

**DISEÑO TÉCNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL A IMPLEMENTAR EN LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO**

LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ

JHON JAVER SÁNCHEZ MORENO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

BUCARAMANGA

2008

**DISEÑO TÉCNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL A IMPLEMENTAR EN LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO**

LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ

JHON JAVER SÁNCHEZ MORENO

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

Director

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

Codirector

**CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos**

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2008

AGRADECIMIENTOS

*A Dios que ha guiado mi vida por un camino lleno de bendiciones
A mi madre Nahy Jiménez, mi ejemplo de vida, mi fortaleza,
A José Luis Motta quien ha estado conmigo en todos los momentos.
A Fernando Calvete quien es un excelente docente, profesional y gran ser humano
A Cesar Afanador y Carlos Reyes quienes me han ayudado a crecer en conocimiento.
A Jhon Javer Sánchez, Mi gran amigo de la Universidad.
A todas las personas que estuvieron cerca de mí algún día, porque de todas he
aprendido algo.*

SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ

*A DIOS Y MARÍA AUXILIADORA por ser la luz en el camino
y la fuerza necesaria para superar los obstáculos que se
presentaron durante el transcurso de la carrera.*

*A mi Padre, Madre y Hermanas por ese esfuerzo, apoyo, en
la realización de este sueño tan anhelado.*

*A Fernando y Cesar nuestros directores por su confianza,
dedicación, y esas palabras de aliento que nos
llevaron a sacar el proyecto adelante.*

*A mis amigos por compartir tantos momentos agradables,
por sus enseñanzas, que me ayudarán a ser
ese profesional exitoso.*

*A Ecopetrol-Independence esa gran familia,
que me brindo todo su respaldo para
lograr los objetivos propuestos.*

Una vez más GRACIAS

Con Cariño

JHON JAVIER SÁNCHEZ MORENO

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	2
1.1. BOMBEO MECÁNICO.	6
1.1.1 LAS BOMBAS DE SUBSUELO.	9
1.1.2 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	13
1.1.3 ANCLAS DE TUBERÍA.	14
1.1.4 LA SARTA DE VARILLAS DE BOMBEO.	14
1.1.5 EL EQUIPO DEL CABEZAL DEL POZO.	16
1.1.6 LA BARRA LISA.	17
1.1.7 SEPARADORES DE GAS DE FONDO (ANCLAS DE GAS).	18
1.1.8 LAS UNIDADES DE BOMBEO.	19
1.1.9 SISTEMA DE CONTRABALANCE.	24
1.1.10 EL REDUCTOR DE VELOCIDADES.	26
1.1.11 EL MOTOR.	27
1.1.12 CONTROL DE PRODUCCIÓN.	28
1.2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	30
1.2.1 COMPONENTES, DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.	30
1.2.2 EQUIPO DE FONDO.	34
1.2.3 ACCESORIOS DE FONDO.	41
1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAD “PCP”	42
1.3.2 EQUIPO DE SUPERFICIE	44

1.3.3 EQUIPO DE SUBSUELO.	45
1.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET Y PISTON	47
1.4.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET	47
1.4.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.	49
1.4.1.2 ELEMENTOS E INSTALACIONES DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.	50
1.4.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON	55
1.4.2.1. EQUIPO DE SUPERFICIE	55
EQUIPO DE SUBSUELO	59
1.5 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT	63
1.5.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA.	64
1.5.2 TIPOS DE APLICACIÓN.	67
1.5.3 INSTALACIÓN DE SUBSUELO.	72
1.5.4 EQUIPO DE SUBSUELO.	72
2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.....	75
2.1 RESEÑA HISTÓRICA	77
2.2 INFORMACIÓN ACTUALIZADA DEL ESTADO DE LOS POZOS.	78
2.3 IDENTIFICACIÓN DE PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO	80
2.4 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO	82

2.5 SELECCIÓN DE POZOS PARA DISEÑO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	86
2.5.1 POZOS ACTIVOS	86
2.5.2 OTROS POZOS DEL CAMPO COLORADO IDENTIFICADOS COMO CANDIDATOS A REACTIVAR	102
2.5.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO.	108
3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO	114
3.1 BOMBA DE SUBSUELO	115
3.1.1. TIPOS DE BOMBAS	116
3.1.2. DESIGNACIÓN API PARA BOMBAS DE SUBSUELO.	118
3.1.3. CICLO NORMAL DE BOMBEO.	119
3.2 ANCLAJE DE LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN	121
3.3 ANCLAS DE GAS	122
3.4 SARTA DE VARILLAS	123
3.4.1 VARILLAS API	125
3.4.2 VARILLAS NO API	127
3.4.2.1 VARILLAS DE ALTA RESISTENCIA.	127
3.4.2.2 COROD O VARILLAS CONTINUAS.	127
3.4.2.3 VARILLAS DE FIBRA DE VIDRIO	128
3.4.3 COMBINACIONES DE VARILLAS EN LA SARTA	129
3.4.4 DISEÑO DE LA SARTA DE VARILLAS	131
3.4.4.1 CÁLCULOS DE ESFUERZOS EN LAS VARILLAS	132
3.4.4.2 ANÁLISIS DE LAS CARGAS EN LAS VARILLAS	134
3.4.5 BARRAS DE PESO	136

3.5 EQUIPO EN CABEZA DE POZO (SUPERFICIE)	137
3.5.1 UNIDADES DE BOMBEO	138
3.5.1.1 GEOMETRÍAS DE LAS UNIDADES DE BOMBEO	138
3.5.1.2 DESIGNACIÓN DE UNA UNIDAD DE BOMBEO	144
3.6 MOTOR PRINCIPAL	145
3.6.1 MOTORES ELÉCTRICOS.	146
3.6.2 MOTORES DE ALTO DESLIZAMIENTO.	146
3.6.3 MOTORES A GAS.	146
3.7 MÉTODO DE DISEÑO	147
3.7.1 MÉTODO API RP 11L	147
3.7.1.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS USANDO EL MÉTODO API RP 11L	149
3.7.1.2 NOMENCLATURA DEL MÉTODO API RP 11L	149
3.7.1.3 CÁLCULO DE PARÁMETROS OPERACIONALES	153
3.7.1.4. MEJORAS AL MÉTODO DE DISEÑO API RP 11 L	158
3.7.1.5 VELOCIDAD SINCRÓNICA	160
3.8 PARÁMETROS GENERALES DE DISEÑO EN UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	161
3.8.1 DESPLAZAMIENTO Y EFICIENCIA VOLUMÉTRICA DE LA BOMBA.	161
3.8.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE LA BOMBA	163
3.8.3 MAXIMIZANDO LA EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO	167
3.8.4 MAXIMIZANDO LA TASA DE BOMBEO	167
3.9 EJEMPLO DE APLICACIÓN: DISEÑO MANUAL DE BOMBEO MECANICO PARA EL POZO B-2	168
3.9.1 PARÁMETROS	168
3.9.2 CALCULO DE PRESIÓN MEDIA (P) DEL YACIMIENTO.	169

3.9.3 CÁLCULO DE CAUDAL MÁXIMO, PWF, NIVEL DINÁMICO	170
3.9.4 DISEÑO PRELIMINAR	171
3.9.5 SELECCIÓN DE LA UNIDAD A DISEÑAR	175
3.9.6. DISEÑO DEL MOTOR	177

4. DISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO COLORADO180

CONCLUSIONES	191
RECOMENDACIONES.....	192
BIBLIOGRAFIA	193
ANEXOS	194
GLOSARIO.....	241

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento de un pozo mostrando una curva típica IPR	4
Figura 2. Componentes de un Sistema de Bombeo Mecánico	7
Figura 3. Instalación de bombas de subsuelo.	13
Figura 4. Tipos de unidades de Bombeo Mecánico	22
Figura 5. Instalación típica de un bombeo electro sumergible.	31
Figura 6. Motor Electro - Sumergible	35
Figura 7. Partes de un Motor Electro – Sumergible.	36
Figura 8. Sección Sellante	37
Figura 9. Bomba Centrífuga	38
Figura 10. Separador de gas rotativo.	40
Figura 11. Esquema general de un sistema de bombeo por cavidades progresivas.	42
Figura 12. Equipo de Superficie	45
Figura 13. Equipo de subsuelo Rotor y estator	46
Figura 14. Principio de operación bomba jet	49
Figura 15. Instalación de bombeo jet convencional.	52
Figura 16. Bombas fijas y libres	53
Figura 17. Instalación de bombeo hidráulico tipo pistón.	56
Figura 18. Unidad de bomba hidráulica tipo pistón.	60
Figura 19. Instalación De Subsuelo	71
Figura 20. Mandriles	72
Figura 21. Localización del Campo Colorado.	75
Figura 22. Mapa de ubicación de los pozos de Campo Colorado en superficie.	76
Figura 23. Mapa Estado de los pozos del Campo Colorado.	79

Figura 24. Columna Estratigráfica Generalizada VMM	85
Figura 25. Sistema de bombeo mecánico.	115
Figura 26. Bomba de subsuelo	116
Figura 27. Tipos de bombas de subsuelo	117
Figura 28. Designación API para bombas de subsuelo	118
Figura 29. Ciclo normal de bombeo.	120
Figura 30. Varillas Tipo API	124
Figura 31. Sarta de varillas y acople para la misma.	129
Figura 32. Diagrama de Goodman Modificado en rango de esfuerzo permisible para varillas grado C en un ambiente no corrosivo.	135
Figura 33. Unidad de Bombeo Convencional	139
Figura 34, Unidad Mark II	141
Figura 35. Unidad Balanceada por aire	143
Figura 36. Nomenclatura para el método API	151

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tamaños Estándar de la bomba de varillas de subsuelo de cuerdo con la especificación API 11AX.	12
Tabla 2. Propiedades Químicas y Mecánicas de los materiales de una varilla de succión API de acuerdo con la especificación API 11B.	16
Tabla 3. Clasificación de las Unidades de Bombeo.	21
Tabla 4. Consideraciones para el método de Cavidades Progresivas.	43
Tabla 5. Cuadro comparativo de las aplicaciones para flujo continuo y para flujo intermitente.	70
Tabla 6. Potenciales de pozos inactivos Campo Colorado.	102
Tabla 7. Datos de Pozo característico del Campo Colorado.	108
Tabla 8. Resultados de la selección con la Herramienta MUTOR.	109
Tabla 9. Criterios de selección para el Bombeo Mecánico.	111
Tabla 10. Varillas Clase API	126
Tabla 11. Especificaciones para varillas	126
Tabla 12. Especificaciones para una sarta combinada	130
Tabla 13. Especificaciones para una sarta combinada	131
Tabla 14. Factores de Servicio	133
Tabla 15. Designación API de una unidad de bombeo	144
Tabla 16. Tamaños del pistón de la bomba	164
Tabla 17. Tamaño tubería de producción vs. tamaño de la bomba	164
Tabla 18. Constantes de la bomba	166
Tabla 19. ACTIVO-1	180
Tabla 20. ACTIVO-2	182
Tabla 21. ACTIVO-3	183
Tabla 22. ACTIVO-4	184

Tabla 23. ACTIVO-5	185
Tabla 24. ACTIVO-6	186
Tabla 25. ACTIVO-7	187
Tabla 26. POTENCIAL-1	188
Tabla 27. POTENCIAL-2	189
Tabla 28. POTENCIAL-3	190

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS	195
ANEXO B. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS	205
ANEXO C. PRÁCTICA API RP 11L	215
ANEXO D. CONVERSIÓN DE POZOS	225
ANEXO E. DISEÑOS	226
ANEXO F. DIAGRAMA DE FLUJO	236

RESUMEN

TITULO: DISEÑO TÉCNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A IMPLEMENTAR EN LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO

AUTORES: LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ
JHON JAVIER SÁNCHEZ MORENO **

PALABRAS CLAVES: Levantamiento Artificial, Campo Colorado, Metodología, Selección, Herramienta Software, Diseños, Condiciones de operación.

DESCRIPCIÓN

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena, geológicamente la estructura corresponde a un anticlinal asimétrico con una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho. La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1946 por la Tropical Oil Company - Troco con un total de 15 pozos perforados. Entre los años de 1953 a 1964 ECOPEPETROL desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura. El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa aproximada de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, por problemas mecánicos debido al taponamiento de líneas por parafina y pérdida de energía en las zonas productoras. De acuerdo a la última clasificación realizada para los pozos del campo, se identifican 33 pozos como abandonados, 35 inactivos y 7 activos. Para realizar los diseños del sistema de levantamiento tomamos como referencia los 7 pozos activos y 3 pozos con mejor potencial a reactivar.

Con la herramienta software MUTOR y según los parámetros y condiciones del yacimiento el sistema de levantamiento que más se ajusta y no presenta limitaciones en el Campo Colorado es Bombeo Mecánico.

Con la ayuda del programa ROD STAR se realizaron los diseños para los 10 pozos propuestos, con las condiciones críticas para así mostrar como resultado algunas estrategias a implementar para cada pozo en estudio del Campo Colorado. Estos diseños se corrieron con la disponibilidad de los parámetros suministrados por Campo-Escuela en la toma de registros de nivel de fluidos por la herramienta Echometer realizado por el CIGP. (Centro de investigación del gas y del petróleo).

** Trabajo de grado

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc, Fernando Enrique Calvete González.

Codirector: Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL DESIGN STRATEGIES FOR ADJOURNMENT OF THE ARTIFICIAL WELLS TO IMPLEMENT THE FIELD IN COLORADO*

AUTHORS: LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ
JHON JAVIER SÁNCHEZ MORENO**

KEY WORDS: Artificial Lift, Colorado Field, Methodology, Selection, Software Tool, Designs, conditions of operation.

DESCRIPTION

The Colorado Field is located in the Middle Magdalena Valley Basin, geologically structure corresponds to an asymmetric anticline with a length of approximately 10 miles long and 3 miles wide. The exploration was conducted between the years of 1923 to 1946 by the Tropical Oil Company - Troco with a total of 15 wells drilled. Between the years of 1953 to 1964 ECOPETROL fully developed the countryside, through the drilling of 60 wells for a total of 75 wells drilled along the entire structure. The Colorado Field began production in the year 1945 with a rate of approximately 300 BOPD. In 1961 it reached its maximum production, with a flow rate of 1771 BOPD, declining rapidly, due to mechanical problems plugging lines by paraffin and loss of energy in producing areas. According to the latest ranking made to the wells in the field, 33 were identified as abandoned wells, 35 active and inactive 7. To make the designs of the system we take as reference the lifting 7 wells assets and 3 wells with the best potential to revive.

With the software tool MUTOR and according to the parameters and conditions of the reservoir system that best fits uprising and has no limitations in the Camp Colorado is pumping Mechanic.

With the help of the program were conducted ROD STAR designs for the proposed 10 wells, with critical conditions as a result to show some strategies to be implemented for each well in study of the Countryside Colorado. These designs were rushed to the availability of the parameters supplied by the Countryside School-making level records fluid tool Echometer conducted by the CIGP. (Centro de investigación del gas y del petróleo).

* Degree Project.

** Faculty of Chemicals-Physical Engineering. Petroleum Engineering.

Tutors: Cesar Augusto Pineda Gómez. & Fernando Enrique Calvete González.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la Universidad Industrial de Santander se ha hecho participe con el Campo Escuela convenio con Ecopetrol S.A. para el desarrollo y encuentro de la academia con programas investigativos que promueven a la excelencia en todas las áreas.

Debido a la creciente demanda de hidrocarburos, el Campo Colorado ha sido el indicado para dar a conocer nuestros conocimientos a implementar en un futuro cercano para el beneficio de éste y de toda la comunidad.

Por eso en este trabajo de grado se encontrará en mejor detalle todo lo relacionado con el Campo Colorado y de esta manera encontrar la mejor alternativa para reactivar los pozos con mayor interés y principalmente con el sistema de levantamiento que más se ajuste a las condiciones del yacimiento.

Todo este proyecto se beneficia con la herramienta de trabajo llamada ROD STAR que será de gran ayuda para observar de mejor manera el diseño indicado y que más se ajuste a los pozos seleccionados del Campo Colorado.

1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En la producción de un yacimiento no siempre se obtienen las tasas de flujo deseadas. A raíz de esto, en la medida en que se desarrolla el campo se piensa en usar sistemas de levantamiento artificial que nos permitan obtener mejores tasas de flujo para hacer rentables las operaciones.

De acuerdo a las características del yacimiento y del fluido que se quiere producir se puede pensar en usar uno u otro sistema. Los más conocidos son el Bombeo Mecánico (el cual se utiliza en el 70% de los casos), el Levantamiento Neumático (*Gas Lift*), el Bombeo Electro sumergible, el Bombeo Hidráulico tipo Jet y Pistón, el Bombeo de Cavidades Progresivas entre otros. El grado de aplicación de cada sistema depende de las características de los fluidos, tales como viscosidad, densidad, relación agua - aceite, contenido de gas, así como a la presencia de sólidos, profundidades, temperaturas, entre otros. Adicionalmente a la experiencia y conocimiento que se posea del particular, por lo cual sobresale el bombeo mecánico.

Lo anterior hace pensar la importancia de tener una adecuada fundamentación o marco teórico relacionado con los sistemas de levantamiento.

Hay muchos factores que deben tenerse en cuenta al decidir cual técnica de producción es mejor para un pozo. Entre esos factores tenemos:

1. Profundidad
2. Caudal (presente y futuro)
3. Presión

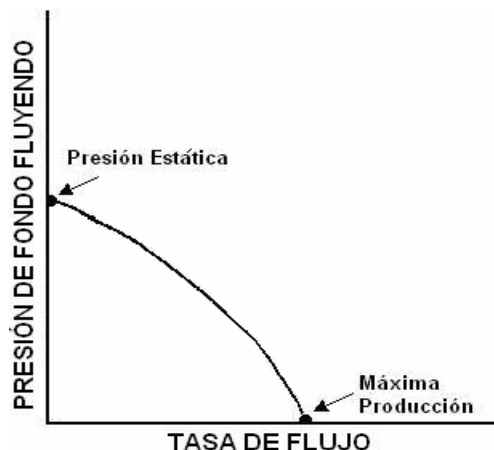
4. GOR
5. Arena y parafinas
6. Viscosidad
7. Diámetro del pozo
8. Desviación del pozo
9. Disponibilidad de gas
10. Facilidades económicas
11. Facilidades (espacio para reparaciones)
12. IPR
13. Planes de recuperación
14. WOR (relación agua – aceite)

Como se puede apreciar es necesario tener presente condiciones del yacimiento, pozo y producción, propiedades de los fluidos e Infraestructura de superficie.

Una correcta selección de un método de levantamiento es importante para el beneficio a largo plazo de la mayoría de los pozos productores de petróleo. Una selección pobre puede reducir la selección e incrementar los costos operativos; cambiar el método de levantamiento cuesta dinero e implica que la selección del método anterior fue errónea.

Las características de producción de un pozo se pueden evaluar a través de su Relación de Comportamiento del Influxo (IPR), variable que permite inferir la habilidad de un pozo para aportar fluidos. Esta habilidad depende en gran parte de la presión del yacimiento y su mecanismo de empuje, la permeabilidad y el espesor de de las arenas productoras, entre otras. El IPR se representa como una gráfica de la Presión de Fondo Fluyendo (P_{wf}) contra la Tasa de Producción de líquido (QI). Una curva típica se muestra en la figura 1.

FIGURA 1. COMPORTAMIENTO DE UN POZO MOSTRANDO UNA CURVA TÍPICA IPR



Fuente: Manual de NABLA Corporation.

El inverso de la pendiente de una curva IPR es el índice de productividad (IP) de un pozo a cualquier presión y tasa de producción. Esto se define

como:

$$IP = \frac{\text{Tasa de Producción medida}}{\text{Caída de Presión (Drawdown) correspondiente a esa tasa de prod.}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Para un empuje de agua muy activo en que la presión permanece por encima del punto de burbuja, el índice de productividad permanece constante y para un empuje de gas en solución en el que la presión de flujo está por debajo del punto de burbuja, el índice de productividad cambia rápidamente. Cuando se construye la curva de influjo en cualquier momento de la vida productiva del pozo, la relación Presión de Fondo Fluyendo vs. Tasa de Producción probablemente será una línea recta para yacimientos con empuje de agua y una curva para yacimientos con

¹ **Nabla Corporación**, Manual de Diseño de Unidades de Bombeo Mecánico. PEI-Midland (TX), Pág. 1

empuje de gas en solución. El índice de productividad es definido matemáticamente como los barriles de producción total por la caída de presión en psi.

$$IP = J = \frac{Q_o + Q_w}{PR - P_{wf}}; \text{ bpd/psi}^2 \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

IP : Índice de productividad (bpd/psi)

Q_o : Producción de aceite (bopd)

Q_w : Producción de agua (bwpd)

PR : Presión de yacimiento (psi)

P_{wf} : Presión de fondo fluyente (psi)

Para conocer la forma de la curva de la presión de fondo fluyendo contra la producción en una etapa particular de extracción y la forma en que decrece el IPR a medida que continúa la producción, se han planteado múltiples métodos, entre los cuales, se destaca el planteado por Vogel, en el que se desarrolla la curva de referencia basado en la siguiente ecuación de flujo:

Desempeño de in flujo de Vogel

$$\frac{Q}{Q^{máximo}} = 1.0 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{PR} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{PR} \right]^2 \quad \text{Ecuación 3}$$

² **TAKÁCS, Gábor.** Modern Sucker Rod Pump. Miskolc: PennWell Books, 1992. p. 24

³ **TAKÁCS, Gábor.** Modern Sucker Rod Pump. Miskolc: Pennwell Books, 1992. p. 25

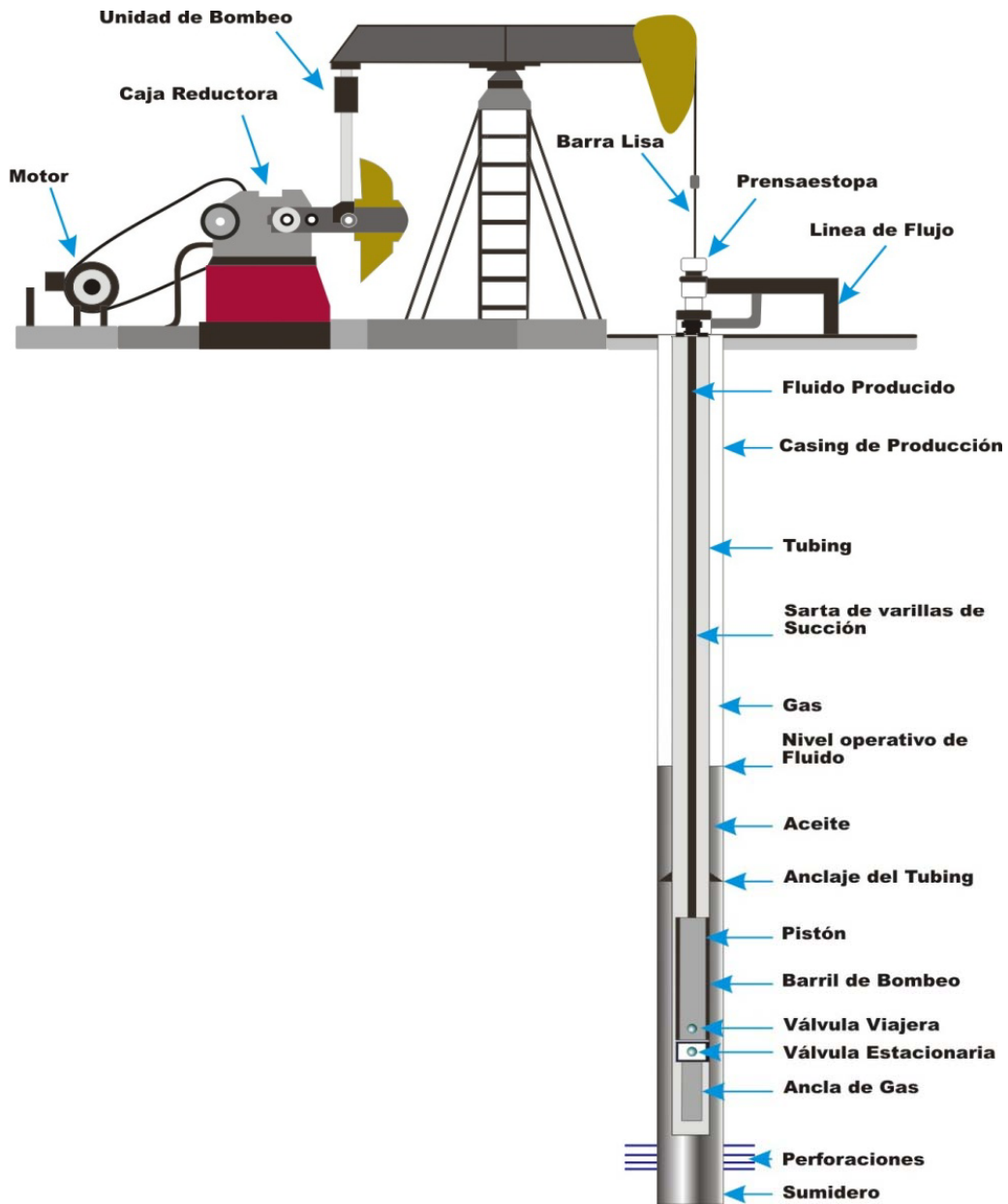
Q	: Producción de líquido medida en BPD
$Q_{\text{máximo}}$: Potencial de producción máxima en BPD
P_{wf}	: Presión de fondo fluyente (psi)
PR	: Presión de yacimiento (psi)

1.1. BOMBEO MECÁNICO.

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

Los componentes individuales de un Sistema de Bombeo Mecánico se pueden dividir en dos principales grupos: el Equipo de superficie y el Equipo de fondo. Los elementos principales de una instalación de bombeo común se pueden apreciar en la figura 2.

FIGURA 2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

El equipo de superficie incluye:

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

Los engranajes reductores o Caja Reductora. Los cuales reducen la elevada velocidad rotacional del Motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y, al mismo tiempo, incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.

La Unidad de Bombeo. Un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del Engranaje Reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la Bomba de fondo. Su elemento principal es el Balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.

La Barra Lisa. Conecta el Balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el Cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.

El ensamble del Cabezal del Pozo. El cual contiene el Prensaestopas (Stuffing Box) que sella sobre la barra lisa y una Tee de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente esta conectado, a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.

El Equipo de Fondo incluye:

La Sarta de Varillas, formada por las Varillas de Succión, que va dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo. La sarta de varillas proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie.

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

Tubería de Producción, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga.

A continuación se detallarán los diferentes elementos que conforman un sistema de Bombeo Mecánico, comenzando desde el fondo del pozo hacia superficie.

1.1.1 LAS BOMBAS DE SUBSUELO.

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son del tipo cilindro - pistón. Sus partes básicas son el Barril de Trabajo (cilindro), el Embolo (pistón) y las dos válvulas de Bola. La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de Succión y se denomina válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo,

actúa como una válvula de descarga y se llama válvula Viajera. Dichas válvulas operan como válvulas cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

Nomenclatura API para bombas de subsuelo.

Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas del bombeo mecánico, el American Petroleum Institute (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la Especificación API 11AX. Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

XX	XXX	X₁	X₂	X₃	X₄	X₅	X₆	X₇
XX	Tamaño de la tubería de producción						15	- 1.9 pulg
							20	- 2 ³ / ₈ pulg.
							25	- 2 ⁷ / ₈ pulg.
							30	- 3 ¹ / ₂ pulg.
XXX	Diámetro de la bomba						125	- 1 1/4 pulg.
							150	- 1 1/2 pulg.
							175	- 1 3/4 pulg.
							178	- 1 ²⁵ / ₃₂ pulg.
							200	- 2 pulg.
							225	- 2 1/4 pulg.
							250	- 2 1/2 pulg.
							275	- 2 3/4 pulg.
X₁	Tipo de bomba							R - de varilla
								T - de tubería

X₂	Tipo de barril	H - de pared gruesa émbolos metálicos W - de pared delgada
X₃	Localización del anclaje	A - arriba B - abajo T - abajo, barril viajero
X₄	Tipo de anclaje	C - tipo copa M - tipo mecánico
X₅	Longitud del barril, pies	
X₆	Longitud nominal del émbolo, pies	
X₇	Longitud total de las extensiones en pies	

Con base en la tabla anterior una bomba con las siguientes especificaciones:

20-125 - RHBC 7-2-4.

Tiene las siguientes características: Indica diámetro externo $2 \frac{3}{8}$ de pulgada, diámetro básico $1 \frac{1}{4}$ pulgadas, insertable con barril de pared gruesa y émbolo metálico, anclaje localizado abajo tipo copa con barril de 7 pies de longitud, pistón de 2 pies y extensión de 4 pies.

