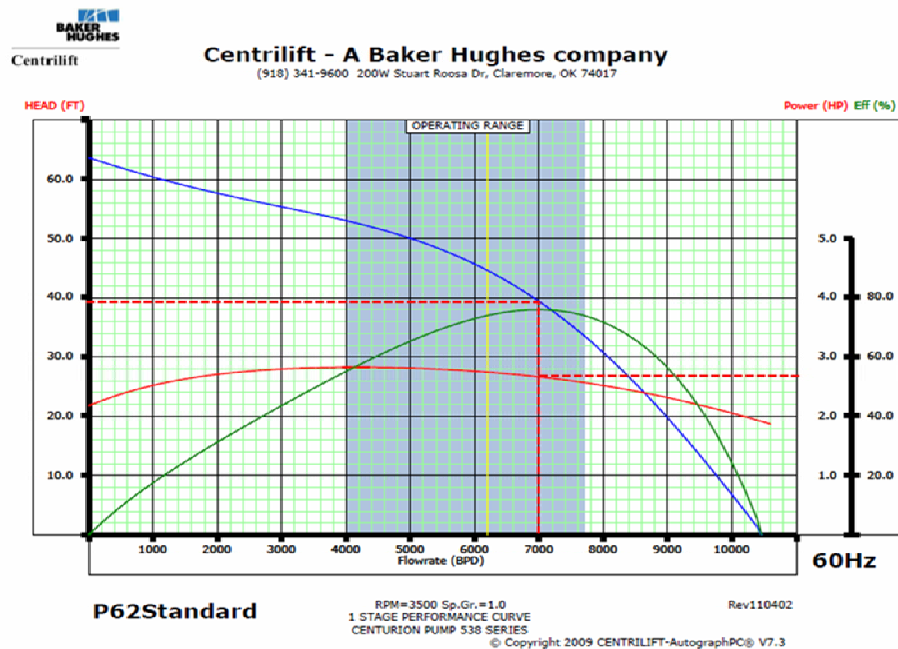
$$538P75 \longrightarrow 7000 - 4750 = 2250$$

$$538P100 \longrightarrow 7000 - 5000 = 2000$$

De acuerdo al anterior criterio la bomba seleccionada debe ser la P62

Calculo del número de etapas de la bomba. De acuerdo a la gráfica de desempeño de la bomba seleccionada (538P62) se observa que el levantamiento por etapa a 60 Hz para el manejo del caudal que entra a la primera etapa de la bomba (7000 BFPD) es de 39 ft.

**Figura 33.** Curva característica para una etapa a 60 Hertz



**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

Por lo tanto el número de etapas calculadas se obtiene utilizando la ecuación


$$Total.etapas = \frac{3699}{39} = 95 \quad \text{Ecuación 12}$$

Los housing existentes para la bomba P62 se muestran en la figura 34. Entre los housing que se encuentran disponibles al número de etapas calculadas (95 etapas) son Hsg 18 y Hsg 6 los cuales poseen una capacidad máxima de 113 etapas.

Figura 34. HSG bomba 538 P62

**PRICE INFORMATION**

**Centurion™ 538P62 Pump**



---

U.S. Domestic Factory Price List - Effective: January 1, 2008/Rev. March 1, 2008 5.38 in. (136.6mm) O.D.

Centurion™ 538P Series Pump, P62 Mixed Flow Stage Type, Middle Tandem<sup>1</sup>, AR Prices Include Monel Shaft, Must Use Full Housing

HSG NO.	LENGTH <sup>2</sup>		WEIGHT <sup>3</sup>		FLOATER		SND <sup>4</sup>		SHD <sup>4</sup>		SSD <sup>4</sup>		SXD <sup>4</sup>	
	FT.	M.	LBS.	KG.	STAGES	PRICE	STAGES	PRICE	STAGES	PRICE	STAGES	PRICE	STAGES	PRICE
1	2.4	0.74	155	70	4		4		4		4		4	
2	3.9	1.20	215	98	8		8		8		8		8	
3	5.4	1.66	280	127	13		13		13		13		13	
4	6.9	2.11	345	157	18		18		18		18		18	
5	8.4	2.57	410	186	23		23		23		23		23	
6	9.9	3.03	475	216	28		28		28		28		28	
7	11.4	3.49	540	245	32		32		32		32		32	
8	12.9	3.94	600	272	37		37		37		37		37	
9	14.4	4.40	665	302	42		42		42		42		42	
10	15.9	4.88	730	331	47		47		47		47		47	
11	17.4	5.31	795	361	52		52		52		52		52	
12	18.9	5.77	860	390	56		56		56		56		56	
13	20.4	6.23	925	420	61		61		61		61		61	
14	21.9	6.69	985	447	66		66		66		66		66	
15	23.4	7.14	1050	477	71		71		71		71		71	
16	24.9	7.60	1115	506	76		76		76		76		76	
17	26.4	8.06	1180	536	80		80		80		80		80	
18	27.9	8.52	1245	565	85		85		85		85		85	

Fuente: Baker Hughes – Centrilift

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

$$\text{BHP} = \text{BHP/Etapa} \times \text{Número de etapas} \times \text{SGL} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\text{BHP} = 2.7 \text{ BHP/etapa} \times 113 \text{ etapas} \times 0.9653 = 295 \text{ BHP}$$

### 3.1.5 Selección de la Sección Sello y del Motor

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

El requerimiento de potencia para el sello tiene un impacto mínimo, Este es generalmente menos de 1 BHP. Entonces la potencia total requerida para esta aplicación es de 295 HP para la bomba más 1 HP para el sello, por lo tanto el requerimiento total es de 296 HP

Refiriéndonos a la tabla 9, se puede ver que se dispone de un motor de 304 HP, serie 562. Este motor estará cargado a aproximadamente 97% durante el funcionamiento normal. Se debe tener precaución cuando se selecciona un motor que estará sobrecargado durante su funcionamiento normal. Esta condición de sobrecarga generalmente resulta en una vida útil reducida.

La decisión final se basa generalmente en consideraciones de tipo económico así como en experiencias previas bajo condiciones similares.

Para esta aplicación seleccionaremos un motor de 304HP. El voltaje del motor se puede seleccionar en base a las siguientes consideraciones:

- a. Los motores de alto voltaje (consecuentemente baja corriente) causan bajas pérdidas en el cable y requieren cables de pequeño tamaño de conductor.
- b. Entre más alto sea el voltaje del motor, más costoso será el controlador del motor.
- c. La utilización de equipo existente en inventario.

En algunos casos, los ahorros debidos al uso de cables pequeños son excedidos por la diferencia en el costo del controlador del motor y puede ser necesario hacer un análisis económico para motores de diferentes voltajes. Sin embargo, para la aplicación de referencia, seleccionaremos un motor de alto voltaje (304 HP, 1900 volt, 98 Amps).

### **3.1.6 Límites de Carga**

Recurriendo a la sección de ingeniería del catálogo del fabricante del equipo BES, revisar todos los parámetros operativos para asegurar que estén dentro de los rangos recomendados (por ejemplo: cojinetes de empuje, potencia en el eje, presión de la carcasa y velocidad del fluido pasante por el motor).

**Tabla 9-** Motores serie 562

KMH				DIMENSIONS			
SIZE HP		VOLT/AMPS		LENGTH*		WEIGHT	
60 HZ	50 HZ	60 HZ	50 HZ	FT.	M.	LBS.	KG.
38	32	435/53	363/53	5.4	1.65	383	174
38	32	875/26	729/26	5.4	1.65	383	174
38	32	1315/18	1096/18	5.4	1.65	383	174
57	48	430/81	368/81	6.8	2.08	486	220
57	48	870/40	725/40	6.8	2.08	486	220
57	48	1315/28	1096/28	6.8	2.08	486	220
76	63	885/53	721/53	8.3	2.52	500	208
76	63	1380/34	1133/34	8.3	2.52	500	208
95	79	840/69	700/69	9.7	2.95	603	314
95	79	1330/44	1108/44	9.7	2.95	603	314
114	95	880/81	717/81	11.1	3.39	796	361
114	95	1300/53	1083/53	11.1	3.39	796	361
114	95	2330/30	1942/30	11.1	3.39	796	361
133	111	830/98	692/98	12.5	3.82	899	408
133	111	1345/60	1121/60	12.5	3.82	899	408
133	111	2205/37	1838/37	12.5	3.82	899	408
152	127	1340/89	1117/89	14.0	4.28	1003	455
152	127	2325/40	1938/40	14.0	4.28	1003	455
171	143	1280/81	1075/81	15.4	4.69	1106	502
171	143	2390/44	1992/44	15.4	4.69	1106	502
190	158	1185/98	988/98	16.8	5.13	1209	548
190	158	1430/81	1192/81	16.8	5.13	1209	548
190	158	2415/48	2013/48	16.8	5.13	1209	548
209	174	1305/98	1088/98	18.2	5.56	1313	596
209	174	2385/53	1988/53	18.2	5.56	1313	596
228	190	1130/123	942/123	19.7	6.00	1415	642
228	190	1425/98	1188/98	19.7	6.00	1415	642
228	190	2305/60	1921/60	19.7	6.00	1415	642
266	222	1315/123	1098/123	22.5	6.87	1622	736
266	222	1680/98	1383/98	22.5	6.87	1622	736
266	222	2345/69	1954/69	22.5	6.87	1622	736
304	253	1505/123	1264/123	25.4	7.74	1828	829
304	253	1900/98	1583/98	25.4	7.74	1828	829
304	253	2290/81	1908/81	25.4	7.74	1828	829
342	285	1695/123	1413/123	28.2	8.61	2035	923
342	285	2575/81	2146/81	28.2	8.61	2035	923
380	317	1881/123	1588/123	31.1	9.48	2242	1017
380	317	2370/98	1975/98	31.1	9.48	2242	1017
418	348	2070/123	1725/123	33.9	10.35	2448	1110
418	348	2610/98	2175/98	33.9	10.35	2448	1110

Fuente: Baker Hughes – Centrilift

### 3.1.7 Cable de Potencia

El tamaño adecuado del cable depende de factores combinados de caída en el voltaje, amperaje y espacio disponible entre las uniones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento. La figura 35 muestra la caída de voltaje en diferentes tamaños de cable.

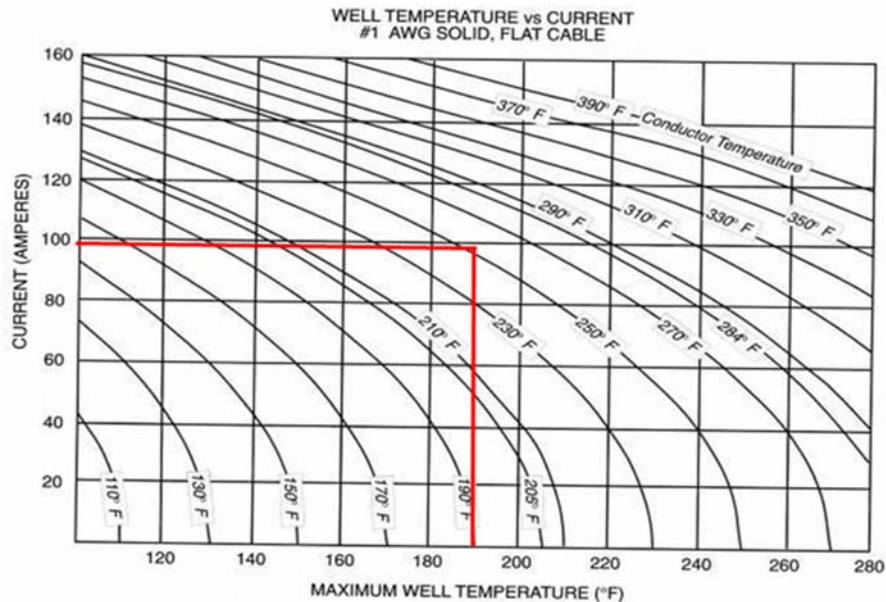
Se recomienda que, para el amperaje del motor seleccionado y la temperatura de fondo de pozo dada, la selección de un tamaño de cable sea tal de asegurar una caída de voltaje de menos de 30 voltios por 1,000 pies para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable. Sin embargo, para los pozos profundos se recomienda buscar una caída de voltaje en el cable menor que el 15% del voltaje de placa del motor. Si la caída de voltaje es entre el 15% y el 19% se podrá requerir de un controlador de velocidad variable. Por encima del 19% comunicarse con el fabricante de la bomba sumergible para realizar un estudio especial. Si la caída del voltaje es demasiado baja, el par de arranque puede resultar en la rotura del eje.

La selección del tipo de cable se basa principalmente en las condiciones del fluido y la temperatura de operación. La temperatura de operación puede ser determinada utilizando la figura 36 (EEE - RP 1019). Ingresando la corriente del motor (98 Amps) y la temperatura de fondo de pozo (195° F) se encuentra que la temperatura de funcionamiento del cable es de 250° F. Seleccionar el cable en base a esta temperatura de operación.

Seleccionaremos el cable N° 1 que tiene una caída de voltaje de 21 volts/1.000 pies a 68°F. Añadiendo 200 pies de cable para las conexiones de superficie, y corrigiendo para 250°F de temperatura en el conductor, la caída de voltaje será:

$$\text{Caída de Voltaje} = \frac{21 \text{ volts} \times 5700 \times 1.398}{1000 \text{ ft}} = 167$$

**Figura 35.** Temperatura del pozo Vs Corriente



**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

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

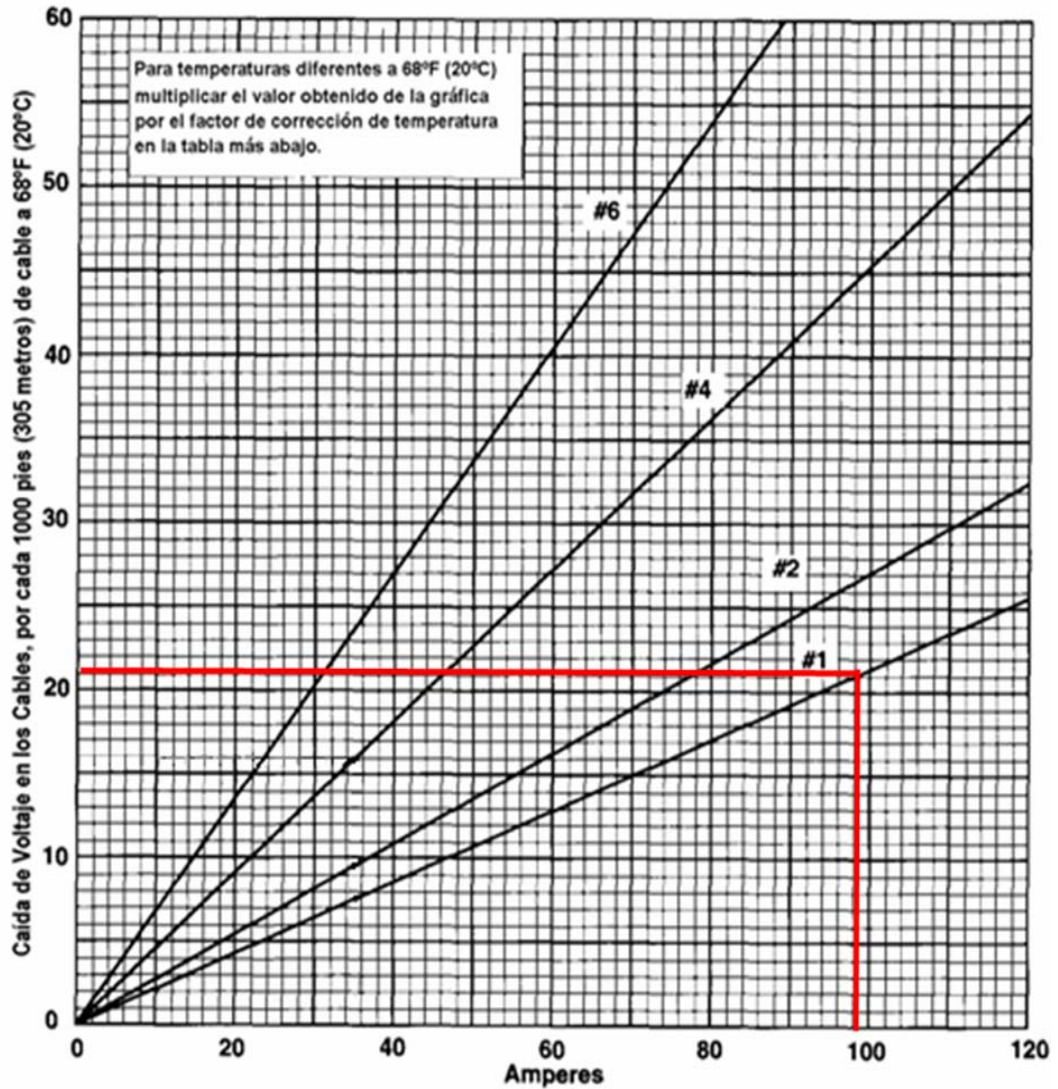
$$\text{Voltaje de superficie} = 1900 \text{ volts} + 167 \text{ volts} = 2067 \text{ volts}$$

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

$$KVA = \frac{\text{Voltaje en superficie} \times \text{Amperios del motor} \times 1.73}{1000} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$KVA = \frac{2067 \times 98 \times 1.73}{1000} = 350$$

Figura 36. Perdida de voltaje en el cable



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

Fuente: Baker Hughes – Centrilift

### **3.1.8 Accesorios y Equipo Opcional**

El tipo de transformador seleccionado dependerá del voltaje disponible en el suministro eléctrico (34.5 KV), el voltaje de superficie requerido (2067 volts) y la potencia (350 KVA). Para bajar el voltaje primario al voltaje requerido en superficie, podrá utilizarse un transformador trifásico sencillo.

### **3.2 AUTOGRAPH PC**

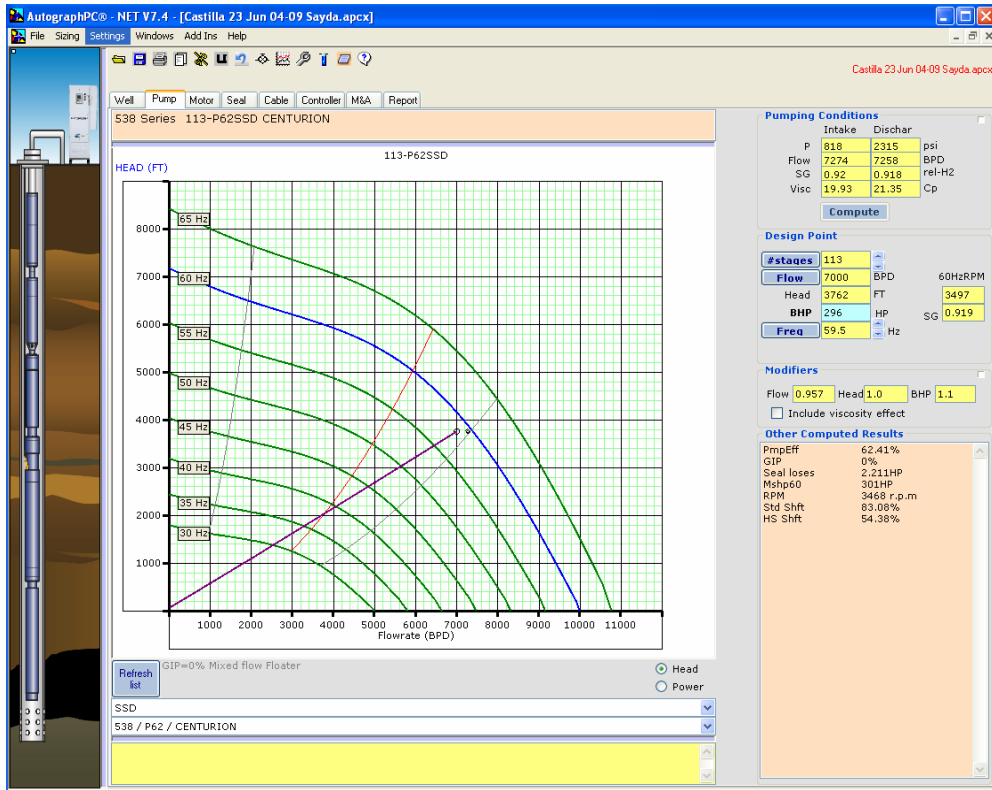
A continuación se muestra el uso del programa AutographPC para el diseño del equipo BES. Los cálculos realizados por AutographPC deben ser muy similares a los cálculos realizados manualmente. Sin embargo, los resultados no serán exactamente iguales, la capacidad de utilizar más cifras decimales y de realizar operaciones más complicadas le permite al programa obtener resultados más completos.

Una vez entrados los datos del pozo, el siguiente paso es seleccionar una bomba capaz de producir el caudal de flujo deseado. Previamente realizamos los calculados manuales se llevo a la conclusión de utilizar una bomba P62 de 113 etapas. Como veremos a continuación, la pantalla de la bomba de AutographPC nos permite calcular los datos anteriores y muestra en forma gráfica el punto de operación de la bomba.

Además de la curva de operación de la bomba esta pantalla determina otros valores necesarios para completar el diseño. En la esquina superior derecha de la pantalla de la bomba se pueden observar las condiciones de entrada y descarga de la bomba (Presión, Caudal de flujo, gravedad específica y viscosidad).

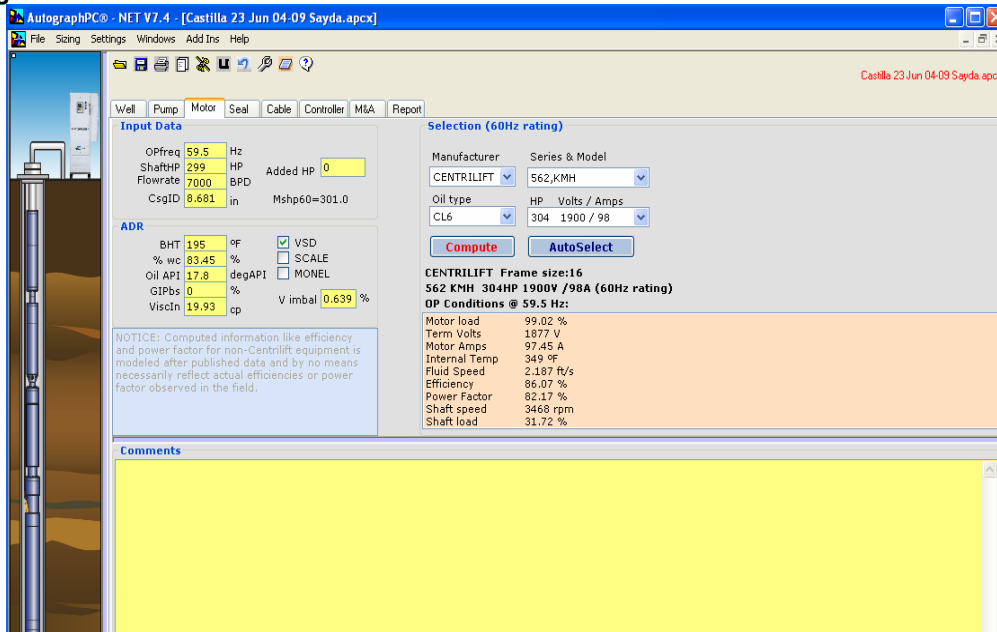
Una vez seleccionada la bomba a usar, se prosigue a determinar el tipo de sello y de motor que se usaran en combinación con la bomba

Figura 37. Pantalla de la Bomba



Fuente: Baker Hughes – Centrilift

Figura 38- Pantalla del Motor

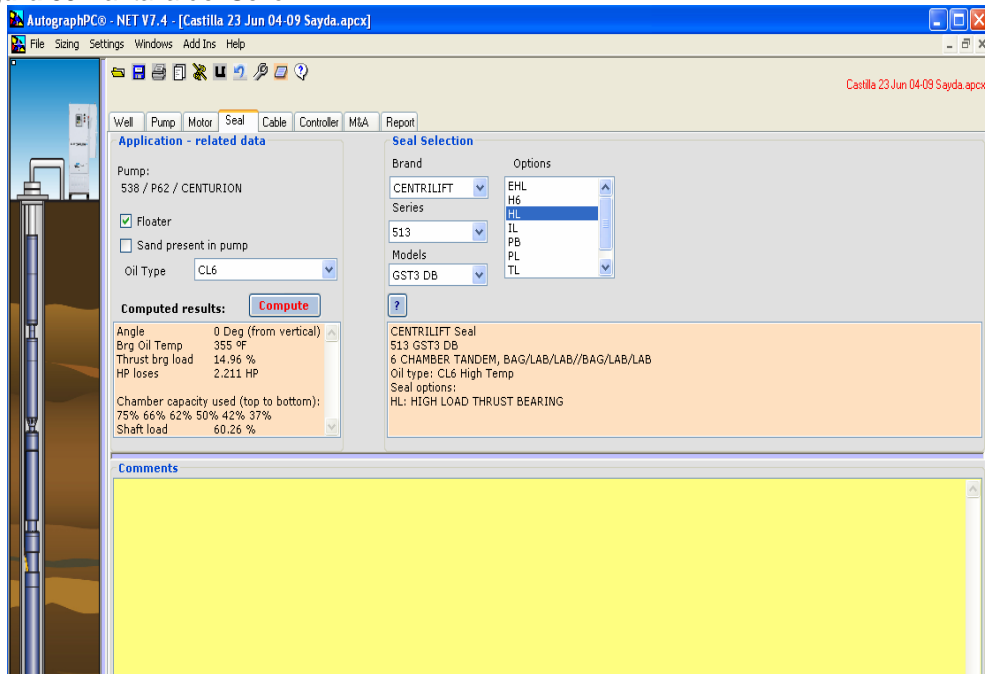


Fuente: Baker Hughes – Centrilift

Se seleccionó un motor de la serie 562 KMH, de 304 caballos de fuerza, 1900 volts y 98 Amps. La pantalla del motor indica el porcentaje de carga del motor con respecto a la potencia de placa, la velocidad del fluido que pasa alrededor del motor, voltaje y amperaje reales, entre otros.

Una vez seleccionada la bomba y el motor, se prosigue a seleccionar el tipo de sello a usar en el sistema.

**Figura 39** Pantalla del Sello

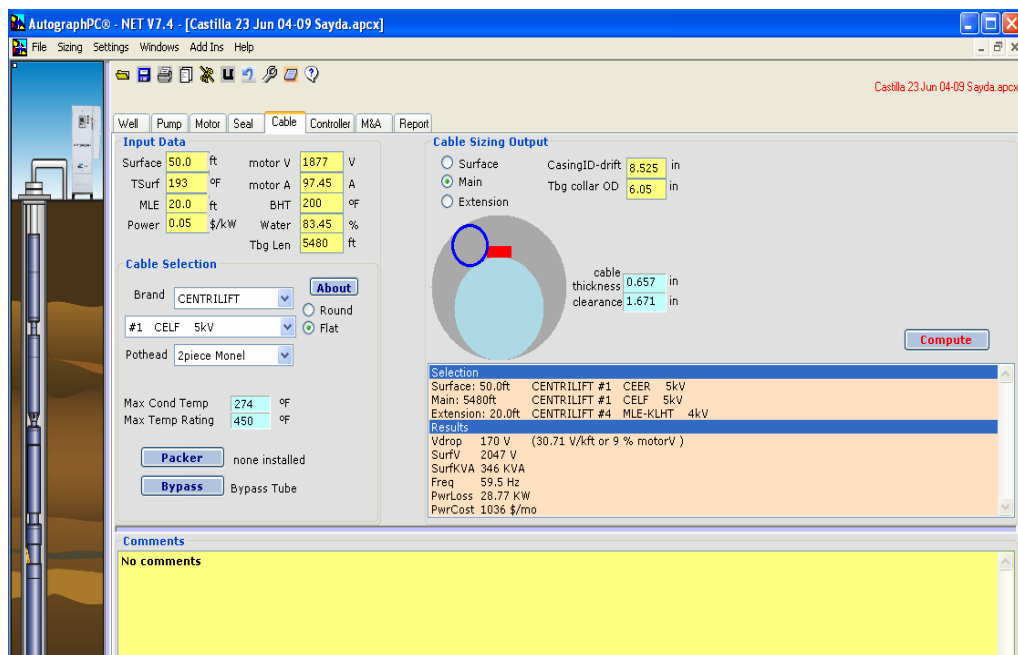


**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

En la pantalla del sello se selecciona la serie y el tipo de sello a usar: sencillo o doble, una bolsa o dos, etc.... También, se pueden incluir diferentes opciones para prevenir corrosión, o incluir cojinetes de empuje de alta carga (HL), etc. Para este ejemplo se seleccionó un sello serie 513 GST3 DB doble (6 cámaras: bolsa/lab/lab/bolsa/lab/lab).

Una vez seleccionado el equipo se fondo se puede proceder a seleccionar el tipo de cable de potencia. En esta pantalla (figura 40) se puede seleccionar cualquier tipo con sus respectivas características eléctricas y aislantes, tanto en configuración plana como redonda.

**Figura 40** Pantalla del Cable



**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

En esta pantalla se pueden seleccionar tres tipos de cable diferente: el cable de extensión del motor (MLE), el cable de potencia y el cable de superficie.

La pantalla también indica la caída total de voltaje en el cable y calcula el voltaje requerido en la superficie. En forma gráfica se indica el espacio disponible entre la tubería de producción, el cable y el casing de producción.

### 3.3 DISEÑO MANUAL DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

#### 3.3.1 Recopilación de Datos Pozo: Castilla 3

Profundidad Total	6484 ft
Perforaciones Superiores	6177 ft
Perforaciones Inferiores	6478 ft
Nivel Fluido Estático	343 ft
$P_{wf}$	1958 psi a 6327 ft
Q	1855 BPD

Todos los datos anteriores son medidos de superficie a fondo.

Se requiere producir:

Q	= 1500 BPD	GOR	= 12 SCF/STB
API	= 18,1	Revestimiento	= 9,625
BSW	= 75,15%	$T_s$	= 177
$GE_w$	= 0,9759	Pb	= 150 psi

Yacimiento con acuífero activo.

Se necesita calcular la Presión Media del yacimiento.

$$\bar{P} = 0.052 \rho h \quad \text{Ecuación 14}$$

$$\bar{P} = 0.43 \bar{GE} h$$

Para esto se requiere encontrar la gravedad específica promedio ( $\bar{GE}$ ) del fluido producido.

$$\bar{GE} = GE_w (BSW) + GE_o (1 - BSW) \quad \text{Ecuación 15}$$

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

$$GE_o = \frac{141.5}{131.5 + 18,1} = 0.9458$$

$$\bar{GE} = 0,9759(0,7515) + 0,9458(1 - 0,7515) = 0,9684$$

Ahora:

$$\bar{P} = 0.43 \times 0,9684 \times (6327 - 343) = 2492 \text{ psi}$$

Se compara la  $\bar{P}$  con la Presión de Burbuja ( $P_b$ ) de nuestro yacimiento para poder definir qué tipo de yacimiento es el estudiado y así utilizar las formulas apropiadas.

$$\text{Si } \bar{P} \geq P_b \implies J = \frac{q}{P - P_s} \quad \text{pero } P_{wf} > P_b \quad \text{Ecuación 16}$$

$$\text{Si } \bar{P} > P_b \implies P_{wf} = 0.125P_b \left[ -1 + \left( 81 - 80 \left( \frac{q_0}{q_{omzx.}} \right) \right)^{1/2} \right] \quad \text{Ecuación 17}$$

$$\text{Si } \bar{P} < P_b \implies \frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad \text{Ecuación 18}$$

Ya que la presión de flujo del pozo (1.958 psi) es mayor que la presión del punto de burbuja (150 psi) el método de IP constante probablemente dará los resultados más satisfactorios. Primero, podemos determinar el IP usando los datos de prueba.

$$IP = \frac{Q}{\bar{P} - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$IP = \frac{1885 \text{ BPD}}{2492 \text{ PSI} - 1958 \text{ PSI}} = 3.53 \text{ BPD/PSI}$$

El caudal máximo de producción del pozo (a  $P_{wf} = 0$  psi) es el siguiente:

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

$$Q_{\max} = IP \times (\bar{P}_r - 0)$$

$$Q_{\max} = 3.53 \times (2.492 \text{ psi} - 0)$$

$$Q_{\max} = 8796 \text{ bbl/d}$$

Luego, podemos determinar la nueva presión de flujo del pozo ( $P_{wf}$ ) a la tasa de producción deseada ( $Q_d$ ).

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

$$P_{wf} = 2492 \text{ psi} - \left( \frac{1500 \text{ bpd}}{3.53 \text{ bpd/psi}} \right) = 2067 \text{ psi}$$

Ahora con la  $P_{wf}$  hallada se determina el nivel dinámico

$$P_{wf} = 0.43 \times \overline{GE} \times h$$

Despejando h

$$h = \frac{P_{wf}}{0.433 \times GE}$$

$$h = \frac{2067 \text{ psi}}{0.433 \times 0.9684} = 4929 \text{ ft}$$

Nivel Dinámico = 6327 - 4929 = 1398 ft

La bomba debe estar sumergida un 10% como mínimo. Según información de pozos desarrollados en el área y el nivel dinámico usaremos una profundidad de 4000 ft

### 3.3.2 Diseño Preliminar

Se necesita suponer un diseño preliminar con el fin de ir buscando la selección apropiada.

Datos a suponer:

$\phi$  P: Diámetro del pistón (pulg). Depende de la profundidad de la bomba y el caudal deseado.

N: Velocidad de Bombeo ( strokes/ minuto). Depende de la API del crudo.

S: Longitud de carrera del pistón.

SARTA: La tabla 10 tiene la guía de sertas que pueden ser usadas. La elección de la sarta depende de la profundidad y el caudal deseado.

El caudal deseado y la eficiencia de la bomba son parámetros fijos para el diseño.

Todos los anteriores datos son seleccionados a criterio del ingeniero que está realizando el diseño.

$\phi_p$	N	S	$Q_{\text{deseado}}$	SARTA	$\eta$
3.75	12	100	1500	98	80%

$$Q = 0,1166 \times \phi_p^2 \times S \times N \times \eta$$

$$S = \frac{Q}{0,1166 \times \phi_p^2 \times N \times \eta}$$

$$S = \frac{1500}{0,1166 \times 3,75^2 \times 12 \times 0,8} = 95,29$$

Sabemos que una longitud de carrera de 95,29 no existe, entonces buscamos el valor más cercano a esta por encima, lo que nos da un valor de S=100

Tabla 10. Datos de bombas y Varillas

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11						
											Rod* no.	Plunger diam., inches	Rod weight lb per ft	Elastic constant, in. per lb ft $E_r$	Frequency $F_p$	Rod string, % of each size
												1½	1	¾	½	¼
44	All	0.726	$1.990 \times 10^{-6}$	1.000	—	—	—	—	—	—	100.0					
54	1.06	0.906	$1.668 \times 10^{-6}$	1.138	—	—	—	—	—	44.6	55.4					
54	1.25	0.929	$1.633 \times 10^{-6}$	1.140	—	—	—	—	—	49.5	50.5					
54	1.50	0.957	$1.584 \times 10^{-6}$	1.137	—	—	—	—	—	56.4	43.6					
54	1.75	0.990	$1.525 \times 10^{-6}$	1.122	—	—	—	—	—	64.6	35.4					
54	2.00	1.027	$1.460 \times 10^{-6}$	1.095	—	—	—	—	—	73.7	26.3					
54	2.25	1.067	$1.391 \times 10^{-6}$	1.061	—	—	—	—	—	83.4	16.6					
54	2.50	1.108	$1.318 \times 10^{-6}$	1.023	—	—	—	—	—	93.5	6.5					
55	All	1.135	$1.270 \times 10^{-6}$	1.000	—	—	—	—	—	100.0	—					
64	1.06	1.164	$1.882 \times 10^{-6}$	1.229	—	—	—	33.3	33.1	33.5						
64	1.25	1.211	$1.919 \times 10^{-6}$	1.215	—	—	—	37.2	35.9	26.9						
64	1.50	1.275	$1.232 \times 10^{-6}$	1.184	—	—	—	42.3	40.4	17.3						
64	1.75	1.341	$1.141 \times 10^{-6}$	1.145	—	—	—	47.4	45.2	7.4						
65	1.06	1.307	$1.138 \times 10^{-6}$	1.098	—	—	—	34.4	65.6	—						
65	1.25	1.321	$1.127 \times 10^{-6}$	1.104	—	—	—	37.3	62.7	—						
65	1.50	1.343	$1.110 \times 10^{-6}$	1.110	—	—	—	41.8	58.2	—						
65	1.75	1.369	$1.090 \times 10^{-6}$	1.114	—	—	—	46.9	53.1	—						
65	2.00	1.394	$1.070 \times 10^{-6}$	1.114	—	—	—	52.0	48.0	—						
65	2.25	1.426	$1.045 \times 10^{-6}$	1.110	—	—	—	58.4	41.6	—						
65	2.50	1.460	$1.018 \times 10^{-6}$	1.099	—	—	—	65.2	34.8	—						
65	2.75	1.497	$0.990 \times 10^{-6}$	1.082	—	—	—	72.5	27.5	—						
65	3.25	1.574	$0.930 \times 10^{-6}$	1.097	—	—	—	88.1	11.9	—						
66	All	1.634	$0.883 \times 10^{-6}$	1.000	—	—	—	100.0	—	—						
75	1.06	1.566	$0.997 \times 10^{-6}$	1.191	—	—	27.0	27.4	45.6	—						
75	1.25	1.604	$0.973 \times 10^{-6}$	1.193	—	—	29.4	29.8	40.8	—						
75	1.50	1.664	$0.935 \times 10^{-6}$	1.189	—	—	33.3	33.3	33.3	—						
75	1.75	1.732	$0.892 \times 10^{-6}$	1.174	—	—	37.8	37.0	25.1	—						
75	2.00	1.803	$0.847 \times 10^{-6}$	1.151	—	—	42.4	41.3	16.3	—						
75	2.25	1.875	$0.801 \times 10^{-6}$	1.121	—	—	46.9	45.8	7.2	—						
76	1.06	1.802	$0.816 \times 10^{-6}$	1.072	—	—	28.5	71.5	—	—						
76	1.25	1.814	$0.812 \times 10^{-6}$	1.077	—	—	30.6	69.4	—	—						
76	1.50	1.833	$0.804 \times 10^{-6}$	1.082	—	—	33.8	66.2	—	—						
76	1.75	1.855	$0.795 \times 10^{-6}$	1.088	—	—	37.5	62.5	—	—						
76	2.00	1.880	$0.785 \times 10^{-6}$	1.093	—	—	41.7	58.3	—	—						
76	2.25	1.908	$0.774 \times 10^{-6}$	1.096	—	—	46.5	53.5	—	—						
76	2.50	1.934	$0.764 \times 10^{-6}$	1.097	—	—	50.8	49.2	—	—						
76	2.75	1.967	$0.751 \times 10^{-6}$	1.094	—	—	56.5	43.5	—	—						
76	3.75	2.039	$0.722 \times 10^{-6}$	1.078	—	—	68.7	31.3	—	—						
76	3.75	2.119	$0.690 \times 10^{-6}$	1.047	—	—	82.3	17.7	—	—						
77	All	2.224	$0.649 \times 10^{-6}$	1.000	—	—	100.0	—	—	—						
85	1.06	1.883	$0.873 \times 10^{-6}$	1.261	—	22.2	22.4	22.4	33.0	—						
85	1.25	1.943	$0.841 \times 10^{-6}$	1.253	—	23.9	24.2	24.3	27.6	—						
85	1.50	2.039	$0.791 \times 10^{-6}$	1.232	—	26.7	27.4	26.8	19.2	—						
85	1.75	2.138	$0.738 \times 10^{-6}$	1.201	—	29.6	30.4	29.5	10.5	—						
86	1.06	2.058	$0.742 \times 10^{-6}$	1.151	—	22.6	23.0	54.3	—	—						
86	1.25	2.087	$0.732 \times 10^{-6}$	1.156	—	24.3	24.5	51.2	—	—						
86	1.50	2.133	$0.717 \times 10^{-6}$	1.162	—	26.8	27.0	46.3	—	—						
86	1.75	2.185	$0.699 \times 10^{-6}$	1.164	—	29.4	30.0	40.6	—	—						
86	2.00	2.247	$0.679 \times 10^{-6}$	1.161	—	32.8	33.2	35.9	—	—						
86	2.25	2.315	$0.656 \times 10^{-6}$	1.153	—	36.9	36.0	27.1	—	—						
86	2.50	2.385	$0.633 \times 10^{-6}$	1.188	—	40.6	39.7	19.7	—	—						
86	2.75	2.455	$0.610 \times 10^{-6}$	1.119	—	44.5	43.3	12.2	—	—						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11											
											Rod* no.	Plunger diam., inches	Rod weight lb per ft	Elastic constant, in. per lb ft $E_r$	Frequency Factor, $F_p$	Rod string, % of each size					
																1½	1	¾	½	¼	¼
87	1.06	2.390	$0.612 \times 10^{-6}$	1.055	—	24.3	75.7	—	—	—											
87	1.25	2.399	$0.610 \times 10^{-6}$	1.058	—	25.7	74.3	—	—	—											
87	1.50	2.413	$0.607 \times 10^{-6}$	1.062	—	27.7	72.3	—	—	—											
87	1.75	2.430	$0.603 \times 10^{-6}$	1.068	—	30.3	69.7	—	—	—											
87	2.00	2.450	$0.598 \times 10^{-6}$	1.071	—	33.2	66.8	—	—	—											
87	2.25	2.472	$0.594 \times 10^{-6}$	1.075	—	36.4	63.6	—	—	—											
87	2.50	2.496	$0.588 \times 10^{-6}$	1.079	—	39.9	60.1	—	—	—											
87	2.75	2.523	$0.582 \times 10^{-6}$	1.082	—	43.9	56.1	—	—	—											
87	3.25	2.575	$0.570 \times 10^{-6}$	1.084	—	51.6	48.4	—	—	—											
87	3.75	2.641	$0.556 \times 10^{-6}$	1.078	—	61.2	38.8	—	—	—											
87	4.75	2.793	$0.522 \times 10^{-6}$	1.088	—	83.6	16.4	—	—	—											
88	All	2.904	$0.497 \times 10^{-6}$	1.000	—	100.0	—	—	—	—											
96	1.06	2.382	$0.670 \times 10^{-6}$	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3	—	—											
96	1.25	2.435	$0.655 \times 10^{-6}$	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3	—	—											
96	1.50	2.511	$0.633 \times 10^{-6}$	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3	—	—											
96	1.75	2.607	$0.606 \times 10^{-6}$	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1	—	—											
96	2.00	2.703	$0.578 \times 10^{-6}$	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6	—	—											
96	2.25	2.806	$0.549 \times 10^{-6}$	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8	—	—											
97	1.06	2.645	$0.568 \times 10^{-6}$	1.120	19.6	20.0	60.3	—	—	—											
97	1.25	2.670	$0.563 \times 10^{-6}$	1.124	20.8	21.2	58.0	—	—	—											
97	1.50	2.707	$0.556 \times 10^{-6}$	1.131	22.5	23.0	54.5	—	—	—											
97	1.75	2.751	$0.548 \times 10^{-6}$	1.137	24.5	25.0	50.4	—	—	—											
97	2.00	2.801	$0.538 \times 10^{-6}$	1.141	26.8	27.4	45.7	—	—	—											
97	2.25	2.856	$0.528 \times 10^{-6}$	1.143	29.4	30.2	40.4	—	—	—											
97	2.50	2.921	$0.515 \times 10^{-6}$	1.141	32.5	33.1	34.4	—	—	—											
97	2.75	2.989	$0.503 \times 10^{-6}$	1.135	36.1	35.3	28.6	—	—	—											
97	3.25	3.132	$0.475 \times 10^{-6}$	1.111	42.9	41.9	15.2	—	—	—											
98	1.06	3.068	$0.475 \times 10^{-6}$	1.043	21.2	78.8	—	—	—	—											
98	1.25	3.076	$0.474 \times 10^{-6}$	1.045	22.2	77.8	—	—	—	—											
98	1.50	3.089	$0.472 \times 10^{-6}$	1.048	23.8	76.2	—	—	—	—											
98	1.75	3.103	$0.470 \times 10^{-6}$	1.051	25.7	74.3	—	—	—	—											
98	2.00	3.118	$0.468 \times 10^{-6}$	1.055	27.7	72.3	—	—	—	—											
98	2.25	3.137	$0.465 \times 10^{-6}$	1.058	30.1	69.9	—	—	—	—											
98	2.50	3.157	$0.463 \times 10^{-6}$	1.062	32.7	67.3	—	—	—	—											
98	2.75	3.180	$0.460 \times 10^{-6}$	1.066	35.6	64.4	—	—	—	—											
98	3.25	3.231	$0.453 \times 10^{-6}$	1.071	42.2	57.8	—	—	—	—											
98	3.75	3.289	$0.445 \times 10^{-6}$	1.074	49.7	50.3	—	—	—	—											
98	4.75	3.412	$0.428 \times 10^{-6}$	1.064	65.7	34.3	—	—	—	—											
99	All	3.676	$0.393 \times 10^{-6}$	1.000	100.0	—	—	—	—	—											
						1½	1	¾	½	¼											
107	1.06	2.977	$0.524 \times 10^{-6}$	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1	—	—											
107	1.25	3.019	$0.517 \times 10^{-6}$	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3	—	—											
107	1.50	3.085	$0.506 \times 10^{-6}$	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9	—	—											
107	1.75	3.158	$0.494 \times 10^{-6}$	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9	—	—											
107	2.00	3.238	$0.480 \times 10^{-6}$	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4	—	—											
107	2.25	3.336	$0.464 \times 10^{-6}$	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0	—	—											
107	2.50	3.435	$0.447 \times 10^{-6}$	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2	—	—											
107	2.75	3.537	$0.430 \times 10^{-6}$	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3	—	—											
108	1.06	3.325	$0.447 \times 10^{-6}$	1.097	17.3	17.8	64.9	—	—	—											
108	1.25	3.345	$0.445 \times 10^{-6}$	1.101	18.1	18.6	63.2	—	—	—											
108	1.50	3.376	$0.441 \times 10^{-6}$	1.106	19.4	19.9	60.7	—	—	—											
108	1.75	3.411	$0.437 \times 10^{-6}$	1.111	20.9	21.4	57.7	—	—	—											
108	2.00	3.452	$0.432 \times 10^{-6}$	1.117	22.6	23.0	54.3	—	—	—											
108	2.25	3.498	$0.427 \times 10^{-6}$	1.121	24.5	25.0	50.5	—	—	—											
108	2.50	3.548	$0.421 \times 10^{-6}$	1.124	26.5	27.2	46.3	—	—	—											
108	2.75	3.603	$0.415 \times 10^{-6}$	1.126	28.7	29.6	41.6	—	—	—											
108	3.25	3.731	$0.400 \times 10^{-6}$	1.123	34.6	33.9	31.6	—	—	—											
108	3.75	3.873	$0.383 \times 10^{-6}$	1.108	40.6	39.5	19.9	—	—	—											