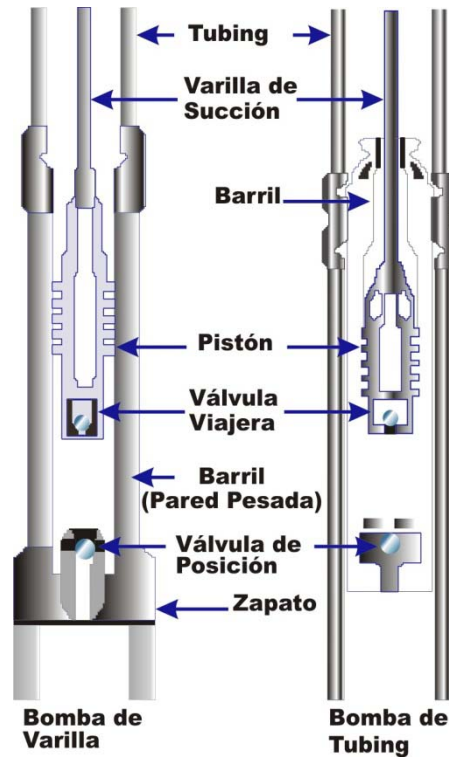
Tamaños Estándar de la bomba de varillas de subsuelo. Los tamaños de las bombas también están estandarizados por el API. El tamaño básico de una bomba se refiere al diámetro interno del barril. La tabla 1 contiene los datos sobre los diámetros internos de la bomba, disponibles para los diferentes tipos de bombas API con varios tamaños de tubería.

TABLA 1. TAMAÑOS ESTÁNDAR DE LA BOMBA DE VARILLAS DE SUBSUELO DE CUERDO CON LA ESPECIFICACIÓN API 11AX.

Pared del Barril	Tipo API	Tamaños Estándar de las Bombas de Subsuelo			
		1.9"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
Gruesa	RHA	-	1 1/4"	1 1/2"	2 1/4"
	RHB	-	-	1 3/4"	-
	RHT	-	-	-	-
Delgada	RWA	-	1 1/4"	1 1/2"	2 1/2"
		-	-	2"	-
Delgada	RWB	1 1/4"	1 1/4"	2"	2 1/2"
	RWT	-	1 1/2"	-	-
Delgada	RSA	-	1 1/4"	2"	2 1/2"
	RSB	-	1 1/2"	-	-
	RST	-	-	-	-
Gruesa	TH	-	1 3/4"	2 1/4"	2 3/4"
Gruesa	TP	-	1 25/32"	2 1/4"	3/4"

Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

FIGURA 3. INSTALACIÓN DE BOMBAS DE SUBSUELO.



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

1.1.2 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 3500 pies, la tubería es suspendida desde superficie por el cabezal de la tubería. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse.

1.1.3 ANCLAS DE TUBERÍA.

Durante el bombeo en un pozo, la tubería está sometida a movimientos de alargamiento y contracción, los cuales causan efectos tales como desgaste y roturas de la tubería, fugas en los cuellos y pérdida de producción debido a la disminución de la carrera del pistón. El objetivo de las anclas es mantener la tubería en constante tensión, eliminando de esta forma los continuos movimientos de alargamiento y contracción. Como regla general, se ha establecido una profundidad de asentamiento de 4000 pies, para instalar un ancla de tubería en pozos con bombeo mecánico. Las anclas que existen son de tipo mecánico e hidráulico.

1.1.4 LA SARTA DE VARILLAS DE BOMBEO.

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 esta compuesta de varillas de succión individuales 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.

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 1/2 pulgada a 1 1/8 de pulgada con incrementos de 1/8 de pulgada.

Materiales de la varilla. 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. La composición y las propiedades mecánicas de los materiales para las varillas de Succión API estándar se aprecian en la tabla 3, de acuerdo con la especificación API 11B.

TABLA 2. 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: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

Las varillas grado C, son las más baratas pero su aplicabilidad se ve limitada a ambientes no corrosivos y a las cargas promedio de bombeo. El material de la aleación de Cromo y Molibdeno de la varilla grado D permite esfuerzos más altos de operación, pero esta limitado a pozos con una corrosión promedios y sin H₂S. Las varillas grado K son fabricadas con una aleación especial de Níquel y Molibdeno, y son utilizadas en fluidos medianamente corrosivos.

1.1.5 EL EQUIPO DEL CABEZAL DEL POZO.

La disposición del cabezal del pozo para un pozo con un típico Bombeo mecánico. El ensamble del Cabezal del Pozo consta de un Prensaestopas que sella sobre la barra lisa y una tee de bombeo para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente esta conectado, a través de una válvula de cheque, a la línea de flujo.

La tee de bombeo se instala sobre el cabezal de la tubería de producción y como habíamos notado anteriormente, su función es permitir que los fluidos producidos

por la bomba vayan dentro de la línea de flujo. Usualmente, la línea de flujo y la línea del respiradero de la tubería de revestimiento están conectadas con una pequeña sección de tubería, haciendo posible que el gas que se separa en el espacio anular de la tubería de revestimiento y la tubería de producción llegue hasta la línea de flujo. Una válvula cheque se instala sobre esta línea para evitar que los fluidos ya producidos se regresen al pozo.

El Prensaestopas se instala justo por encima de la tee de bombeo. Su objetivo es evitar la fuga de los fluidos del pozo alrededor de la barra lisa. La operación del Prensaestopas es simple: al girar la manija sobre la tapa, los anillos de la empaquetadura elástica son presionados contra la barra lisa. Los anillos de la empaquetadura usualmente están hechos de goma o teflón para ofrecer una baja fricción mientras proporciona la acción de sellamiento requerida. Es importante ajustar periódicamente el hermetismo de los anillos del empaque para evitar la fuga. Al mismo tiempo, es igualmente importante no apretarlos excesivamente para minimizar las fuerzas de fricción que surgen en la barra lisa. Demasiada fricción también puede ser originada por un resecamiento exagerado de los elementos del empaque. Normalmente, el crudo producido en el pozo lubrica las superficies de sellamiento, pero el bombeo intermitente puede ocasionar el resecamiento de la empaquetadura, y un resecamiento puede fácilmente quemar la empaquetadura, dejando al Prensaestopas con fuga. Bajo dichas condiciones, un lubricador especial con un tanque de aceite (montado encima del Prensaestopas) suministra una lubricación continua a la barra lisa.

1.1.6 LA BARRA LISA.

La Barra Lisa es una barra en acero sólido disponible en diversos tamaños estándares y longitudes y equipada con conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo. Esta localizada en la parte más superior de la Sarta de

Varillas, y se mueve dentro del cabezal de la tubería de producción. Como esta barra soporta las cargas más altas del bombeo, entonces debe ser la barra más fuerte de toda la sarta. Por consiguiente su tamaño se selecciona que sea más grande que el tamaño de la sección superior de la varilla.

Las principales funciones de la barra lisa 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 esta razón, su superficie externa es pulida permitiendo así un sellamiento libre de fugas en el Prensaestopas. La acción abrasiva y la corrosión originados por los fluidos del pozo pueden dañar el acabado de alta calidad de la barra lisa y además incrementar la fuga del fluido.

1.1.7 SEPARADORES DE GAS DE FONDO (ANCLAS DE GAS).

Las Bombas de varilla de succión, al igual que todas las bombas de pistón que trabajan con base en el principio del desplazamiento positivo, están diseñadas para bombear una fase líquida incompresible. Pero la mayoría de los pozos producen alguna cantidad de gas, conjuntamente con la fase líquida, ya sea como gas libre o como gas disuelto. El gas libre reduce drásticamente la eficiencia volumétrica de la bomba y en casos más extremos se pueden desarrollar un bloqueo por gas, lo cual hace detener completamente la acción de bombeo. Además, se pueden presentar otros problemas operacionales como fallas en las varillas y la bomba ocasionadas por el golpeteo del fluido y gas y las pérdidas en la producción de líquido. Por esta razón es que la interferencia del gas es considerada como uno de los mayores enemigos que enfrenta el Bombeo mecánico.

Los separadores de gas de fondo utilizados en el Bombeo mecánico con frecuencia son llamados segregadores de gas. Todos los separadores de gas

operan sobre el principio de la separación gravitacional. Los líquidos, que son más densos que el gas, fluyen hacia abajo, pero el gas, dada su baja gravedad específica, tiende a ascender en los líquidos. El espacio anular de la tubería de revestimiento ofrece una forma ideal para conducir el gas separado hasta la superficie.

1.1.8 LAS UNIDADES 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. La mayoría de los tipos de unidades de bombeo utilizan un balancín, heredado desde los días de los equipos de perforación con cable.

La operación de este mecanismo asegura que el movimiento giratorio del sistema, a través del motor, se convierta en un movimiento oscilante vertical para el cabezal del balancín. Las varillas de bombeo, unidas al cabezal del balancín, siguen este movimiento e impulsan la bomba de fondo.

Aunque existen diferentes disposiciones para las unidades de bombeo disponibles, todas emplean los mismos componentes básicos.

Partes estructurales de las unidades de bombeo. 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 es la parte más fuerte de la unidad ya que es la que soporta las cargas más pesadas. Casi siempre posee tres o cuatro patas que sostienen todo el balancín.

El Balancín es una viga pesada de acero colocado sobre el cojinete de la silla (actúa como pivote), con una sección transversal suficientemente grande como 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. Este cabezal 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.

En las unidades convencionales, en el otro extremo del balancín aparece el cojinete nivelador. Para conectar este nivelador, una sección corta de un brazo más liviano atraviesa el balancín, transmitiendo de manera uniforme, las cargas de la barra lisa desde el balancín hasta las dos Bielas. Las Bielas son las barras de acero que van conectadas a los brazos del cigüeñal.

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. Los contrapesas de la unidad convencional vienen unidos a los brazos de la manivela, permitiendo el ajuste a lo largo del eje del brazo de la manivela. La operación apropiada de la unidad de bombeo requiere que las pérdidas de fricción en los cojinetes estructurales sean mínimas. Las Unidades de Bombeo actuales, sin embargo, están exclusivamente equipadas con rodillos de cojinete anti-fricción. Dichos cojinetes vienen sellados y lubricados con grasa, necesitando menos mantenimiento que los antiguos cojinetes de bronce usadas hace unos años.

Geometría de las Unidades de Bombeo. Las unidades de superficie generalmente usadas se clasifican de acuerdo con su punto de apoyo y el mecanismo de contrabalance como se muestra en la Tabla 3.

TABLA 3. CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE BOMBEO.

TIPO DE UNIDAD	CLASE	PUNTO DE APOYO	MECANISMO DE CONTRABALANCE
Convencional	Sistema de palancas. clase I	Punto medio del balancín.	Por contrapeso.
Unidades Neumáticas	Sistema de palancas. Clase III	Extremo delantero del balancín.	Por aire.
Unidades Mark II	Sistema de palancas. Clase III	Extremo trasero del balancín.	Por contrapeso.

Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

El API describe las unidades especificando:

Tipo:

- C.** sí es una unidad convencional.
- B.** sí su contrapeso está en el balancín.
- A.** sí es una unidad balanceada por aire.
- M.** sí 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.

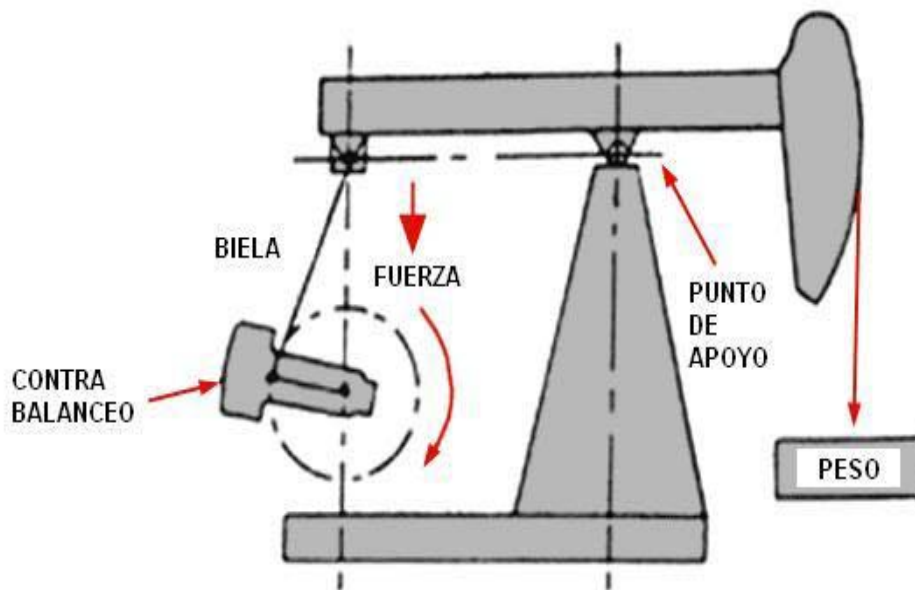
La máxima carga de diseño estructural en cientos de libras.

El principio de operación en todas las unidades es el mismo. Un rotor hace girar un reductor de velocidades mediante bandas, el reductor disminuye el número de revoluciones por minuto, a la vez que origina el movimiento del crank, el cual está conectado al balancín mediante una biela o "pitman".

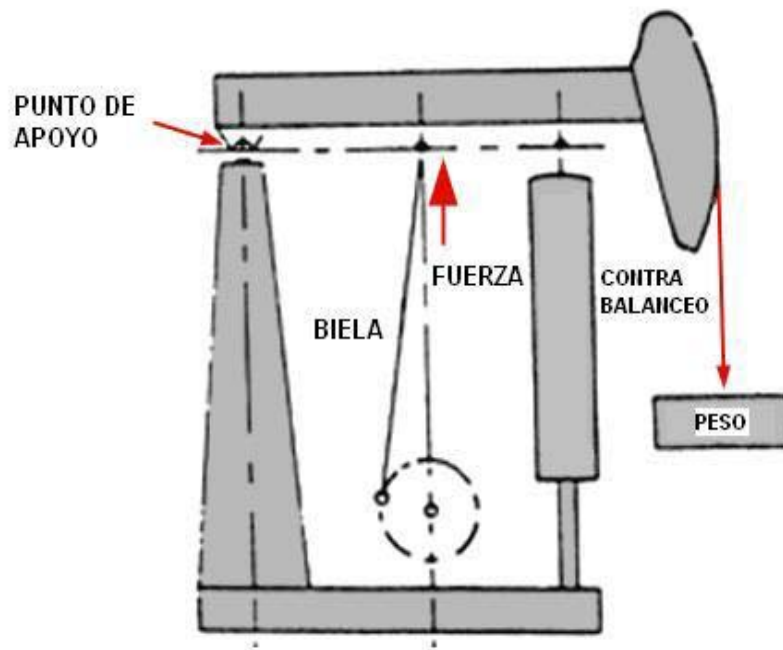
Todas las unidades tienen un efecto de contrabalanceo cuyo fin es el de almacenar energía durante la carrera de descenso, para posteriormente suministrarla durante la carrera de ascenso.

Utiliza un equipo de potencia y accesorios para poner en marcha las unidades de bombeo, se recomienda normalmente un motor eléctrico.

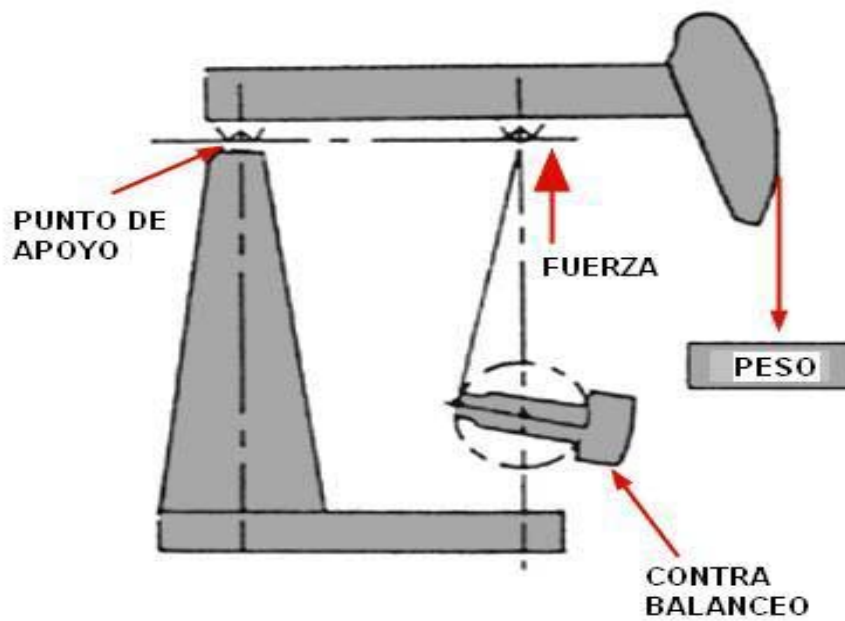
FIGURA 4. TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO



a) Unidad Convencional



b) Unidad balanceada por aire



c) Unidad Mark II

Fuente: Los Autores.

Unidades de bombeo especiales (Unidades de Carrera larga para crudo pesado)

Además de las unidades de Bombeo tipo balancín, nuevas innovaciones y nuevos adelantos está surgiendo constantemente, algunas de las cuales seguramente tendrán gran aceptación con el tiempo.

Las unidades de Bombeo con carrera larga, poseen las típicas cajas de engranajes para reducir la velocidad del motor. Algunos de los nuevos diseños eliminan por completo la caja de engranajes y en lugar de ellos utilizan correas. Este tipo de impulsión permite una transferencia de potencia más eficiente que los reductores de engranajes de las unidades convencionales.

1.1.9 SISTEMA DE CONTRABALANCE.

La importancia de un apropiado contrabalance en una unidad de bombeo mecánico no se puede sobrestimar. El inapropiado contrabalance da como resultado cargas desiguales en el reductor y en el motor entre cada recorrido ascendente y descendente, origina cargas máximas muy altas y excesivos requerimientos de potencia, originando fallas en los cojinetes, bielas, engranajes y correas debido a las sobrecargas. Una unidad apropiadamente contrabalanceada tiene un torque máximo igual en el recorrido ascendente y descendente.

Las pesas del contrabalance en una unidad balanceada con manivela, se levantan durante el recorrido descendente de la unidad para conservar la energía potencial en el sistema. Esta energía es posteriormente liberada al sistema cuando las pesas se mueven hacia abajo durante el recorrido ascendente. Sin el contrabalance, los engranajes y el motor quedarían pesadamente cargados sobre el recorrido ascendente y entonces tendrían una carga negativa sobre el recorrido

descendente. En un sistema balanceado por aire, la energía queda reservada durante el recorrido descendente por el incremento de la presión del aire del cilindro de balanceo como consecuencia de la compresión. Esta energía es devuelta al sistema durante el recorrido ascendente, a medida que el aire se expande.

El Contrabalance en una unidad de bombeo mecánico balanceada por manivela se ajusta moviendo las pesas del contrabalance hacia fuera, desde la línea central del cigüeñal, para incrementar el efecto del contrabalance o hacia adentro, para disminuir el efecto. En muchas unidades este procedimiento se realiza cuando la unidad se detiene con el cigüeñal cerca de la posición horizontal, aflojando los tornillos de colocación o los pernos de aseguramiento y deslizando manualmente las pesas del contrabalance cuando sea requerido. Otro sistema permite un ajuste semiautomático del contrabalance mientras la unidad está operando. Este sistema es controlado manualmente para mover una pequeña pesa longitudinal dentro o fuera del brazo del cigüeñal y realizar el ajuste final del contrabalance. Cualquier cambio importante en el contrabalance aún requerirá que la unidad esté apagada y que las pesas principales del contrabalance sean movidas manualmente.

El contrabalance en las unidades de bombeo balanceadas por aire se ajusta manualmente cambiando la posición del regulador sobre la salida del suministro de aire del compresor. Este ajuste se hace con la unidad en operación y se puede volver completamente automático con la ayuda de un sistema apropiado de control. Una unidad balanceada por aire es casi un 40% más liviana que la unidad balanceada por manivela.

1.1.10 EL REDUCTOR DE VELOCIDADES.

La función de los reductores de velocidad, comúnmente llamados engranajes reductores, es la de convertir la elevada velocidad rotacional del motor en la velocidad de bombeo requerida. La relación usual de reducción de la velocidad es cerca de 30:1, la salida máxima de velocidad es alrededor de los 20 recorridos por minuto. Los tamaños del reductor de velocidad aparecen estandarizados por el API en la especificación 11E (La clasificación se relaciona con el torque máximo permitido sobre el reductor). Dos clases de reductores de velocidad son utilizadas: los reductores de cadena y los de engranajes.

Los reductores de engranajes utilizan un engranaje de reducción doble o triple. Estos reductores tienen 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 la velocidad.

Ellos están diseñados para aguantar cargas de alta 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 cojinetes o chumaceras montadas en el compartimiento del reductor. Los cojinetes de camisa (usualmente hechas en bronce) generalmente son utilizados en el eje de baja velocidad; los demás ejes vienen equipados con cojinetes de rodillos anti - fricción.

La operación adecuada y la vida del engranaje reductor dependen principalmente de una lubricación apropiada de las partes móviles. El aceite de lubricación está contenido en el compartimiento para suministrar un baño de aceite a los

engranajes y los canales de aceite son utilizados para llevar el lubricante a todos los cojinetes. La inspección y cambio regular del aceite es un requerimiento vital para lograr una operación libre de problemas.

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 dobles o triples. El empleo de los reductores de cadena no es muy común, la mayoría de unidades de bombeo usan en el reductor de velocidad de engranajes.

1.1.11 EL MOTOR.

El motor es el encargado de suministrar movimiento y potencia a la unidad de bombeo. Esta potencia puede ser obtenida principalmente de dos fuentes: un motor de combustión interna o un motor eléctrico y es transmitida a la unidad mediante una correa sobre poleas.

La alternativa para escoger entre la potencia eléctrica y a gas se hace con base en varios factores. La disponibilidad de gas o electricidad en el sitio donde está ubicado el pozo es de suprema importancia, pero una decisión apropiada no se puede tomar sin antes efectuar un análisis de los costos operacionales involucrados. El costo de la inversión de un motor a gas es mucho más alto que el de un motor eléctrico, pero los motores a gas tienen una vida de servicio mucho más prolongada. Los costos de energía, cuando se utilizan los motores eléctricos, se han incrementado constantemente durante los últimos años como consecuencia de los altos costos de energía.

El gas, si esta disponible, puede tornarse más económico e incluso, sin ningún costo, si se logra ventilar previamente. En resumen, para decidir el tipo de motor

primario que se va a utilizar en una instalación dada, se debe hacer una comparación de los costos operacionales anticipados

1.1.12 CONTROL DE PRODUCCIÓN.

Para hacer un buen control de producción se debe empezar por llevar un completo registro diario de cada uno de los pozos, para lo cual se deben realizar las pruebas de producción de cada de ellos. Con base en los resultados obtenidos en las pruebas se pueden hacer los correctivos necesarios para obtener las mejores condiciones de operación; el control se puede realizar mediante el uso de tres registros principales: Pruebas de pozos, Dinagramas y Sonolog.

Pruebas de pozo. Su finalidad es hacer una evaluación periódica de la producción de cada pozo, conocer como aumenta la producción de agua y como varia la de gas. La frecuencia de las pruebas depende del tipo de pozo y de las facilidades instaladas en superficie. Es aconsejable tomar una carta de dinagrama con cada prueba de pozo.

Dinagramas (Dinamómetros). El Dinagrama es un registro instantáneo de la carga que soporta la barra lisa en cualquier instante durante el ciclo completo de bombeo. La Carta del Dinamómetro es una guía confiable para prácticas de bombeo más eficientes y económicas.

Ya que el Dinamómetro nos da un registro continuo de carga en la barra lisa contra desplazamiento, podemos obtener información adicional como:

- Cargas estructurales pico y mínima de la unidad de bombeo.
- Cargas torsionales sobre el reductor de velocidad y el motor principal.

- Trabajo realizado por la barra lisa contra la elevación del fluido y contra la fricción.
- Contrabalance efectivo en la barra lisa, que es esencial en los cálculos de torque máximo y contrabalance real.
- Cargas, estrés y rango de cargas en las varillas.
- Potencia real transmitida de la sarta de varillas a la barra lisa.

Un apropiado uso de las cartas y una correcta interpretación de los datos obtenidos de ellas nos pueden simplificar la evaluación de las nuevas instalaciones de bombeo, así como la identificación de los problemas en las unidades antiguas.

Sonolog (Registro Sónico). Herramienta usada junto con el Dinamómetro para determinar exactamente el problema del pozo, determinar el nivel de fluido, determinar si la bomba esta bien diseñada y si está bombeando eficientemente. 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.

La energía se proporciona generalmente descargando un cartucho de salva. 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 de fluido tiene varias series de picos. Si se sabe que cada junta de la tubería de producción está aproximadamente a 30 pies de longitud, por ejemplo, puede establecerse inmediatamente una escala de profundidad y la profundidad del nivel del fluido puede leerse directamente en el registro.

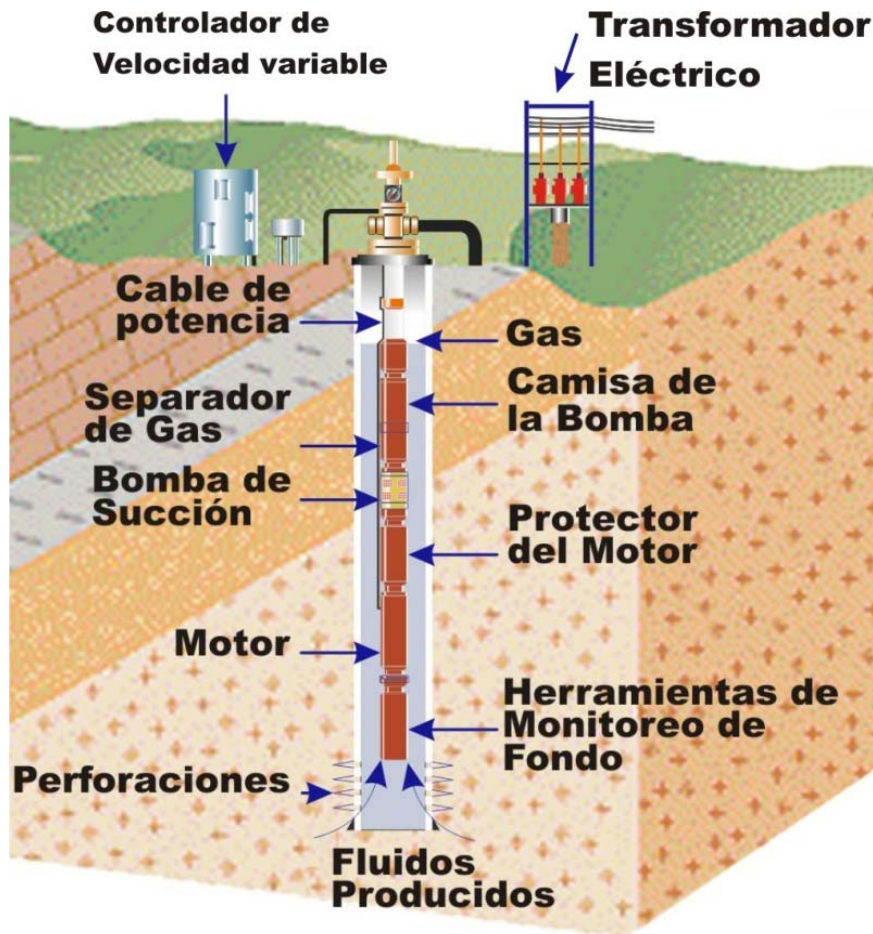
1.2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

Un sistema de bombeo electro sumergible está dividido en dos secciones: un equipo de superficie y uno de fondo.

1.2.1 COMPONENTES, DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.

Equipo de superficie. Lo conforman los equipos que permiten suministrar al conjunto de fondo, la potencia eléctrica necesaria para operar de acuerdo a los parámetros de diseño. Consta de:

FIGURA 5. INSTALACIÓN TÍPICA DE UN BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

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

El cabezal de boca de pozo debe estar equipado con un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo.

Se dispone de varios métodos diferentes de sellado, de los distintos proveedores de cabezales. Dependiendo del método usado, el sello soportará entre 500 y 3000 psi o más.

Fuentes de energía. Se debe contar con instalaciones eléctricas que satisfagan las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial. Para cumplir con las necesidades requeridas se debe tener:

- Disponibilidad del voltaje primario.
- Frecuencia
- Capacidad de potencia instalada.

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

Transformadores. La distribución de la potencia eléctrica a los campos petrolíferos es generalmente en voltajes intermedios hasta los 6000 voltios. Dado que los equipos operan entre 250 y 4000 voltios, es requerida una transformación de voltaje. El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo.

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

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

Transformador Elevador (SUT) – Auto transformador. Incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente. Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.

Controlador de frecuencia. La flexibilidad del sistema de bombeo electro sumergible permite la aplicación de un controlador a frecuencia variable (VSD), el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. Esto hace posible que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación.