Fuente: Standar Handbook of Petroleum & Natural gas Engineering

### 3.3.3 Diseño para Todo Tipo de Unidades

$$F_o = 0,34 \times GE \times h \times \phi_p^2 \quad \text{Ecuación 19}$$

$$F_o = 0,34 \times 0,9458 \times 4000 \times 3,75^2 = 18088,4$$

$$SKR = \frac{S}{E_r \times h} \quad \text{Ecuación 20}$$

$$SKR = \frac{100}{0,445 \times 10^{-6} \times 4000} = 56179,77$$

El valor de  $E_r$  es una constante tomada de la Tabla 10 dependiendo de la Sarta seleccionada. (Para este caso Sarta 98)

$$\frac{F_o}{SKR} < 0,5 \quad \Longrightarrow \quad \frac{18088,4}{56179,77} = 0,32 < 0,5 \quad \text{CUMPLE} \quad \text{Ecuación 21}$$

Con la anterior limitación se asegura que no se está excediendo el límite máximo de elasticidad de las varillas.

$$\frac{N}{N_o} = \frac{N \times h}{245000} \quad \Longrightarrow \quad \frac{N}{N_o} = \frac{12 \times 4000}{245000} = 0,1959 \quad \text{Ecuación 22}$$

$$\frac{N}{N_o'} = \frac{\left(\frac{N}{N_o}\right)}{F_c} \quad \Longrightarrow \quad \frac{N}{N_o'} = \frac{0,1959}{1,074} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$\frac{N}{N_o} = 0,1824 \leq 0.35$$

CUMPLE

**Ecuación 24**

Esta limitante es para comprobar que se cumple con la condición de resonancia de las varillas.

El valor de  $F_c$  es una constante tomada de la Tabla 10 dependiendo de la Sarta seleccionada. (Para este caso 98)

$$BPD(100\% E_F) = 0.1166 \times \phi_p^2 * \times N \times S \times \left( \frac{S_P}{S} \right)$$

Ahora: del Figura 41 leemos  $\frac{S_P}{S}$ , con

$$\frac{N}{N_o} = 0,1824$$

$$\implies \frac{S_P}{S} = 0.75$$

$$\frac{F_o}{SKR} = 0.32$$

Luego,

$$BPD = 0.1166 \times 3.75^2 \times 12 \times 100 \times 0,79$$

$$BPD(100\% E_F) = 1555$$

$$WRF = \frac{LbS}{ft} (Tabla Sarta de Varillas) \times h$$

**Ecuación 25**

$$WRF = 3,289 \times 4000 = 13156$$

El valor e lbs/ft ( $W_r$ ) es una constante tomada de la Tabla 10 dependiendo de la Sarta seleccionada. (Para este caso Sarta 98)

Área Varilla (Se trabaja con el área varilla mayor). Se tiene varilla 98 ( 1<sup>1/8</sup>", 8/8").

$$Area = \frac{\Pi\phi^2}{4} = \frac{\Pi(1\frac{1}{8}"^2)}{4} = 0.9940$$

**Ecuación 26**

$$TA = 1 + \left[ \% \text{ figura 37} \times \left( \frac{WRF}{SKR} - 0,3 \right) \times 10 \right]$$

**Ecuación 27**

$$TA = 1 + \left[ 0,01 \times \left( \frac{13156}{56179,77} - 0,3 \right) \times 10 \right]$$

$$TA = 0.9934$$

### 3.3.4 Escoger la Unidad a Diseñar

El criterio de selección se hace con base en parámetros de disponibilidad, economía y conocimiento de operación del equipo.

Para una unidad balanceada por Aire:

Calculamos la Carga Pico en la Barra Lisa:

$$PPRL = WRF + F_o + 0,35 \times \left( \frac{F_1}{SKR} \times SKR - F_o \right);$$

**Ecuación 28**

$\frac{F_1}{SKR}$  Se lee en el gráfico 43

$$PPRL = 13156 + 18088,44 + 0,35 \times (0,43 \times 56179,77 - 18088,44)$$

$$PPRL = 33368,54$$

Calculamos la Carga Mínima en la Barra Lisa (Este valor debe ser mayor que cero para comprobar que nuestra sarta trabaja a tensión):

$$MPRL = PPRL - \left( \frac{F_1}{SKR} + \frac{F_2}{SKR} \right) \times SKR ; \quad \text{Ecuación 29}$$

$\frac{F_2}{SKR}$  se lee de la grafica 44

$$MPRL = 33368,54 - (0,43 + 0,135) \times 56179,77$$

$$MPRL = 1626,96$$

Calculamos el Contrabalance requerido por nuestra unidad

$$CBL = \frac{1.06 \times (PPRL + MPRL)}{2} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$CBL = \frac{1.06 \times (33368,54 + 1626,96)}{2}$$

$$CBL = 18547,615$$

Calculamos el Torque Pico de nuestra unidad:

$$PT = \frac{2T}{S^2kr} \times SKR \times \frac{S}{2} \times TA ; \quad \text{Ecuación 31}$$

$\frac{2T}{S^2kr}$  Se lee de la Figura 44

$$PT = 0,32 \times 56179,77 \times \frac{100}{2} \times 0.9934$$

$$PT = 892943,73$$

Calculamos el Rod Stress de nuestra varilla que no puede sobrepasar el máximo stress permitido (Sa):

$$\text{ROD STRESS} = \frac{PPRL}{AREA} = \frac{33368,54}{0,9940} = 33569,95 \quad \text{Ecuación 32}$$

Con los datos anteriores ya podemos seleccionar nuestra unidad. Pero antes debemos comprobar que nuestra sarta de varillas trabaja sin problemas.

Debemos conocer el grado de varilla para hallar el máximo stress permitido (SA)

**Tabla 11.** Propiedades Químicas y Mecánicas de los materiales de una varilla de Succión API de acuerdo con la especificación API 11B

Grado de Varilla	Composición	Fuerza de Tensión, psi.	
		Mínima	Máxima
K	AISI 46	85000	115000
C	AISI 1536	90000	115000
D	Carbono o Aleaciones	115000	140000

Fuente: Ecopetrol S.A

$$S_A = \left( \frac{T}{4} + 0,5625 \times S_{\min} \right) \times S.F \quad \text{Ecuación 33}$$

$$S_{\min} = \frac{MPRL}{AREA} \quad \text{Ecuación 34}$$

S.F: Factor de servicio. Para este caso, que es un ambiente no corrosivo se puede tomar un S.F=1.0

Para Varilla Clase D

$$S_A = \left( \frac{T}{4} + 0,5625 \times S_{\min} \right) \times S.F$$

$$S_A = \left( \frac{115000}{4} + 0,5625 \times \frac{33368,54}{0,9940} \right) \times 1,0$$

$$S_A = 47633,1$$

ROD STRESS < S.A

33569,95 < 47633,1

Así se asegura que la sarta de varillas no excede el límite de stress permitido.

Con estos valores se va a la base de datos de Unidades Balanceadas por Aire (Folleto Lufkin) tabla 11 y se selecciona la unidad:

#### A-912D-427-144

Tabla 12. Unidades Balanceadas por Aire

UNIDADES	RECORRIDOS	CAPACIDAD	TORQUE
		(PPRL, Lbs)	(Lb -pg)
A-2560D-470-240	240, 200	47000	2560000
A-1824D-470-240	240, 200	47000	1824000
A-1280D-470-240	240, 200	47000	1280000
A-912D-470-240	240, 200	47000	912000
A-1824D-427-216	216, 190, 162	42700	1824000
A-1280D-427-216	216, 190, 162	42700	1280000
A-912D-427-216	216, 190, 162	42700	912000
A-1824D-427-192	192, 168, 144	42700	1824000
A-1280D-427-192	192, 168, 144	42700	1280000
A-912D-427-192	192, 168, 144	42700	912000
A-1280D-305-168	168, 141, 118	30500	1280000
A-912D-305-168	168, 141, 118	30500	912000
A-640D-305-168	168, 141, 118	30500	640000
A-912D-427-144	144, 120, 100	42700	912000
A-640D-427-144	144, 120, 100	42700	640000
A-640D-305-144	144, 120, 100	30500	640000
A-456D-305-144	144, 120, 100	30500	456000
A-640D-365-120	120, 100, 86	36500	640000
A-456D-365-120	120, 100, 86	36500	456000
A-456D-256-120	120, 104, 90	25600	456000
A-320D-256-120	120, 104, 90	25600	320000
A-320D-305-100	100, 86, 74	30500	320000
A-228D-173-100	100, 86, 74	17300	228000
A-228D-246-86	86, 74, 64	24600	228000
A-160D-200-74	74, 64, 54	20000	160000
A-114D-173-64	64, 54	17300	114000

Fuente: Lufkin Catalog

### 3.3.5 Diseño del Motor

El cálculo se hará con un motor eléctrico de alto deslizamiento ( Nema D), ya que es uno de los más usados en la industrial

$$\text{Carga Calculada} = C * D * S * S.F. * S.G. \qquad \text{Ecuación 35}$$

Donde

C= Constante que depende del tamaño del émbolo o pistón tabla 3.7

D= Profundidad de la bomba en pies.

S= Embolada de la barra pulida en pulgadas.

S.F.= Constante que depende de las emboladas por minuto tabla 3.8

S.G.= Valor específico de la gravedad del fluido que se va a extraer.

Para el problema tenemos:

$$C = 1.639$$

$$D = 4000 \text{ pies}$$

$$S = 100 \text{ pulgadas}$$

$$S.F = 0,193$$

$$S.G = 0,9684$$

Entonces,

$$\text{Carga Calculada} = 1,639 * 4000 * 100 * 0,193 * 0,9684$$

$$\text{Carga Calculada} = 122532,42$$

Con este dato se entra en la base de datos de Motores de alto deslizamiento (tabla 12) y encontramos que nuestro motor puede ser:

Tamaño 6, en fase de alta torsión, con una capacidad de carga de 130000

Tamaño 7, en fase de baja torsión, con una capacidad de carga de 127000

Ahora se podrá determinar el tamaño de la polea en revoluciones por minuto promedio del motor, así:

$$1200 - \left[ \frac{\text{Carga Calculada}}{\text{Capacidad de carga}} (1200 - Rmp \text{ Carga entera}) \right] = RPM_{\text{promedio}}$$

Tamaño 6, en fase de alta torsión.

$$1200 - \left[ \frac{122532,4}{130000} (1200 - 1009) \right] = RPM_{\text{promedio}}$$

RMP promedio del motor = 1019,97

De acuerdo con los resultados una unidad Lufkin A-912D-427-144 y un motor tamaño 6 en fase de alta torsión con una capacidad de 130000 es suficiente para manejar las cargas del pozo

### 3.3.6 ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA

Tamaño tubing	:	9 5/8 pulgadas	XX= 40
Diámetro de la bomba	:	3.75 pulgadas	XXX=375
Tipo de Bomba	:	Bomba de tubing	X1= T
Tipo de Barril	:	Pared Gruesa	X2=H
Tipo de anclaje	:	Metálico	X3=M
Longitud del barril	:	3 pies	X4=3
Longitud nominal del pistón	:	18 pies	X5=18
Longitud total extensiones	:	20 pies	X7= 20

**Especificación Bomba: 40-375-THM-3-18-20**

**Tabla 13.** Motores de alto deslizamiento.

MOTORES ELECTRICOS DE ALTO DESLIZAMIENTO							
480 VOLTIOS. 60 HZ		CONEXIÓN DE TORSION	CORRIENTE DE CARGA PLENA	MAXIMO KVA REQUERIDO	CAPACIDAD DE CARGA	% DE VARIACION EN VELOCIDAD	RPM PROMEDIO A CARGA PLENA
Tamaño 1.	Armazón 215	Baja	6,1	4,6	5950	50	867
	Eje de 1+ 3/8	Media Baja	7	5,3	6300	39	940
	Fusible de 20	Media	9,1	6,9	8000	32	984
	Amperios	Alta	11,3	8,6	9300	24	1040
Tamaño 2.	Armazón 286	Baja	12	9	11500	56	826
	Eje de 1+ 7/8	Media Baja	15	11	15470	47	888
	Fusible de 35	Media	19	14	19350	36	953
	Amperios	Alta	22	17	22000	30	1000
Tamaño 3.	Armazón 326	Baja	17	13	16335	58	812
	Eje de 2+ 1/8	Media Baja	21	16	21350	49	876
	Fusible de 60	Media	27	21	27245	39	942
	Amperios	Alta	37	28	37570	31	992
Tamaño 4.	Armazón 405	Baja	38	30	37200	53	850
	Eje de 2+ 7/8	Media Baja	45	35	45000	43	916
	Fusible de 100	Media	55	43	55600	36	962
	Amperios	Alta	69	54	66500	29	1009
Tamaño 5.	Armazón 445	Baja	44	34	46500	50	865
	Eje de 3+ 3/8	Media Baja	56	43	60500	46	897
	Fusible de 125	Media	71	55	77000	39	940
	Amperios	Alta	86	65	92000	31	994
Tamaño 6.	Armazón 445	Baja	64	48	68000	49	875
	Eje de 3+ 3/8	Media Baja	74	56	80000	40	936
	Fusible de 175	Media	92	70	100000	33	981
	Amperios	Alta	122	92	130000	29	1009
Tamaño 7.	Armazón 509T	Baja	118	82	127000	52	856
	Eje de 4	Media Baja	136	93	151000	43	914
	Fusible de 300	Media	170	130	190000	35	966
	Amperios	Alta	207	155	224000	28	1012

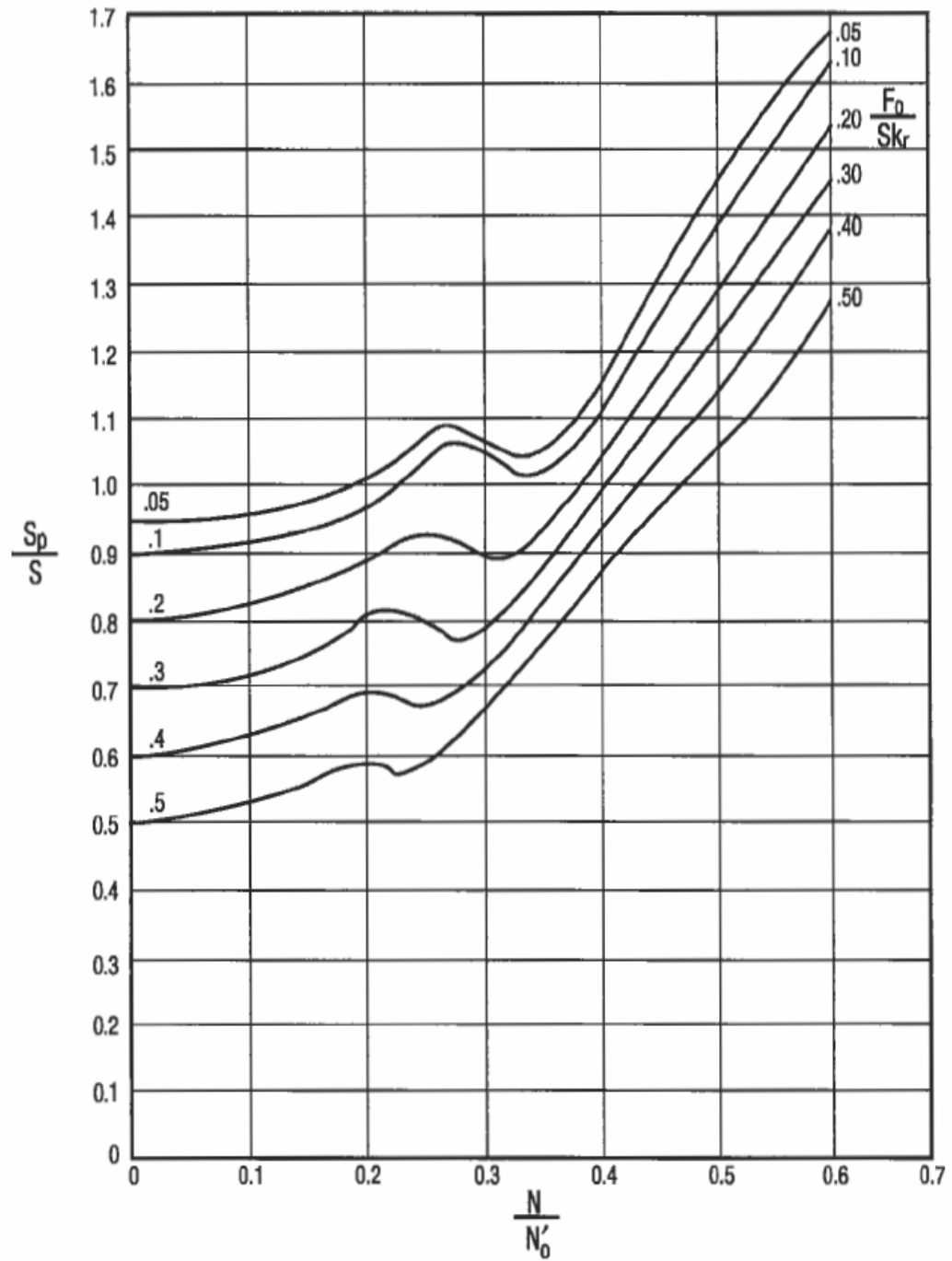
**Tabla 14.** CONSTANTE "C"

DIAMETRO DE EMBOLO	CONSTANTE "C"
1- <sup>1</sup> / <sub>16</sub> "	0,132
1- <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	0,182
1- <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	0,262
1- <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	0,357
2	0,466
2- <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	0,59
2- <sup>1</sup> / <sub>2</sub> "	0,728
2- <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	0,881
3- <sup>1</sup> / <sub>4</sub> "	1,231
3- <sup>3</sup> / <sub>4</sub> "	1,639

**Tabla 15.** Factor de Velocidad

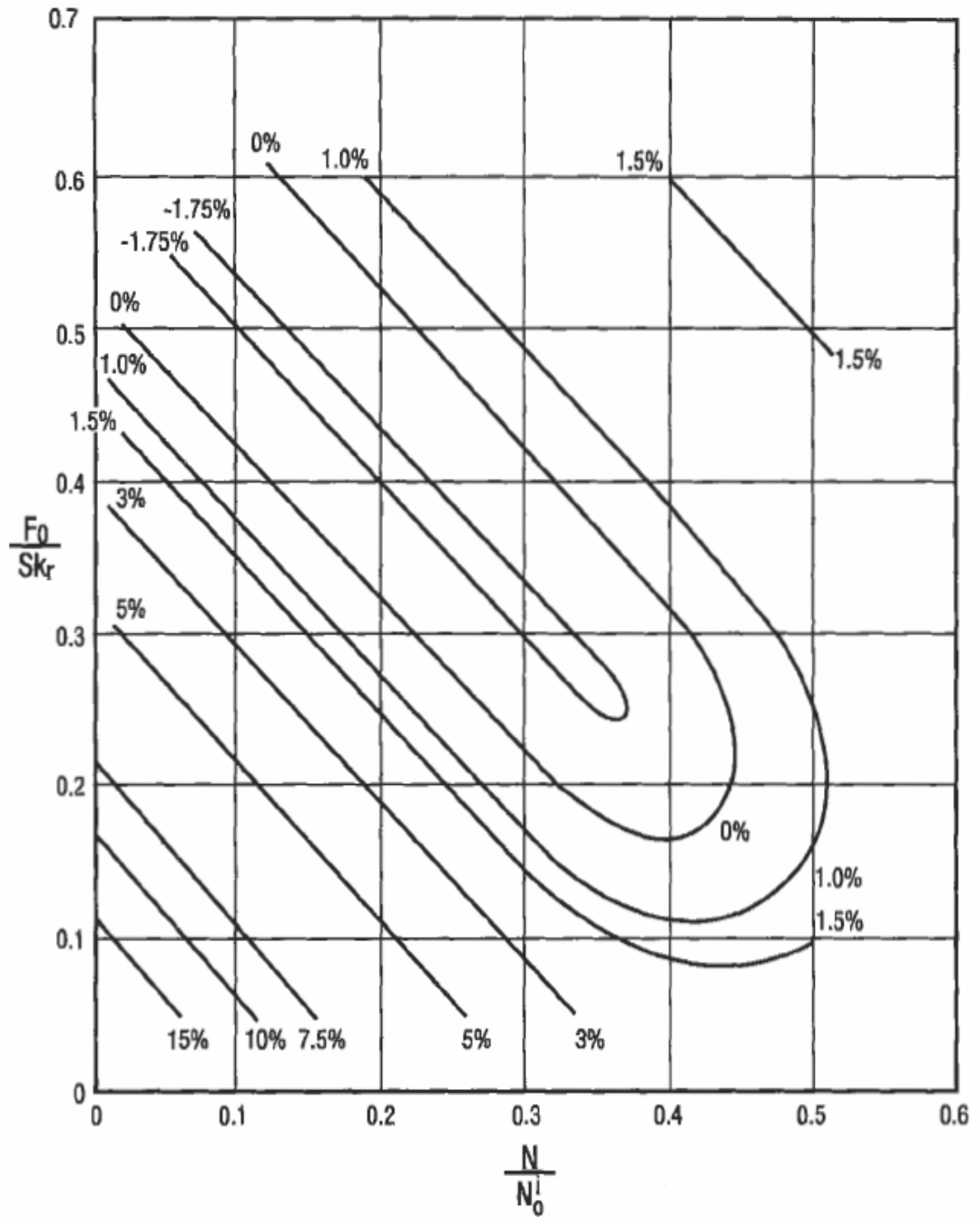
EMBOLADAS POR MINUTO	FACTOR DE VELOCIDAD
20	0,277
19	0,268
18	0,259
17	0,25
16	0,239
15	0,228
14	0,217
13	0,205
12	0,193
11	0,18
10	0,166
9	0,152
8	0,137
7	0,122
6	0,106
5	0,09
4	0,073

Figura 41. Factor de recorrido del Pistón



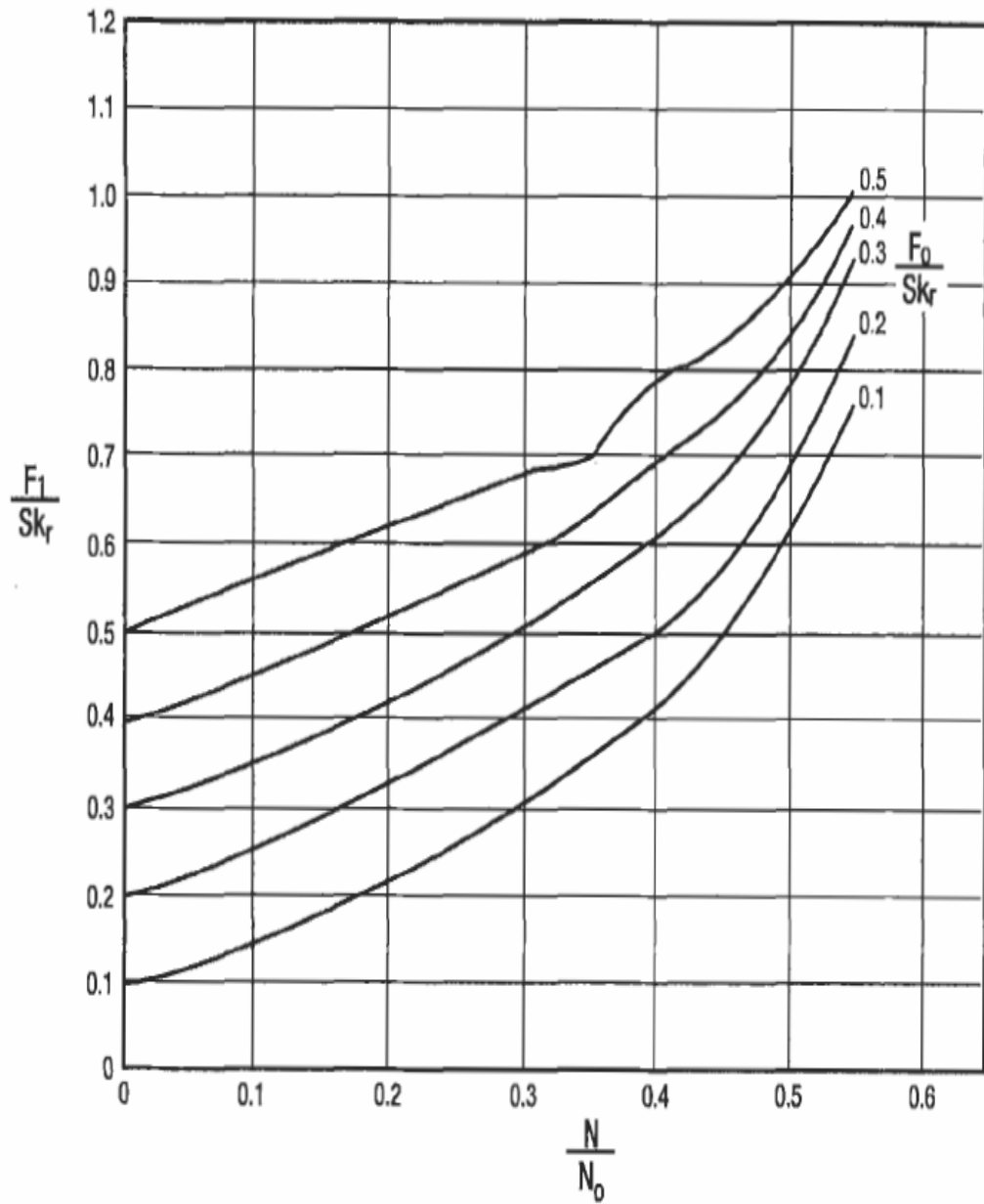
Fuente: Standar Handbook of Petroleum & Natural gas Engineering

Figura 42.. % METODO TA



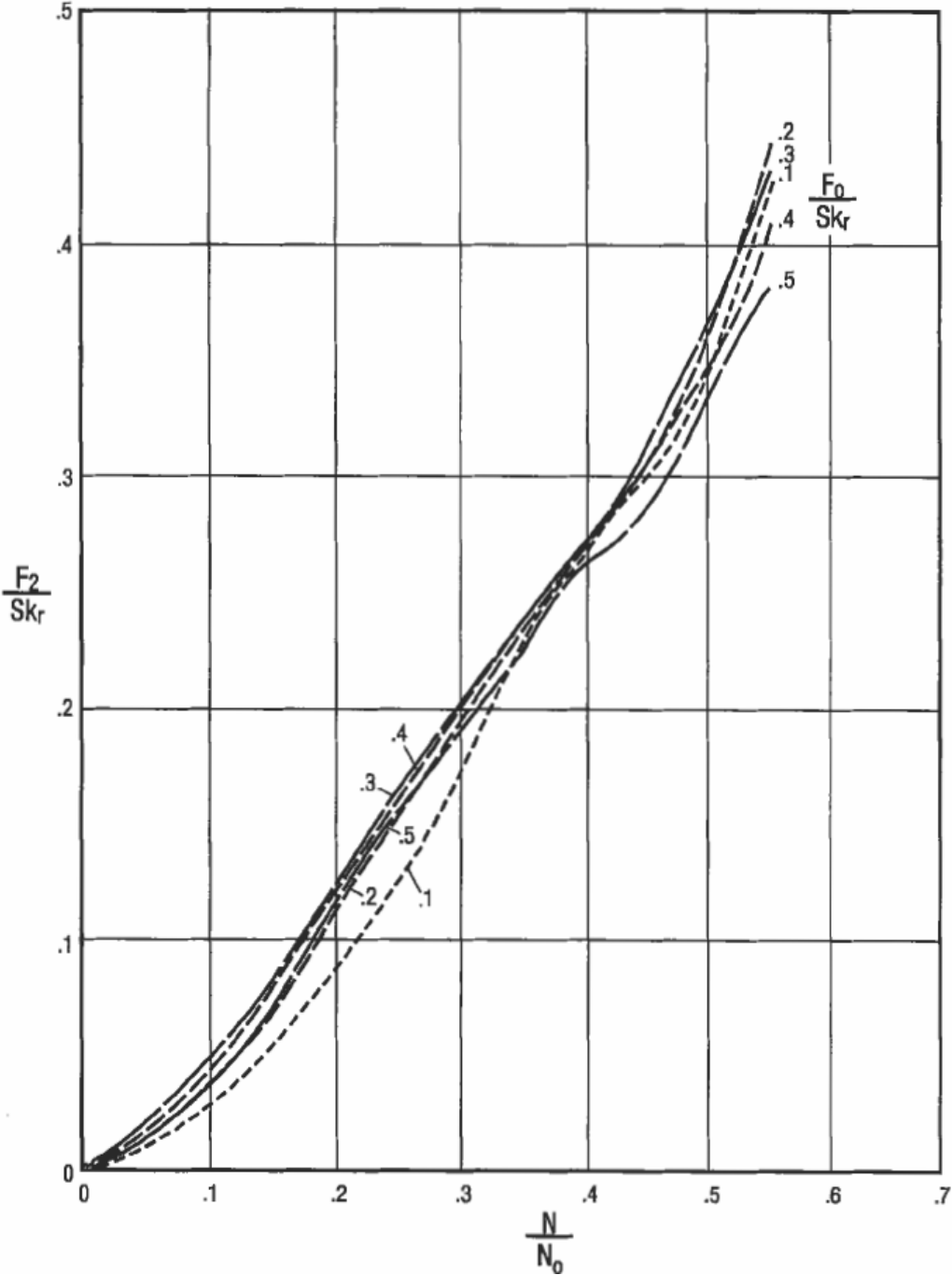
Fuente: Standar Handbook of Petroleum & Natural gas Engineering

Figura 43. CARGA PICO EN LA BARRA LISA



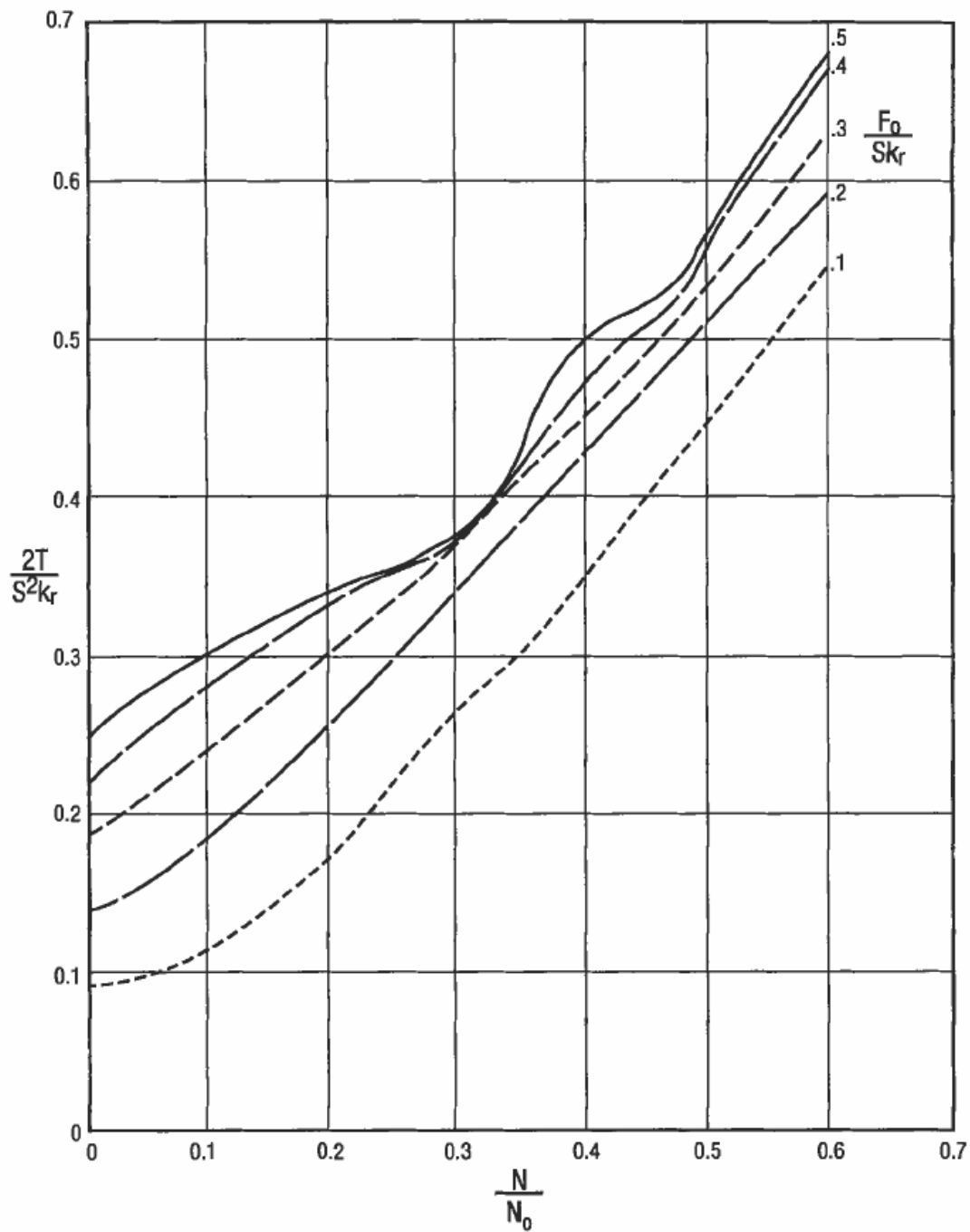
Fuente: Standar Handbook of Petroleum & Natural gas Engineering

Figura 44. CARGA MINIMA EN LA BARRA LISA



Fuente: Standar Handbook of Petroleum & Natural gas Engineering

Figura 45. 5. TORQUE PICO



Fuente: Standar Handbook of Petroleum & Natural gas Engineering

#### **4. ACTIVIDADES DEL INGENIERO DE PRODUCCIÓN**

La misión de un Ingeniero de Producción puede que sea bastante amplia y compleja. El Ingeniero debe realizar diversas actividades, tales como: diseño y optimización de equipos de levantamiento artificial; seguimiento y control del potencial de producción; elaboración de estudios, informes y programas disponibles; entre otros. También, todo ingeniero debe conocer criterios y conceptos sobre el potencial de producción, declinación y contribuciones, que son utilizadas en la estimación del máximo potencial de un pozo o grupo de pozos. No conforme con esto, debe conocer el desarrollo y resultado del uso de nuevas tecnologías en el área, las cuales contribuirían al mantenimiento o incremento del potencial de un pozo o campo.

##### **Coordinación de Producción Castilla.**

Es responsabilidad de esta dependencia:

1. Recolectar, tratar, procesar, almacenar y fiscalizar el crudo y el gas en operación segura y cumpliendo con la calidad, oportunidad y volumen acordados.
2. Monitorear y controlar los procesos de tratamiento de crudo, gas y agua en los diferentes campos
3. Calcular los potenciales de los pozos.
4. Diseñar y optimizar el funcionamiento de los equipos conjuntos de subsuelo y superficie.

5. Mantener el control permanente sobre líneas, cabezales de pozo y los diferentes métodos de levantamiento artificial que se manejan en el campo.
6. Responder por los costos de extracción, recolección y tratamiento.
7. Recolectar, procesar y analizar la información operacional de los campos asignados y efectuar balance de producción.
8. Informar a los Departamentos de Ingeniería de comportamientos anómalos de los pozos, producto de posibles factores del yacimiento previo análisis al sistema de extracción.
9. Participar en la generación de los pronósticos operacionales y la calidad de los mismos.
10. Ajustar las capacidades de extracción a las condiciones de productividad de los pozos y condiciones operacionales.
11. Garantizar que los sistemas de medición de crudo y gas sean confiables.
12. Participar en la elaboración y velar por el cumplimiento de los programas de mantenimiento de los equipos de producción de hidrocarburos y monitorear el comportamiento de los mismos en operación.
13. Elaborar las especificaciones técnicas para la contratación de obras, servicios necesarios y compra de equipos para el mantenimiento y mejora de infraestructura y localizaciones de pozos.
14. Garantizar la implementación de mejores prácticas y estándares de HSE en las operaciones.

## **4.1 HERRAMIENTAS DE CONTROL**

Estas herramientas corresponden a los diferentes mecanismos con los que cuenta el ingeniero del departamento de Control de Producción para realizar el seguimiento de la producción. Son la única forma veraz y precisa de conocer en detalle el influjo o problemas presentes en el pozo y poder tomar determinaciones que mantengan la producción en un nivel óptimo correspondiente a lo que se ha planeado previamente para cada pozo.