Comúnmente los rangos de operación se encuentran entre 30 y 90 Hertz; es conveniente considerar que la velocidad de la bomba es directamente proporcional a la frecuencia de operación.

El caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por simple variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que puede soportar el motor. Otros beneficios que presenta el variador de frecuencia son extender la vida del equipo de fondo mediante un arranque y apagado lento y un controlador automático de velocidad.

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

1.2.2 EQUIPO DE FONDO.

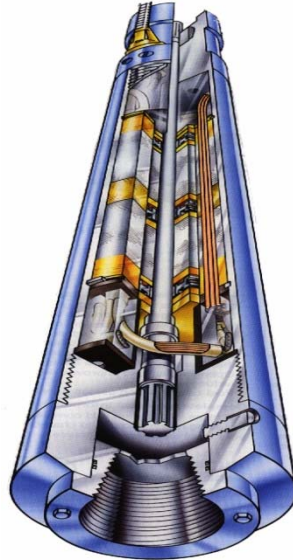
El conjunto de subsuelo par una instalación de bombeo electro sumergible en la aplicación de producción abajo hacia arriba lo conforman:

Motor eléctrico sumergible. Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electro sumergible son de dos polos, trifásicos, jaula de arcilla y de tipo inducción, (Ver figura 6).

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

Dieléctrica. Los voltajes de diseño y operación de éstos motores pueden ser tan bajos como 230 voltios tan altos como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje pueden ir desde 17 hasta 150 amperios, la potencia requerida es alcanzada al alargar o incrementar la longitud del motor.

FIGURA 6. MOTOR ELECTRO - SUMERGIBLE



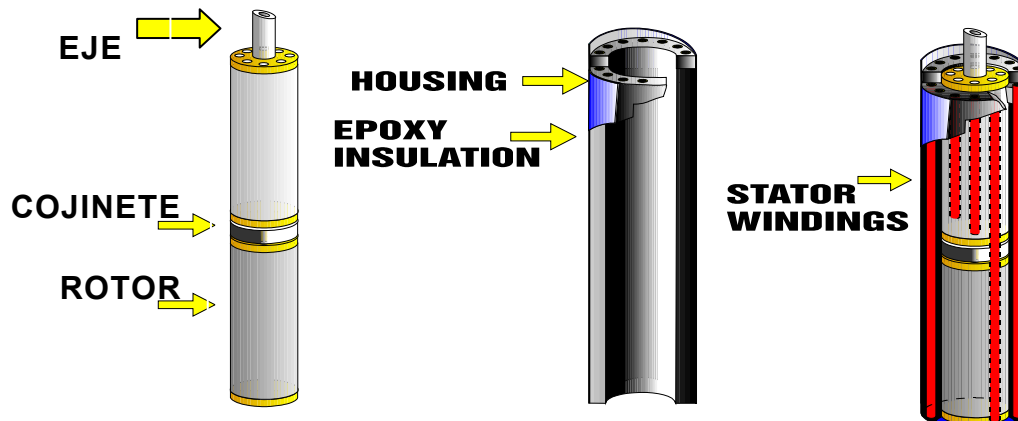
Fuente: Baker - Centrilift

El motor está constituido de un rotor usualmente de 12 a 18 pulgadas de largo, se encuentra dispuesto a lo largo de un eje que es recubierto por un estator que al inducirse una corriente a través de él, genera un campo magnético. Un solo motor puede alcanzar 33 pies de longitud y llega a desarrollar una potencia de 750 HP.

El estator está compuesto de un grupo de arreglos de electroimanes individuales, los cuales forman un cilindro hueco con un polo de cada electroimán hacia el centro. Cuando no hay movimiento físico del estator en su lugar se produce movimiento eléctrico creado por un cambio progresivo de polaridad de los polos del estator, de tal manera que se combina con un campo magnético rotatorio.

El rotor está también compuesto por un grupo de electroimanes en un cilindro revestido por los polos del estator. El rotor rota simplemente por la atracción magnética y repulsión a medida que sus polos intentan seguir el campo eléctrico rotatorio generado por el estator.

FIGURA 7. PARTES DE UN MOTOR ELECTRO – SUMERGIBLE.



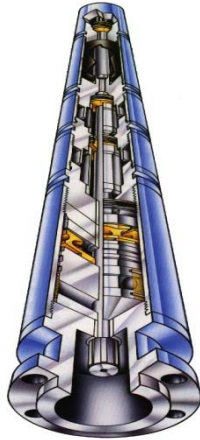
Fuente: Baker - Centrilift

Sello ó protector. La sección sellante conecta el eje del motor a la bomba o al separador de gas.

Funciones:

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

FIGURA 8. SECCIÓN SELLANTE

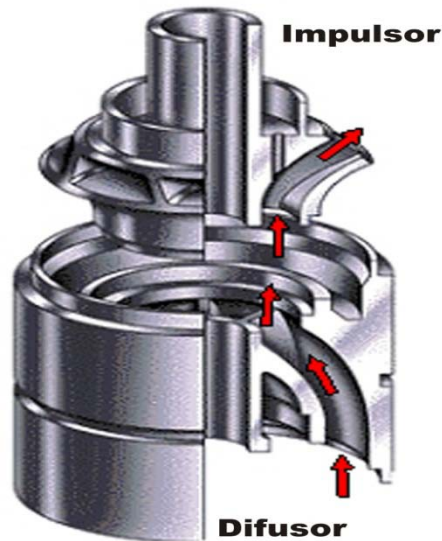


Fuente: Baker - Centrilift

Entrada a la bomba (Intake – Succión). Es un ensamblaje mecánico a través del cual pasa el fluido del pozo al interior de la bomba, también sirve para darle soporte al rodamiento que absorbe los esfuerzos axiales que transmite el eje.

Bomba centrífuga. Está conformada por un determinado número de etapas, cada etapa en sí permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma, el número de etapas va a depender de la necesidad de cabeza que se requiere levantar. Las bombas electro sumergibles son centrífugas multietapas. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor y como el impulsor rota a gran velocidad éste le imparte una moción rotatoria al líquido. La moción impartida por el impeller al líquido es de dos tipos: *radial*, debido a los esfuerzos centrífugos y donde el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor, y *tangencial* al diámetro exterior del impulsor. La resultante de estas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

FIGURA 9. BOMBA CENTRÍFUGA



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Clasificación de las bombas:

Según el tipo de flujo: Radial. Diseñada para flujos pequeños, el impeller descarga el flujo en dirección radial. Y Mixto.

Según sus etapas:

Bombas compresoras o de etapas fijas. Son utilizadas a medida que el diámetro de la bomba aumenta alrededor de 6 pulgadas, los impulsores son asegurados en dirección radial y el empuje no es absorbido por la fricción del impulsor contra el difusor. Como resultado el cojinete del sello debe soportar el empuje de los impulsores y del eje de la bomba.

Bombas con etapas flotantes. El impulsor puede flotar libremente sobre el eje y el empuje de cada impulsor es absorbido por unos cojinetes ubicados en el difusor. Por lo tanto el cojinete del sello únicamente debe absorber el empuje del eje de la bomba. La ventaja de éste diseño es que pueden colocarse numerosas etapas sin tener que ajustar los impulsores axialmente en el eje teniendo demasiado cuidado en el alineamiento.

Cuando el impulsor se opera a una capacidad mayor que la de diseño mostrará desgaste por empuje ascendente (“Upthrust Wear”) y cuando se opera la bomba a una capacidad menor que la de diseño se producirá desgaste por empuje descendente (“Downthrust Wear”). Por estas razones las bombas deben operarse en un cierto rango de capacidad para obtener unas condiciones óptimas de desgaste de los impulsores y del cojinete del sello, al operar la bomba en este rango el desgaste será minimizado.

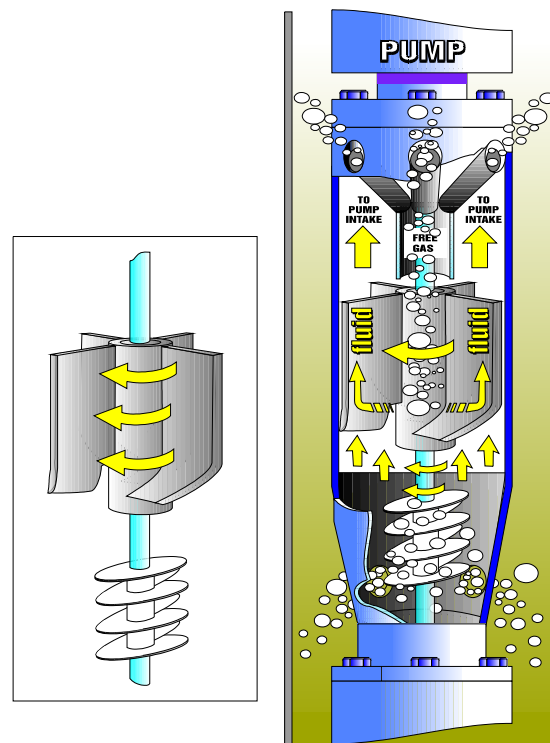
La tasa de descarga de la bomba electro sumergible depende de la velocidad rotacional (RPM), el tamaño y el diseño del impulsor, el número de etapas, la cabeza dinámica contra la cual la bomba se opera y las propiedades físicas del fluido bombeado. La cabeza dinámica total de la bomba es el producto del número de etapas y la cabeza generada por cada etapa. La figura a continuación es un ejemplo del funcionamiento de una bomba centrífuga la cual muestra el rango de operación recomendado junto con otras características de la bomba.

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

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

Separador de gas rotatorio. El separador de gas conecta el protector o sello y la bomba, permitiendo la producción de pozos con alto GOR (mayor o igual al 200 PCS/Bbl) ya que reduce la cantidad de gas libre al pasar por la bomba. Utiliza fuerza centrífuga para separar el gas libre del fluido que entra a la bomba.

FIGURA 10. SEPARADOR DE GAS ROTATIVO.



Fuente: Baker – Centrilift

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

1.2.3 ACCESORIOS DE FONDO.

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

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

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

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

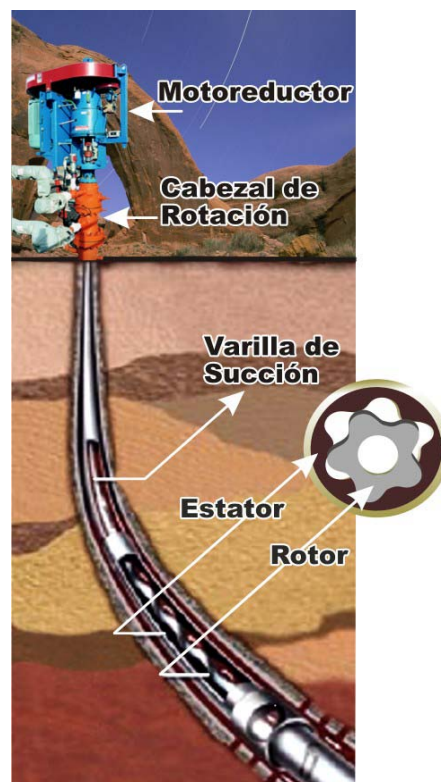
Protectores de caucho. Protege la parte externa de la tubería de producción.

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

1.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS “PCP”

La unidad de bombeo por cavidades progresivas consiste básicamente en una bomba de desplazamiento positivo a la que se le transmite el movimiento de rotación a través de un motor eléctrico. Es un sistema portátil de bajo peso de equipo de superficie para bombas de subsuelo, no tiene válvula interna que se atasquen ni trampas de gas. La bomba de cavidades progresivas consiste esencialmente de un equipo de superficie, una sarta de varillas de succión y la bomba de subsuelo.

FIGURA 11. ESQUEMA GENERAL DE UN SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

La bomba consiste de un rotor en forma de hélice simple, que gira dentro de un estator bihelicoidal. El estator está pegado a la sarta de tubería de producción y permanece estático durante el bombeo. En la mayoría de los casos el rotor es adherido a la sarta de varillas de succión, la cual está suspendida y gira por medio del equipo de superficie. Como el rotor gira excéntricamente dentro del estator, una serie de cavidades selladas se forman desde la entrada a la bomba hasta la descarga final de la misma.

El resultado es un desplazamiento positivo no pulsátil en forma de flujo laminar y estable con una tasa de descarga proporcional al tamaño de la cavidad, la velocidad de rotación y el diferencial de presión a través de la bomba. Como resultado de este diseño no hay válvulas gastadas o sucias por efecto de la arena.

1.3.1 Consideraciones De Operación De La Bomba De Cavidades Progresivas.

TABLA 4. CONSIDERACIONES PARA EL MÉTODO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.

CONSIDERACIONES DE APLICACIÓN	RANGO TÍPICO	MÁXIMO
PROFUNDIDAD OPER	2500' - 4500' TVD	6000' TVD
VOLUMEN OPERAC	5 - 2200 BFPD	4500 BFPD
TEMPERATURA OPER	75 °F – 150 °F	250 °F
MANEJO DE CORROSIÓN	BUENO	
MANEJO DE GAS	REGULAR	
MANEJO DE SÓLIDOS	REGULAR	
GRAVEDAD DEL FLUIDO	<35 ° API	
TIPO DE MOTOR	DE GAS O ELÉCTRICO	

Fuente: Diplomado Producción UIS

Ventajas Del Sistema De Bombeo Por Cavidades Progresivas.

- ✓ Bajo capital de inversión.
- ✓ Alta eficiencia del sistema.
- ✓ Bajo consumo de energía.
- ✓ No posee válvulas internas ni trampas de gas.
- ✓ Operación silenciosa del equipo.
- ✓ Instalación sencilla y bajos costos de mantenimiento.
- ✓ Es portátil; equipo de superficie ligero.

DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

- ✓ No es compatible con CO₂.
- ✓ Solo cuenta con medida de amperaje de motor para detección de fallas.
- ✓ Velocidad limitada para crudos pesados.
- ✓ Manejo de caudales pequeños.
- ✓ Bajo manejo de sólidos.
- ✓ No es compatible con aromáticos.
- ✓ No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero.

1.3.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

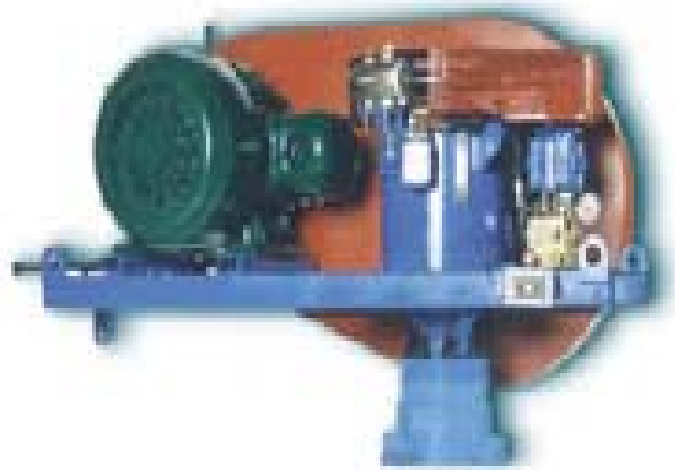
El equipo de superficie es el encargado de transmitir la potencia a la bomba desde el motor a través de la sarta de varillas de succión. Normalmente los cabezales de ángulo recto se clasifican en 6 k y 10 k.

Este consta de un motor eléctrico, unido a una caja reductora de velocidades a través de la cual se regulan las revoluciones por minuto de la bomba, variando el

diámetro de las poleas. Adicionalmente, posee una caja de empaques para impedir el derrame de fluidos en superficie.

El cabezal y las varillas de succión se seleccionan de acuerdo con la bomba que se halla escogido y la profundidad de ubicación de la misma.

FIGURA 12. EQUIPO DE SUPERFICIE



Fuente: Weatherford

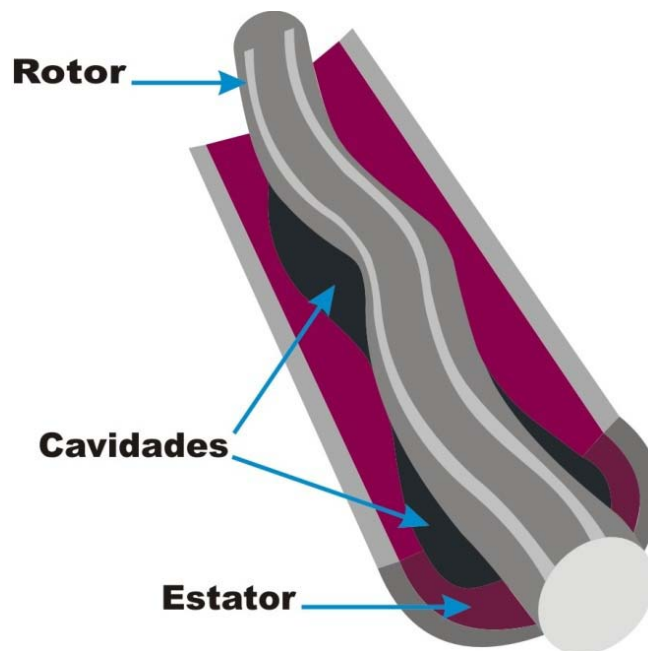
1.3.3 EQUIPO DE SUBSUELO.

La bomba es esencialmente un aparejo de hélice que se rotando en un doble aparejo de hélice, del mismo o menor diámetro. Consta de dos partes:

El Estator. El estator consiste en un elastómero sintético resistente a la corrosión de forma helicoidal que va adherido a una camisa de acero y conectado a la tubería de producción. En la parte final de la camisa lleva un pin el cual sirve de guía para espaciar el rotor en el estator.

El Rotor. El rotor tiene forma helicoidal de acero plateado y cromado, tiene una superficie pulida y va conectado a la sarta de varillas. La capacidad de la bomba es determinada por el tamaño de la cavidad formada cuando el rotor es puesto en el estator.

FIGURA 13. EQUIPO DE SUBSUELO ROTOR Y ESTATOR



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

1.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET Y PISTÓN

1.4.1 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El principio de este sistema de levantamiento es la inyección de un fluido de potencia a altas presiones que al mezclarse con el fluido del yacimiento dentro del equipo de subsuelo, le transmite la energía necesaria para que este llegue a la superficie ya sea a través de una tubería alterna o por el anular.

El bombeo hidráulico tipo jet, ver figura 15 es un método para la producción de pozos de petróleo, el cual ha permitido superar muchas limitaciones de diseño y de aplicación relacionadas a otros tipos de bombeo, ya que este presenta varias VENTAJAS como:

- ✓ Manejo de una mayor variedad de las tasas de producción.
- ✓ Mayor flexibilidad ante diversas condiciones de operación y manejo.
- ✓ Se opera a control remoto.
- ✓ Permite levantar crudos pesados.
- ✓ Se puede calentar el fluido motriz.
- ✓ Se pueden inyectar químicos al pozo.

La eliminación de conexiones mecánicas con la bomba del subsuelo, por lo que no hay que preocuparse por las posibles rupturas de las varillas.

No posee partes móviles, por lo cual disminuye el efecto de desgaste por rozamiento entre las partes móviles y las partes fijas, entonces este efecto de rozamiento se puede considerar inexistente.

Se puede utilizar en los pozos desviados, debido a que la forma de transmitir la energía de superficie al fondo, es el fluido motriz, que generalmente es agua o el mismo crudo producido por la formación, por lo que no hay riesgo de ruptura de varillas debido al roce entre estas y la tubería de producción, por el ángulo de inclinación.

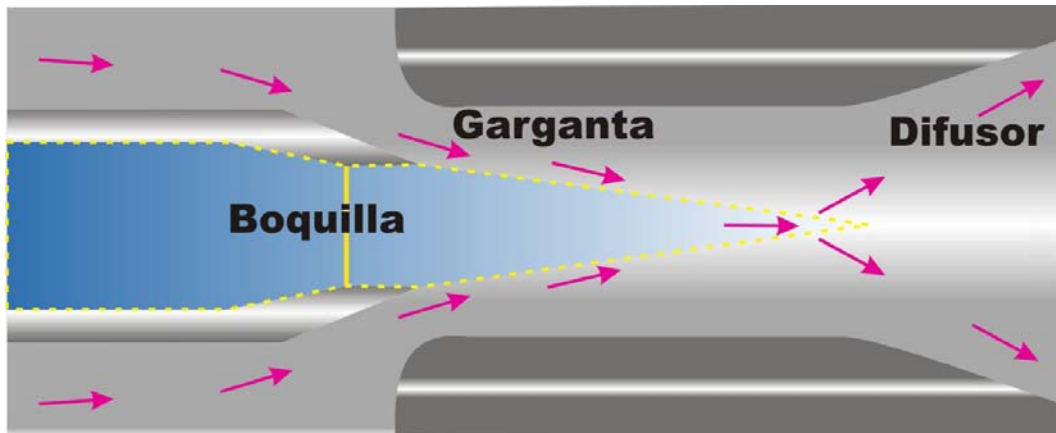
La Arena no afecta tanto este sistema, ya que como se había mencionado anteriormente, no tiene partes móviles y por lo tanto no hay abrasión generada por esta.

Entre las desventajas de este sistema, se destacan:

- ✓ Requiere de altas potencias (HP), lo que ocasionara más gastos debido al tamaño de las bombas de inyección que se deban instalar en la superficie. Cuando hay bajas presiones a la entrada de la bomba, esta tiende a la cavitación.

La eficiencia de la bomba puede disminuir, si se llega a generar un flujo turbulento cuando entra el fluido motriz por la boquilla y llega a la garganta de la bomba. Lo que se debe hacer en estos casos es controlar la tasa de inyección, la presión de inyección, al igual que la presión a la entrada de la bomba. Todo esto con el fin de no exceder los parámetros de diseño de la bomba, y así aumentar la eficiencia de la misma.

FIGURA 14. PRINCIPIO DE OPERACIÓN BOMBA JET



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Se observa que cuando el fluido llega desde la superficie con una gran energía potencial (presión), a la boquilla esta energía se transforma a energía cinética (velocidad), en la cual entra en contacto con el fluido de la formación, en donde se combinan y pasan al difusor, donde se expanden y forman una cabeza dinámica de presión mayor, que la presión que ejerce la columna hidrostática y por lo tanto estos fluidos pueden ser llevados a la superficie.

1.4.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.

- ✓ Se puede utilizar para profundidades entre 1000 y 18000 pies.
- ✓ Maneja una gran variedad de tasas de producción, las cuales están entre 100 a 10000 BFPD.

- ✓ Usualmente las presiones de operación varían entre 2000 y 4000Psia.
- ✓ La energía potencial del fluido motriz, se convierte en energía cinética.

1.4.1.2 ELEMENTOS E INSTALACIONES DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.

El sistema de bombeo hidráulico tipo jet, utiliza un fluido que realiza un proceso de circulación por todas las partes del sistema. El fluido motriz o de potencia es tomado del tanque de almacenamiento y alimenta a la bomba triplex o múltiplex, el fluido con la presión incrementada es controlado por válvulas en la estación de control y distribuido hacia uno o más pozos. Este llega a las válvulas de cabeza de pozo y es dirigida a la bomba de subsuelo, hay se mezcla con los fluidos de formación, retornando a superficie y enviado al sistema de recolección.

Instalaciones de superficie. Tanque de almacenamiento de fluido motriz A donde retorna el fluido de potencia mezclado con la producción, proveniente del pozo. Efectuándose un tratamiento, el fluido motriz es suministrado a la bomba de superficie.

Maquina motriz. Fuente de poder del sistema, puede ser un motor eléctrico, de gas o diesel.

Bomba de superficie. Puede ser triplex o múltiplex, trabaja en un rango de 2000-4000 Psi, esta diseñada para manejar caballos de fuerza muy altos. Su potencia va de 30-650 HP, los diámetros de pistón varían entre 1" a 2 ¾". Los caudales de flujo oscilan entre 500-3000 BFPD.

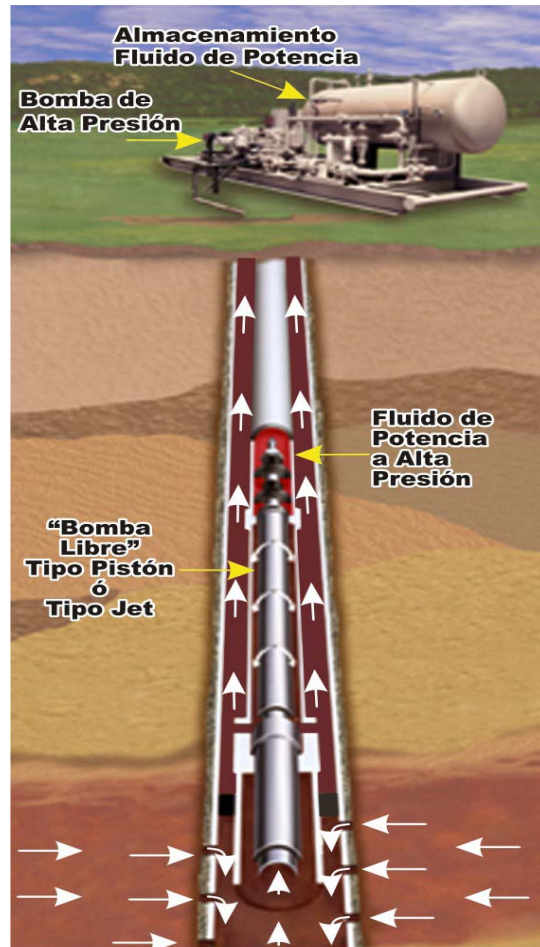
Líneas de conducción. Transportan ya sea fluido motriz o fluido de producción. Diseñada para soportar presiones y temperaturas de operación.

Estación de control de inyección (manifold). Son reguladores para el control individual de presión y caudal, o sea se controlan parámetros de inyección en cada pozo. Se compone de válvulas que controlan el volumen y controladores de presión. En resumen son un medio de medida de las condiciones de cada pozo.

Cabezal del pozo. Conecta la estación de control con la tubería del pozo por medio de una válvula de cuatro pasos, la cual realiza la función de cambiar el sentido de flujo de fluido motriz, esto se realiza para llevar a cabo operaciones de mantenimiento de la bomba jet. También el cabezal realiza funciones necesarias para operar la bomba libre. Recibe y sostiene la bomba jet. El fluido de producción va a la batería de producción, el fluido motriz es limpiado de impurezas para ser nuevamente bombeado a fondo, esto lo hacen los hydrocyclones que separan sólidos (arena) para evitar el daño de bombas utilizando la fuerza centrifuga. Un buen trabajo de este depende de un buen diseño.

En resumen el equipo de superficie es el encargado de recoger, limpiar, suministrar potencia, transportar, controlar e inyectar el fluido motriz.

FIGURA 15. INSTALACIÓN DE BOMBEO JET CONVENCIONAL.

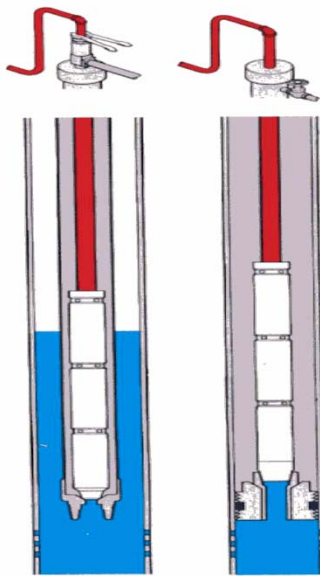


Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Instalaciones de subsuelo. Suelen bajarse dentro del hueco en dos configuraciones típicas. Cuando la bomba es enroscada al final de la sarta y bajada dentro del pozo, es llamada "bomba fija" (Figura A). Cuando la bomba es adecuada dentro de la tubería y es libre para regresar afuera, esta configuración es llamada "bomba libre" (Figura B)

FIGURA 16. BOMBAS FIJAS Y LIBRES

A.

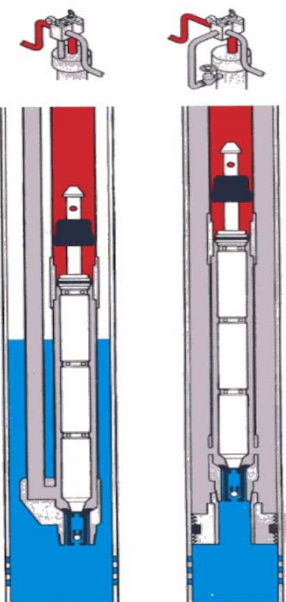


Fluido Motriz ■
Fluido de Formación ■
Fluido de producción ■

Fija insertada

Fija a la tubería de revestimiento

B.



Fluido Motriz ■
Fluido de Formación ■
Fluido de producción ■

Libre Paralela

Libre de revestimiento

Fuente: Los Autores

El fluido motriz. El fluido de potencia es sin duda es la esencia del bombeo hidráulico tipo jet y uno de los parámetros a tener siempre en mente al realizar el diseño. Este fluido es el encargado de transferir y transmitir la energía que activa el ensamblaje de fondo desde superficie hasta el subsuelo, también tiene la función adicional de lubricar y proteger del desgaste excesivo todas las partes del sistema como son, válvulas, motor, pistones y cilindros de la bomba de superficie, válvulas de control; por lo cual se requiere un buen grado de pureza y carencia de sólidos abrasivos.

El petróleo crudo generalmente es utilizado como fluido motriz por sus propiedades de lubricación y fácil disponibilidad en las cantidades requeridas, es recomendable utilizar crudos entre 20 y 30 grados API y al rededor de 10 Cstk de viscosidad para obtener resultados óptimos.

Entre los parámetros a considerar se tienen:

- ✓ Gravedad API.
- ✓ Contenido de agua y sedimentos.
- ✓ Contenido de sal: máximo 12 libras por 1000 Bls de crudo.
- ✓ Contenido de parafinas.
- ✓ Contenido de sulfuros. Para controlar posibles ambientes corrosivos.
- ✓ Contenido total de sólidos: máximo 20 ppm ó 0.002% del volumen para crudos entre 30 y 40 API, fluidos un poco más pesado pueden admitir relativamente más sólidos.
- ✓ Tamaño máximo de partículas sólidas: 15 micrones, en cantidades pequeñas.

Otra alternativa de uso es el agua, esta por sus marcadas ventajas y características de bajo costo, disponibilidad, fluido no compresible, baja viscosidad

y uniformidad esta siendo utilizada adicionándole aditivos especiales aunque algo costosos para darle propiedades de lubricación, viscosidad y especialmente para evitar sus efectos corrosivos sobre las áreas metálicas expuestas.

El agua presenta las ventajas de eliminar riesgos potenciales de incendio, permite mejor control en pruebas de producción ya que todo el aceite producido proviene de la formación.

1.4.2 SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON

El principio de este sistema de levantamiento es la inyección de un fluido de potencia a altas presiones que al mezclarse con el fluido del yacimiento dentro del equipo de subsuelo, le transmite la energía necesaria para que este llegue a la superficie ya sea a través de una tubería alterna o por el anular. El bombeo hidráulico tipo pistón o recíprocante. Es similar al bombeo mecánico, y se caracteriza por tener como su nombre lo indica, un pistón y dos válvulas cheques, este pistón es de movimiento positivo, para desarrollar altas presiones, mediante la aplicación de una fuerza por medio de varillas.

EL SISTEMA COMPRENDE:

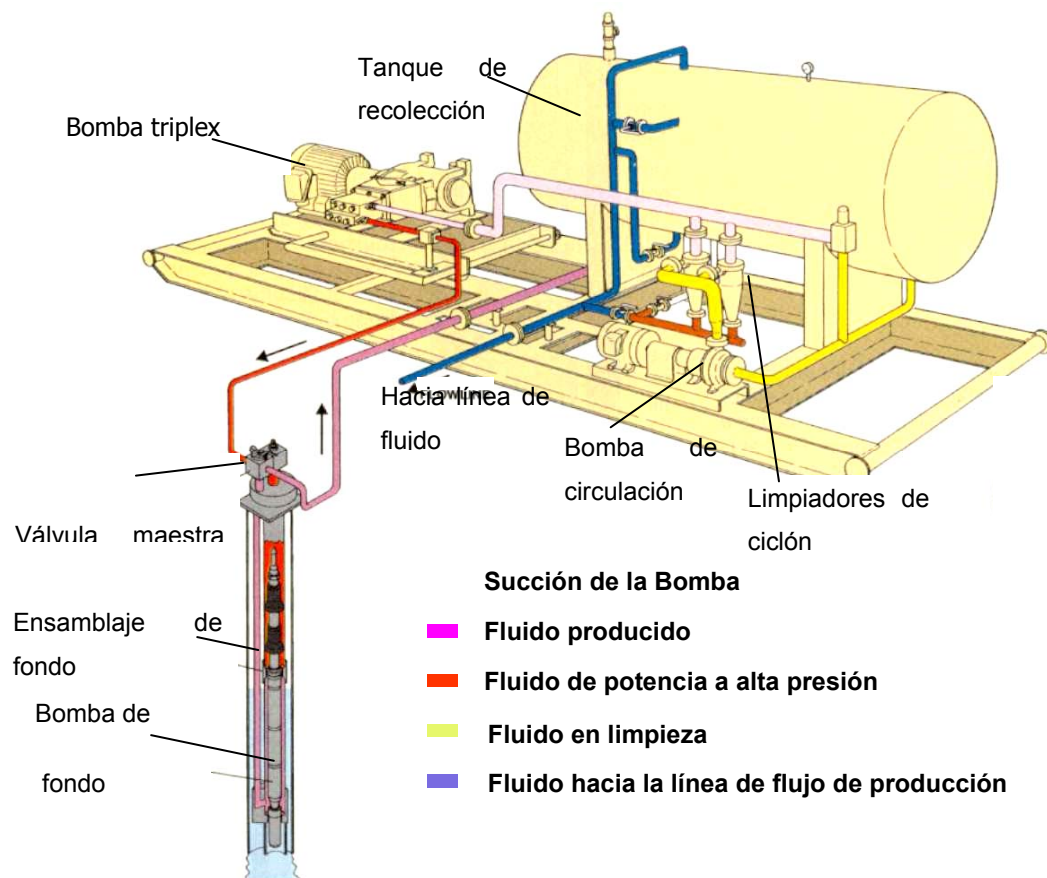
- Unidad de propulsión de energía y equipo de superficie.
- Unidad de conversión de energía en el subsuelo, equipo de subsuelo.
- La energía utilizada y su medio de transporte, fluido motriz.

1.4.2.1. EQUIPO DE SUPERFICIE

Proporciona la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de subsuelo, está integrado por:

- Tratamiento y almacenamiento del fluido motriz; Capacidad volumétrica suficiente para eliminar por medios físicos, impurezas y cuerpos extraños presentes en el fluido.
- Líneas de conducción del fluido motriz en superficie.
- Equipo o sistema de potencia motriz, bombas de alta presión, para suministrar la energía necesaria por el equipo de subsuelo.

FIGURA 17. INSTALACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN.



Fuente: Los Autores

- Múltiple de distribución y control en superficie. Reguladores y contadores para control individual de presión y caudal.
- Equipo de cabeza de pozo. Válvula de cuatro vías y arreglos particulares para cada caso y sistema de seguridad que garanticen la operación.

Sistema de Potencia

Conformado por bombas de desplazamiento positivo triplex de alta presión con sus respectivos motores. Son diseñadas especialmente para operar con el fluido de potencia seleccionado.

Los conjuntos motor – bomba cuentan con sistemas auxiliares que incluyen:

Válvulas de alivio.

Medidores de presión.

Instrumentación de control.

Manifold de Distribución y Control de Inyección

Consta de lo siguiente:

Válvula de Control: regulan el volumen fluido motriz que se inyecta a cada pozo.

Registrador y Controlador de Presión: Registra y mantiene constante la presión del sistema.

Contadores de Inyección: Registran el volumen de fluido motriz inyectado a cada pozo.

Manómetros de Alta Presión: Miden la presión de inyección en cada pozo.

Funciones:

- Distribuir el fluido motriz a cada pozo.
- Regular y medir la tasa de inyección.
- Determinar las presiones de inyección
- Proporcionar un medio para la inyección de químicos.
- Proporcionar un medio para by pasear el exceso de fluido de potencia.

Sistema de Suministro y Tratamiento del Fluido Motriz

Consta de lo siguiente:

- Separadores bifásicos.
- Sistema de tratamiento químico.
- Tratadores térmicos o termo electrostáticos.
- Separador atmosférico de gas natural.
- Sistema de remoción de sólidos (filtros o hidrociclones).
- Tanque de sedimentación y almacenamiento de fluido motriz con sus accesorios.

Plantas Individuales

Los componentes básicos son:

1. Un separador bifásico.
2. Separadores centrífugos para remoción de sólidos.
3. Bomba de Superficie.

Todas estas son unidades portátiles que suministran la potencia hidráulica para la operación de un pozo en bombeo hidráulico. Se utilizan en sistemas abiertos y tienen la ventaja que la producción neta del pozo pasa a la línea de flujo, mientras que el fluido de potencia es recirculado en la planta.

EQUIPO DE SUBSUELO

En general el equipo de subsuelo comprende:

- ✓ Medio de transporte del fluido motriz; Tubería de producción.
- ✓ Equipo de insertación y sello de la unidad de producción en el subsuelo.
- ✓ Canales de retorno a superficie del aceite motriz y recobro de producción.
- ✓ Unidad de producción comúnmente llamada bomba.

LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN

El conjunto motor-bomba en el subsuelo, maquina reciprocante que actúa por presión de fluido unida mediante una varilla concéntrica en un solo paquete a una bomba de doble desplazamiento, reguladas sus entradas y salidas por un sistema de válvulas que impiden el regreso del fluido y garantizan la acción de la bomba.

El movimiento reciprocante causado por la presión del fluido motriz, se lleva a cabo mediante la intervención de una válvula motor o válvula inversora, incluida en la bomba que reversa el fluido motriz hacia los extremos del cilindro motor cada vez que su pistón se aproxima al final de la carrera.

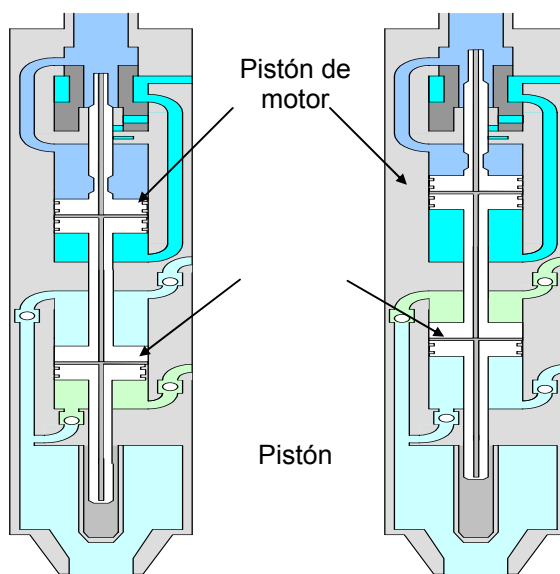
El trabajar con alta frecuencia, aunque con carrera corta, iguala o supera en desplazamientos las bombas de varillas (Bombeo Mecánico). Así, una bomba de varillas de 64” de longitud de carrera, actuando a 15 carreras por minuto, desplaza

en volumen una cantidad menor de líquido que la desplazada por una bomba hidráulica de igual tamaño nominal, trabajando a 80 carreras por minuto y con un desplazamiento de sólo 12” por carrera.

El fluido motriz cumple un circuito que se origina por la succión de las bombas de potencia a través de tubería de gran capacidad para entregarlo con presión requerida por el sistema múltiple de distribución que lo hace llegar individualmente a al cabeza de cada pozo en particular.

Una bomba hidráulica de producción consta de un acople entre el motor y la bomba. Un fluido motriz a alta presión es dirigido al motor a través de una tubería y luego cuando este ha gastado su energía es dirigido junto con la producción del pozo hacia la superficie a través de otra tubería.

FIGURA 18. UNIDAD DE BOMBA HIDRÁULICA TIPO PISTÓN.



Fuente: Los Autores

La bomba hidráulica tipo pistón es de doble acción, esto quiere decir que bombea cuando sube y cuando baja. Las válvulas de bola controlan que el fluido de producción fluya correctamente, en la carrera ascendente los fluidos del pozo entran por la parte baja mientras que son descargados por la parte alta. El propósito del hueco en la parte baja de la varilla del pistón es balancear las áreas y las fuerzas durante las carreras ascendente y descendente.

CLASES DE BOMBAS

•**Bombas tipo A:** Tienen los pasajes de fluido motriz internos a la bomba, esto hace que sean aplicables a cualquier instalación pero tienen limitación en su capacidad de desplazamiento.

•**Bombas tipo B:** Son diseñadas para instalaciones de “bomba libre” con ensamblajes de fondo especiales en los cuales los pasajes de fluido son externos a la bomba.

•**Bombas tipo D:** Son una variación de las bombas tipo B con la adición de un segundo pistón motriz, para incrementar el desplazamiento del motor y capacidad de levantamiento.

•**Bombas tipo E:** Son bombas de alta capacidad de desplazamiento porque disponen de dos pistones que son a su vez de bombeo y motrices.

FLUIDO MOTRIZ

El sistema de bombeo hidráulico es un método utilizado para explotar pozos productores de petróleo, en el cual la energía que opera la bomba de subsuelo es transmitida hidráulicamente y no mecánicamente como en el sistema de bombeo mecánico o de varillas. Las cualidades del fluido motriz, especialmente contenido de sólidos, son un importante factor que contribuye a la larga vida de la bomba y sus costos de reparación y mantenimiento. La capacidad de flujo del fluido motriz

a través de la bomba es función del contenido de los sólidos abrasivos y la permisibilidad del contenido de sólidos varia dependiendo de la definición de “Vida Aceptable de la Bomba” y también de la viscosidad y el desgaste pero valores de 10–15 ppm es usualmente aceptado para aceites de 30°–40° API. Para aceites más pesados, mayor desgaste y mayor cantidad de sólidos puede ser tolerada, mientras que para agua, menos desgaste y menos sólidos es usualmente la regla.

Existen dos tipos básicos de sistemas de fluido motriz:

1. El sistema de fluido cerrado (CPF) donde el fluido en superficie y en el pozo permanece en un circuito cerrado y no se mezclan con el fluido de producción.
2. El sistema de fluido abierto (OPF) donde el fluido motriz se mezcla con el de producción en el fondo del pozo y retornan a la superficie mezclados.

En sistemas cerrados y en donde por cualquier circunstancia no se utilice aceite crudo como fluido motriz debe tenerse en cuenta su restauración periódica en calidad y cantidad, utilizando los aditivos necesarios para devolver propiedades generadas o perdidas.

En sistemas cerrados es posible y con muy buenos resultados, utilizar fluidos seleccionados como aceites especiales refinados con propiedades anticorrosivos y de viscosidad, o mezclas de crudos con algunos disolventes de alto punto de ebullición que conserven sus condiciones y características a 200 °F, como fluido motriz.

El objetivo principal del sistema de tratamiento de crudo usado como fluido motriz es eliminar el gas, sólidos y agua, tanto como sea posible.

SISTEMA DE TRATAMIENTO

Para obtener calidades aceptables dentro de los límites de operación en el fluido motriz y estabilización de propiedades físicas del mismo fluido para asegurar un manejo a través de todo el sistema sin complicaciones adicionales a las previstas en el diseño es aplicar tratamientos simples; esto implica:

- Sistema de separación de gas hasta entregar fluido estable a presión atmosférica.
- Sistema diseñado para separación de emulsiones, y fluidos de características diferentes, incluye tratamientos térmicos, químicos y físicos.
- Sistema para separación por gravedad de sólidos, agua libre y en emulsión.

1.5 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT

El levantamiento artificial por Gas Lift es el sistema de bombeo artificial que más se parece al proceso de producción por flujo natural. El proceso consiste en levantar fluido del pozo por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta; esto puede hacerse mediante la inyección de volúmenes relativamente pequeños de gas a alta presión para airear la columna de fluidos, o mediante la inyección durante cortos períodos de tiempo de un volumen de gas relativamente grande a fin de desplazar porciones de la columna de fluido.

En un pozo incapaz de fluir naturalmente, el peso de la columna de fluido crea una presión igual a la presión estática del yacimiento. Al inyectar gas la presión ejercida por la columna se reduce y el gas inyectado es capaz de levantar el petróleo por medio de uno de los siguientes procesos:

- Reducción de los gradientes del fluido
- Expansión del gas inyectado
- Desplazamiento del fluido por el gas inyectado.

Los componentes de un sistema de levantamiento artificial por gas consisten de una fuente de gas de alta presión (compresores), líneas de distribución para conducir el gas hasta el cabezal del pozo, controles de superficie, equipo de levantamiento artificial para el subsuelo y otros equipos de subsuelo, líneas de flujo, equipos de separación y tanques de recolección.

1.5.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA.

TABLA 5. CONSIDERACIONES PARA EL MÉTODO GAS LIFT

CONDICIÓN	DESEMPEÑO
Profundidad de operación	Hasta 15000 TVD
Volumen de operación	20-30 MSTBD
Temperatura de operación	0-400 °F
Corrosión	Excelente
Manejo de gas	Excelente
Manejo de sólidos	Bueno a Excelente
Gravedad de fluido	>15 °API
Servicios	Wireline o Workover
Angulo del pozo	0-70° Radio de mediano a pequeño
Flexibilidad del sistema de potencia	Bueno a Excelente
Costa afuera	Excelente

Fuente: Diplomado Producción UIS

Se recomienda el uso de este sistema de levantamiento en los siguientes casos:

- ✓ En pozos de alta relación Gas - petróleo.
- ✓ Pozos con problemas de arena.
- ✓ En pozos desviados.
- ✓ En pozos de difícil acceso en los que se requiere un espacio muy reducido para el cabezal del pozo y los controles de inyección de gas en la superficie.
- ✓ En pozos con completamiento múltiple donde se tiene poco espacio en el anular o en el cabezal del pozo.
- ✓ Pozos completados con diámetro de tubería muy pequeños.
- ✓ Pozos en los cuales se espera que la tasa de producción cambie muy rápidamente.

Ésta flexibilidad en cuanto a la tasa de producción es una de las ventajas más importantes del bombeo con Gas Lift. Las válvulas en el subsuelo operarán eficientemente en un amplio margen de tasas de producción; también se puede variar el volumen de gas circulante que se dirige a los pozos cambiando las tasas de producción. Es más aconsejable en pozos con profundidades de hasta 7000 pies.

El levantamiento artificial por Gas Lift es mucho más flexible que otros métodos de levantamiento debido a que éste sistema puede ser diseñado para operar un amplio margen de tasas de producción sin necesidad de cambiar el equipo de subsuelo. Puede ser usado en la mayoría de pozos con la ventaja económica de aumentar el levantamiento con la profundidad. Se usa en pozos entre 500 y 10000 pies de profundidad.

El levantamiento artificial por Gas Lift es ideal para pozos con GOR altos. No se ve afectado por los grados de desviación que pueda presentar el pozo.

El costo inicial del equipo y el de operación son menores que en otros sistemas de bombeo. La producción de arena no afectará el equipo de levantamiento artificial por Gas Lift, debido a que posee muy pocas partes móviles. Cuando se detecta mal funcionamiento de las válvulas se pueden reemplazar mediante trabajos de cable sin necesidad de sacar tubería.

La mayoría de instalaciones no restringen el diámetro interno de la tubería de producción. Los equipos requieren poco mantenimiento. Permite utilizar el gas natural que se produce de los pozos.

La eficiencia y economía de este sistema de levantamiento depende de la exactitud del diseño y de su correcta operación; para lo que se hace necesario tener información completa del pozo y disponer de las técnicas modernas.

Entre las limitaciones de este sistema se destaca el hecho de que es indispensable que haya suficiente gas disponible. El espaciamiento excesivo de los pozos disminuye la eficiencia del sistema. No es recomendable por razones de índole económica, en pozos muy retirados del sistema de distribución de gas de alta presión.

Cuando el gas que se va a usar es muy corrosivo, obstaculizará las operaciones de levantamiento y dañará las instalaciones, por lo que hay que tratarlo previamente. El revestimiento de producción del pozo debe estar en buenas condiciones a fin de que el gas no se escape antes de alcanzar el punto deseado y pueda entrar en la tubería.

Se debe disponer de una fuente de gas de alta presión, lo cual es bastante representativo en los costos. No es recomendable el uso de aire debido a la posible mezcla explosiva que se puede formar con el gas natural, y a la alta corrosión que se origina en el compresor.

1.5.2 TIPOS DE APLICACIÓN.

Flujo Continuo. Se define como el medio para producir artificialmente el pozo mediante la inyección continua y controlada de gas en la columna de fluido. En el Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Continuo el gas se inyecta a una profundidad que permita una aireación eficiente desde el punto de inyección a la superficie, reduciendo así la presión de fondo al nivel necesario para lograr la tasa de flujo deseada.

Las características de producción del Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Continuo se asemejan a las de flujo natural. La estación de compresión bombea el gas a alta presión al anular del pozo, entre las tuberías de revestimiento y producción, el gas a alta presión pasa a través de la válvula de Gas Lift ubicada en el mandril de la tubería de producción y levanta los líquidos hasta el separador y al tanque de almacenamiento. El gas de baja presión es succionado y comprimido nuevamente. Al igual que en el flujo natural, la energía del gas a alta presión es transmitida paulatinamente a los líquidos en la carrera ascendente, mediante la expansión de sus burbujas. Una de las principales ventajas de Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Continuo es que utiliza al máximo la energía del yacimiento.

La inyección del gas se controla en superficie por medio de un estrangulador.

Los dos factores que se deben considerar al diseñar un Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Continuo son la **presión** y el **volumen** de gas de operación. La presión de flujo en el fondo del pozo para una presión de cabezal fija, se puede reducir aumentando la presión de gas en la última válvula, lo que hace bajar el punto de inyección. El método más eficiente para lograr este resultado es aumentar la presión del gas de inyección. Mientras menor sea la profundidad a la que se puede inyectar el gas, menor será el volumen de gas necesario para levantar el volumen de fluido deseado.

Las tasas de producción obtenidas son restringidas por:

- La presión del gas.
- El volumen del gas.
- El tamaño de la tubería de producción y línea de flujo.
- Características de producción del pozo.

Las condiciones para las que se recomienda Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Continuo son las siguientes:

- ✓ Altas tasas de producción
- ✓ Alta relación gas - líquido del yacimiento
- ✓ Poca profundidad
- ✓ Diámetro pequeño de la tubería
- ✓ Baja densidad del petróleo
- ✓ Pozos con producción de arena
- ✓ Las fluctuaciones de la presión provocan entrada de agua o arena
- ✓ Presión de fondo alta

Flujo Intermitente. Es el desplazamiento de un tapón de fluido del pozo a la superficie mediante la inyección de gas de alta presión en la columna de fluido. La expansión del gas de alta presión debajo de la columna de fluido levanta la columna a la superficie en forma de “tapón”.

En operaciones eficientes de Levantamiento Artificial por Gas Lift Flujo Intermitente el gas debe entrar en la tubería a una tasa tal que mantenga la suficiente velocidad del tapón a fin de minimizar la irrupción del gas de inyección.

Este método de levantamiento es una operación cíclica y se divide en tres partes:

1. Período de influjo. Durante éste período el líquido fluye de la formación al pozo y se almacena en la tubería arriba de la última válvula de levantamiento de gas. Esta válvula está cerrada durante éste período y la presión de la tubería se reduce a un mínimo para permitir una tasa de flujo máxima.

2. Período de levantamiento. Cuando se ha colectado suficiente líquido en la tubería, la válvula de levantamiento de gas se abre e inyecta gas a alta presión para levantar el tapón a la superficie.

3. Período de reducción de presión. Después de que la válvula se cierra, el tapón fluye a través del separador, la presión de gas de levantamiento es disipada y el influjo comienza otra vez.

El ciclo intermitente es controlado regulando:

- La frecuencia de inyección
- La presión de flujo de gas durante la inyección
- La cantidad total de gas inyectado durante cada período de levantamiento.

Este método tiene gran eficiencia en pozos con las siguientes características:

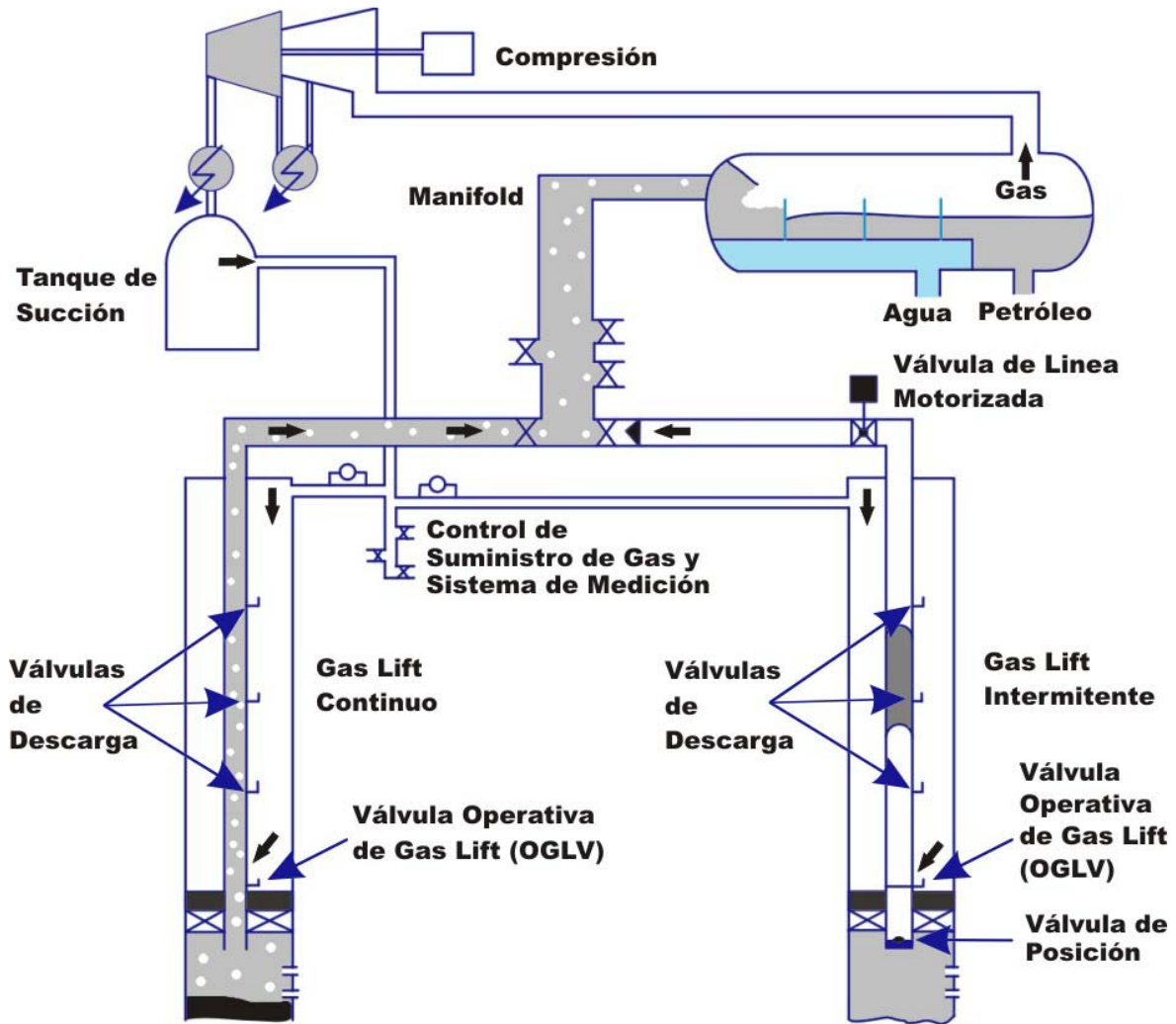
- 15. Tasas de producción bajas o medianas (menos de 300BPD en tubería de 2”).
- 16. Baja relación gas –fluido del yacimiento.
- 17. Pozos profundos con bajo nivel de fluido.
- 18. Alta densidad del petróleo.
- 19. Pozo sin producción de arena.
- 20. Punto de inyección profundo.
- 21. Baja presión de fondo y bajo índice de productividad.
- 22. Baja presión de fondo y alto índice de productividad.
- 23. A alta presión de fondo y bajo índice de productividad

TABLA 5. CUADRO COMPARATIVO DE LAS APLICACIONES PARA FLUJO CONTINUO Y PARA FLUJO INTERMITENTE.

CONDICIÓN	FLUJO CONTINUO	FLUJO INTERMITENTE
Tasa de Producción Q (bbl/d).	100-75000	Menor de 500
Presión Estática de Fondo BHP (Psi).	>0.3 Psi/ft.	<0.3Psi/ft.
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (Psi).	>0.8Psi/ft.	<0.8Psi/ft.
Relación de Inyección de gas Ri (scf/bbl).	50-250/1000ft.	250-300/1000ft.
Presión de Inyección Requerida Pc (Psi).	>100 Psi/1000ft.	< 100 Psi/1000ft
Tasa de inyección de gas Qs(bbl/d).	Grandes volúmenes.	Pequeños volúmenes.