Entre las herramientas con que el ingeniero de control puede contar se encuentran las pruebas de caudal de producción, dinagramas, registros sónicos (sonolog), carta amperimétrica (BES), entre otras.

### **4.1.1 Prueba del Caudal de Producción**

La finalidad principal de estas pruebas es poder hacer una evaluación periódica de la producción ya sea de agua, gas o aceite de cada pozo. Estas deben ser realizadas por lo menos una vez al mes por un período de 24 horas en cada pozo.

Deben tomarse medidas precisas de aceite, agua y gas producido; esto se hace conduciendo la corriente del pozo hacia la estación de recolección donde entra a un separador de prueba ó tanque de prueba y usando medidores sobre cada una de las fases.

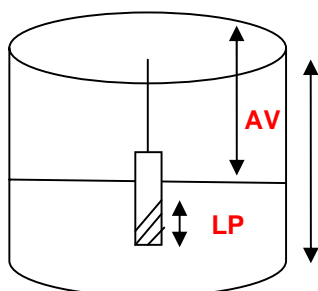
- **Prueba de Producción en el Campo Castilla.** Las pruebas de producción en el campo castilla se realizan contra tanques de prueba debido

al bajo GOR del campo, esto se hace teniendo en cuenta los siguientes pasos:

### Medición del tanque:

Se marca con la crema reveladora la plomada utilizando la cinta de medición a fondo para determinar la cantidad de agua libre, para ello, se debe cerciorar que este en el fondo, se mantiene por espacio de 1 minuto la cinta en fondo con el fin de establecer un buen corte y posteriormente se sube la cinta y se procede a realizar la lectura respectiva.

1. Baje con la cinta de medición al vacío y determine el nivel del tanque tal como se muestra en el gráfico relacionado a continuación:



Altura nivel producto:  $AR - AV + LP$

Donde:

AR: Altura de referencia

AV: Altura de vacío

LP: Lectura plomada

2. Baje la sonda del Thermoprobe hasta llegar al fondo del tanque como ya se determino previamente el nivel del tanque en el paso anterior, suba la sonda por lo menos a la mitad de la altura del nivel, mantenga esta altura hasta que se estabilice la temperatura y tome la lectura arrojada por el equipo.
3. Para la toma de una muestra corrida, baje el tomamuestra hasta el fondo del tanque suba por lo menos un metro y proceda a efectuar un jalón fuerte que permita que se abra el tapón del cuello de la botella e inmediatamente suba la botella ( tomamuestra) con el objetivo de

obtener una muestra representativa del crudo almacenado en el tanque.

### **Liquidación de La Prueba:**

Para liquidar la prueba se debe tener en cuenta:

- Vol. Total observado – Vol. De agua libre = Volumen producto.
- Vol. Producto x factor de corrección por temperatura = Volumen estándar de producto.
- Vol. Estándar de producto - %BSW= volumen neto de producto.

Si al medir el tanque, se encuentra con niveles de producto superior a 3 metros, se deben tomar tres lecturas así: a 1 metro de la superficie, en la mitad y a 1 metro arriba del fondo. La temperatura a liquidar será el promedio aritmético de las tres lecturas.

De otro lado, sí al medir el tanque, se encuentra con niveles inferiores a 3 metros, se tomará una lectura a la mitad de la altura del producto, igual sucede para tanques con capacidad menor a 5 mil barriles.

Los datos obtenidos mediante estas pruebas son usados para:

- Monitorear el influjo de agua
- Monitorear el drenaje de hidrocarburos.
- Optimizar la producción del pozo.

Si la medida tomada está desfasada de la producción pronosticada para el pozo se recomienda realizar una segunda prueba; si la producción reportada aún permanece por fuera del rango, será necesario realizar pruebas

adicionales de otro tipo como mediciones de nivel de fluido (sonolog) y dinagramas para conocer el estado del pozo.

#### **4.1.2 Registro Sonico (SONOLOG)**

Es un instrumento que registra el nivel de fluido generando una onda de energía en la superficie y registrando el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie.

Un punto de importancia al realizar un registro es asegurarse de que todas las juntas sean de la misma longitud aproximadamente, ya que en lugar de utilizar la velocidad del sonido en el espacio anular junto con la diferencia de tiempo entre la emisión de la sucesión de ondas y la recepción de la primera reflexión es común determinar la profundidad del nivel de fluido por reflexiones secundarias en las juntas de la tubería.

La principal dificultad radica en que la velocidad del sonido en el medio depende de la composición, temperatura y presión del gas, las cuales no se conocen con precisión. Por otra parte las reflexiones secundarias, tienen lugar en las juntas de modo que el registro del nivel del fluido tiene varias series de picos. Si se sabe que cada junta de la tubería de producción tiene una longitud aproximada, se puede establecer una escala de profundidad y puede leerse directamente en el registro la profundidad del nivel de fluido.

Los principales objetivos al hacer los estudios acústicos son las medidas de la profundidad del nivel de líquido, determinación de la presión de fondo de pozo y la estimación de los parámetros de pozo.

- **Procedimiento para toma de registro sonolog en campo.**

La toma del registro acústico se realiza siguiendo el análisis de trabajo seguro (ATS) y se describe a continuación:

1. Verificar que las condiciones de trabajo sean óptimas (acceso a locaciones, seguridad, mangueras).
2. Verificar que las conexiones para la conexión de la pistola este libre (suciedad, aceite, animales, entre otros).
3. Cargar la cámara de la pistola con al menos 100 psi por encima de la presión estimada del casing (revestimiento).
4. Conectar la pistola a pozo (cuello de ganso).
5. Conectar el transductor (lector de presión) a la pistola (verificar los coeficientes del transductor de presión ya que el valor ideal para la toma de registros debe ser cero) y los cables tanto a la pistola como al analizador (ECHOMETER).
6. Seleccionar en TWM la modalidad Acquire Mode.
7. Seleccionar la prueba a realizar (Acoustic para Nivel y Dynamometer para Dinagrama).
8. Seleccionar la opción Acquire Data. En ese momento se verifica que el ruido no sobrepase 5 mv (para que los datos obtenidos sean más aproximados a los reales) y al mismo tiempo esperar al menos 30 segundos para que el sistema se estabilice

9. Seleccionar la opción Fire Shot (disparo) y el transductor y la pistola se activaran automáticamente.

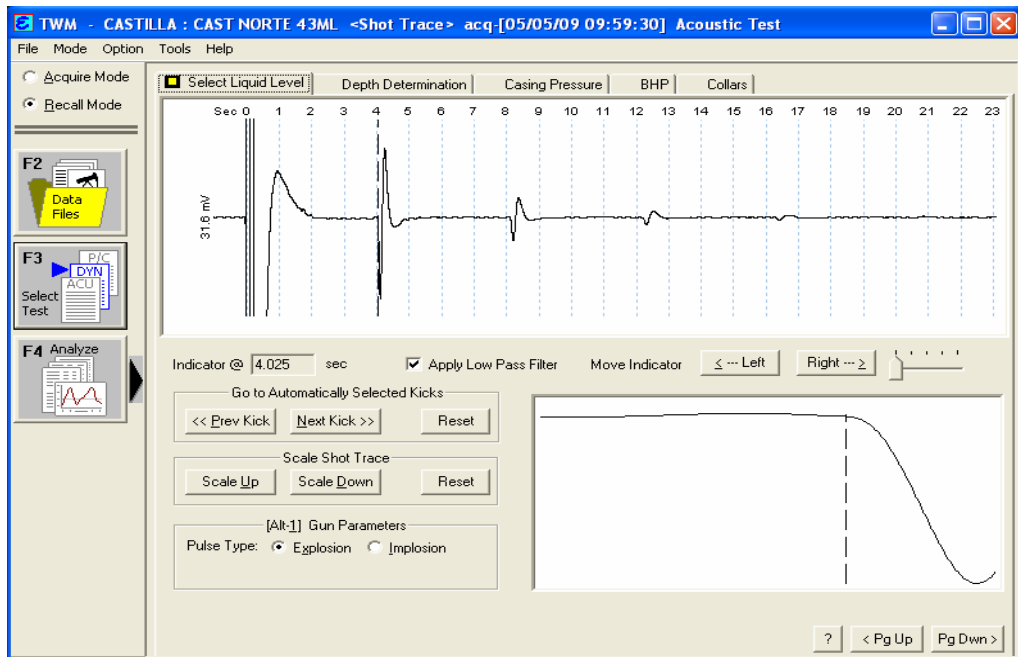
10. Salvar la carta obtenida.

11. Finalmente, se procede a corregir y analizar los datos obtenidos (si estos no son satisfactorios, entonces repetimos el procedimiento).

### **Selección del nivel de líquido.**

El primer paso es ubicar el nivel de fluido, en la mayoría de los casos el nivel está representado por una señal en forma de U o V y es ubicado de manera automática por el interprete, esta señal se refleja varias veces y a un mismo intervalo de tiempo. Es muy importante que la información del estado mecánico del pozo sea correcta para evitar errores en el momento de ubicar el nivel, ya que este se puede confundir con una señal reflejo como un cambio de diámetro en la tubería de producción, con la ubicación de perforaciones, entre otros.

**Figura 46.** Selección del nivel de líquido del pozo 4



Fuente: Base de archivos TWM de Castilla. ECOPEPETROL

### Determinación de la profundidad.

Consiste en hallar la profundidad a la cual se encuentra el nivel de fluido. Para esto hay tres maneras posibles:

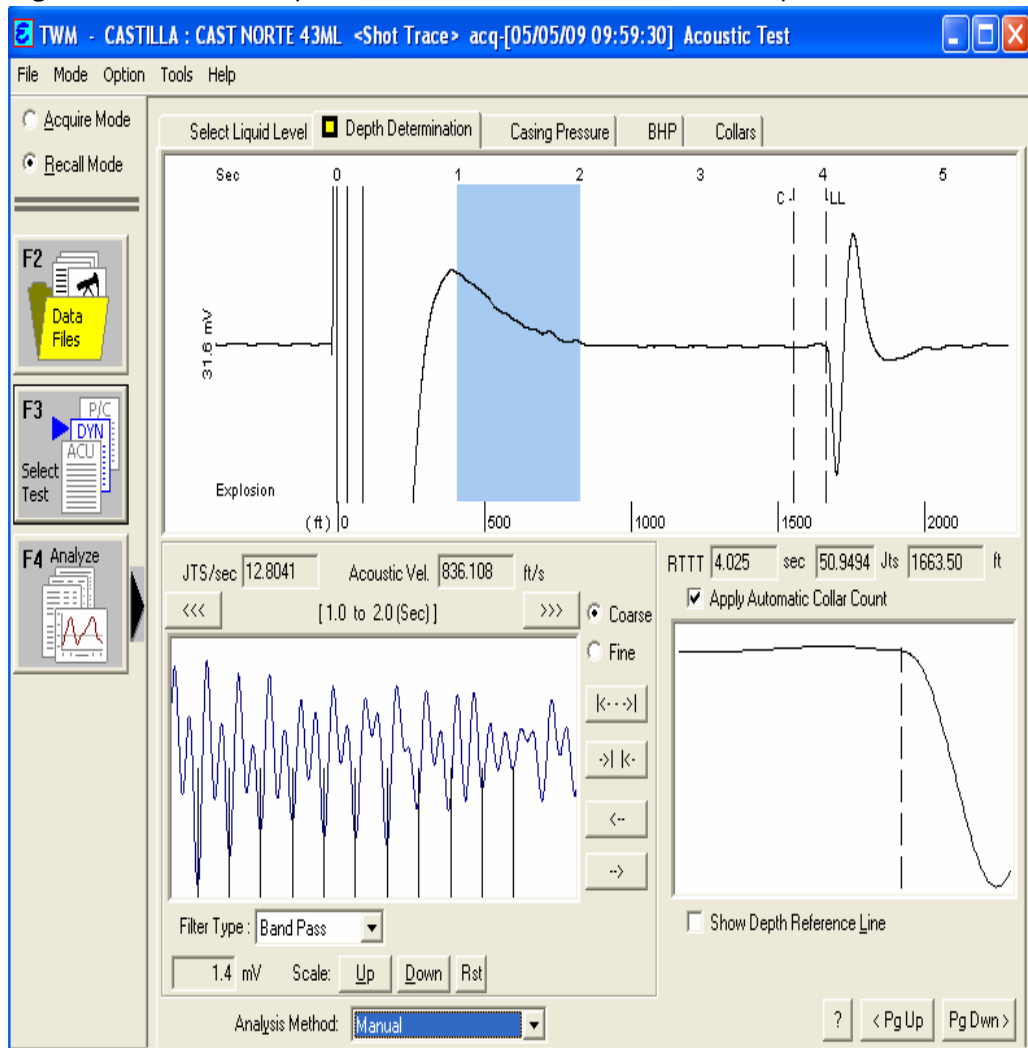
- a. Análisis automático: es el análisis que realiza el software. Fundamentalmente lo que se busca es que en el recorrido de la señal acústica al nivel de fluido, el conteo de juntas este muy próximo a las juntas reales existentes al nivel de líquido (entre un 85-90% del total de juntas).
- b. Análisis manual: lo ejecuta el ingeniero interpretador, se realiza cuando el registro automático no cumple con las siguientes especificaciones:
  - Una velocidad acústica que este entre los estándares, ya sea la velocidad promedio de la zona o una velocidad acorde con la

presión en cabeza de pozo (un crudo pesado maneja altas velocidades acústicas)

- Un conteo de juntas que este entre el 85-90% de las calculadas por el método automático

c. Análisis por velocidad acústica: es la última opción en el análisis del registro acústico, se realiza cuando los dos anteriores no logran un adecuado conteo de juntas. Se utiliza la velocidad promedio de la zona en donde esté ubicado el pozo y teniendo en cuenta la presión en cabeza que registra el pozo.

**Figura 47.** Calculo de la profundidad mediante análisis manual del pozo 3

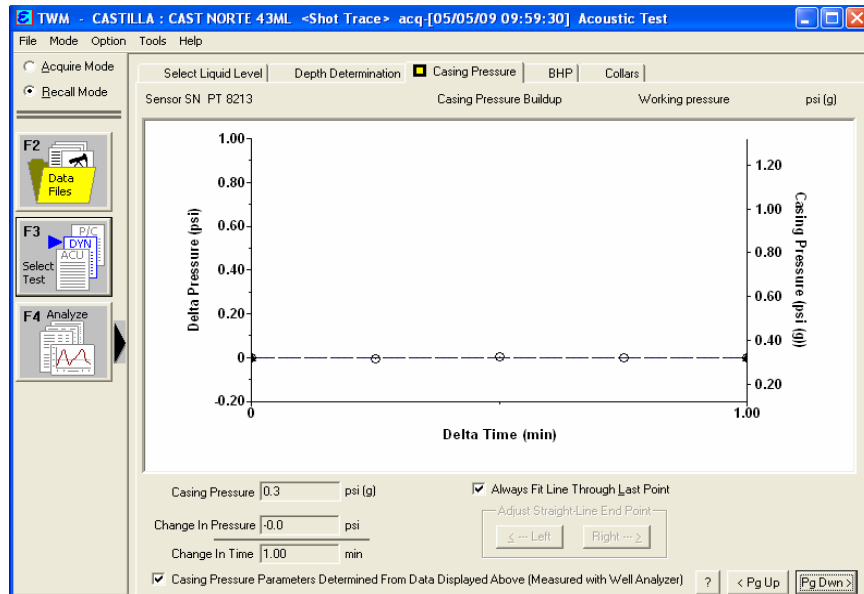


**Fuente:** Base de archivos TWM de Castilla. ECOPETROL

### **Prueba de restauración (Build Up).**

Es un registro sencillo de mínimo 1 minuto para observar el comportamiento del pozo en cuanto a la determinación de los valores de gas y líquido presentes en la columna de fluido.

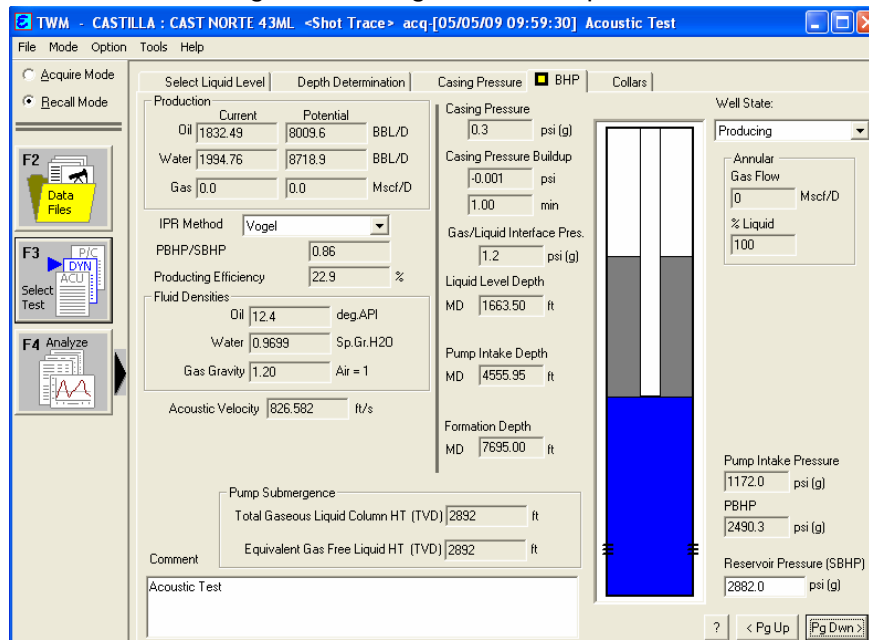
**Figura 48.** Build Up realizado al pozo 3



Fuente: Base de archivos TWM de Castilla. ECOPETROL

Finalmente se registran los valores obtenidos durante el registro y son presentados en el software

Figura 49. Resultados del registro sonolog realizado al pozo 3



Fuente: Base de archivos TWM de Castilla. ECOPETROL

Figura 50. Conteo de las juntas de la tubería de producción del pozo 3.



Fuente: Base de archivos TWM de Castilla. ECOPETROL

### 4.1.3 Dinagramas

Es un instrumento indispensable cuando se utiliza bombeo mecánico como levantamiento artificial. Éste registra y mide en forma continua las cargas que soporta la barra lisa a través de su carrera ascendente y descendente las cuales son causadas por la variación de las cargas de la bomba, a las que se suman las producidas por el peso del fluido, fricción, aceleración, etc.

Bajo este principio, lo que se busca es observar el comportamiento de la bomba de subsuelo y sus componentes logrando así la ejecución de correctivos a tiempo para el funcionamiento eficiente del sistema.

Los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por Gilbert y Fagg,

donde la carga en la varilla lisa se registra gráficamente en función de su posición, para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba.

- **TIPOS DE DINAGRAMA**

Existen dos tipos de Dinagramas, Dinagrama de superficie y Dinagrama de fondo, siendo este último el más adecuado y más fácil de interpretar ya que su forma depende únicamente de lo que esté pasando en la bomba.

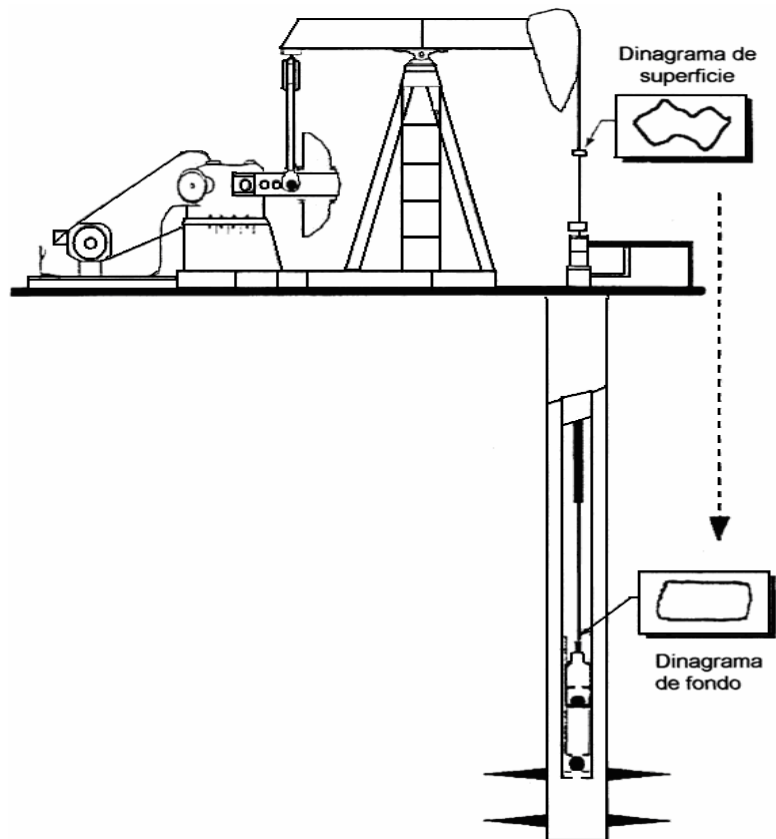
**Dinagrama de superficie.**

El Dinagrama de superficie es un registro de cargas, sobre la barra pulida para determinar en superficie el comportamiento de la bomba durante cada ciclo de bombeo.