Fuente: Diplomado Producción UIS

FIGURA 19. INSTALACIÓN DE SUBSUELO



Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

1.5.3 INSTALACIÓN DE SUBSUELO.

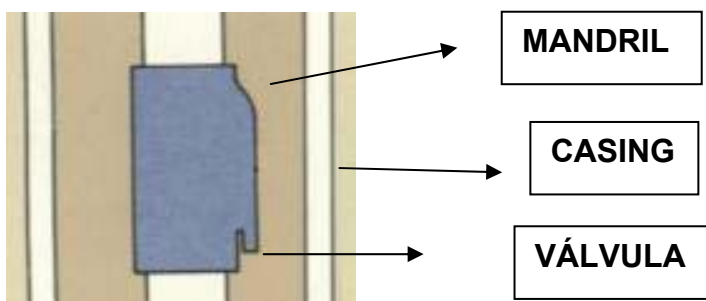
Se instala un empaque y una válvula fija. El empaque sella el anular que conecta la tubería con el revestimiento y la válvula fija permite que el flujo de la tubería vaya únicamente en una dirección, lo cual es una necesidad en pozos de IP alto o medio. Este tipo de características del pozo puede permitir que el fluido fluya hacia adentro y hacia fuera de la formación con poca resistencia, y la presión diferencial entre la presión del fluido y la presión del gas inyectado puedan hacer retroceder el fluido hacia la formación.

El fluido regresado disminuye la acción de reducción en la entrada del anular actuando más o menos como un amortiguador de golpes y en casos severos absorberá enteramente las fuerzas de extracción.

1.5.4 EQUIPO DE SUBSUELO.

Mandriles. Son en sí, una sección de tubo que posee una forma geométrica tal, que permite albergar la válvula y mantenerla protegida.

FIGURA 20. MANDRILES



Fuente: Los Autores

Este se constituye en un tramo más de la tubería de producción y permite que no se altere la continuidad de la misma, por la presencia de la válvula.

Existen dos tipos de mandriles: los recuperables y los convencionales. Los denominados Recuperables son aquellos que presentan una configuración tipo bolsillo y están abiertos a la tubería para permitir la recuperación o pesca de las válvulas. Los denominados Convencionales sencillamente no permiten recuperar la válvula, si no que esta se obtiene cuando la tubería sale del pozo.

Válvulas. Las válvulas se constituyen en el elemento más importante para el desarrollo de la técnica de levantamiento artificial por gas lift. Dentro de las partes generales de una válvula tenemos: El orificio de entrada, la zona activa de presiones, la cabeza, y el orificio de expulsión. El orificio de entrada no es más que la puerta del gas para ingresar a la tubería de producción.

La zona activa de presiones se constituye en la parte donde se hará todo el manejo de fuerzas y contra - esfuerzos que se presentan para activar la válvula. La cabeza es la parte superior de la válvula y representa el grado de practicidad que puede tener la válvula para instalarse y pescar, ya que ésta puede ser ajustable con rosca o en forma de punta de lanza. El orificio de expulsión es aquel por donde el gas hace su salida y se conecta a la tubería de producción.

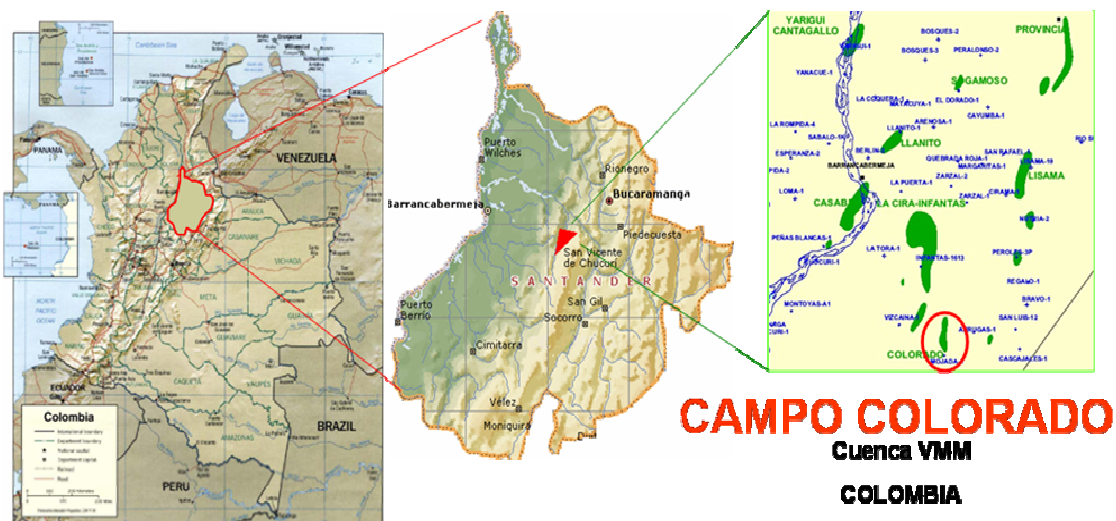
Su uso depende de la aplicación específica que se le quiera dar. La función primordial es la de regular la presión de inyección en la tubería de producción. Existen muchos tipos y configuraciones de válvulas, pero para efectos de un análisis más didáctico, las clasificaremos de acuerdo a su mecanismo base. De acuerdo a esto tenemos dos tipos de mecanismos: válvulas balanceadas con presión y válvulas balanceadas con resorte.

El proceso de calibración de las válvulas se efectúa en laboratorio pero bajo condiciones de operación. Las presiones de apertura y cierre las determina el diseño que se piensa aplicar y con estas presiones es que se calibra la válvula.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

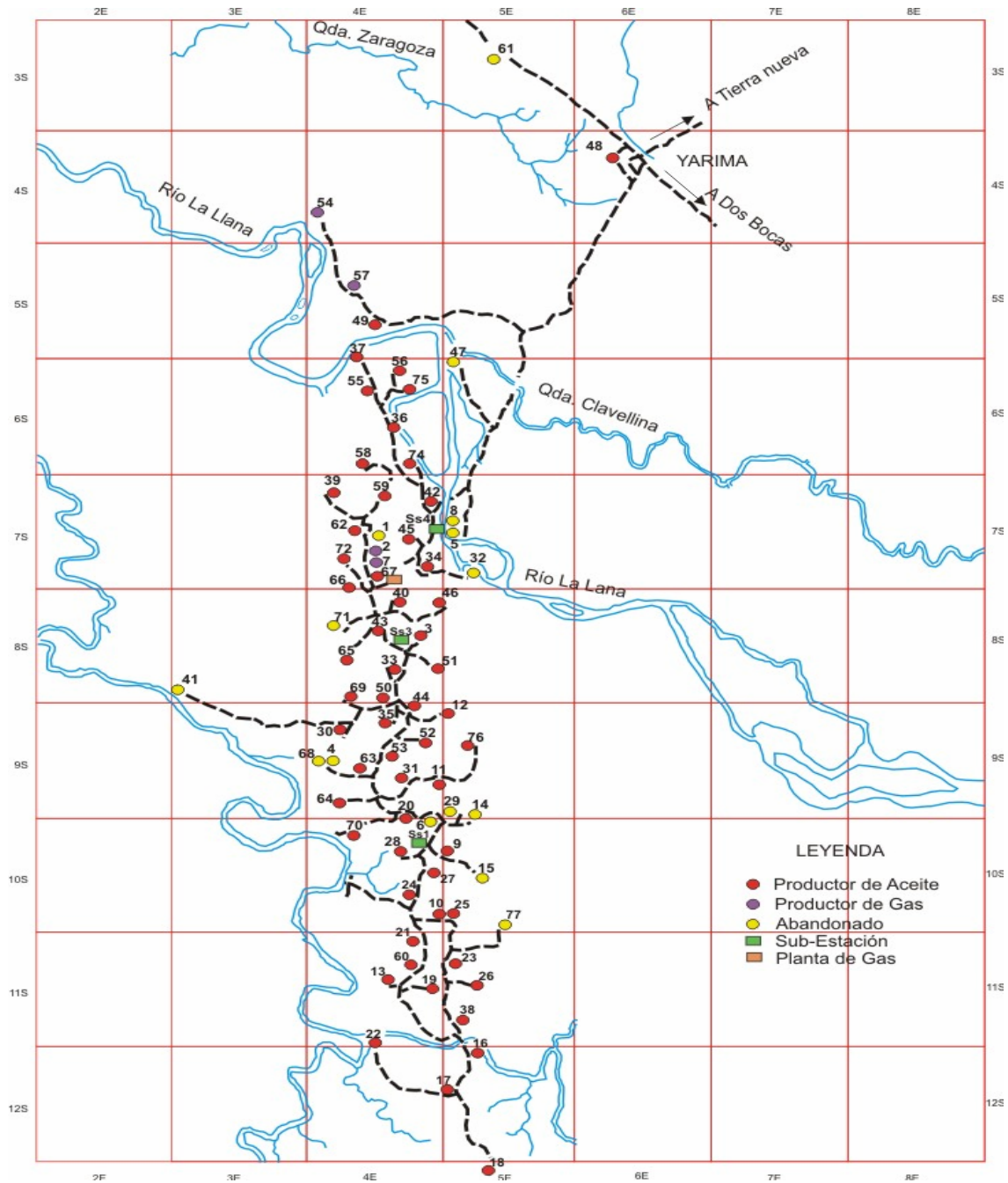
El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas $X = 1'036.000 - 1'040.500$ Este y $Y = 1'238.000 - 1'247.500$ Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión De Mares. La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco Oeste y hasta 25° en su flanco Este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 kilómetros de largo y 3 kilómetros de ancho. En las figuras 21 y 22, se presentan respectivamente: la localización del campo y la ubicación de los pozos a lo largo del mismo.

FIGURA 21. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO COLORADO.



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

FIGURA 22. MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS DE CAMPO COLORADO EN SUPERFICIE.



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados en ese entonces por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo I-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales y levantamientos gravimétricos que motivaron retomar la exploración en el área. En Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo I-9, que posteriormente arrojaría resultados satisfactorios, que a su vez alentaron a la Tropical Oil Company - Troco a programar perforaciones para el lapso 1945-1946 con un total de 8 pozos. Entre los años de 1953 a 1964 ECOPETROL desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa aproximada de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Se han realizado campañas de "Workover" intentando recuperar la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

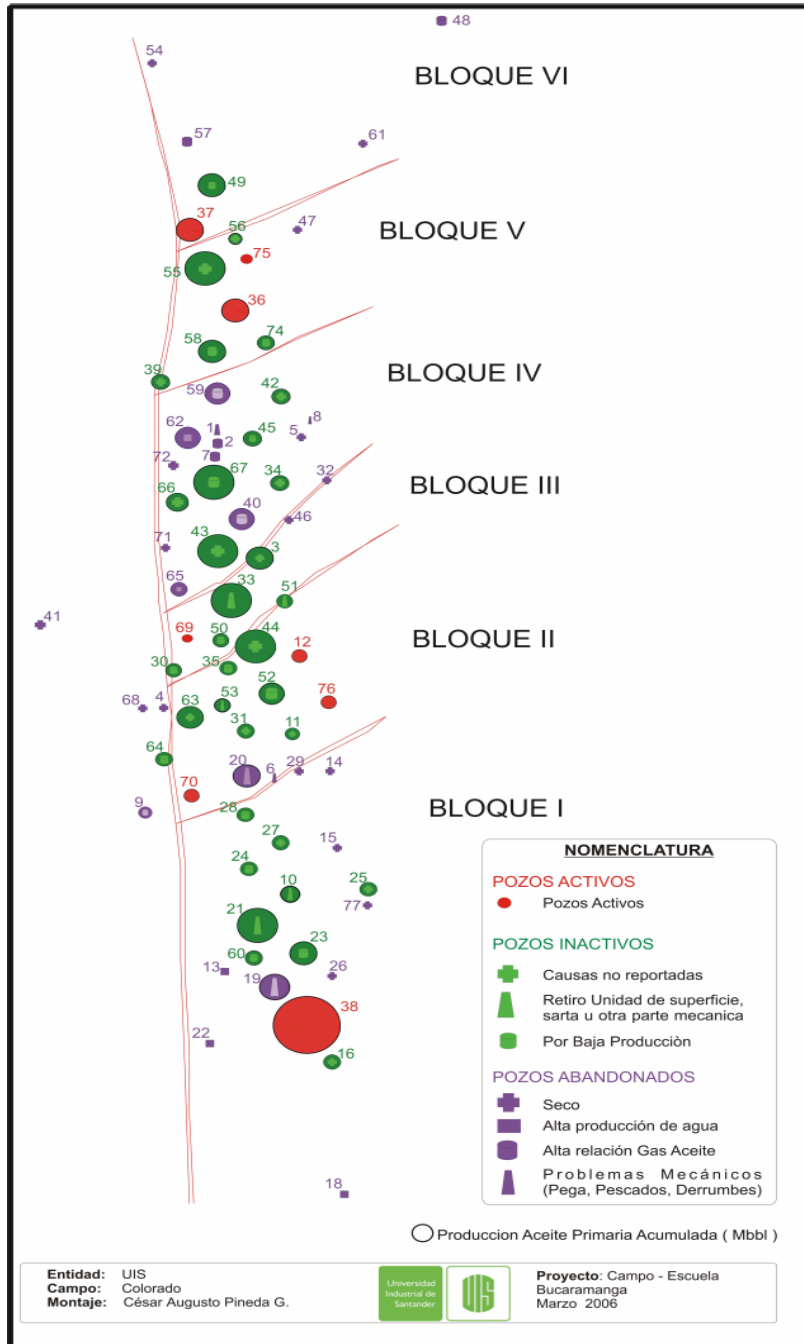
De acuerdo a la ultima clasificación realizada para lo pozos del campo, se identifican 33 pozos como abandonados, 35 inactivos y 7 activos.

A continuación, se presentan los análisis realizados por la UIS, tomando como base los estudios y reportes entregados por ECOPETROL.

2.2 INFORMACIÓN ACTUALIZADA DEL ESTADO DE LOS POZOS.

Las actividades de manejo y análisis inicial de la información se enfocaron en la redefinición del estado actual de los pozos a lo largo del campo, y en la distribución de la calidad de los fluidos producidos. En ese sentido, con el objetivo de identificar los sectores con mejores oportunidades de desarrollo se elaboró un mapa para visualizar la distribución de los pozos a lo largo del campo donde se visualiza la clasificación de su estado actual. Esta definición se fundamenta en la información recopilada de las pruebas iniciales de formación, las historias de eventos de los pozos y el análisis de las historias de producción.

FIGURA 23. MAPA ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO.



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

2.3 IDENTIFICACIÓN DE PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y de la Formación Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico; así mismo, algunos pozos presentaron en algún momento producción de la formación La Paz (Zona E). La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al Oeste en sentido N-S y que buza hacia el Este y dividido en seis bloques principales por fallas satélite SW-NE. Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

En el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún grado de producción. Las producciones acumuladas por pozo tienden a ser muy bajas. De los 56 pozos solamente uno, el pozo A-4, ha producido más de medio millón de barriles y alrededor de 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles. El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a las baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies) hace que la producción acumulada de la mayoría de los pozos sea muy inferior a los 300.000 Bls.

Las producciones iniciales de los pozos oscilaron entre 70 a 100 BOPD, declinando rápidamente a un promedio de 10 BOPD en un espacio de tiempo de tres a seis años. Las declinaciones están asociadas generalmente a un control poco efectivo de la precipitación de parafinas, y a pérdida de la energía de las

zonas productoras. En ese sentido, se puede decir que en su gran mayoría los pozos perforados se clasifican como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B y 2208 psi en la Zona C⁴ El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido es de 59 MMBIs⁵ y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBIs con un factor de recobro actual alrededor del 15 %.

Actualmente el campo reporta 7 pozos activos de los cuales solo dos están en producción con un promedio de 18 BOPD para el campo. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico en la totalidad de los pozos productores, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo mecánico para la extracción del crudo.

Debido a las características parafínicas del crudo, uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de la vida productiva del campo ha sido la precipitación de parafina en los sistemas de producción, generada básicamente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos a lo largo de los procesos de extracción y recolección. El campo Colorado presenta problemas de precipitación de parafinas en las líneas de producción en la mayoría de sus pozos.

⁴ Tomado del informe "DIAGNOSTICO Y ESTRATEGIAS DE RECOBRO PARA OCHO AREAS DE LA GERENCIA CENTRO ORIENTE, Ecopetrol 2003".

⁵ Tomado de la plataforma Landmark – Gerencia Regional Magdalena Medio – Ecopetrol, 2005.

Este problema se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo.

2.4 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO

Las formaciones Esmeraldas y La Paz son las otras zonas productoras principales, son de origen continental y, las arenas productoras son interpretadas como de ambiente fluvial.

El espesor de ambas formaciones es muy similar y corresponde a 3700 pies aproximadamente. La formación La Paz, presenta principalmente areniscas masivas conglomeráticas y delgadas intercalaciones de arcillolita. La formación Esmeraldas contiene areniscas de grano fino color gris claro y gris oscuro, con presencia de delgados mantos de lignito.

La formación Mugrosa se presume de origen continental. Esta contiene areniscas conglomeráticas de grano fino a medio con guijarros hasta de 2 centímetros de diámetro y conglomerados pobremente consolidados con fragmentos subangulares de cuarzo y rocas metamórficas, cuyos fragmentos alcanzan hasta 4 centímetros de diámetro.

Litología regional del Campo Colorado: La producción del campo Colorado provienen de los sedimentos continentales del Oligoceno (Mugrosa), Eoceno (Esmeraldas y La Paz). En esta parte se realiza una descripción específica de cómo se identifican estas formaciones en el campo Colorado.

a) Formación Mugrosa: En ésta formación se reconocen cuatro arenas productoras denominadas A, B, C, y D; asimismo, el área está dividida sísmicamente en siete bloques I, II, IIIA, IIIB, IV, V, VI. La profundidad de las arenas productoras se incrementa en sentido sur a norte. Por lo tanto el espesor neto de estas arenas no es constante en todo el yacimiento, ya que en los pozos localizados al norte las arenas productoras más profundas se encuentran localizadas por debajo del contacto agua-aceite. El análisis de esta formación tiene como objetivo determinar la influencia de sus características litológicas dentro de la producción de arena.

La formación Mugrosa es somera y de origen terciario; generalmente las formaciones jóvenes del terciario presentan baja consolidación y por tal razón la producción de arena usualmente está asociada con formaciones de estas edades.

En esta formación se presentan tres lentes de arenas separadas por delgadas intercalaciones arcillosas. Las arenas son de color gris claro, translucido, hialino, pardo claro por mancamiento de aceite, predominante de grano medio compuestas de cuarzo subtranslucido o subtransparente, predominante de tamaño medio, menor de tamaño fino, subangular y subredondeado, regular selección, frecuentemente con matriz arcillosa calcárea, friable, con 30% de manchas de aceite de color pardo claro, 20% de fluorescencia amarillo opaca a amarillo oro.

Los niveles arcillosos están compuestos por arcillas predominantemente gris clara a blanca localmente moteada de rojo, parda rojiza clara, roja ladrillo. También es consolidada, moderadamente firme, en bloques, limosa y con inclusiones de granos de cuarzo, localmente amorfos y blandos.

b) Formación la Paz: presenta arenas Inter.-estratificadas de bancos, canales y lutitas continentales. Esta formación ha sido dividida en nueve unidades

correlacionables. Las arenas dentro de estas unidades tienen una muy buena continuidad lateral para los procesos de inyección. La trayectoria de estas arenas y su espesor se encuentran orientados sub-paralelamente a la trayectoria nordeste del eje anticlinal hacia la parte norte de la falla inversa del campo La Salina. Las cuatro unidades basales de La Paz, contienen el mayor volumen neto de la formación y por lo tanto el petróleo in-situ.

La base de la formación La Paz, es la arena más profunda del Eoceno, sin embargo dicha base no tiene el istmo horizonte estratigráfico en todos los puntos.

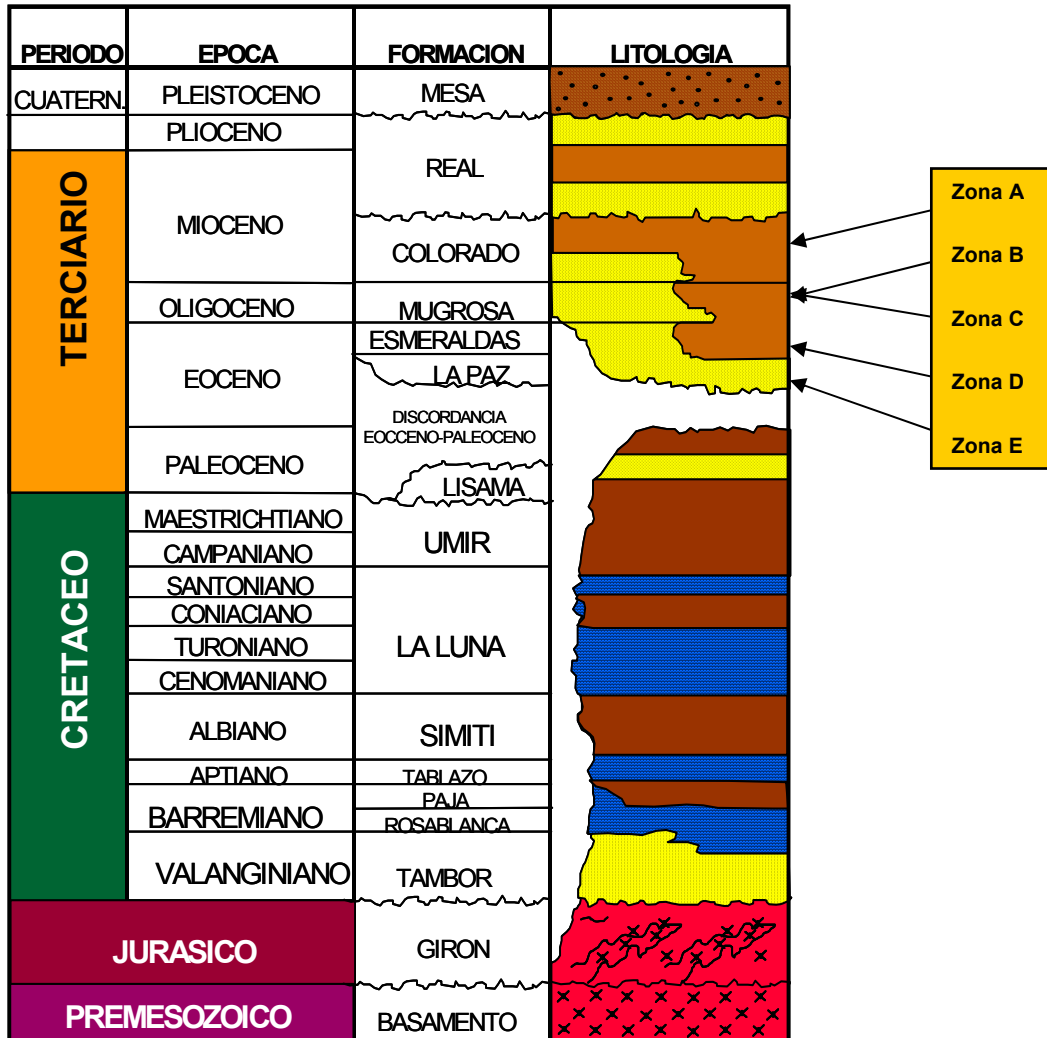
La formación La Paz suprayace sobre las formaciones Lisama del Paleoceno. Toro del Eoceno y Umir del Cretáceo, presentan un buzamiento extremadamente alto. El espesor de La Paz es aproximadamente de 1100 pies, tornándose dicha formación más gruesa hacia el oriente.

c) Formación Esmeraldas: No son muy significativos los cambios en la depositación ocurridos entre las formaciones La Paz y Esmeraldas, excepto por el hecho que en la formación Esmeraldas se depositaron menor cantidad de arenas.

El mejor y más continuo desarrollo de las arenas productivas se presenta cerca del tope de la formación, las cuales son los mejores prospectos para el mantenimiento de presión en dicha zona.

Posteriormente a la depositación de la formación esmeralda se presentaron deformaciones debidos a esfuerzos compresionales regionales relativos a la Orogenia Andina. Las capas fueron plegadas en un anticlinal cerrado, con un flanco oriental relativamente largo y homogéneo, mostrando un eje estrecho y un flanco occidental muy quebrado. La falla de La Salina, trunca el flanco occidental y algunas fallas inversas superpuestas a la trayectoria del eje anticlinal.

FIGURA 24. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA VMM



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

2.5 SELECCIÓN DE POZOS PARA DISEÑO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

A continuación se presentarán los datos de mayor relevancia de los diferentes pozos seleccionados para realizar el diseño del sistema de levantamiento. Para ello se consideraron un total de 10 pozos del campo, definidos 7 de ellos como activos y 3 inactivos como los de mejor potencial de acuerdo a la clasificación actual de los pozos del campo. Por razones de confidencialidad, se modificarán los nombres de los pozos, denominándolos como A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7 para los activos, y P1, P2, P3 para los inactivos con potencial de reactivación.

2.5.1 POZOS ACTIVOS

- **Pozo Colorado A1**

DATOS BÁSICOS

Localización:	N 1'242.493	E 1'038.962
Elevación terreno:	400 pies	Inicio perforación: 1/Abr/1.946
Elevación rotaria:	411,07 pies	Completado: 1/Jul/1.946
Profundidad total:	6.070 pies	Taponado a: Sin tapón
Estado del pozo:	Activo	
Acumulado de Petróleo:	129153 Bls	
Acumulado de Gas:	508952 MPC	
Acumulado de Agua:	5778 Bls	

HISTORIA DEL POZO

Inicialmente se perforó hasta 5000' y se bajaron los siguientes revestimientos:

Superficie de 13 3/8" sentado a 277'

Intermedio de 6 5/8" sentado a 4987'

Se cañonearon con espaciamiento de 12" los intervalos 4893'-4830', 4804'-4770' y 4754'-4736'. Probaron recuperando lodo, agua salada, gas y poco aceite. Se cañonearon a 6" de separación los siguientes intervalos: 4704'-4694' (21 tiros), 4660'-4620' (83 tiros), 4614'-4605' (19 tiros), 4595'-4588' (15 tiros), 4548'-4536' (25 tiros), 4512'-4487' (51 tiros), 4454'-4446' (17 tiros), 4434'-4397' (75 tiros), 4344'-4328' (33 tiros), 4324'-4285' (78 tiros), 4210'-4190' (39 tiros).

Probaron los intervalos cañoneados, resultando acuíferos. Debido a los resultados obtenidos, decidieron abandonar el pozo, balanceando tapón de cemento desde 4725' a 4111'.

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción:

1. Noviembre 18 de 1959, profundizó y realizó recompletamiento del pozo.

Se profundizó el pozo con broca de 5 7/8", perforó cemento y retenedor desde 4066' hasta 5000' y continuó profundizando el pozo, presentándose manifestación de gas a 5608', 5663' y 5710'. Por pega de tubería colocó tapón de cemento a 4882'. Perforó tapón de cemento hasta 5070', donde desvió el pozo y continuo perforando vertical hasta alcanzar la profundidad final a 6070'. Cañonearon con

Lane Wells los siguientes intervalos de la zona "E": 5998'-5986' (25 tiros), 5972'-5968' (9 tiros), 5965'-5946' (39 tiros), 5933'-5918' (31 tiros), 5842'-5828' (29 tiros).

Realizaron una prueba de formación, resultando los intervalos cañoneados, petrolíferos. El pozo produjo 38 barriles de aceite en 12 horas por reducción de 3/8". Producción inicial de 60 BAPD a una RGA de 1290 PC/B.

2. Julio 25 de 1960, FRACTURAMIENTO.

Se fracturaron los intervalos 5933'-5918' y 5842'-5828' con 23.400 libras de arena Ottawa grado Flint Shot de 20-40 mallas y 379 barriles de crudo, con tasas de inyección comprendidas entre 5 - 7 BPM y presión máxima de 5800 psi (relación arena/crudo de 1.5 - 2.5 LPG).

3. Julio 18 de 1961, CAÑONEO ADICIONAL.

Tomó registro Gamma Ray y cañoneó a 2 tiros por pie los siguientes intervalos: 5776'-5770', 5534'-5526', 5362'-5354', 5348'-5340', 5326'-5318', 5262'-5254'.

4. Octubre 5 de 1961:

Con el equipo de Wire line se limpió el tubing de parafina hasta 1400' y se revisó hasta 3700', pasó de producir 5 BAPD a 14 BAPD.

5. Noviembre de 1962:

Se colocó el sistema de levantamiento plunger lift.

6. Agosto 17 de 1970, LIMPIEZA DE ARENAS:

Se cambió sistema de levantamiento a bombeo mecánico.

7. Octubre 29 de 1974, LIMPIEZA DE ARENAS.

8. Diciembre 3 de 1996, operación de MANTENIMIENTO.

Se sacó sarta de producción y bombeo, tomó presión de fondo con memory gauge, midió fondo a 5880' (60' de sucio), nivel del liquido a aproximadamente a 1200'. Profundizó la tubería, realizando un cambio bomba por una RHBC, bajó una sarta de producción y bombeo compuesta por 96 tubos de 2 7/8" R8 RII, 80 tubos de 2 3/8" R8 RII, 123 varillas de 5/8", 93 varillas de 3/4" más 16' de ajustes de 3/4" y bomba RHBC de 2" x 1 1/4" x 8' x 10'. Inyectó aceite caliente.

Actualmente se encuentra con el Estado Mecánico ver Anexo A-01

- **Pozo Colorado A2**

DATOS BÁSICOS

Localización:	N 1'245.011,5	E 1'038.566,88
Elevación terreno:	366 pies	Inicio perforación: 16/Jul/1.957
Elevación rotaria:	376,13 pies	Completado: 27/Sep/1.957
Profundidad total:	6.048 pies	Taponado a: Aprox. 2435'
Estado del pozo:	Activo	
Acumulado de Petróleo:	282232 Bls	
Acumulado de Gas:	1400770 MPC	
Acumulado de Agua:	5463 Bls	

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 12-1/4" hasta 630'. Sentó revestimiento de 9 5/8" (20 juntas de 40 lbs/pie, J-55), a 609', continuó perforando con broca de 8 1/2" hasta la profundidad final de 6048' (alcanzada el 2 de septiembre de 1957). Cañoneó con Lane Wells selectivamente los siguientes intervalos a 2 TPP separados a 6", efectuando prueba de formación en cada uno de ellos: 5908'-5906', 5820'-5818', 5282'-5279', 4990'-4987', 4864'-4861', 4636'-4634', luego se cañoneó con Lane Wells a 6" de separación los siguientes intervalos: 5912'-5908', 5905'-5904', 5837'-5831', 5826'-5820', 5817'-5816', 5288'-5282', 5279'-5274', 5168'-5162', 5158'-5150', 4996'-4990', 4987'-4982', 4866'-4864', 4861'-4860', 4816'-4806', 4778'-4770', 4723'-4716', 4694'-4683', 4637'-4644', 4634'-4632'. El pozo se completó con una producción inicial de 30 BPD, fluyendo.

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción:

1. Mayo 3 de 1958, PRUEBA DE FORMACIÓN:

A los siguientes intervalos: 4932'-5912', 5150'-5912', 5816'-5912', 5274'-5288', 4982'-4996', 4860'-4866', 4806'-4816'-4770'-4778', 4683'-4694'.

2. Mayo 20 de 1958, FRACTURAMIENTO:

Se fracturaron los intervalos 4816'-4806', 4644'-4632' y 4778'-4770'. Los tratamientos realizados no cumplieron con los objetivos esperados.

3. Noviembre 3 de 1958, RECOMPLETAMIENTO.

Bajó tubería con retenedor HOWCO y asentó a 3554'. Cañoneó con Lane Wells el intervalo 2062'-2072' con 22 tiros y 2342'-2332', 2044'-2061', 2318'-2331', 2363'-2356', re completando el pozo como productor de zona B. (crudo de 36.1 °API).

4. Mayo 30 de 1961, CAÑONEO ADICIONAL.

Cañonearon con capsule shaped charge los siguientes intervalos de la zona "B": 3500'-3492' con 17 tiros, 3196'-3188' con 17 tiros.

5. Octubre 7 de 1996, PRUEBA DE PRESIÓN.

Sacó la bomba, midió fondo a 2400', nivel del liquido aproximadamente 1200'. Vacío aceite caliente, bajó sarta de producción compuesta por 71 tubos de 2-7/8" R8 RII, 1 tubo de 2-3/8" R8 RII, bomba RHBC de 2" x 1-1/4" x 8' x 10' sentada a 2288', 90 varillas de 5/8" x 25'.

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico: ver Anexo A-02

- **Pozo Colorado A3**

DATOS BÁSICOS

Localización:	N 1'245.606,63	E 1'038.311,31
Elevación terreno:	339,01 pies	Inicio perforación: 19/Ene/1.959
Elevación rotaria:	350,72 pies	Completado: 27/May/1.959
Profundidad total:	7.069 pies	Taponado a:

Estado del pozo: Inactivo desde Abril de 2003 (Correa)

Acumulado de Petróleo: 277156 Bls

Acumulado de Gas: 622685 MPC

Acumulado de Agua: 15633 Bls

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 12-1/4" hasta 620' y sentó revestimiento de 9 5/8" (19 juntas de 40 lbs/pie, J-55), a 600', continuó perforando con broca de 8 1/2" hasta la profundidad final de 7069' (alcanzada el 10 de marzo de 1959). Cañonearon con Lane Wells de 15/32" y realizaron pruebas de producción a los siguientes intervalos: 6288'-6280', 6249'-6230', 5977'-5972', 5896'-5885', 5730'-5728', 5526'-5524', 5380'-5378', 5192'-5190', 5028'-5026', 4880'-4878'.

Cañonearon con Lane Wells de diámetro de 15/32" y se probaron los siguientes intervalos: 2342'-2340', 2190'-2188', 3808'-3806', 3562'-3560', 3368'-3366', 3218'-3216'.

Cañonearon con Lane Wells de diámetro de 15/32" los siguientes intervalos de la zona C: 5738'-5720' (19 tiros), 5610'-5590' (21 tiros), 5576'-5562' (15 tiros), 5530'-5520' (11 tiros), 5460'-5450' (11 tiros), 5422'-5416' (7 tiros), 5413'-5407' (7 tiros), 5382'-5374' (9 tiros), 5208'-5184' (25 tiros), 5154'-5134' (21 tiros), 5114'-5100' (15 tiros), 5030'-5016' (15 tiros), 4954'-4934' (21 tiros), 4918'-4911' (8 tiros), 4894'-4888' (7 tiros), 4882'-4872' (11 tiros).

Posteriormente se cañonearon con Lane Wells de diámetro de 15/32" los siguientes intervalos en la zona B: 2348'-2324' (25 tiros), 2290'-2274' (17 tiros), 2192'-2178' (15 tiros), 2164'-2154' (11 tiros), en total se utilizaron 223 tiros en la

zona C y 68 en la zona B. El pozo se completó dualmente, produciendo de la zona B por el revestimiento y las zonas C, D y E por la tubería, con una producción inicial de 215 BAPD, RGA de 962 PC/B, 0.5% de agua y crudo de 37.8° API, fluyendo.

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. Febrero 17 de 1968, CAÑONEO ADICIONAL.

Tomó registro Gamma Ray de 6272' a 1200'. Posteriormente se cañonearon a 2 TPP los siguientes intervalos, referidos al registro de inducción, sin manifestación de fluidos: 3216'-3204' (25 tiros), 3132'-3122' (21 tiros), Cañonearon con cañón modelo E a 2 TPP los siguientes intervalos: 5274'-5262', 5236'-5226', 3812'-3802', 3782'-3772', 3760'-3748', 3568'-3554'.

El nivel subió de 1750' a 1300'. El pozo quedó en bombeo con 4000' de tubería de 2 3/8" y bomba RWTC.

2. Enero 20 de 1995, REACTIVACION.

Bombeó 60 Barriles de aceite caliente, sacó sarta de varilla y bomba, registró fondo con cable, tocó a 6060' (21' de sucio), probó y disparó bien.

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico ver Anexo A-03.

- **Pozo Colorado A4**

DATOS BÁSICOS

Localización: N 1'239.826,63 E 1'039.062,56
Elevación terreno: 499 pies Inicio perforación: 10/May/1.954
Elevación rotaria: 508,67 pies Completado: 4/Ago/1.954
Profundidad total: 4.220 pies Taponado a:
Estado del pozo: Activo
Acumulado de Petróleo: 518733 Bls
Acumulado de Gas: 904216 MPC
Acumulado de agua: 33303 Bls

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 12" perforando hasta 460'. Sentó a 451', continuó la perforación con broca de 8 5/8" hasta la profundidad final de 4220' (alcanzada el 19 de Junio de 1954).

Cañonearon a bala los siguientes intervalos con los siguientes resultados:

3384'-3396' (25 tiros), 3453'-3459' (13 tiros), 3488'-3506' (37 tiros), 3705'-3723' (37 tiros), 4018'-4006' (25 tiros).

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. Octubre 6 de 1954, CAÑONEO ADICIONAL.

Recañoneó con 55 tiros el intervalo 3723'- 3705'.

2. Enero 27 de 1955, FRACTURAMIENTO.

Se realizó fracturamiento con arena a los intervalos 3384'-3396', 3453'-3459', 3488'-3506' y 3705'-3723'.

3. Abril 28 de 1955, LIMPIEZA DE ARENA.

4. Septiembre 5 de 1966, RECOMPLETAMIENTO.

Sacó sarta de producción y verificó fondo a 4179', tomó GR entre 4179-1400' y cañoneó con 105 tiros los siguientes intervalos de la zona B: 2118'-2110', 1943'-1938', 1909'-1905', 1878'-1862', 1829'-1812'. El pozo se dejó en producción con: 2535' de tubería de 2 7/8", fluyendo durante 12 días y quedo con 73 BPD fluyendo.

5. Noviembre 19 de 1996, PRESIÓN DE FONDO Y GRADIENTE ESTATICO.

Sacó sarta pegada, tomó presión con memory gauge, registró fondo a 3715' (505' de sucio, fondo real a 4220'), nivel del líquido a 1000' de la superficie, bajó tubería echándole aceite cliente, cambiaron 12 tubos parafinados, cambió bomba, inyectaron 649 galones de químico así: 592 galones de varsol, 19 galones de tenso 85 y 38 galones de tenso 496. El pozo quedo en producción.

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico: ver Anexo A-04.

- **Pozo Colorado A5**

DATOS BÁSICOS

Localización: N 1'242.633,5 E 1'038.276,06
Elevación terreno: 474,92 pies Inicio perforación: 11/Jun/1.962
Elevación rotaria: 490,62 pies Completado: 3/Oct/1.962
Profundidad total: 6.383 pies Taponado a: 6329'
Estado del pozo: Activo
Acumulado de Petróleo: 72929 Bls
Acumulado de Gas: 176296 MPC
Acumulado de Agua: 6843 Bls

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 11" hasta 520'. Sentó revestimiento de 8 5/8" (15 juntas de 24 lbs/pie, J-55), a 506', continuó perforando con broca de 7 7/8" hasta la profundidad final de 6383' (alcanzada el 19 de julio de 1962).

Tomaron registro GR y CBL-GR, se completó como productor de las zonas C y B, cañonearon los intervalos de la zona C: 5731'-5763' (65 tiros), 5780'-5788' (17 tiros), 5798'-5817' (39 tiros), 5838'-5849' (23 tiros), 5934'-5950' (33 tiros), 5972'-5977' (con cañón Modelo E de 4" 11 tiros), 5977'-5986' (19 tiros), 6068'-6082' (29 tiros), 6092'-6087' (con cañón Modelo E de 4" 11 tiros), 6142'-6156' (25 tiros), 6306'-6284' (45 tiros), 6311'-6306' (con cañón Modelo E de 4" 12 tiros) y cañoneando los intervalos de la zona B: 1862'-1870' (17 tiros), 1962'-1970' (con cañón Modelo E de 4" 17 tiros), 2136'-2152' (33 tiros), 2152'-2159' (Lane Wells 15 tiros), 2171'-2184' (27 tiros), 2196'-2202' (13 tiros), 2214'-2216' (Lane Wells 25

tiros), 2233'-2240' (15 tiros), 2338'-2328' (con cañón Modelo E de 4" 21 tiros), 2500'-2509' (con cañón Modelo E de 4" 19 tiros), 2633'-2643' (21 tiros), 2988'-2999' (con cañón Modelo E de 4" 23 tiros), 3303'-3296' (15 tiros, recañoneado con Desintegrable 15 tiros), 3706'-3700' (13 tiros), 3988'-3980' (17 tiros). Por acuíferos se cementaron los intervalos: 1862'-1870', 1962'-1970', 2500'- 2509', se perforaron los tapones de cemento y los retenedores quedando el fondo a 6329'. La producción inicial fue de 58 BAPD, 5 barriles de agua, una RGA de 759 PC/B y un 9% de emulsión.

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. Octubre 24 de 1970, LIMPIEZA DE PARAFINA.

Sacaron 71 tubos parafinados, registró fondo a 6315' (14' de sucio), el pozo se dejó en producción.

2. Enero 19 de 1995, LIMPIEZA DE PARAFINA.

Probó tubería con 800 psi, sacaron sarta de varillas, barra magnética y bomba. Desparafinó hasta 1500', bombeó aceite caliente (30 barriles). Bajaron calibrador, no pasó de 2000', sacó tubería, el tubo No 56 con tapón de parafina, se calibró el resto con cable de 9/16" hasta 6305' (33' sucio). Bajaron tubería de producción, bajó bomba y varillas atrancando a 2275'(problemas de parafina), se desparafinó, se bajo y ancló bomba, se probó con 1000 psi, cayo presión. Sacaron la tubería, con válvula fija se probó cada 10 paradas, 8 tubos malos. Se cambiaron, quedo tubería de producción así: zapato: 2" x 12", tubería: 94 tubos de 2-3/8" R8-R2

(2914'), 67 tubos de 2-7/8" (2077'). Total: 4991'. Se bajo bomba así: bomba: RHBC de 2" x 1-1/4" x 8' x 10' varillas: 105 de 5/8", 93 de 3/4" x 25' mas 10' de ajustes. Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico ver Anexo A-05

- **Pozo Colorado A6**

DATOS BÁSICOS

Localización:	N 1'241.462,63	E 1'038.281,69
Elevación terreno:	453,02 pies	Inicio perforación: 30/Oct/1.961
Elevación rotaria:	464,02 pies	Completado: 13/Mar/1.962
Profundidad total:	3.811 pies	Taponado a:
Estado del pozo:	Activo	
Acumulado de Petróleo:	39232 Bls	
Acumulado de Gas:	170050 MPC	
Acumulado de Agua:	3126 Bls	

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 12 1/4" hasta 520'. Sentó revestimiento de 9 5/8" (15 juntas de 40 lbs/pie, J-55), a 503', continuó perforando con broca de 8 1/2" hasta la profundidad final de 3811' (alcanzada el 22 de noviembre de 1961). Cañonearon los intervalos de la zona B: 3166'-3158', 3120'-3112', 3024'-3015', 2964'-2957', 3142'-3133', 3090'-3080', 3054'-3044', 2984'-2976', 2640'-2630', 2543'-2538', 2442'-2434', 2304'-2296', 2349'-2339', 2134'-2126', 2042'-2034', 1928'-1920', 1426'-1418', 1342'-1336', 1262'-1256'.

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. Octubre 24 de 1964, ABANDONÓ.

Retiró la unidad y motor para instalarla en el pozo Colorado 43, en febrero 6 de 1967 se retiró la sarta de bombeo mecánico.

2. Febrero de 1972, REACTIVACION.

El pozo fue reabierto por manifestaciones en superficie.

3. Noviembre 25 de 1996, TRATAMIENTO QUIMICO.

Sacó sarta de varillas, bomba y tubería, tomó fondo a 3490' y memory gauge, profundizaron 12 tubos, bombeó aceite caliente, cambió bomba, probó tubería a 600 psi. Tomaron nueva medida y dejó el pozo trabajando. Bajaron tubería echándole aceite cliente, cambiaron 12 tubos parafinados, inyectaron 649 galones de químico así: 592 galones de Varsol, 19 galones de Tenso 85 y 38 galones de Tenso 496. El pozo quedo en producción. La presión de fondo a 3450' fue de 425 psi.

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico ver Anexo A-06.

- **Pozo Colorado A7**

DATOS BÁSICOS

Localización: N 1'245.377 E 1'038.648
Elevación terreno: 358,88 pies Inicio perforación: 26/Sep/1.962
Elevación rotaria: 370,08 pies Completado: 19/Nov/1.962
Profundidad total: 5.656 pies Taponado a:
Estado del pozo: Activo
Acumulado de Petróleo: 96854 Bls
Acumulado de Gas: 427576 MPC
Acumulado de Agua: 2378 Bls

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 11" hasta 520'. Sentó revestimiento de 8 5/8" (15 juntas de 24 lbs/pie, J-55), a 507', continuó perforando con broca de 7 7/8" hasta la profundidad final de 5656' (alcanzada el 26 de octubre de 1962). Se bajaron 141 juntas de revestimiento de 5 1/2" de 15.5 lbs/pie, J-55, sentándolas a 5631',

Completó el pozo como productor de la zona C, cañoneando con Capsule Shaped Charge a 2 TPP los intervalos: 5398'-5388', 5304'-5294', 5158'-5152', 5114'-5100', 5078'-5062', 5036'-5028', 4900'-4892', 4832'-4824', 4806'-4796', 4755'-4749', 4743'-4736'. Producción inicial de 116 BAPD, RGA de 1115 PC/B, fluyendo por reducción de 5/16".

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. Noviembre 3 de 1964, LIMPIEZA DE PARAFINA

Limpiaron 166' de parafina de la tubería de producción, se dejó en producción por el revestimiento.

2. Junio de 1965, LIMPIEZA DE PARAFINA.

Limpiaron 999', el pozo fluyo por la tubería de producción con 60 BAPD.

3. Junio 21 de 1966, RECOMPLETAMIENTO.

Limpió 1676' de parafina y se mató el pozo, fondo a 5569'. Cañonearon a 2 TPP los intervalos de la zona B: 4540'-4530' y los intervalos de la zona C: 5534'- 5522'. Se dejó el pozo en producción con 20 barriles de aceite, RGA de 6100 PC/B y 0.5 barriles de agua.

4. Febrero de 1968, LIMPIEZA DE PARAFINA.

Bajó achicador dentro de la tubería de producción que no pasó de 510', se limpiaron 1732' de tubería parafinada, dejó el pozo fluyendo a la estación por reducción de 3/8".

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico ver Anexo A-07

2.5.2 OTROS POZOS DEL CAMPO COLORADO IDENTIFICADOS COMO CANDIDATOS A REACTIVAR

Como se puede observar en la tabla 6 los pozos con mayor potencial a reactivar en el campo Colorado son el P-1, P-2, y P-3.

TABLA 6. POTENCIALES DE POZOS INACTIVOS CAMPO COLORADO.

Pozo	Bloque	Inicio Producción D/M/A	Ultimo Reporte Conocido D/M/A	Declinación Histórica (Mn)	Producción Acumulada (MBIs)	Reservas por producir (MBIs)	Qf reportada (Bb/día)	Q reactiva (Bb/día)
P-01	IV	30/04/1962	01/12/2001	0,00708	355,933	457,374	14,84	20
P-02	VI	30/08/1958	01/03/2000	0,0632	200,262	161,143	7,19	15
P-03	II	31/01/1963	01/11/2005	0,0135	63,715	158,577	1,76	12
I-01	I	31/10/1946	31/09/1975	0,02598	325,382	217,321	8,7	12
I-02	III	31/07/1956	01/03/2000	0,012	274,773	259,694	3,03	10
I-03	I	31/07/1946	31/12/1964	0,013	175,621	172,431	8	10
I-04	V	31/03/1961	01/05/2000	0,01745	221,755	350,536	7,3	10
I-05	IV	28/02/1962	01/02/1999	0,02253	210,308	327,262	12	10

Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander.

- **Pozo Colorado P1**

DATOS BÁSICOS

Localización: N 1'243.760,25 E 1'038.460,19
 Elevación terreno: 496,5 pies Inicio perforación: 30/Dic/1.961
 Elevación rotaria: 509,22 pies Completado: 24/May/1.962
 Profundidad total: 5.300 pies Taponado a: 4425'

Estado del pozo: Inactivo desde Diciembre de 2.001

Acumulado de Petróleo: 355933 Bls

Acumulado de Gas: 959533 MPC

Acumulado de Agua: 12782 Bls

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 12-1/4" hasta 520'. Sentó revestimiento de 9 5/8" (14 juntas de 40 lbs/pie, J-55), a 478', continuó perforando con broca de 7 7/8" hasta la profundidad final de 5300' (alcanzada el 9 de febrero de 1962). Completó el pozo como productor de la zona B, mediante el cañoneo de los intervalos: 4594-4584', 4313-4305', 4078'-4070', 4382'-4374', 4305'-4392', 4254'-4238', 4178'-4172', 4070'-4060', 4023'-4016', 2131-2122', 1896-1886', 1886'-1878', 1815'-1798', 1792'-1783', 1778'-1770'.

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. Agosto 1 de 1967, RECOMPLETAMIENTO.

Cañoneó los siguientes intervalos: 3886'-3878' (17 tiros), 3870'-3854' (33 tiros), 2066'-2050' (33 tiros), 2030'-2022' (17 tiros).

2. JULIO 7 de 1972, LIMPIEZA DE PARAFINA.

3. Noviembre 13 de 1974, LIMPIEZA DE ARENAS.

Se mató el pozo con agua salada. Limpiaron con bomba MIDCO desde 4170' hasta 4425' (fondo), recuperando parafina.

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico ver Anexo A

P-01

- **Pozo Colorado P2**

DATOS BÁSICOS

Localización:	N 1'245.933,25	E 1'038.442,5
Elevación terreno:	391,8 pies	Inicio perforación: 5/Ago/1.959
Elevación rotaria:	405 pies	Completado: 21/Oct/1.959
Profundidad total:	6.767 pies	
Estado del pozo:	Inactivo desde Marzo de 2.000	
Acumulado de Petróleo:	200262 Bls	
Acumulado de Gas:	515864 MPC	
Acumulado de Agua:	9071 Bls	

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 12 1/4" hasta 520'. Sentó revestimiento de 9 5/8" (13 juntas de 40 lbs/pie, J-55), a 423', continuó perforando con broca de 8 1/2" hasta la profundidad final de 6767' (alcanzada el 9 de septiembre de 1959).

Cañearon con Lane Wells de 15/32" los siguientes intervalos: 6413'-6399' (29 tiros), 6030'-6024' (13 tiros), 5662'-5652' (21 tiros), 5640'-5625' (31 tiros), 5490'-

5478' (25 tiros), 5436'-5430' (13 tiros), 5397'-5391' (13 tiros), 5348'-5339' (19 tiros), 5311'-5301' (21 tiros), 5228'-5221' (15 tiros), 5212'-5207' (11 tiros), 5162'-5148' (29 tiros), 5133'-5120' (27 tiros), 5032'-5020' (25 tiros), 5005'-4999' (13 tiros).

La producción inicial fluyendo por tubing con Bean de 1/4" fue de 207 BAPD con RGA de 1803 PC/B, 0% de agua y gravedad 38° API.

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. Marzo 17 de 1960, PRUEBA DE PRESION.

PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO

BHP: 2150 psi

THP: 1350 psi

CHP: 600 psi

TIEMPO DE CIERRE: 46 HORAS

NIVEL DE REFERENCIA: 5000'.

PERMEABILIDAD: 4 md

SKIN: 2.3

2. Diciembre 19 de 1962, CAMBIO DE ESTADO MECÁNICO.

Limpió parafina. Se estimuló por succión hasta 3500'. Se pegó el Pungler y se recuperó cubierto con parafina, se cambiaron algunos tubos y se bajó de nuevo.

3. En Enero 11 de 1995 realizó operación de MANTENIMIENTO.

Probó tubería con 800 psi, sacó sarta de varillas y bomba, calibró la tubería, desparafinándola. Tomó fondo a 6375' (77' de sucio), fondo real a 6452', nivel del líquido a 3400'. Se dejó el pozo con la siguiente sarta de producción y bombeo: 14 tubos de 2 3/8" R8 RII, 151 tubos de 2 7/8" R8 RII, zapato de 2" x 12", 123 varillas de 5/8", 78 varillas de 3/4" más 18 de ajustes.

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico ver Anexo A- P-02.

- **Pozo Colorado P3**

DATOS BÁSICOS

Localización:	N 1'242.167,25	E 1'039.109
Elevación terreno:	504,61 pies	Inicio perforación: 17/Nov/1.962
Elevación rotaria:	517,81 pies	Completado: 7/Feb/1.963
Profundidad total:	6.192 pies	Taponado a:
Estado del pozo:	Activo	
Acumulado de Petróleo:	63715 Bls	
Acumulado de Gas:	526568 MPC	
Acumulado de Agua:	1350 Bls	

HISTORIA DEL POZO

Bajó con broca de 11" hasta 520'. Sentó revestimiento de 8 5/8" (15 juntas de 24 lbs/pie, J-55), a 509', continuó perforando con broca de 7 7/8" hasta la profundidad final de 6192' (alcanzada el 20 de noviembre de 1962).

Tomó registro Gamma Ray y cañoneó las siguientes profundidades con dos tiros cada uno: 5995', 5755', 5725', 5682', 5650', 5642'. Se estimularon por succión. Cañoneó los siguientes intervalos: 6002'-5989' (14 tiros), 5760'-5748' (13 tiros), 5729'-5719' (11 tiros), 5688'-5672' (17 tiros), 5655'-5647' (9 tiros), 5644'-5636' (9 tiros).

Se realizaron los siguientes trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento de producción del pozo así:

1. En Noviembre 16 de 1970 realizó RECOMPLETAMIENTO.

Cañoneó a 2 tiros por pie los intervalos: 5544'-5534' (21 tiros), 5272'-5262' (21 tiros), 5155'-5163' (17 tiros), 4910'-4895' (31 tiros), 4342'-4332' (21 tiros), 4220'-4210' (21 tiros).

2. En Enero 8 de 1995 operación de MANTENIMIENTO.

Sacó sarta de varillas y bomba, bombeó 30 bls de aceite caliente, bajó desparafinador, (nivel de líquido de 1700' de superficie). Bajó sarta de producción compuesta por 130 tubos de 2 7/8", 18 tubos de 2 3/8" que miden en total de 4546', bajó sarta de bombeo compuesta por 97 varillas de 5/8", 84 varillas de 3/4" más 6' de ajustes y RHBC de 2" x 1 1/4" x 16'.

Actualmente se encuentra con el siguiente Estado Mecánico ver Anexo A P-03

2.5.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO.

Utilizando una serie de datos característicos o predominantes en los pozos del campo Colorado, se puede hacer una primera determinación del sistema de levantamiento artificial más adecuado. Dado que el pozo en cuestión es un pozo muy característico del campo, el sistema seleccionado podrá ser utilizado con confianza en la totalidad de pozos productivos del mismo.

TABLA 7. DATOS DE POZO CARACTERÍSTICO DEL CAMPO COLORADO.

Colorado A4			
Tasa de Producción	23 BPD	BSW	20 %
Número de Pozos	7	Viscosidad del fluido	1,64 cp
Profundidad del pozo	3451 ft	Presencia de fluidos corrosivos	No
Diámetro del Casing	5 ½ pulg (ID)	Contenido de arena abrasiva	Mínimo
Grado de Inclinación del pozo	Desconocido	GOR	350 SCF/STB
Severidad del Dogleg	Desconocido	Presencia de contaminantes	Severa (Parafinas)
Presión de fondo fluyendo	890 psi	Tratamientos aplicados	Solventes
Temperatura	175 °F	Tipo de locación	Onshore
Tipo de completamiento	Simple	Energía eléctrica	Comprada
Tipo de recobro	Primario	Espacio	Amplio

Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

Utilizando la Herramienta Software MUTOR⁶ para evaluar estos datos, se obtienen el siguiente ordenamiento:

TABLA 8. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN CON LA HERRAMIENTA MUTOR.

Posición	Sistema de Levantamiento	CSF	DG	CNA	% NA	CL	% L	% I	Nivel
1	B. Mecánico	84,8	72,0	0	0	2	7,6	9	Excelente
2	BES	84,2	79,7	1	11,2	0	0	7	Excelente
3	BES con Gas Lift	82,8	76,9	1	11,2	0	0	7	Excelente
4	B. Hidráulico Jet	82,3	68,1	0	0	1	11,5	9	Excelente
5	BES con BCP	82,3	71,0	1	4,8	1	4,8	7	Excelente
6	B. Hidráulico Pistón	81,3	67,0	0	0	2	14,2	9	Excelente
7	BCP	78,1	66,2	1	4,9	2	16,4	9	Bueno
8	Gas Lift	72,9	58,3	1	11,0	1	4,7	5	Bueno

Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Estos sistemas de levantamiento han sido ordenados de esta forma mediante su valor de CSF (Criterio de Selección Final), el cual representa las posibilidades de éxito durante la instalación y operación del sistema de levantamiento, y es básicamente una combinación de los siguientes 3 valores:

⁶ **Muñoz A, Torres E;** Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

DG – Desempeño Global: Representa la respuesta que tendría un determinado sistema de levantamiento frente a las condiciones de operación planteadas, teniendo en cuenta la importancia relativa de cada variable dentro de los datos de entrada con respecto a las demás (Rango: 0 a 100).

CNA y %NA – Condiciones y Porcentaje de No Aplicabilidad: Es el número de variables cuyo valor cae dentro de un rango dentro del cual no es posible aplicar el sistema de levantamiento artificial y el porcentaje de influencia sobre la selección final asociado a dichas variables, respectivamente. Las condiciones pueden ser de 1 a 20, mientras que el porcentaje puede estar entre 0 y 100 %.