**Dinagrama de fondo.**

Un Downhole card o Dinagrama de fondo es un Dinagrama de “Carga Vs Posición” de la primera varilla por encima de la bomba y es obtenido por medio de la ecuación de onda mediante la cual se construye la carta de fondo de la bomba y se determina la carga sobre los tramos de varilla

**Figura 51.** tipos de dinagramas y las posiciones de donde son construidos



Fuente: NAVARRETE, JUAN CARLOS. TORREZ, JUAN EFE. Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas

Algunas de las diferencias de estos dos tipos de Dinagramas radican en que el Dinagrama de superficie depende de factores como:

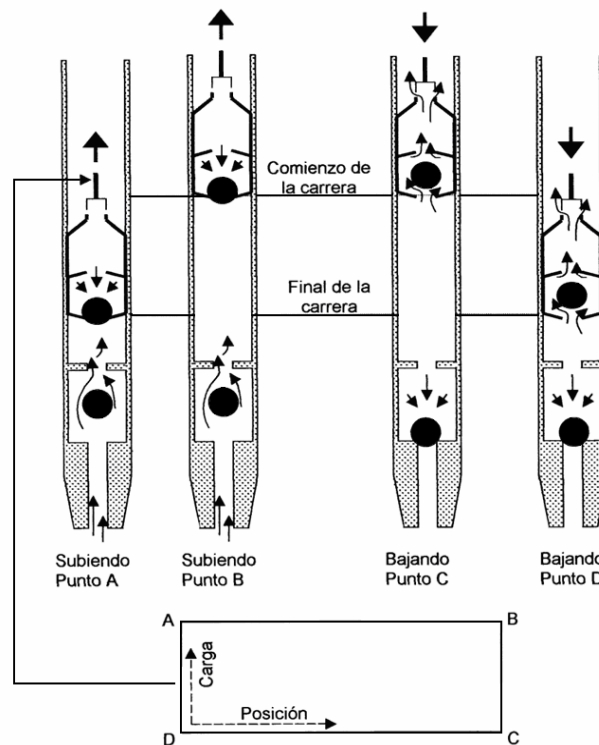
- Profundidad de la bomba
- Diseño y material de la sarta de varillas
- Velocidad de bombeo
- Tipo de unidad de bombeo
- Tipo de motor
- Condiciones de operación de la bomba

En cambio el análisis y la forma de un dinagrama de fondo solo dependen de las condiciones de operación de la bomba. Esto hace mucho más fácil el

análisis cualitativo de la calidad o eficiencia de operación y se puede determinar cuáles son los problemas que disminuyen la producción.

En la actualidad se cuenta con Dinamómetros digitales con software que calculan un Dinagrama de fondo a partir de un Diagrama de superficie.

**Figura 52.** Dinagrama de fondo teórico con bomba llena



**Fuente:** NAVARRETE, JUAN CARLOS. TORREZ, JUAN EFE. Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas

Partes que conforman la carta:

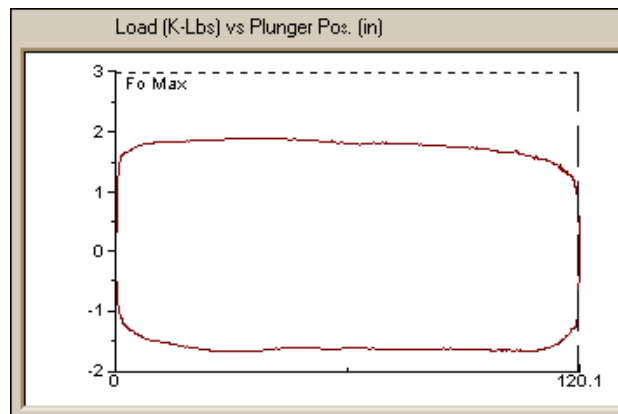
- A. Carrera ascendente
- B. Fin de la carrera ascendente e inicio de la carrera descendente
- C. Carrera descendente
- D. Fin de la carrera descendente e inicio de la carrera ascendente

- **Dinagramas de los problemas más significativos**

Las siguientes gráficas muestran las cartas dinamométricas de fondo y su respectiva interpretación, para ocho casos que se encuentran con alta frecuencia.

**Buen llenado de bomba con tubería anclada.** Durante el bombeo la tubería de producción suele sufrir el efecto del pandeo, que en ocasiones afecta significativamente la eficiencia de la bomba, por lo cual es necesaria la instalación del ancla de tubería. La figura 48 muestra una carta dinamométrica, de una prueba realizada a un pozo el cual tiene la tubería anclada:

**Figura 53.** Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Anclada.

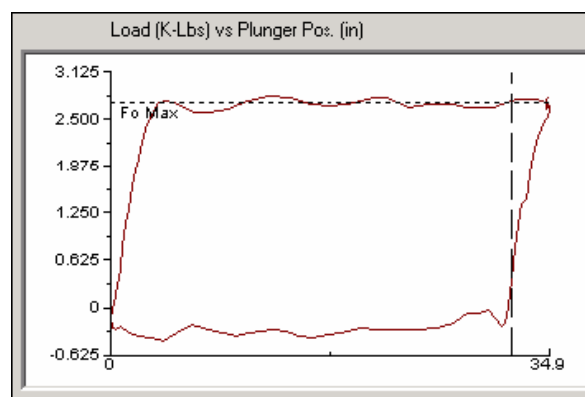


**Fuente:** Manual Echometer

El dinagrama de fondo muestra una gráfica que se asemeja bastante a un rectángulo, esto se debe a que la bomba está presentando un muy buen llenado, y además a que la tubería se encuentra anclada. Del dinagrama anterior se puede decir que el pozo se encuentra operando en óptimas condiciones.

**Buen llenado de bomba con tubería no anclada.** En ocasiones el efecto del pandeo no afecta considerablemente la eficiencia de la bomba, este es caso que muestra la figura 54. Como en el caso anterior esta carta dinamométrica también muestra un buen llenado de bomba, pero con la diferencia que la tubería no se encuentra anclada, esto se nota en la inclinación que presenta la gráfica.

**Figura 54.** Dinagrama con Buen llenado de Bomba y Tubería Desanclada



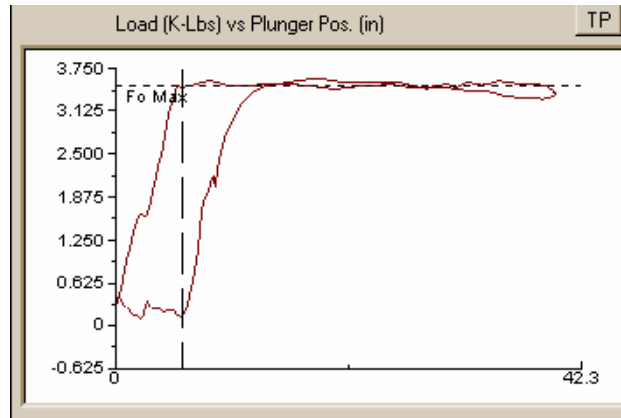
**Fuente:** Manual Echometer

**Golpe de fluido.** Por lo general existen diseños en los que la producción no se equipara con la restauración del pozo y se puede presentar un golpe de fluido por no poseer un buen nivel en el pozo, es decir que el pistón no se llena en su totalidad y cuando el pistón baja pega un golpe fuerte en el fluido.

La figura 55 muestra una carta dinamométrica que representa un severo golpe de fluido. Dependiendo de las facilidades que se tengan en el campo se pueden recomendar tres posibles soluciones para este caso:

- Disminución de la velocidad de bombeo.
- Reducción de la longitud del stroke.
- Aumento de la profundidad de la bomba para darle mayor sumergencia

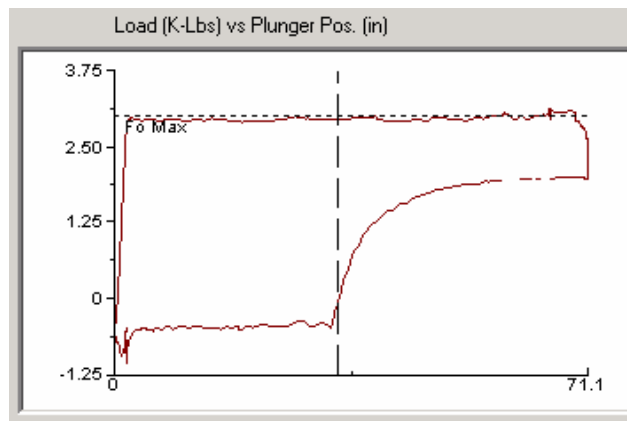
**Figura 55.** Dinagrama de Bomba con Alto Golpe de Fluido.



**Fuente:** Manual Echometer

**Bloqueo por gas.** Las bombas se encuentran diseñadas para manejar el bombeo de líquido y no de gas, por lo cual se presentan problemas cuando el gas penetra en la bomba, este causa un efecto llamado bloqueo por gas, que disminuye la eficiencia de bombeo, este caso se ilustra en la figura 56.

**Figura 56.** Dinagrama de Bomba Bloqueada por Gas.



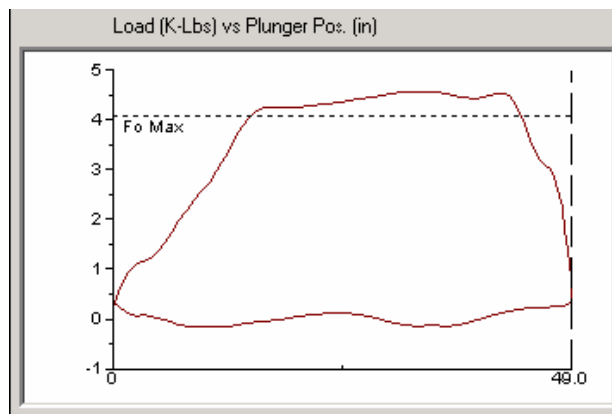
**Fuente:** Manual Echometer

En este caso el problema se debe al bloqueo de la bomba por compresión de gas, el cual reduce significativamente el llenado de la bomba. Para este problema una solución sería dejar la salida del revestimiento abierta, si con

esta medida no es suficiente, debe analizarse la viabilidad de instalar un separador de gas.

**Mal funcionamiento de la válvula viajera.** Otro problema que se presenta con bastante frecuencia es la pérdida de carga debida a fugas en la válvula viajera, la figura 57 muestra una carta dinamométrica en la que se evidencia este problema:

**Figura 57.** Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Viajera.



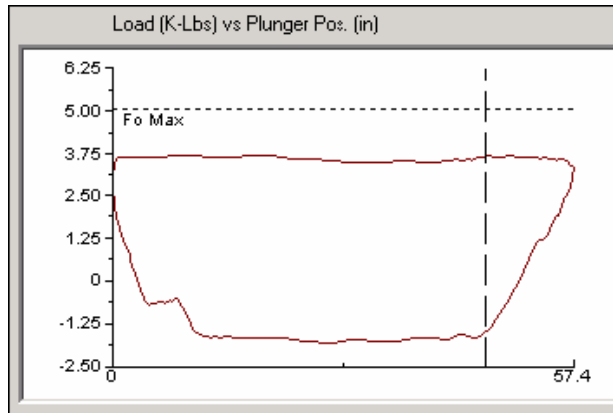
**Fuente:** Manual Echometer

La carta dinamométrica anterior presenta una gran pérdida de carga en la válvula viajera, que se puede notar claramente al inicio y al final de la carrera ascendente.

**Mal funcionamiento de la válvula fija.** De igual manera que la válvula viajera, la válvula fija puede presentar fugas, este es el caso que ilustra la figura 58.

Este dinagrama muestra un mal funcionamiento de la válvula fija, el cual afecta significativamente el llenado de la bomba.

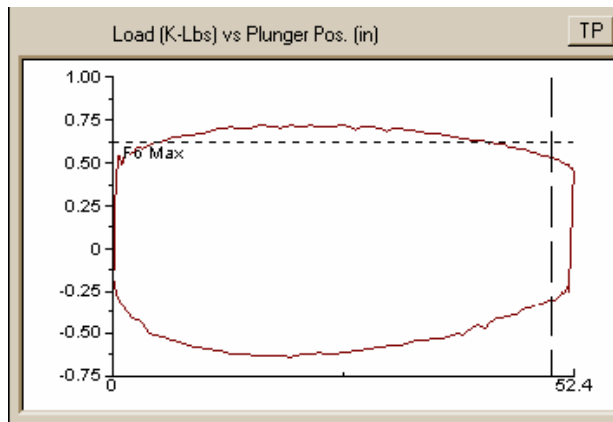
**Figura 58.** Dinagrama con Mal Funcionamiento de Válvula Fija.



Fuente: Manual Echometer

**Mal funcionamiento de ambas válvulas.** Este caso presenta simultáneamente la falla de ambas válvulas y puede verse en la figura 59:

**Figura 59.** Dinagrama con Mal Funcionamiento de Ambas Válvulas.

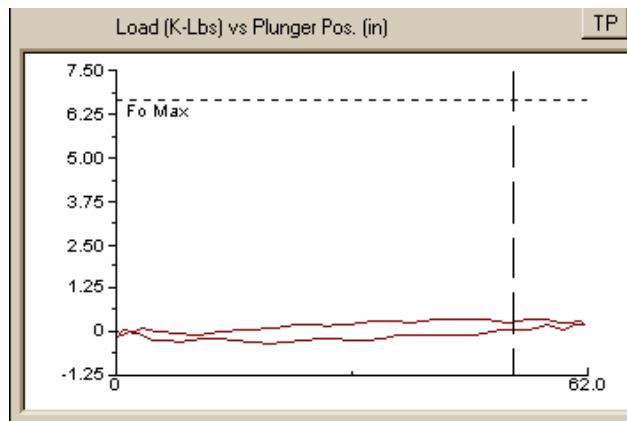


Fuente: Manual Echometer

En este caso se presenta mal funcionamiento de las válvulas de la bomba, tanto la fija como la viajera, debido a este mal funcionamiento en la carta dinamométrica se encuentran curvaturas en la parte superior e inferior, correspondientes a las pérdidas en la válvula viajera y a la fija respectivamente.

**Varilla partida.** Este problema se debe ya sea al rompimiento de la varilla o a que la sarta de varillas se haya desenroscado. La carta típica que se presenta en este caso se muestra en la figura 60:

**Figura 60.** Dinagrama Típico de un Pozo con Varilla Partida.



**Fuente:** Manual Echometer

El dinagrama anterior muestra el caso en que la sarta de varillas se encuentra partida o desconectada, en esta situación la única solución es sacar y reparar la sarta de varillas.

- **Procedimiento para toma de Dinagrama en campo.**

La toma del registro dinamométrico se realiza siguiendo el análisis de trabajo seguro (ATS) y se describe a continuación:

1. Observar tanto el estado de la locación como de la unidad de Bombeo.
2. Verificar que las conexiones para tomar el registro estén en buenas condiciones.
3. Conectar la celda al ECHOMETER (verificar las constantes de la celda para que el dato de presión leído sea cero).

4. Se procede a frenar manualmente y apagar el pozo (en carrera descendente) para poder ubicar la celda.
5. Liberar peso de la sarta de varillas colocando una grapa en la barra lisa. Una vez colocada la grapa se debe liberar el leuter llevando el crank a la posición vertical.
6. Colocar la celda entre el leuter y el águila.
7. Retirar la grapa
8. Poner a trabajar la unidad
9. Seleccionar la opción Acquire Mode (Dynamometer Sensor)
10. Esperar que la unidad retome las condiciones iniciales de operación
11. Seleccionar la pestaña Start, en este momento el software adquiere la información del pozo y la registra.
12. La prueba debe ser grabada al menos 3 minutos. Transcurrido este tiempo se salva la carta.
13. Luego seleccionamos la opción para ejecutar la prueba de válvulas.
14. Frenar la unidad a 450 de la carrera ascendente y luego de la carrera descendente para guardar la información de las válvulas viajera y fija respectivamente.
15. Finalmente, se salva la información de las válvulas para proceder al análisis de resultados.

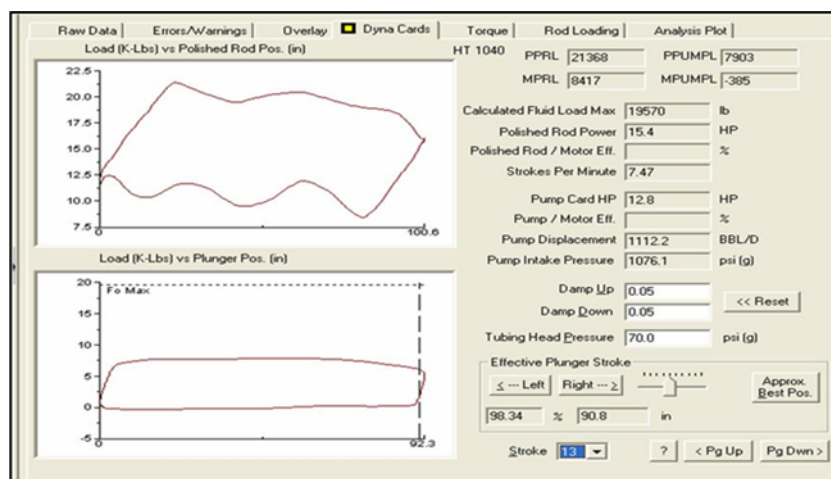
## Dinagrama Pozo 5

El pozo de la referencia actualmente se encuentra produciendo en el yacimiento K1, mediante sistema de levantamiento por bombeo mecánico con una tasa de extracción de 1383 BFPD, 305 BPPD y un BSW de 77.9%, según prueba de producción de Enero 23 de 2009. La unidad está operando a una carrera de 100" y 7 SPM.

El pozo fue intervenido para aislar el yacimiento K2 y cañonear nuevos intervalos de K1, con el fin de disminuir el aporte de agua e incrementar la producción de crudo, esta intervención se realizó en Marzo 29 de 2005 y se bajo una bomba marca Pampa 40-375-THM 3-18-17 y una unidad A912D-427-144.

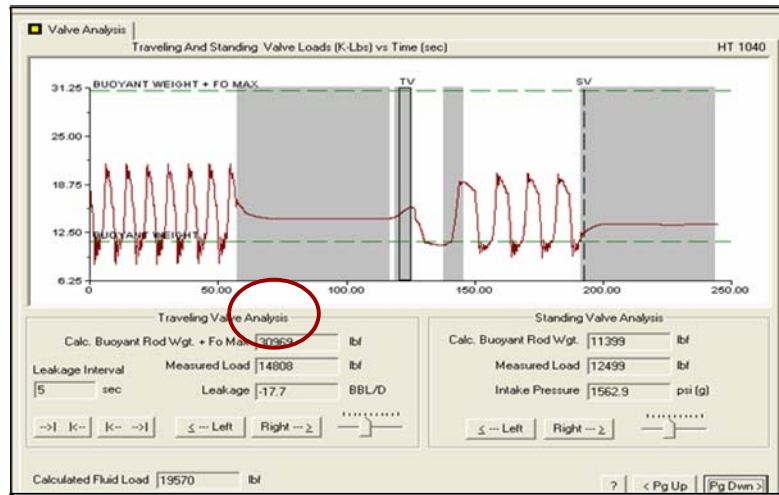
Según el último dinagrama registrado el día 26 de Febrero de 2009, como se muestra en la figura 56, se establece que la bomba se encuentra ligeramente desanclada y la válvula viajera presenta un leve escurrimiento, lo cual es claro en la figura 28. La carga en la unidad es de 49% y el torque de 38%. El pozo tiene una sumergencia de 1225 ft.

**Figura 61.** Dinagrama corrido en el pozo 5.



**Fuente:** Base de archivos TWM de Castilla. ECOPETROL

**Figura 62.** Curva análisis de carga en válvulas viajera y estacionaria.



**Fuente:** Base de archivos TWM de Castilla. ECOPETROL

#### 4.1.4 Cartas Amperimetricas

Con el fin de proteger la integridad de un equipo de bombeo electrosumergible, todas las facilidades disponibles deben ser usadas para asegurar que no ocurra una falla prematura. Una combinación de datos comunes de campo, incluyendo el registro de los volúmenes de fluido, presiones, voltaje y corriente pueden ayudar a proporcionar el seguro deseado.

Un bombeo electrosumergible diseñado correctamente proporciona una larga duración de operación. La causa común de una falla prematura en una unidad correctamente diseñada consiste en no corregir el mal funcionamiento mecánico lo cual conlleva a una falla de fondo. Por lo tanto es obligatorio que cada unidad se apropiadamente y rigurosamente monitoreada con el fin de que esos malos funcionamientos sean corregidos antes de que una falla prematura ocurra.