CL y %L – Condiciones y Porcentaje de Limitación: Es el número de variables cuyo valor esta en un rango dentro del cual el levantamiento artificial es aplicable, pero presenta limitaciones considerables en su funcionamiento, así como el porcentaje de influencia correspondiente. (Rango 0 a 20 las condiciones y 0 a 100).

Se presenta también un valor que permite identificar la confiabilidad de los datos obtenidos, el porcentaje de incertidumbre (%I), el cual se obtiene del porcentaje de influencia de las variables desconocidas, es decir, el “Grado de inclinación del pozo” y la “Severidad del dogleg”.

De la misma herramienta, se pueden observar las razones por las cuales el Bombeo mecánico es la mejor opción para implementar en este campo en particular:

TABLA 9. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA EL BOMBEO MECÁNICO.

Variable	Clase	Calificación del desempeño	% Influencia	Desempeño Individual	Comentarios
Tasa de producción	1	4	11,5	9,2	
Numero de pozos	2	5	2,7	2,7	
Profundidad del pozo	2	3	11,5	6,9	
Diámetro de casing	2	4	4,9	3,9	
Grado de inclinación del pozo	2	~	0	0	
Severidad del dogleg	2	~	0	0	
Presión de fondo fluyendo	2	1	4,9	0,9	Las presiones superiores a 500 psi dificultan el cierre de las válvulas de la bomba durante la carrera ascendente, disminuyendo su eficiencia.
Temperatura	3	4	2,7	2,1	
Tipo de completamiento	3	5	2,7	2,7	
Tipo de recobro	3	5	2,7	2,7	
BSW	1	4	11,5	9,2	
Viscosidad del fluido producido	2	3	4,9	2,9	
Presencia de fluidos corrosivos	2	5	4,9	4,9	
Contenido de arena abrasiva	2	5	4,9	4,9	
GOR	1	2	11,5	4,6	

Presencia de contaminantes	3	1	2,7	0,5	Muy susceptible a problemas con asfaltenos y parafinas, en especial a estas últimas, por su rápida depositación. Pueden obstruir la bomba y la línea de producción. Se recomienda tratamientos de control.
Tratamientos aplicados	3	4	2,7	2,1	
Tipo de locación	2	4	4,9	3,9	
Energía eléctrica	3	4	2,7	2,1	
Espacio	2	5	4,9	4,9	

Fuente: Muñoz A, Torres E; Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

Según la metodología propuesta por Muñoz y Torres⁷, el sistema de bombeo mecánico es el más adecuado, dado que para las condiciones de operación propuestas, no presenta condiciones de limitación, luego es totalmente aplicable en el pozo propuesto, además, posee un desempeño relativamente alto en la totalidad de variables de operación, lo cual lo hace altamente atractivo para su implementación. El único inconveniente aparente para este sistema de

⁷ MUÑOZ, A y TORRES, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.

levantamiento serían las dos condiciones de limitación asociadas a las variables “Presión de fondo fluyendo” y “Presencia de contaminantes”, para lo cual se recomienda tener en cuenta las precauciones propuestas por el software en el campo “Comentarios”, así como cualquier otra medida de seguridad y mejoramiento complementaria.

De esta forma, podemos tener un alto grado de certeza al afirmar que el sistema de levantamiento más apropiado para el campo Colorado es el Bombeo Mecánico y podemos entrar a estudiar más a fondo las características de diseño de este sistema.

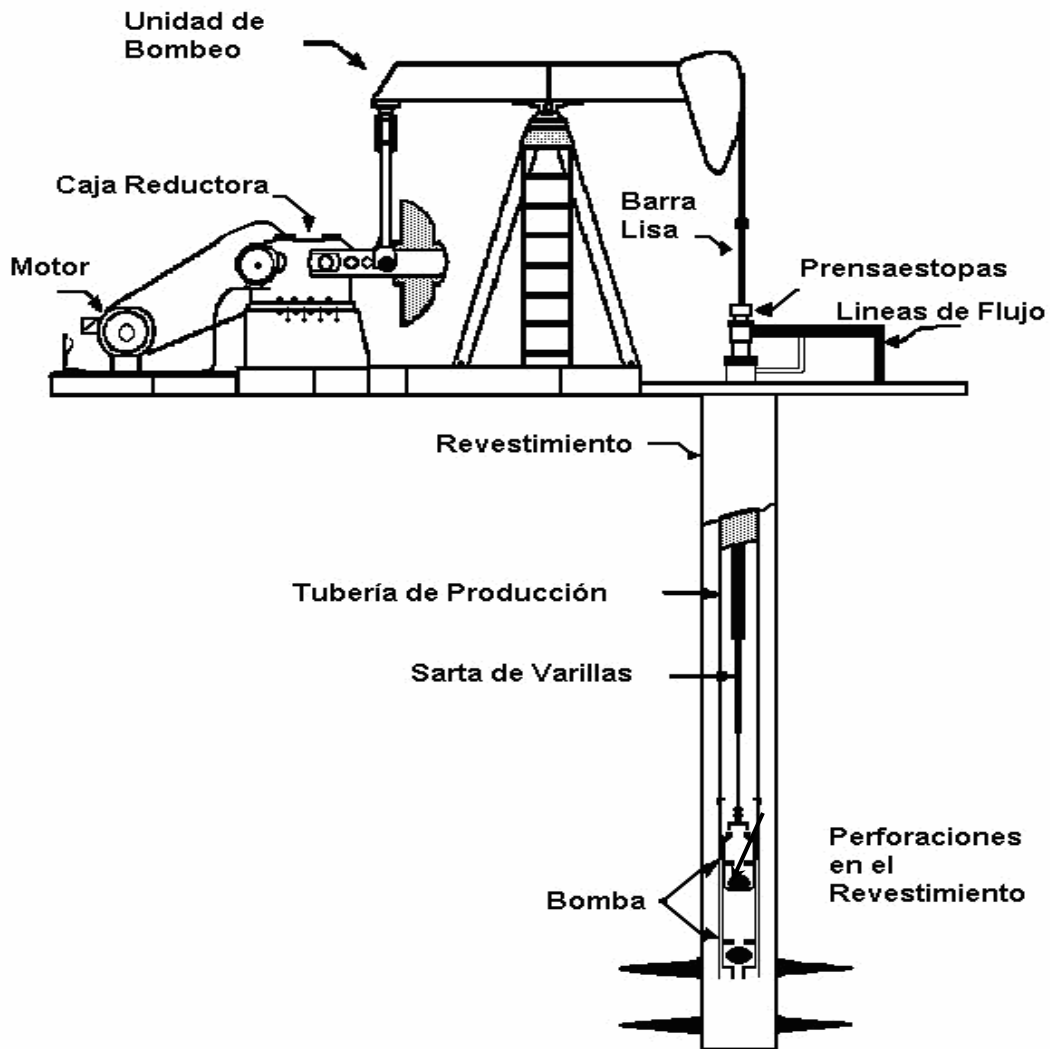
3. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO

La función de bombeo mecánico es transmitir fuerza a la bomba de subsuelo con el fin de extraer fluidos del yacimiento a superficie. Para esto convierte el movimiento rotacional del motor en un movimiento ascendente y descendente.

En la figura 25 se muestra un sistema de bombeo mecánico conformado por un equipo en superficie y uno en subsuelo. El equipo de superficie incluye el Motor Eléctrico o a Gas, la Unidad de Bombeo, una Barra Lisa, una Caja Prensa Estopas, Cabezal de Pozo y las Líneas de Flujo. El equipo de subsuelo incluye el Revestimiento, Tubería de Producción, la Sarta de Varillas y la Bomba de Subsuelo, además de diferentes accesorios.

Este capítulo se enfoca básicamente en describir el comportamiento del sistema de bombeo mecánico, encontrando las diferentes condiciones a las que se pueden esperar óptimas tasas de bombeo. Las condiciones que tienen un impacto más significativo en la tasa de producción son los parámetros de diseño del sistema de bombeo usado (una combinación de Tamaño del Pistón de la Bomba, Longitud del Recorrido de la Barra Lisa, Velocidad de Bombeo, y Diseño de la Sarta de Varillas), Profundidad de Asentamiento de la Bomba, Rotación de la Unidad y la Potencia del Motor.

FIGURA 25. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.



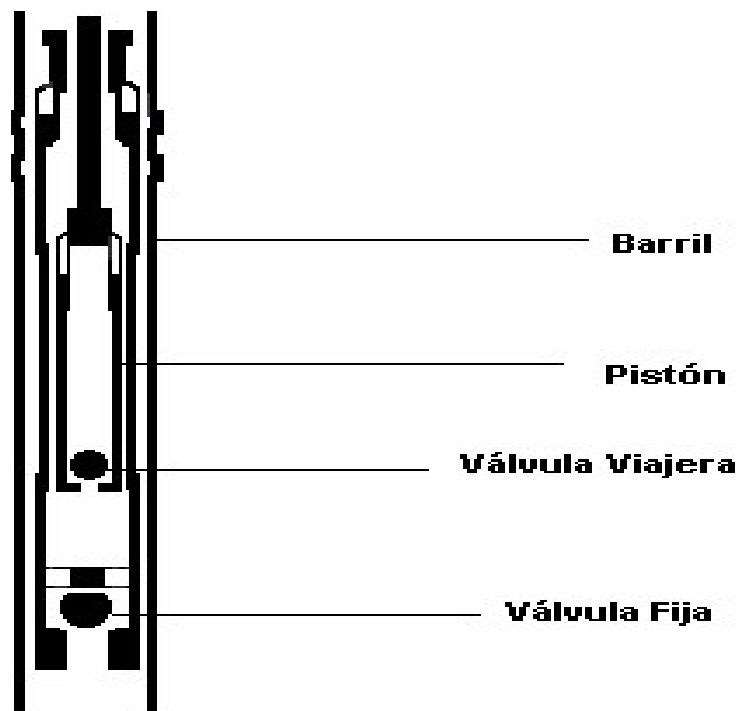
Fuente: Tetha Enterprises.

3.1 BOMBA DE SUBSUELO

Es uno de los componentes básicos del sistema por Bombeo Mecánico. La conforman: un barril, pistón (que se mueve verticalmente en el interior del barril), la válvula fija y la válvula viajera. El tamaño del pistón de la bomba determina la rata

de producción, la carga en las varillas y de los componentes del sistema. La figura 26 es un esquema básico de una bomba de subsuelo.

FIGURA 26. BOMBA DE SUBSUELO



Fuente: Modern Sucker Rod Pumping. Takacs Gabor

3.1.1. TIPOS DE BOMBAS

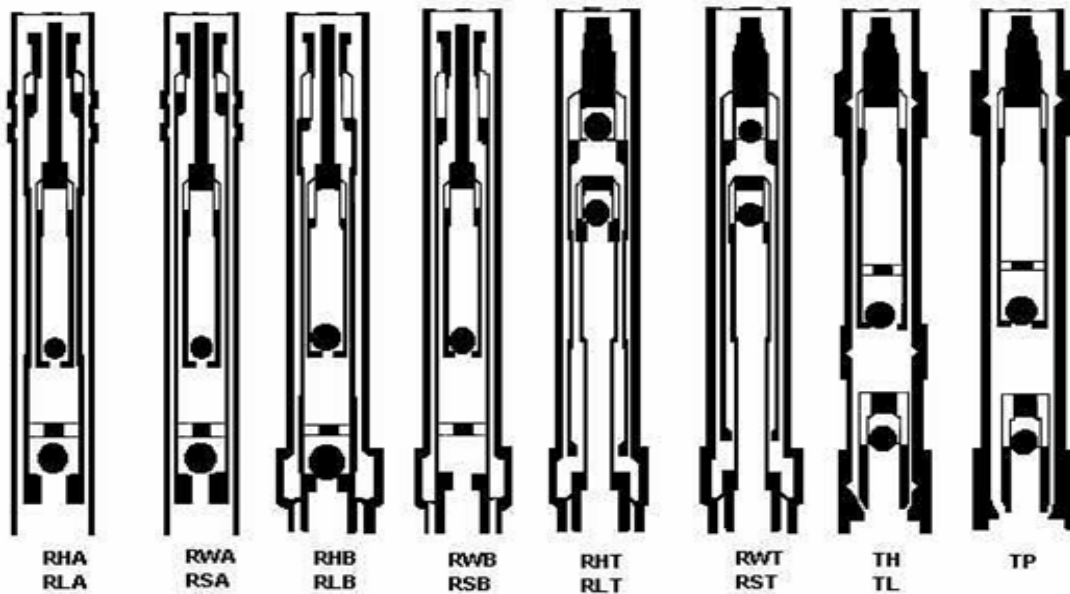
En general existen dos tipos de bombas de subsuelo, las cuales se pueden observar en la figura 27:

a). Bomba de Tubería: (TH – TP) Este tipo de bomba es principalmente utilizada para grandes tasas de producción y pozos someros.

b). Bomba Tipo Varilla: Su ensamble incluye; el barril, válvulas y asientos, esta bomba se corre con la sarta de varillas. Hay varias clases de este tipo de bomba que van de acuerdo a las condiciones del pozo, tales como la rata de producción y profundidad:

- Barril estacionario con anclaje en el fondo (RHB – RWB – RSB)
- Barril viajero con anclaje en el fondo (RHT – RWT – RST)
- Barril estacionario con anclaje en el tope (RHA – RWA – RSA)

FIGURA 27. TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO

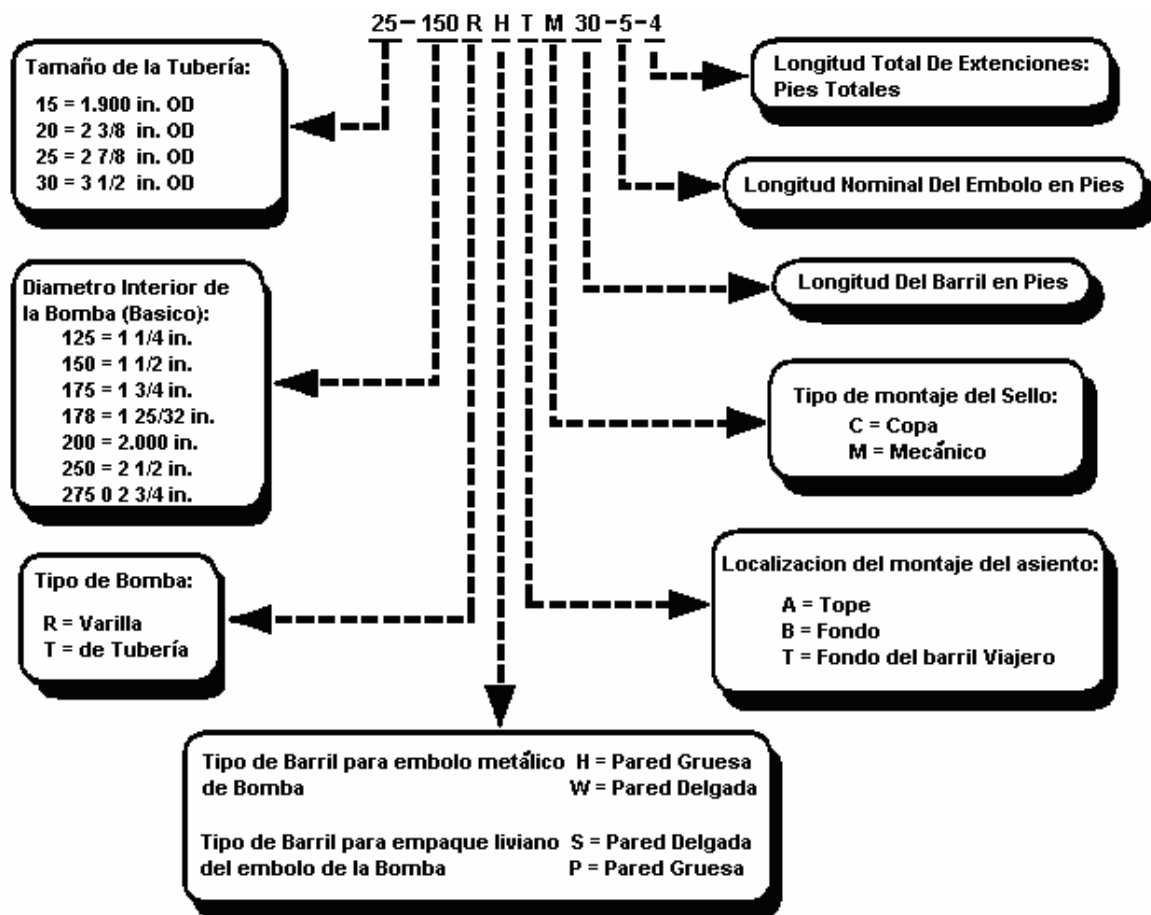


Fuente. Theta Enterprises.

3.1.2. DESIGNACIÓN API PARA BOMBAS DE SUBSUELO.

El Instituto Americano del Petróleo (API), ha desarrollado un método para designar las bombas de subsuelo que facilita la descripción de las bombas como se observa en la figura 28.

FIGURA 28. DESIGNACIÓN API PARA BOMBAS DE SUBSUELO



Fuente: Tetha Enterprises.

3.1.3. CICLO NORMAL DE BOMBEO.

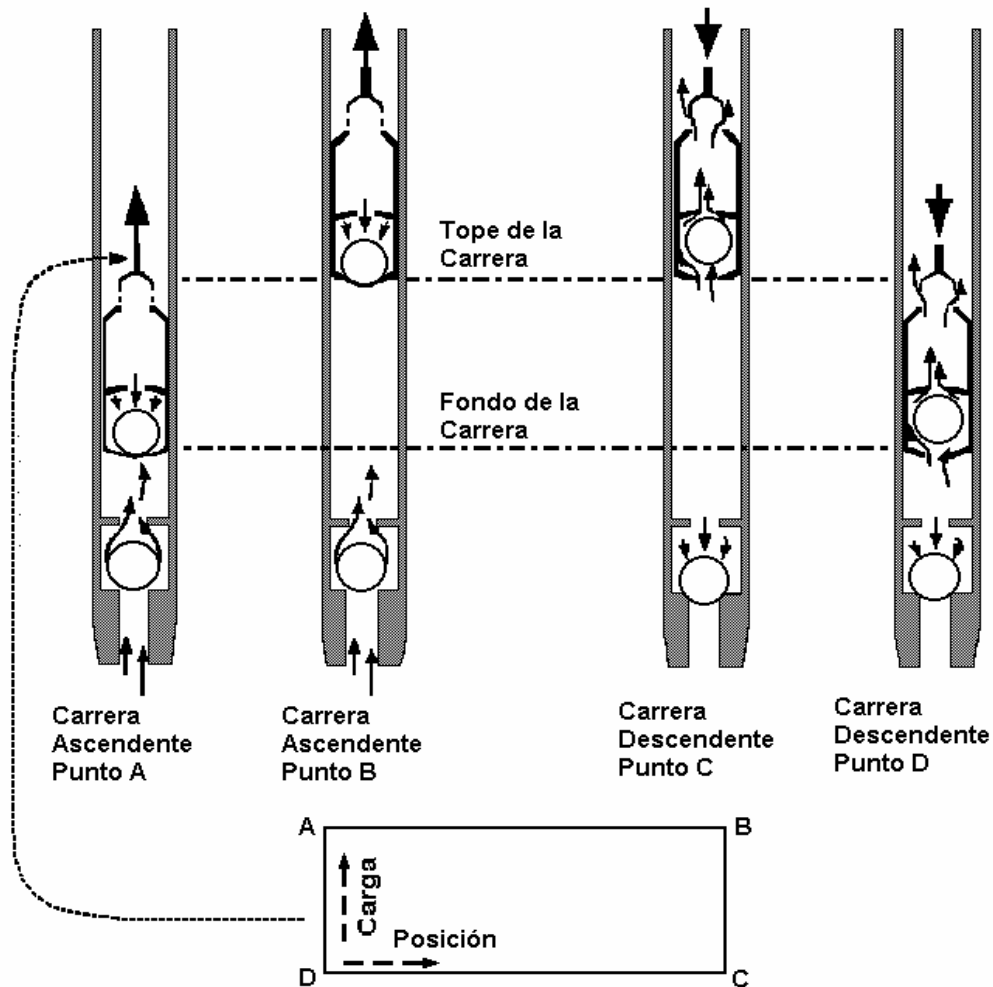
De acuerdo a la figura 29, a continuación se describe el ciclo de bombeo en condiciones normales.

PUNTO A: Comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera está cerrada donde la carga de columna del fluido la soporta la sarta de varillas; la válvula fija se encuentra abierta permitiendo el paso del fluido gracias al diferencial de presión presente en su parte inferior y superior correspondiente a la cámara o espacio entre las válvulas.

PUNTO B: Desplazamiento del pistón hasta la parte superior de la carrera ascendente presentándose la máxima carga de todo el sistema.

PUNTO C: Inicio de la carrera descendente; la apertura de la válvula viajera va a depender del porcentaje de gas libre en el líquido ubicado en la cámara de compresión; la carga de fluido lo soporta la válvula fija que se encuentra cerrada.

FIGURA 29. CICLO NORMAL DE BOMBEO.



Fuente: Fundamentos de producción. T.E. NIND.

PUNTO D: Desplazamiento del pistón hasta el fondo de la carrera descendente; la válvula viajera continúa abierta permitiendo el paso del fluido hasta que la presión en la cámara sea inferior a la presión presente en el pistón, y así en este instante, la válvula fija se abre para permitir la entrada del fluido proveniente de la formación.

3.2 ANCLAJE DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La sarta de tubería de producción está sometida a una variación en las cargas durante el ciclo de bombeo. Sobre el recorrido ascendente no hay cargas, ya que el pistón lleva el peso del líquido dentro de la tubería de producción. Sin embargo, esta carga es transferida a la tubería de producción cuando comienza el recorrido descendente. Debido a esta variación en las cargas una tubería de producción suspendida libremente, periódicamente se va a estirar y encoger (Pandeo), durante el ciclo de bombeo. Es común que el estiramiento de la tubería de producción reduzca la longitud de recorrido del pistón disponible para el levantamiento de fluidos, resultando en una reducción del desplazamiento de la bomba.

El movimiento variable de la sarta de tubería de producción causa varios problemas operacionales, los cuales resultan en fricción excesiva entre las varillas y la tubería de producción. La fricción es más pronunciada si en el pozo fluyen partículas abrasivas que incrementan el desgaste sobre las superficies de metal. Los principales efectos del Pandeo de la tubería de producción son:

- El desgaste de las varillas dentro de la tubería de producción, que puede inducir a fallas tanto de las varillas como de la tubería de producción. La sarta del revestimiento puede también sufrir un desgaste mecánico.
- Las cargas sobre la unidad de bombeo se incrementan por el aumento en las fuerzas debido a la fricción entre las varillas y la tubería de producción.

- Se requiere más Potencia y más Torque en superficie para la operación de la unidad de bombeo.

Anteriormente, un simple empaque “hook-wall” ó “gancho de pared” se empleaba para anclar la tubería de producción. El empaque “hook-wall” puede ser considerado como un anclaje de compresión, que recurre a las fuerzas compresivas para sostenerse apropiadamente; previniendo el movimiento de la tubería de producción hacia abajo, pero permitiéndolo hacia arriba.

La mejor manera de anclar la sarta de tubería de producción es usando un anclaje tipo “Tensión”. Este puede ser fijado a cualquier profundidad en el Revestimiento y no permite ningún movimiento hacia arriba. Su capacidad de sostenimiento es producto de la fuerza de tensión ejercida sobre la tubería de producción. Este tipo de anclaje reduce completamente el pandeo de la tubería de producción y adicionalmente los problemas asociados con esto.

3.3 ANCLAS DE GAS

Las bombas están diseñadas para manejar líquidos. La presencia de Gas puede generar graves problemas, sí no se toma la decisión de minimizar la entrada libre del mismo a la bomba. El gas libre en la bomba es producto de la baja eficiencia en la misma y la mínima producción de líquido. Tanto la expansión como la compresión del gas reducen la eficiencia de la bomba, por la disminución de recorrido disponible para producir líquido.

Las anclas de Gas son extensiones de la bomba en fondo diseñadas para separar el gas libre del fluido producido antes de que entre en la bomba. Operan bajo el principio de que el gas es más liviano que el líquido y se mueve hacia arriba, mientras el líquido se mueve hacia abajo. El Gas separado se desvía de la entrada

a la bomba y fluye hacia arriba por el espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción, permitiendo que más líquido entre en la bomba. Esto mejora la eficiencia volumétrica de la bomba e incrementa la producción. Los tipos de anclas de gas más conocidos son el ancla “poor boy”, natural y tipo empaque.

3.4 SARTA DE VARILLAS

Es la parte más importante de un Sistema de Bombeo Mecánico, ya que provee un enlace entre la unidad de superficie y la bomba de subsuelo. El comportamiento de esta parte del sistema puede ser fundamental sobre la eficiencia de levantamiento del fluido y eventualmente sus fallas conducen a una pérdida en la producción total del pozo. Por lo tanto un diseño apropiado de una sarta de varillas no sólo asegura las buenas condiciones de operación, sino que puede reducir considerablemente los costos de producción total de un pozo.

Las especificaciones de fabricación para sartas de varillas, incluyen el Pony rod, la Barra Pulida, los acoples y los sub-acoples, que están estandarizados por el API (especificación API IIB, 1.982) ver figura 6. La sarta de varillas es usualmente fabricada de 25 pies o 30 pies de longitud por varilla. Los seis diámetros de varilla estándar son: 1/2, 5/8, 3/4, 7/8, 1 y 1 ^{1/8} de pulgadas.

Las varillas son normalmente fabricadas de Acero con una composición en hierro que sobrepasa el 90%. Otros elementos son agregados al acero para adicionarle mayor dureza, reducir la oxidación y contrarrestar la corrosión. La sarta de varillas es usualmente considerada el enlace débil en el sistema de bombeo debido a las siguientes limitaciones:

- Restricción de tamaño.
- Ambientes desfavorables.
- Limitaciones en la resistencia.

FIGURA 30. VARILLAS TIPO API



Fuente: Weatherford Artificial Lift Systems

Las cargas durante el ciclo de bombeo son siempre debido a la tensión y son causadas por el peso de las varillas sobre la carrera descendente y por el peso de las varillas, más la carga de fluido sobre la carrera ascendente. Las posibles cargas sobre la varilla durante un ciclo de bombeo a cualquier profundidad en la sarta de varillas, se puede clasificar dentro de los siguientes grupos:

Peso de las Varillas: Esta fuerza está distribuida a lo largo de la sarta. En cualquier sección, es igual al peso de las varillas debajo de la sección dada. Es positivo tanto para la carrera ascendente como para la descendente. Aquí y en los siguientes grupos, la carga se dice debe ser positiva, si es directamente hacia abajo.

Fuerza de Flotación: Esta fuerza siempre se opone al peso de las varillas y es igual al el levantamiento hidráulico causado por la inmersión de las varillas dentro del líquido producido.

Carga de Fluido: Esta fuerza se concentra, actuando a fondo de la sarta únicamente durante la carrera ascendente y es igual a la fuerza resultante de la presión neta hidrostática y el fluido levantado, actuando sobre el área del pistón de la bomba y siempre es positiva.

Carga Dinámica: Resulta de los cambios de aceleración, durante el ciclo de bombeo, de la masa en movimiento (varillas y columna de fluido). La magnitud y dirección de esas fuerzas son constantemente cambiantes durante el recorrido de la bomba, pero generalmente las cargas dinámicas resultan en una carga neta positiva para el recorrido ascendente y una carga negativa para el recorrido descendente.

Fuerzas de Fricción: Esas fuerzas son de dos tipos: Fricción con el fluido y Fricción Mecánica. Los fluidos son movidos con las varillas durante la carrera ascendente y contra las varillas durante la carrera descendente. La fuerza de fricción mecánica se oponen al movimiento de las varillas y es una fuerza positiva durante el recorrido ascendente y negativa durante el recorrido descendente.

3.4.1 VARILLAS API

Hay tres clases de varillas, que están estandarizadas según el API 11B, estas se pueden observar en la siguiente tabla.