Una de las herramientas disponibles más valiosas y menos interpretada es la Carta amperimétrica. Esta carta al igual que un electrocardiograma, es una grabación de los latidos del corazón de un motor electrosumergible. Un adecuado oportuno y riguroso análisis de la carta amperimétrica puede proporcionar información importante para la detención y corrección de pequeños problemas operacionales antes de que estos lleguen a ser mayores. Otros datos del pozo, como lo es el caudal producido, la presión etc. Son importantes y deben ser revisados periódicamente en conjunto con la carta amperimétrica.

La carta amperimétrica se localiza visiblemente en el controlador del motor. Su función es la de registrar la entrada de amperaje al motor y puede ser ajustada para tiempos de 24 horas o 7 días. Siempre es recomendable que durante la fase inicial de arranque del sistema electrosumergible se use un periodo de 24 horas de operación hasta que las condiciones se estabilicen. Cuando el pozo estabilice, la carta amperimétrica mostrará un patrón que puede ser considerado normal para la aplicación. Cada pozo es diferente y tendrá su único patrón.

Si una buena línea de comunicación existe entre el campo y la ingeniería, el trabajo de recopilación de datos y seguimiento es fácil. Después de los primeros días de funcionamiento la carta amperimétrica puede ser cambiada a un de 7 días para registrar cambios. Este modo de operación debe ser cuidadosamente monitoreado y si los cambios en el patrón normal se producen, la carta amperimétrica debe ser colocado de nuevo en funcionamiento las 24 horas y vigilada de cerca hasta que la causa de el anormal suceso es identificado.

A continuación se dan ejemplos acerca de la correcta interpretación de una carta amperimétrica.

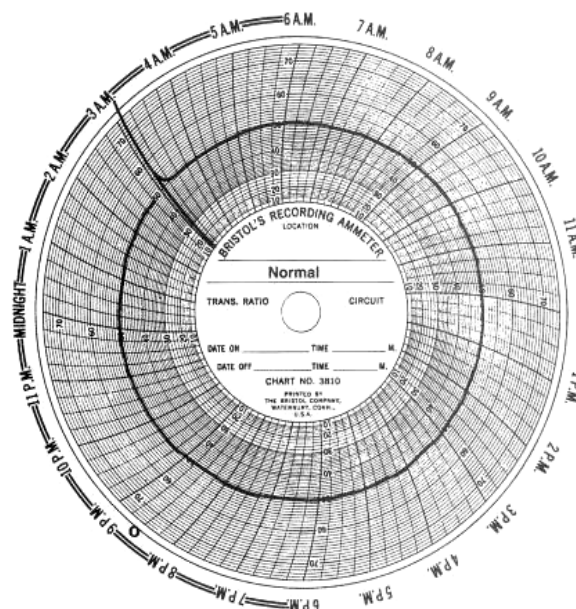
## Operación Normal

Una instalación ideal de un equipo electrosumergible se diseña de tal forma que la potencia real que se debe utilizar es la potencia nominal o menor, de tal manera que la altura dinámica total y caudal de producción coincida con la productividad esperada del pozo. Bajo estas condiciones el amperímetro debe dibujar una curva simétrica cerca a la corriente nominal.

La Figura 63. Ilustra estas condiciones ideales, en operaciones normales puede producirse una curva por encima o por debajo del amperaje nominal, pero esta debe ser suave y simétrica. El pico es habitual cuando la unidad electrosumergible es controlada por un tablero de arranque (a través de la línea de encendido) y es causado por el influjo de corriente.

Si bien el pico en el arranque se ha exagerado, en realidad la duración del influjo de corriente es solo una fracción de un segundo y el arranque correcto puede indicar una pequeña marca o punto

**Figura 63.** Carta Amperimetrica en Operación Normal



**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

## Fluctuaciones de Potencia.

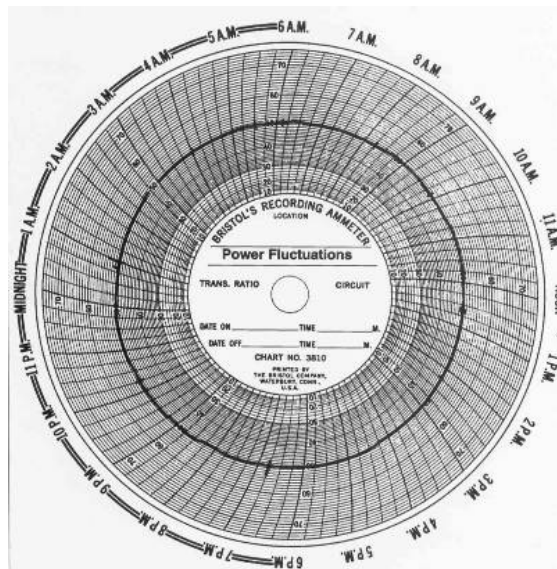
Bajo operaciones normales, la descarga del motor es relativamente constante, por consiguiente, si la principal fuente de alimentación de voltaje fluctúa, el amperaje fluctuara en un intento de suministrar la demanda de potencia de la bomba. Las fluctuaciones se reflejan en la carta amperimetrica como muestra la figura 64.

### Posible Causa

- a. La causa más común de fluctuación de potencia es periódicas sobre cargas de la fuente primaria de poder.
- b. Clima relacionado con perturbaciones eléctricas (rayos).

Generalmente si las fluctuaciones de potencia no causan una parada en el sistema, y son a corto plazo, se consideran aceptables y tienen un pequeño efecto en el funcionamiento del BES.

**Figura 64.** Carta Amperimetrica con Fluctuaciones de Potencia.



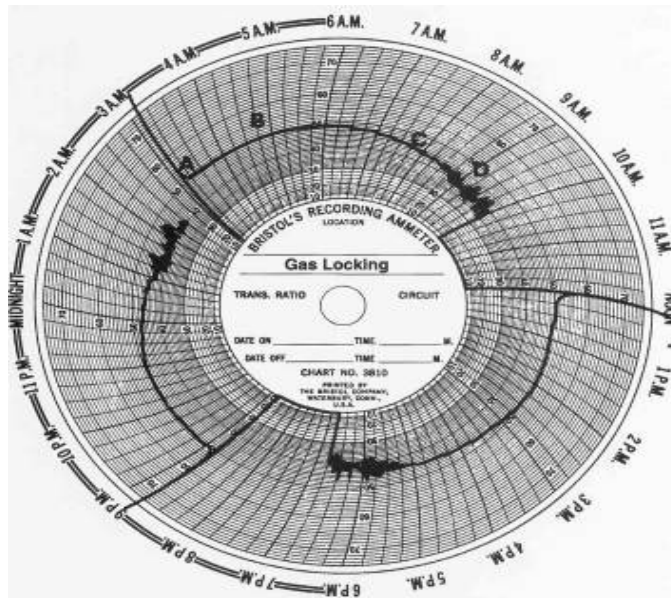
**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

## **Bloqueo por Gas**

Esta carta muestra tres eventos antes del bloqueo por gas. La sección A muestra el encendido. El nivel del fluido en el anular es alto, entonces el caudal de producción y la corriente están por encima de lo normal debido a la reducción del requerimiento de la altura dinámica total. La sección b muestra una curva de operación normal. La sección C muestra una disminución en la corriente ya que el volumen cae por debajo del diseño y la fluctuación de gas comienza a evolucionar. Finalmente la sección D muestra la irregularidad del amperaje ya que la presión de succión de la bomba decrece y los grandes volúmenes de gas son ingeridos en la bomba. Cargas cíclicas de gas libre y eventualmente líquido causan bajas corrientes y apagadas de la unidad.

- a. Es posible remediar esta situación mediante la reducción de bombeo, de este modo se incrementa la presión de entrada de la bomba y se comprime parte del gas dentro de la solución.
- b. Colocar una reducción de producción (choke), hasta que un nivel adecuado de fluidos se establezca.
- c. La bomba debe ser rediseñada colocando un separador de gas en el próximo cambio.

**Figura 65.** Carta Amperimetrica con Bloqueo por gas



**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

### Condiciones de Fluido Bombeado

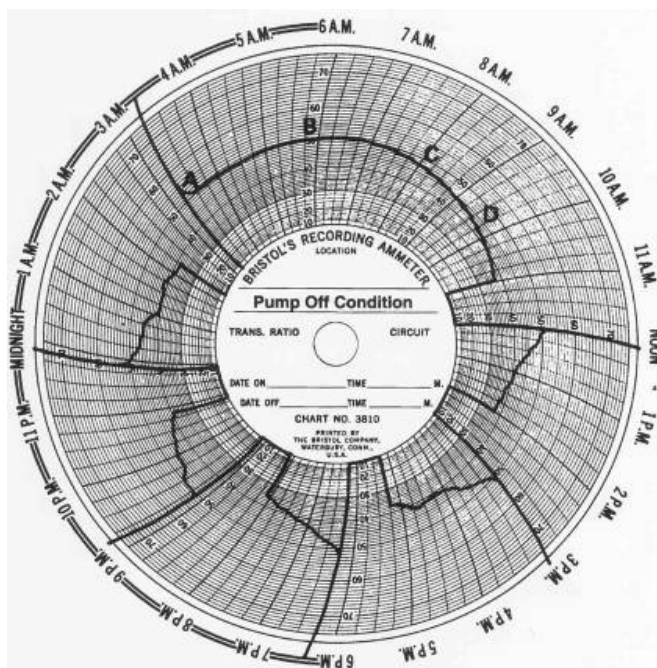
Esta carta muestra una unidad la cual se enciende automáticamente y se apaga otra vez. El análisis de la sección a, b y c es idéntico al bloqueo de gas, excepto que las fluctuaciones por gas libre desaparecen, en la sección d, el nivel de fluido se aproxima a la entrada de la bomba y disminuye la corriente como resultado de la menor producción de fluido y las características de rendimiento de la bomba. Por último el bajo nivel de corriente es alcanzado y la unidad se apaga. Tras un tiempo de espera, la unidad se reinicia automáticamente después de una hora.

Posible causas y acciones correctivas.

- a. La unidad es demasiado grande para esta aplicación la adopción de medidas correctivas es la misma que la de bloqueo por gas

- b. El índice de productividad ha cambiado es decir las condiciones del yacimiento han cambiado,( ej. Disminución en la presión de yacimiento, permeabilidad, propiedades del fluido etc.)
- c. La bomba puede estar deteriorada. revisar los niveles de fluidos y determinar el rendimiento de la bomba.

**Figura 66.** Carta Amperimetrica con variación por condiciones de fluido



**Fuente:** Baker Hughes – Centrilift

## 4.2 MANEJO DE INFORMACION.

Al realizar el completamiento original de un pozo, El equipo de La Superintendencia de Yacimientos, establece el IP del pozo de acuerdo con las propiedades petrofísicas, los espesores netos cañoneados y la información de pozos vecinos, con lo cual establecen cual sería la producción estimada para ese pozo como un compromiso volumétrico.

Es importante mencionar que la presión de burbuja en el Campo Castilla es tan baja (143 psi) y que su mecanismo de producción es por empuje de agua activo lo cual ha permitido un mantenimiento natural de la presión de yacimiento y hace que la presión de burbuja no se alcance bajo condiciones de yacimiento a lo largo de la historia de producción del campo, por lo cual se calcula el índice de productividad según la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{q}{P - P_{wf}}$$

Si  $\bar{P} \geq P_b$  y  $P_{wf} > P_b$

Una vez el pozo es completado, el equipo de ingeniería en campo realiza las recomendaciones de arranque del equipo a una frecuencia apropiada hasta estabilizar comportamiento de producción, El personal electricista toma medidas eléctricas para evaluar cargas y optimizar condiciones de operación.

Cuando se establezca el corte de agua, se debe realizar una prueba de producción y registrar nivel de fluido. Con toda la información tomada se calcula nuevamente el índice de productividad siguiendo la ecuación se redefine su compromiso volumétrico y se realiza el diagnóstico del sistema instalado.

Para calcular el índice de productividad es necesario contar con los datos de nivel de fluido, los datos de la prueba de producción (datos de medida de agua y aceite), la °API del fluido, gravedad específica del agua y la profundidad media de producción (PMP), los cuales se obtienen de la siguiente forma:

#### **4.2.1 Procesamiento de la Información**

La información manejada por el personal de Control de Producción corresponde a los datos recopilados por medio de las herramientas de control. Esta información la constituyen básicamente, datos de medida de agua y aceite, datos de nivel de fluido, BSW, estado de las bombas.

El manejo correcto de estas variables puede ayudar a detectar posibles problemas ya sea en el estado del pozo o del campo en general.

El manejo de los datos operacionales y de producción para un pozo que produce ya sea por bombeo mecánico o electrosumergible se realiza de la siguiente forma: Diariamente se deben monitorear los parámetros operacionales como son Golpes por minuto de la unidad (SPM) ó la frecuencia para el caso de bombeo electrosumergible, presión y temperatura en superficie, revisar si el pozo esta bombeando o no, anomalías mecánicas en la sarta, bomba, motor, caja reductora, etc. En el caso de bombeo electrosumergible monitorear los parámetros de sensor de fondo para los pozos que lo disponen como son la PIP, voltaje del motor, amperaje etc.

Esta revisión la realiza el recorridor de campo diariamente, y reporta los datos por medio de un informe de integridad del campo. Este informe contiene el listado de los pozos parados, explicando el motivo y la producción que se pierde por cada pozo que se encuentre fuera de funcionamiento (producción diferida).

Las estaciones reportan la producción de agua y aceite de los pozos, que se pongan a prueba. Las pruebas de tasa de producción deben ser conducidas para cada pozo por lo menos una vez al mes por un periodo de 24 horas

Una muestra de fluido es enviada al laboratorio para determinar el porcentaje de agua (BSW), API, cantidad de sedimento y salinidad del agua producida; así mismo diariamente el recorridor toma muestras aleatorias de algunos pozos para determinar las variaciones en el BSW, debido al alto corte de agua de campo Castilla

El bloque completo de información es reportada a la coordinación de control de producción.

#### 4.2.2 Calculo del índice de Productividad. IP

Debido a que la presión de burbuja es muy baja (143 Psi) y el mecanismo de empuje es acuífero activo, la presión permanece constante a lo largo del yacimiento y por lo tanto, se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular el índice de productividad:

$$IP = \frac{Q}{P - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde,

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo

$$P_{wf} = PIP + (PMP - \text{Prof. Bomba}) * 0,433 * GE_{\text{mezcla}} \quad \text{Ecuación 36}$$

$$\overline{GE} = GE_w (BSW) + GE_o (1 - BSW) \quad \text{Ecuación 37}$$

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

$GE_w = 1.002$  (Dato para el Campo Castilla)

PIP= Presión a la Entrada de la bomba

$PIP = (\text{Prof. Bomba} - \text{Nivel de fluido}) * 0,433 * GE$

PMP= Profundidad media de Perforaciones

Este valor como su nombre lo indica es un promedio entre el valor superior de los intervalos que se encuentran produciendo y el valor inferior, estos datos se obtienen de los estados mecánicos de los pozos. Como en el Campo Castilla no todos los pozos son verticales, existen pozos horizontales, desviados y multilaterales, para calcular la presión en fondo de estos pozos se debe usar la PMP a la profundidad vertical verdadera. (TVD). La cual es posible calcular a partir de los datos del survey donde vienen especificados los datos de inclinación, orientación, profundidad vertical y su valor en profundidad media

#### **4.3 VARIABLES DE CONTROL.**

Como su nombre lo indica es el conjunto de variables que representan el comportamiento actual del pozo. Estas variables permiten llevar un seguimiento histórico de la operación del equipo de producción y la conducta del yacimiento a medida que avanza la producción.

Las principales variables que se deben tener en cuenta en el Campo Castilla para la operación de un equipo de bombeo electrosumergible y bombeo mecánico son: corte de agua, nivel de fluido, eficiencia de la bomba, temperatura y presión en cabeza. Además de los parámetros de control del equipo BES como son el amperaje, voltaje, la presión en el motor y la presión a la entrada de la bomba

Del buen manejo de estas variables depende el óptimo funcionamiento del equipo y la eficiencia en la recuperación de la máxima cantidad de hidrocarburos para cualquier pozo productor.

#### **4.3.1 Nivel de Fluido**

El nivel de fluido es el valor de la altura medida desde la cabeza del pozo, hasta donde es detectada la columna de fluido. Con el dato obtenido del Registro Sónico correspondiente a la cantidad de tubos vacíos y conociendo la cantidad de tubos existentes hasta la profundidad de la bomba, se puede resolver la siguiente ecuación para conocer el nivel de fluido.

Nivel de fluido = lectura de tubos del sonolog \* Profundidad de la bomba / tubos hasta la profundidad de la bomba

Para el nivel de fluido sobre la bomba (sumergencia) la ecuación sería la siguiente:

Sum (Ft) = profundidad de la bomba – Nivel de fluido

La variación del nivel de fluido es un factor clave para determinar si un pozo se encuentra funcionando de forma óptima, ya que una disminución de esta variable corresponde a un aumento en la sumergencia de la bomba, lo cual puede indicar que el equipo no se encuentre trabajando correctamente y por lo tanto no esté sacando el fluido correspondiente. Para el Campo Castilla se definió un rango de 250 ft de variación de nivel según datos históricos como consideración de operación normal de un pozo.

#### **4.3.2 Corte de Agua**

Es el porcentaje de agua que se produce en el flujo total de fluidos de un pozo. Debido al alto corte de agua que presentan los pozos del Campo

Castilla, es necesario realizar un continuo seguimiento a esta variable para determinar cuanta es la producción de aceite del pozo. Para esto se toman muestras semanales en cabeza de pozo, con las cuales por medio de esta herramienta se pretende calcular nuevamente una prueba para estimar la variación del caudal de aceite y así estimar las pérdidas de aceite por el aumento del BSW.

#### **4.3.3 Eficiencia de la Bomba**

##### **Bombeo Mecánico**

$$\text{Eficiencia} = Q / 01166 * SPM * LST * d^2$$

Donde,

Q= volumen de liquido desplazado por la bomba [BPD]

LST = longitud del recorrido del embolo [pulgadas]

SPM = velocidad de bombeo [recorridos / minutos]

d = diámetro del embolo [pulgadas]

Esta fórmula considera un llenado al 100% del barril, pero normalmente la eficiencia de bombeo se ve reducida por factores tales como las pérdidas ocasionadas por escapes, flujo insuficiente de líquido desde la formación o restricciones en la bomba.

Dichos problemas se deben detectar a tiempo para generar las soluciones que mejoren la operación de la bomba y así permitir el llenado completo del barril de la bomba y aumentar la eficiencia del bombeo.

Manipulando las variables de la ecuación para el cálculo del desplazamiento de la bomba, se puede adaptar la capacidad de bombeo de esta a la producción actual del pozo mientras los valores correspondientes a la instalación actual del pozo lo permitan. De lo contrario, se requeriría reemplazar la bomba o la unidad; es decir, si se requiere una menor

capacidad de bombeo, una reducción en los golpes por minuto de la unidad o en la longitud del recorrido puede generar este efecto. Valores menores o mayores a los que se pueden obtener modificando estos dos parámetros requerirían un cambio en el diámetro del embolo por ende un cambio de bomba.

### **Bombeo Electrosumergible**

$Eficiencia = Q_{actual} / Q_{Teórico}$

**Q actual:** Barriles de fluido producidos por día (BFPD)

**Q Teórico:** Barriles que se deben producir a la frecuencia de operación de la bomba.

Es importante llevar un control de las variables de operación del equipo de fondo como lo son el voltaje, amperaje, PIP, temperatura del motor, para detectar problemas a tiempo y evitar un daño en el equipo de bombeo. La PIP no puede tener valores menores a 300 Psi ya que este es el valor mínimo de sumergencia que debe tener la bomba, para su correcto funcionamiento.

Una variable importante para predecir posibles problemas en el equipo de bombeo electrosumergible y a la cual se recomienda llevar un seguimiento es el Amperaje, ya que para cada Hz de operación del equipo se debe consumir una corriente determinada, por lo tanto al llevar un seguimiento y conocer sus variaciones se puede predecir un mal funcionamiento del equipo que puede ser causado por taponamiento de la bomba, daños en los ejes del motor, cambios en la condiciones del fluido bombeado, etc.

La frecuencia de operación es utilizada para aumentar o disminuir el caudal de fluido de un pozo, lo que causa variaciones en el amperaje, presión de fondo fluyendo y por ende en el Draw Down del pozo, por recomendaciones de Yacimientos en el campo Castilla el Draw Down no debe ser superior a 1000 psi, ya que valores mayores pueden llevar a un daño en la formación

#### **4.3.4 Presión en Cabeza y Temperatura en Cabeza**

Se debe realizar un control de estas variables para determinar posibles problemas en el pozo, ya que un incremento en la temperatura puede ser señal de un incremento en la producción de agua y una variación en la presión en cabeza nos da indicios del aumento o disminución en la producción del pozo.

En el Campo Castilla el valor más representativo de presión en cabeza de pozo es de 100 psi con una variación máxima permitida de +/- 10 psi. Para el caso de la temperatura el rango permisible está entre +/- 5 F.

#### **4.4 PRONOSTICO OPERATIVO (POP)**

Este es un ejercicio que se realiza mensualmente, a efecto de disponer de una cifra de máximo potencial de cada una de las segregaciones de crudo, y la cual sirve como nivel de referencia para el cálculo de la producción disponible de los próximos meses. Este valor es discutido y acordado por un equipo de trabajo, integrado, además del ingeniero de producción, por los ingenieros de yacimiento y facilidades de superficie.

En el Pronostico Operativo (POP) deberán incluirse todos los pozos capaces de producir por un periodo de tiempo determinado, es decir: pozos activos; pozos cerrados por problemas operacionales menores de superficie o subsuelo, con disponibilidad inmediata; y pozos cerrados por problemas operacionales mayores o menores de superficie o subsuelo, con disponibilidad no inmediata (siempre y cuando se tenga planificado repararlos o activarlos en los tres meses siguientes).

La estimación mensual del POP generalmente se realiza a nivel de pozo, a final de cada mes, y sobre la base de las últimas medidas representativas que se dispongan.

Durante esta revisión se tienen en cuenta cualquiera de los siguientes eventos que apliquen:

a-. Las últimas medidas muestran que el pozo se encuentra produciendo en línea con el potencial asignado: En este caso, simplemente se ratifica su producción para ese periodo.

b-. Las últimas medidas muestran que el pozo está produciendo por debajo del potencial: En este caso se revisan todos los parámetros asociados al sistema de producción (THP , WHT , BSW, equipo del sistema de levantamiento) y se asume que el potencial es recuperable, por lo que la producción faltante se mantiene como diferida y la duración de este proceso dependerá de las acciones acordadas y la capacidad de respuesta de la organización. Si agotadas todas las acciones económicamente posibles y revisados los parámetros de yacimiento asociados al pozo no permiten recuperar los niveles de producción anteriores, entonces se ajusta el POP del pozo. La reducción del potencial de producción del pozo podrá asociarse a factores intrínsecos, como: yacimiento (debido a agotamiento de presión, incremento del corte de agua ); completación mecánica (lo que ocasionaría

una pérdida permanente de la capacidad de producción y cuya corrección requeriría un trabajo de reacondicionamiento mayor con taladro); ajustes administrativos, asociadas a la corrección de potenciales mal asignados por algún tipo de error de interpretación o problemas de medición; entre otros.

c-. Las últimas medidas muestran que el pozo está produciendo por encima del potencial asignado: Entonces se desprenden acciones dirigidas a la verificación de los datos y si se estima procedente, se ajustará el potencial, elevando el mismo. Estos casos ocurren generalmente cuando al pozo se le ha efectuado algún ajuste u optimización, algún cambio de zona, estimulación de pozos, cañoneo adicional, entre otros.

Una vez se ha estimado el potencial de cada pozo, se considera un porcentaje de declinación, el cual es calculado según la estadística de producción del campo este factor es del alrededor del 2% en el Campo Castilla.

Se establece el incremental por operaciones de workover y perforación, así como las diferidas correspondiente al mes ya sea por reposición de líneas, Mantenimiento de superficie, Limitación de facilidades, etc. Consolidando los anteriores tópicos se calcula el pronóstico operativo del mes POP.

## 5. HERRAMIENTA SCP

En la actualidad para llevar el control de la producción, el seguimiento del comportamiento y el estado mecánico del pozo y el equipo de bombeo y para la generación de los Informes de Producción se cuenta con un conjunto de archivos independientes, en los cuales se ingresan los datos diarios de la producción, en muchos de ellos de manera repetitiva, con formatos difíciles de manejar que exigen destreza por parte del usuario.

La adquisición de la información es lenta y los datos se encuentran dispersos en diferentes aplicaciones, y si a esto le sumamos que la información no se presenta de manera global, se ocasiona un problema de desorganización rutinaria lo cual repercute negativamente en la toma de decisiones oportunas y acertadas frente a las diferentes necesidades que se presentan diariamente.

Con el fin de mejorar los procesos de información, la forma como se ingresan y registran los datos de producción, se plantea la opción de ordenar la información en una única aplicación que cumpla con los siguientes requerimientos:

- La integración de datos básicos de producción junto con información sobre condiciones de superficie y subsuelo, de manera que puedan ser consultados en forma rápida y permitan un análisis inmediato del estado de los mismos.
- Captura de datos diarios de producción de crudo y agua, por pozos.

- Captura de datos básicos de trabajos a pozos, tales como: cambios de recorrido o frecuencia, cambios de motor, de bomba y el estado mecánico del pozo en general.
- Captura de los datos de niveles de fluido de los pozos.
- Captura de los datos de seguimiento del BSW en cabeza de pozo.
- La generación de cálculos de producción, tales como: presión de fondo fluyente, índice de productividad del pozo y eficiencia de la bomba.
- Un modulo que permita graficar la producción tanto de agua, gas o aceite, así como la medidas de nivel de fluido por pozos en un periodo de tiempo cualquiera.
- Esta herramienta debe generar una presentación amigable con el usuario que permita visualizar globalmente la información y debe poseer formas de captura de datos de forma ágil.

## **5.1 DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA.**

La herramienta SCP seguimiento para el control de la producción consta de 6 hojas principales

- Hoja de Control
- Hoja de Pruebas
- Hoja de Niveles
- Hoja de BSW
- Hoja de Estados Mecánicos
- Hoja de Referencia

## 5.1.1 Hoja de Control.

Figura 67. Hoja de Control

Esta hoja permite llevar el seguimiento global de la información accediendo a la información de los pozos de forma rápida. La hoja de Control se divide en varios módulos entre los que se encuentran:

### Datos Generales del Pozo

Figura 68. Datos Generales del Pozo

<b>CODIGO</b>	<b>Pozo</b>	<b>Sistema de Levantamiento</b>
<b>Fecha Perforación:</b>	<b>C.Gaus</b>	
<b>Desviación</b>	<b>Formación</b>	<b>Pyto.</b>
		<b>API</b>

En este modulo se ingresa el código establecido para el pozo y automáticamente se cargan los datos generales del pozo, como son el nombre, el sistema de levantamiento, la fecha de perforación, Coordenadas Gauas, la Desviación, Formación, Presión de Yacimiento y °API.

## Estado Mecánico

Figura 69. Estado Mecánico

Estado Mecánico

OD Tubing, in:

Prof. Bomb., ft:

OD Liner, in. :

JUNTAS			
3 1/2	4 1/2	5 1/2	total
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Equipo de Subsuelo			
7/8	1	1 1/8	total
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Fecha

OD Casing, in.:

Tope del liner, ft.:

Top Perfor., ft.:  PMP TVD

Bottom Perfor., ft.:

Prof. Actual, ft. :

Al ingresar el código en el modulo de datos generales automáticamente se cargan los datos del estado mecánico, los cuales están conformados por el Diámetro del tubing, diámetro del casing, diámetro y tope del liner, estos datos son importantes a la hora de realizar el diseño de un equipo con el fin de establecer el diámetro adecuado de la bomba.

El número de juntas y su total, la profundidad de la bomba (datos básicos para calcular el nivel de fluido), el equipo de subsuelo para el caso de bombeo Mecánico, el dato superior e inferior de las perforaciones y la PMP

## Equipo del Sistema de levantamiento

Figura 70. Sistema de levantamiento

Equipo de superficie		
Unidad de Bombeo		
REDA	6000	
Variador		
Marca	KVA	Pulsos
CTL	325	6

Equipo de Fondo					
Bomba					
No	Fecha	Serie	Etapas	Modelo	
1		538	71	S6000N	
Motor					
No	Modelo	Serie	voltaje	Hp	Amp
1	Dominator	562	1649	360	131
Sensor			Phoenix Tipo 1		

Es este modulo se cargan automáticamente los datos del sistema de levantamiento el equipo de superficie y el equipo de fondo, estos datos son importantes para conocer cuanta debe ser la producción nominal o la eficiencia en la que está trabajando la bomba y poder consultar de forma rápida los equipos disponibles en el campo.

### Pruebas de Producción

Una vez se hayan cargado los datos de los módulos anteriores se cargan las pruebas de producción para el pozo que se desee consultar, para esto se hace clic en el botón BUSCAR PRUEBAS y este ordenara las pruebas de la más reciente hasta la más antigua según el código del pozo provenientes de la hoja Pruebas.



### 5.1.2 Hoja de Pruebas.

Figura 73. Hoja de Pruebas

COB	POZO	FECHA	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	THPmi	THPmax	NFJtas	Hz-Lst	AMP-SPM

En esta hoja se realiza el cargue de los datos de las pruebas de pozo, primero se ingresa el código del pozo y la hoja carga el nombre del pozo, después los datos correspondientes a la fecha de la prueba los barriles de fluido totales y el bsw según los datos entregados por el operador de la estación.

La presión en la cabeza de pozo, la frecuencia o estroques por minuto, el amperaje o recorrido, según el tipo de levantamiento se carga buscando los datos registrados por los recorredores en el reporte de integridad.

El número de juntas se busca en la hoja de Niveles para la fecha correspondiente al día de la prueba o un valor cercano a ese día.

### 5.1.3 Hoja de Niveles.

En esta hoja se realiza el cargue y la búsqueda de los niveles tomados por el registro sísmico



Para buscar los niveles de un pozo se ingresa en el recuadro amarillo (figura 74.) el código del pozo y se hace clic en el botón Buscar Niveles, este ordenara los niveles del más reciente hasta el más antiguo según el código del pozo provenientes del cargue de niveles.

**Figura 76.** Buscar Niveles

	Pozo				
		<input type="button" value="Buscar Niveles"/>			
	Fecha	Observaciones	NFJTA	NF Pies	Sumergencia

Para mejorar el seguimiento al control de producción se incorporó un modulo en la parte de hoja de niveles el cual me permite recorrer todos los pozos haciendo clic en el botón Buscar Todos los niveles y según el rango establecido (introducido en la hoja de nivel) realiza una resta entre el nivel anterior y el último nivel registrado y clasifica los pozos en el recuadro de acuerdo a si ocurre un aumento o una disminución del nivel.

**Figura 77.** Clasificar Niveles

<input type="button" value="Buscar Todos los Niveles"/>	
Pozos que aumentaron el nivel	Pozos que disminuyeron el nivel

### 5.1.4 Hoja de BSW.

Figura 78. Hoja de BSW

CODIGO	POZO	FECHA	BSW

Buscar BSW			
	Pozo		

Esta hoja me permite llevar un control de los datos de BSW tomados en cabeza de pozo, el cargue de datos es el mismo realizado en las hojas anteriores, para buscar los datos del BSW se ingresa el código en el recuadro amarillo y se hace clic en el botón Buscar Bsw

Una vez se han buscado los datos de Bsw, en la hoja de control se buscan los datos para el respectivo pozo y haciendo clic en el Botón recalcularse carga la última prueba del pozo con los datos de fecha, BFPD, BOPD BWPD, yBSW de la prueba. Con el último dato de BSW en cabeza de pozo y tomando el valor del fluido total se recalcula la prueba para determinar cuántos son los barriles que se dejan de producir debido al aumento del corte de agua.

Figura 79. Calculo Prueba de Producción

Recalcular					
Fecha	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	DIFERENCIAL

### 5.1.5 Hoja de Estado Mecánicos

Esta hoja constituye la hoja de cargue más importante de la herramienta, en esta hoja se definen los códigos de los pozos, su respectivo nombre y todos los datos necesarios para el desarrollo de la herramienta. Los datos a cargar son los siguientes:

**ID:** Código con el cual se va a nombrar el pozo.

**POZO:** Nombre del pozo

**L.ARTIFICIAL:** Tipo de levantamiento artificial del pozo (Bombeo Mecánico ó Bombeo electrosumergible)

**DESVIACIÓN:** tipo de pozo (Vertical, Horizontal, Desviado, Multilateral)

**FECHA PERFORACIÓN:** Día, Mes, Año de perforación del pozo.

**C.GAUUS:** Coordenadas Gauus pozo (Este ,Norte)

**FORMACIÓN:** Tipo de formación perforada según el estado Mecánico

**P.Yto:** Presión de Yacimiento del pozo

**FECHA E.M:** Fecha del estado mecánico del pozo

**P.Bomba:** Profundidad de la Bomba

#### **PMP**

**PER.TOPE:** Valor superior de los intervalos cañoneados

PER.BASE:	Valor inferior de los intervalos cañoneados
PMP MD:	Este valor se calcula automáticamente al ingresar los valores anteriores
PMP TVD	Valor correspondiente a la profundidad media perforada, leído de los surveys del pozo.
<b>P.ACTUAL:</b>	Profundidad total perforada del pozo.
<b>JUNTAS:</b>	Número de Juntas que posee el pozo
<b>Equipo Subsuelo:</b>	Número de varillas instaladas en el pozo para el caso de bombeo mecánico
<b>U.SUPERIOR:</b>	Unidad del sistema de levantamiento (Fabricante y Modelo)
<b>VSD:</b>	Variador instalado para el caso del Bombeo electrosumergible (Marca, KVA, Pulso)
<b>BOMBA:</b>	Datos generales de la bomba del sistema de levantamiento (No: número de bombas, ETAPAS: número de etapas para bombeo electrosumergible ó diámetro del pisto para bombeo mecánico, Modelo, Serie)
<b>MOTOR:</b>	Datos generales del motor (No, Potencia, Voltaje, Amperaje, modelo, serie)
<b>SENSOR:</b>	Tipo de sensor de fondo

°API: Gravedad API del fluido.

### 5.1.6 Hoja Referencia

Como su nombre lo indica esta hoja se utiliza como referencia para conocer la producción esperada en el campo por las pruebas tomadas a los pozos. Haciendo clic en el botón Cargar datos, automáticamente se cargan los datos de la última prueba para cada uno de los pozos en la columna estación se escoge la estación a la cual está alienado cada pozo, esto se hace con el fin de saber cuánta es la producción esperada al liquidar cada estación y poder llevar un control si existe un faltante en la producción

Figura 80. Hoja de Referencia

POZO	Estación	Fecha	AMP/S PM	HZ/Lst	Petróleo BOPD	Agua BWPD	Total BFPD	BSW %	THP PSI	Nivel F Jts	Bomba Pies	°API
C-01	ECL	20-ago-09	166	60	343	2.352	2.695	87,27%	17	90,89	4503	12,4
C-02	MODA	29-jul-09	8	100	181	1.997	2.178	91,69%	50	26	4003	12,5
C-03	MODA	26-jul-09	8	144	524	1.549	2.073	74,71%	80	51,5	4018	12
C-04	OFF	16-mar-09	278	45	0	6.267	6.267	100,00%	43	51,12	4440	13
C-05	OFF	21-mar-09	164	45	26	946	972	97,28%	22	21,88	0	12,5
C-07	MODB	26-feb-09	298	52	875	4.598	5.473	84,02%	115	65,55	4518	12,5
C-08	MODA	28-feb-09	8	120	182	1.373	1.555	88,29%	65	44,16	3205	12,5
C-09	ECL	20-ago-09	400	35	377	4.847	5.024	92,49%	32	30	4756	12,4
C-10	MODA	18-ene-09	261	45	434	6.630	7.074	93,88%	25	49	3009	11,8
C-11	MODA	19-abr-09	351	62	1079	6.288	7.377	85,86%	82	85,26	3671	11,8
C-12	MODA	28-feb-09	154	45	482	2.289	2.761	82,17%	80	58	4416	12,5
C-13	MODB	27-jul-09	7	144	236	1.071	1.287	82,60%	58	73,87	3713	12,4
C-14	MODA	26-feb-09	118	40	601	1.441	1.042	88,24%	146	95,85	4996	12,9
C-16	MODB	31-jul-09	328	60	1166	8.835	10.001	88,34%	42	60,09	4051	12,5
C-17	OFF	23-jul-08	194	43	425	4.673	5.098	91,67%	160	22,57	3933	12,8
C-18	MODB	04-feb-09	439	48	1340	7.977	9.317	85,62%	70	69,64	4515	12,5
C-19	MODB	25-feb-09	209	54	1025	3.114	4.139	75,23%	50	81,44	3909	11,9
C-20	OFF	23-feb-09	8	192	284	4.844	4.928	94,33%	40	62	3205	12,5
CN-38	205B	24-jul-09	336	49	970	4.503	5.473	82,28%	60	107,4	4534	12,5
CN-39	205B	08-ene-09	164	40	1190	1.821	4.011	70,34%	180	76,95	4395	11,8
CN-40	205B	12-ago-08	231	37	149	1.106	1.255	88,12%	115	99,22	4506	11,3
CN-41	205B	28-may-09	232	42	31	1.497	1.528	97,97%	12	124,3	4514	11,3
CN-42	205B	13-ago-08	207	40	665	753	1.418	53,10%	120	63,86	4981	12,1
CN-43	205B	17-may-09	209	45	2633	3.217	5.850	54,99%	240	49,38	4556	11,3
CN-44	205B	12-mar-09	137	40	12	1.376	1.388	99,14%	5	21,57	5012	11,3
CN-45	205B	06-mar-09	199	48	7	1.880	1.887	99,63%	24	89,58	4952	12
CN-46	205B	24-jul-09	139	40	129	1.448	1.577	91,85%	305	29,69	5018	12
CN-47	205B	08-ene-09	209	45	1277	1.139	2.416	47,16%	320	39,73	4996	12
<b>SUB-TOTALES POR ESTACIÓN Y CAMPO</b>					<b>Petróleo BOPD</b>	<b>Agua BWPD</b>	<b>Total BFPD</b>	<b>BSW %</b>				
20-ago-09												
Subtotal Estación 1					4503	18228	22731	88,19%				
Subtotal Estación 2 Módulo (A) 202 A y 203A					73276	12019	85295	14,09%				
Subtotal Estación 2 Módulo (B) 202 B y 203 B					70236	15471	85707	18,06%				
Subtotal Estación 2 Módulo 204 B					11789	76333	88122	86,62%				
Subtotal Estación 2 Tanque 205 B					86122	24873	110995	22,41%				
Subtotal Estación 2					241403	128629	370032	34,77%				
Subtotal Estación Acacias					0	0	0	0%				
Subtotal Pozos Activos (Potencial)					243908	148924	392832	37,40%				
Subtotal Pozos Inactivos					1919	1919	6796	2,82%				
<b>TOTAL CAMPO CASTILLA</b>					<b>70574</b>	<b>390232</b>	<b>460806</b>	<b>84,68%</b>				

Cargar datos

## 6. CONCLUSIONES

- La integración de la información a través de una herramienta informática que maneje las bases de datos pertenecientes a los sistemas de levantamiento y parámetros de pozo, agiliza la consulta, ingreso y análisis de la información, facilitando el control y la toma de decisiones de manera ágil y oportuna.
- La herramienta SCP permite integrar eficazmente bajo una interface amigable las variables y parámetros de pozo, permitiendo al ingeniero de control de producción disponer del soporte para el análisis de toma de decisiones, orientadas a la optimización de producción de los pozos.
- Realizar un monitoreo continuo de los parámetros de operación de un pozo permite mejorar el funcionamiento del equipo instalado y aumentar el tiempo de vida útil de dicho equipo.
- Debido a la gran Cantidad de información manejada por el personal de Control de producción, el uso de base de datos es imprescindible y su aplicación más allá de una herramienta informática debe convertirse en una filosofía de manejo de información, para así mejorar la eficiencia y prontitud en los pronósticos y decisiones

## 7. RECOMENDACIONES

- La herramienta informática SCP constituye una base importante para la implementación de un software de manera que cubija toda la información necesaria para el departamento de control de producción de modo que se puedan optimizar los procesos manejo, análisis e integridad de la información.
- Es necesario incluir la información histórica de los trabajos realizados a los pozos de tal forma que se pueda relacionar con las pruebas de producción y parámetros de pozo, con el fin de realizar un adecuado seguimiento al desempeño de los mismos.
- Para llevar un óptimo control sobre el sistema de bombeo electrosumergible es necesario Integrar en la herramienta los parámetros de monitoreo de equipo de fondo: PIP, Amperaje y voltaje.

## 8. BIBLIOGRAFIA

CAPACHO, Ruth Páez. Diplomado en Producción. Bombeo Mecánico. UIS.  
RED LOCAL ECOPETROL S.A

Manual de TWM Software de Echometer Company.

BAKER HUGHES COMPANY - CENTRILIFT. Handbook for Electrical  
Submersible Pumping Systems. Claremore, Oklahoma. 2009.

MACHETE, Eliana Yaira. “Análisis del desempeño de dos sistemas de  
levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2  
utilizados en el campo Caño Limón”. Universidad Industrial de Santander.  
Escuela de Ingeniería de Petroleos. Tesis (pregrado). 2007.

LYONS, William C. Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas  
Engineering. Houston, TX. 1996.

PENA, Fredy S. “Bombeo Electrosumergible. Descripción, Diseño y  
Monitoreo.”Schlumberger –WCP-Artificial Lift System. Universidad Industrial  
de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis Practica Industrial  
(pregrado).2005