TABLA 10. VARILLAS CLASE API

CLASE API			
	C	D	K
Máxima resistencia a la tensión, psi	90000	115000	85000
Dureza, Brinell	185 - 235	235 - 285	175 - 235
Metalurgia	AISI 1036 (Carbono)	(Carbono o Aleación)	AISI 46 xx (Aleación)

Fuente: Manual Nabla Corporation

Otras especificaciones de las varillas son:

TABLA 11. ESPECIFICACIONES PARA VARILLAS

			ACOPLES, OD		Min. Tamaño de TUBING, OD	
Diámetro (Pulgadas)	Peso (Lb./Pie)	Área (Pulgadas)	Estándar (Pulgadas)	Hueco delgado (Pulgadas)	Estándar (Pulgadas)	Hueco delgado (Pulgadas)
½	0,726	0,1964	-	1	-	1,66
5/8	1,135	0,3068	1,5	1,25	2 1/16	1,99
¾	1,634	0,4418	1,625	1,5	2 3/8	2 1/16
7/8	2,224	0,6013	1,813	1,625	2 7/8	2 3/8
1	2,904	0,7854	2,188	2	3 ½	2 7/8
1 1/8	3,676	0,994	2,375	-	3 ½	-

Fuente: Manual Nabla Corporation

3.4.2 VARILLAS NO API

Existen 3 clases de varillas que no están clasificadas dentro de la norma API:

- De alta resistencia
- Corod o Continuas
- De Fibra de Vidrio

3.4.2.1 VARILLAS DE ALTA RESISTENCIA. Son ampliamente usadas, especialmente en pozos profundos y cuando se manejan altos volúmenes de bombeo. Estas varillas tienen una tensión mínima de 115000 psi (API grado D) y una resistencia máxima de 150000 psi. Dentro de éstas se destacan Weatherford Electra, Norris 97, Trico T-66, Upco 50, etc.

Algunos fabricantes usan el diagrama de Goodman para evaluar las cargas de este tipo de varillas, mientras que otros usan la versión modificada del diagrama de Goodman. Ya que estas varillas son más resistentes que las API grado D, ellas tienden a ser más sensibles a la corrosión y a los daños ocasionados por su mal manejo. Un buen programa de inhibidores de corrosión es recomendado cuando se usan varillas de alta resistencia en ambientes corrosivos.

3.4.2.2 COROD O VARILLAS CONTINUAS. Como su nombre lo indica no tiene conexiones. Las combinaciones son de 1/16 de pulgada en vez de 1/8 de pulgada. Las Corod reemplazan tanto las varillas API como las varillas de alta resistencia. La varilla está enrollada en un carrete y eso hace que requiera de un equipo especial para las operaciones de metido y sacado de las varillas. La limitada disponibilidad de este equipo especial para realizar este tipo de operaciones, se convierte en la principal desventaja de las varillas Corod.

3.4.2.3 VARILLAS DE FIBRA DE VIDRIO. Las varillas de Fibra de Vidrio poseen ventajas y desventajas con respecto a las varillas de acero.

Las ventajas son:

- Su poco peso hace que se disminuyan las cargas en el equipo de superficie y se reduzca el consumo de energía.
- El cuerpo de las varillas es totalmente resistente a la corrosión. Las conexiones metálicas son ligeramente montadas y fabricadas con barras de acero de alta calidad (normalmente de grado 4620), que elimina las fallas por corrosión.
- A menudo la producción puede aumentarse si existe un potencial adicional y a su vez la bomba puede sentarse más a fondo en pozos muy profundos.

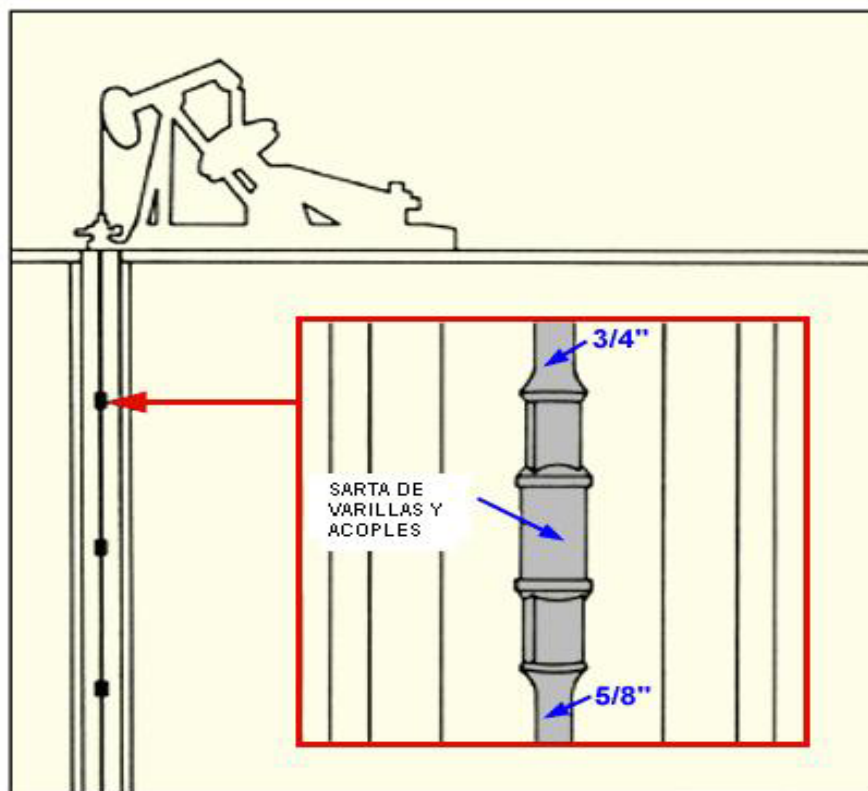
Desventajas:

- No se recomiendan en un pozo deformado (dogleg) o altamente desviado. Esto generaría una carga adicional provocada por el aumento de la fricción en ese punto, lo que reduciría el recorrido de la bomba y aumentaría el desgaste en el cuerpo de las varillas.
- Temperatura máxima de diseño es de 200 ° F.
- El torque de las varillas está limitado hasta 100 libra-pie, por cada pulgada de varilla.
- Pescar puede ser difícil bajo condiciones donde el cuerpo de la varilla está roto o fragmentado.
- Los escombros de la varilla rota, puede acortar la vida útil de la bomba.
- Es difícil espaciar la bomba.

3.4.3 COMBINACIONES DE VARILLAS EN LA SARTA

El camino más aceptado de diseño para una sarta de varillas que sobrepasa los 3.500 pies. de profundidad, es el uso de una sarta combinada, ésto es, tener varias longitudes de varillas y varios diámetros de varilla con un diámetro de varilla más grande en la parte de arriba y un diámetro más pequeño en la parte de abajo. La sarta combinada está conformada por 2 y hasta 4 diámetros diferentes de varillas según la profundidad. (Ver figura 7).

FIGURA 31. SARTA DE VARILLAS Y ACOPLER PARA LA MISMA.



Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

Un criterio fundamental de diseño usado para una sarta de varillas combinada es que la sarta de varillas tiene aproximadamente la misma unidad de esfuerzo en la

parte de arriba de cada sección de varilla. Esto es, que las cargas de las varillas, en la parte de arriba de la varilla o cada sección dividida por su área de metal deberán ser iguales; esto ofrece seguridad en los cálculos de diseño. Llegado el caso de que un daño por corrosión, se presentará sobre la sarta. En busca de seleccionar la combinación apropiada para la sarta de varillas de un pozo específico, vamos a la práctica API 11 L. Los datos de esas tablas se encuentran consignados aquí en la tabla 13.

TABLA 12. ESPECIFICACIONES PARA UNA SARTA COMBINADA

DATOS DE BOMBA Y VARILLAS							
VARILLA No.	DIÁMETRO DE LA BOMBA (PULGADAS) D	PESO DE LA VARILLA lb / ft Wr	CONSTANTE ELÁSTICA		FACTOR DE FRECUENCIA % Fe	SARTA DE VARILLAS	
			ln./ Er x 10⁶	lb ft		% DE CADA TAMAÑO 5/8	1/2
54	1.06	0.908	1.668		1.138	44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633		1.140	49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584		1.137	56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525		1.122	64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460		1.095	73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391		1.061	83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318		1.023	93.5	6.5

Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

La información dada muestra un ejemplo para una sarta combinada de 5/8 “– 1/2 “. La primera columna es la designación API para la sarta de varillas, la segunda columna es el diámetro del pistón de la bomba. La tercera, cuarta y quinta columnas, se refieren a las constantes únicas para varillas. Las siguientes dos muestran los porcentajes específicos para cada diámetro de varilla que deberá ser usado en una sarta combinada para un número específico de varillas.

TABLA 13. ESPECIFICACIONES PARA UNA SARTA COMBINADA

DATOS DE BOMBA Y VARILLAS								
VARILLA No.	DIÁMETRO DE LA BOMBA (PULGADAS) D	PESO DE LA VARILLA lb / ft Wr	CONSTANTE ELÁSTICA		FACTOR DE FRECUENCIA Fe	SARTA DE VARILLAS % DE CADA TAMAÑO		
			in. / Er x 10 ⁶	lb ft		7/8	3/4	5/8
75	1.06	1.566	0.997		1.191	27.0	27.4	45.6
75	1.25	1.604	0.973		1.193	29.4	29.8	40.8
75	1.50	1.664	0.935		1.189	33.3	33.3	33.3
75	1.75	1.732	0.892		1.174	37.8	37.0	25.1
75	2.00	1.803	0.847		1.151	42.4	41.3	16.3
75	2.25	1.875	0.801		1.121	46.9	45.8	7.2

Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

El método API para el diseño de un sistema de bombeo es de prueba y error. Esto incluye el diseño de sarta de varillas. Primero se selecciona la combinación de sarta de varilla y se determina a través de los cálculos si el máximo de esfuerzo seleccionado sobre las varillas excede el límite máximo para la clase de varilla que se escogió. Si es así, entonces es necesario seleccionar otro tipo de sarta hasta encontrar cual satisface los parámetros de diseño.

3.4.4 DISEÑO DE LA SARTA DE VARILLAS

La carga en las varillas dependen del nivel de fluido en el pozo, el tamaño del pistón de la bomba (ya que se determina la carga de fluido a la que están sometidas las varillas), la velocidad de bombeo, la longitud de recorrido y el material de las varillas. A 10 golpes por minuto, una sarta de varillas está sujeta a 14400 esfuerzos continuos en 24 horas o 5256000 esfuerzos continuos en un año. Esto es porque la sarta de varillas es usualmente la parte más débil del sistema de bombeo. Para reducir el número de esfuerzos continuos, largos recorridos y bajas velocidades son recomendados. Además, la sarta de varillas puede ser diseñada

para que los esfuerzos sean iguales en el tope de cada sección de varilla. El 90% de las varillas de succión usadas hoy son de acero. El resto son una mezcla de fibra de vidrio y sartas de varillas de acero. La selección y diseño de la sarta de varillas dependen de la profundidad de la bomba, las condiciones del pozo, la tasa de producción deseada y los problemas de corrosión.

Se pueden calcular los esfuerzos aplicados a la sarta de varillas mediante análisis dinamométricos con un programa de diagnóstico usando la ecuación de onda. Además de los esfuerzos aplicados, la vida de la sarta de varillas depende de la corrosión, composición de las varillas y el golpe de fluido. Aún cuando los esfuerzos son bajos, las varillas podrían fallar en ambientes con alta corrosión o en pozos que producen con alto contenido de sulfuro de hidrogeno. El API RP 11BR proporciona algunas recomendaciones para el cuidado y manejo de las varillas. Esta publicación incluye una guía para el transporte, almacenaje, manejo, control de corrosión, esfuerzos permisibles, composición de las varillas y su respectiva inspección.

3.4.4.1 CÁLCULOS DE ESFUERZOS EN LAS VARILLAS

Además de conocer el ambiente en que las varillas están expuestas, es importante no exceder el máximo disponible de esfuerzo de las varillas. Para calcular el máximo de esfuerzo de las varillas, se utiliza el diagrama de Goodman Modificado*. La ecuación de Goodman Modificado es de la siguiente manera:

$$SA = (0,25 T + 0,5625 S_{mi}) x SF \quad \text{Ecuación 4.0}$$

Donde: SA = Esfuerzo máximo disponible de las varillas, psi
T = Mínima resistencia a la tensión, psi

S_{min} = Esfuerzo mínimo, psi

SF = Factor de Servicio.

Las variables del lado derecho son obtenidas de lo siguiente: T está especificada por cada grado de varilla según el API. Si se conoce el grado API, se puede obtener el valor para T. El mínimo esfuerzo de varilla, S_{min}, es estimado tanto para propósitos de aplicación como de medida directa. Esto se mostrará después, donde es igual para la mínima carga en la barra lisa dividida por el área de metal de la varilla. El factor de servicio, SF, depende del ambiente en el que las varillas operan. (Ver tabla 15)

TABLA 14. FACTORES DE SERVICIO

FACTORES DE SERVICIO (SF)		
AMBIENTE	API C	API D
NO CORROSIVO	1.00	1.00
SALMUERA	0.65	0.90
SULFURO DE HIDROGENO	0.50	0.70

Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

El SF tendrá un valor de 1.0 para grados API C y D de varillas, cuando se encuentran en ambientes no corrosivos, pero los valores bajan uno a uno, para ambientes de agua salada y H₂S. Cabe anotar que el factor de servicio en ambientes corrosivos es más bajo para varillas grado C que varillas de grado D.

3.4.4.2 ANÁLISIS DE LAS CARGAS EN LAS VARILLAS

El diagrama de Goodman modificado para varillas de grados API y varillas de alta resistencia grado E y los valores de los esfuerzos, fueron calculados con la ecuación 3 y usando un factor de servicio de 1.0 (Bombeo Ideal – no corrosión, no golpe de fluido, etc.). Como ya se ha discutido, las varillas de alta resistencia grado E mantienen un esfuerzo permisible constante. Además, esas varillas no necesitan el uso de factores de servicio para incrementar la seguridad del diseño en pozos con corrosión.

Los pasos para construir el diagrama de Goodman Modificado y analizar las cargas en la sarta de varillas son:

Paso 1: Determine la mínima resistencia permisible a la tensión (T) de las varillas que se están usando. Esto esta tabulado por los fabricantes (ver tabla 3).

Paso 2: Trace el eje vertical, como se muestra en la figura 9, usando una escala de esfuerzo, así el tope de este eje vertical corresponde al máximo esfuerzo por tensión.

Paso 3: Dibuje un cuadrado usando el valor de T, como longitud de los lados.

Paso 4: Trace una línea a 45°, uniendo la esquina en la parte baja a la izquierda con la esquina de la parte alta a la derecha como se muestra en la figura 9. Esta línea de 45° establece el esfuerzo mínimo. Construya una escala de esfuerzos sobre el eje vertical.

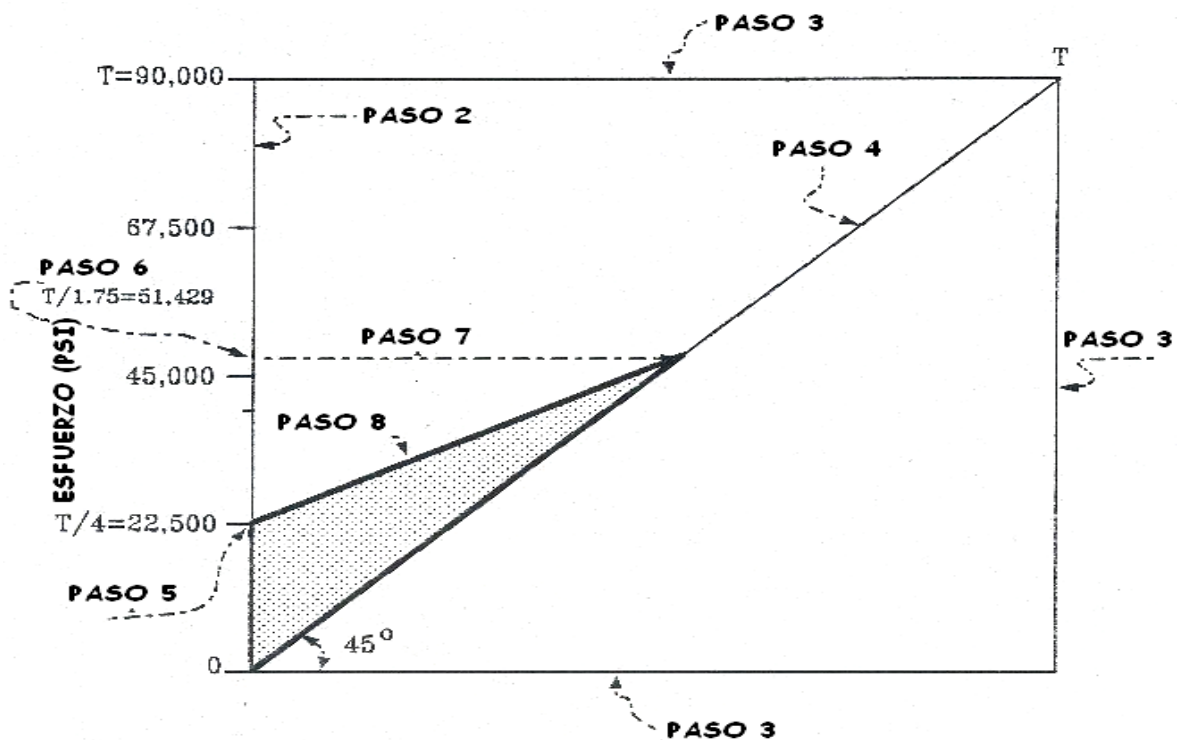
Paso 5: Sobre el eje vertical, ubique el punto = $T / 4$.

Paso 6: Ubique el punto $T / 1.75$ sobre el eje vertical.

Paso 7: Localice la intersección de la línea horizontal desde el punto $T/1.75$ (ver paso 6), hasta la línea de 45° como se muestra en la figura 12.

Paso 8: Conecte el punto del paso 7 con el punto $T/4$ sobre el eje vertical. Esta línea define el máximo esfuerzo permisible para un factor de servicio de 1.

FIGURA 32. DIAGRAMA DE GOODMAN MODIFICADO EN RANGO DE ESFUERZO PERMISIBLE PARA VARILLAS GRADO C EN UN AMBIENTE NO CORROSIVO.



Fuente: Manual Tetha Enterprises "Rod Pumping Optimization"

Ubique el máximo esfuerzo (Calculado o medido). Si este esfuerzo es grande comparado con el esfuerzo máximo permisible, las varillas estarán sobrecargadas. Si el actual esfuerzo máximo es bajo, comparado con el esfuerzo máximo permisible, las varillas no estarán sobrecargadas.

3.4.5 BARRAS DE PESO

Bajo ciertas condiciones, como la producción de fluido viscoso, problemas en la caída de las varillas que surgen durante parte de la carrera descendente en recorrido de la barra lisa. En esos casos, la parte baja de la sarta puede pandearse bajo cargas compresivas. El problema es mayor cuando la válvula viajera de la bomba no abre correctamente en el momento en que inicia el recorrido descendente, y producción de líquido es perdida debido a la reducción del recorrido del pistón. Para minimizar esos efectos, el total del peso de la sarta puede ser incrementado corriendo Barras de Peso por encima de la bomba. Las barras de peso son varillas de alto peso, de acero sólido con roscas estándar para varillas en ambas puntas. Son corridas como parte integral de la sarta de varillas y están ubicadas encima de la bomba, en el fondo de la sarta de varillas.

La ventaja de usar barras de peso en sartas de varillas de acero es la eliminación de la compresión en la sección baja y la apropiada operación de las válvulas en la bomba. Desde que la válvula viajera abra al comienzo del recorrido descendente, la producción de líquido es normalmente incrementada. En caso de usar sartas compuestas (por ejemplo varillas de acero y fibra de vidrio), el uso de barras de peso es absolutamente una necesidad, debido al poco peso de las varillas de fibra de vidrio. Con el uso de barras de peso se elimina los efectos de compresión en varillas de fibra de vidrio y la sarta estará bajo tensión durante el ciclo total de bombeo. Ubicando las barras de peso inmediatamente encima de la bomba, el peso de la sarta se concentrará en ese punto. Esta concentración de peso,

combinado con una alta elasticidad de la sección de fibra de vidrio, puede aumentar el sobre viaje del pistón y la capacidad de bombeo del sistema de bombeo para este pozo.

3.5 EQUIPO EN CABEZA DE POZO (SUPERFICIE)

El arreglo en cabeza de un sistema típico de Bombeo Mecánico se muestra en la figura 25. La Barra Lisa en la parte más alta de la sarta de varillas, se mueve hacia arriba y hacia abajo con el movimiento recíprocante del Balancín o vástago viajero, transmitido a las varillas por “Wireline Hanger” o Cable de Soporte. La barra lisa se mueve dentro de la cabeza de la tubería de producción, instalada sobre el tope de la T de bombeo, que lleva los fluidos producidos desde la bomba hasta la línea de flujo. Usualmente, la línea de flujo y la línea de venteo del revestimiento están conectadas con una corta sección de tubería, permitiendo que el gas se separe en el anular revestimiento – tubería de producción para ser conducido a la línea de flujo. Una Válvula Cheque es instalada sobre esta línea para prevenir que los fluidos producidos, fluyan de regreso dentro del pozo. Sobre la T de bombeo, se instala un Prensaestopas para darle un sello hidráulico y los fluidos no se escapen a la atmósfera.

La barra lisa, es una varilla de acero sólido, disponible en varios tamaños, longitudes y equipadas con conexiones de varillas en ambas puntas. Ya que maneja una gran carga debido al ciclo de bombeo, la barra lisa es más resistente que cualquier varilla en la sarta. Además de transmitir el movimiento recíprocante a las varillas, otra de las funciones de la barra lisa es dar sello para contrarrestar el escape de fluidos provenientes del pozo.

3.5.1 UNIDADES DE BOMBEO

La Unidad de Bombeo es el mecanismo mediante el cual se convierte el movimiento rotatorio del motor principal en movimiento recíprocante vertical requerido para la Barra Lisa.

3.5.1.1 GEOMETRÍAS DE LAS UNIDADES DE BOMBEO

Las diferentes unidades de bombeo tipo – balancín, aunque todas tienen los mismos componentes, éstas pueden tener varios arreglos geométricos en parte de esos componentes. Usualmente se clasifican de acuerdo al criterio de si el balancín o vástago viajero opera como una palanca de brazo doble (clase I) o una palanca de brazo sencillo (clase III).

Existen varios tipos de unidades de Bombeo mecánico que se diferencian de acuerdo a su geometría:

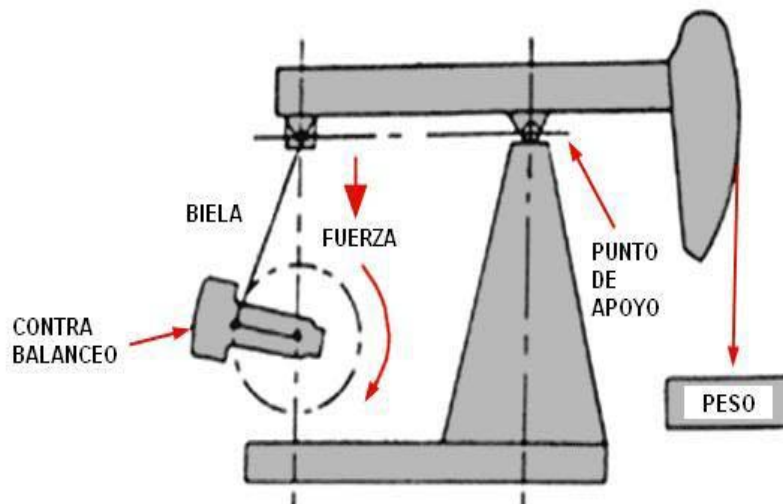
- Unidad tipo Convencional.
- Unidad tipo Mark II.
- Unidad tipo Balanceada por Aire.

El brazo de la Manivela de las unidades de bombeo pueden ser rotados en dos direcciones: En sentido de las Manecillas del reloj (CW) o en contra de las manecillas del reloj (CCW). En todas las publicaciones API, la dirección está definida cuando se observa la unidad de bombeo, teniendo la cabeza del pozo a la derecha del observador.

A) Unidad Tipo Convencional.

La convencional es la más antigua y la más usada de las unidades de bombeo tipo – balancín y trabaja sobre el mismo principio de la herramienta de cable de un taladro de perforación. Un esquema del arreglo es mostrado en la figura 33. Las características básicas de esta unidad de bombeo son:

FIGURA 33. UNIDAD DE BOMBEO CONVENCIONAL



Fuente: Los Autores

El vástago viajero actúa como una palanca de brazo doble, manejada en la punta de atrás y la barra lisa operada en la punta del frente. Esto es llamado un sistema levantamiento de palanca.

Cuando el balancín está en posición horizontal, el cojinete igualador (punto de apoyo) y el eje de la manivela están aproximadamente a la misma distancia vertical.

Las contrapesas están ubicadas tanto en la punta de atrás del balancín (unidades balanceadas con balancín) o sobre el brazo de la manivela (unidades balanceadas con manivela).

La unidad puede ser manejada en ambas direcciones.

Las ventajas de manejar una unidad convencional son:

- Bajos costos de mantenimiento (Las partes de repuesto son fácil de adquirir).
- Bajo costo comparado con otro tipo de unidades.
- Usualmente operan mejor con varillas de fibra de vidrio que las Mark II u otro tipo de unidades.
- Pueden rotar CW o CCW.
- Pueden bombear más rápido que una Mark u otro tipo de unidades.
- Requiere contrapesas mas livianas que las Mark II.

Dentro de sus desventajas encontramos:

- En muchas aplicaciones, no son tan eficientes como una Mark II u otro tipo de unidades.
- Puede necesitar cajas reductoras muy grandes que otro tipo de unidades (especialmente con varillas de acero).

B) Unidad tipo Mark II.

Las unidades Mark II, el principal objetivo cuando fue desarrollado este tipo de unidad fue disminuir el torque y los requerimientos de potencia de las unidades

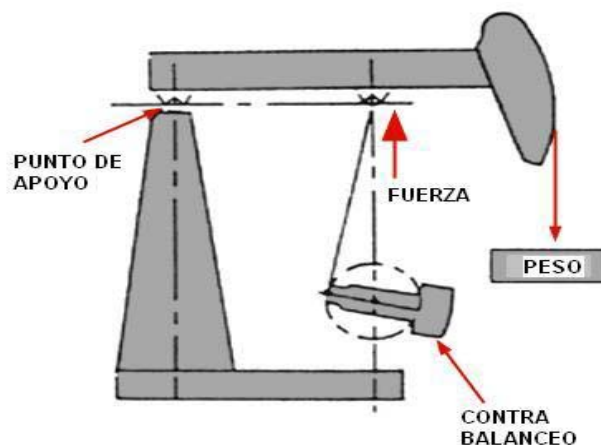
convencionales. Un esquema del arreglo de una geometría de bombeo Mark II es mostrado en la figura 34. Sus características básicas son:

Utiliza un sistema de palanca de empuje.

El cojinete igualador (punto de apoyo), está localizado sobre el balancín muy cerca de la cabeza de caballo (cabeza del balancín); ésta única característica de las unidades Mark II mejora el comportamiento mucho más que las otras geometrías (Convencional y balanceada por aire).

La rotación de las contrapesas están ubicadas sobre un brazo separador de contrabalanceo que está directamente opuesto al brazo de la manivela y forma un ángulo (generalmente de 24°). Esta es la única característica que asegura mayor uniformidad neta en la variación del torque a través de un ciclo completo de bombeo. Esta es una unidad de bombeo unidireccional y siempre debe ser manejada a en una dirección específica.

FIGURA 34, UNIDAD MARK II



Fuente: Los Autores

Las ventajas de esta unidad tipo Mark II son:

- En muchos casos maneja bajos torques (con varillas de acero) comparado con unidades convencionales.
- Puede costar menos (-5% hasta -10%) comparado luego con tamaños convencionales.
- En muchos casos es más eficiente que las unidades convencionales.

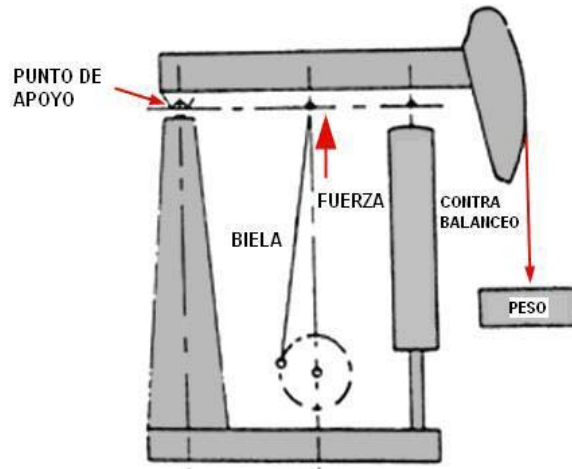
Sus desventajas radican en:

- En muchas aplicaciones, la bomba no puede operar tan rápido como en las unidades convencionales, debido a su acelerado recorrido descendente (puede causar problemas de pandeo).
- Puede rotar únicamente en contra del sentido de las manecillas del reloj.
- Puede causar más daño a las varillas y la bomba en caso de golpe de fluido.
- Puede someter la parte baja de la sarta en severa compresión lo que puede ocasionar fallas por pandeo.
- Puede tener altos torques comparados con unidades convencionales cuando se tiene una sarta de varillas de fibra de vidrio. También pueden someter las varillas de este tipo en compresión.

C) Unidad tipo Balanceada por Aire.

La unidad balanceada por aire fue desarrollada en 1.920, a partir de una unidad convencional ubicando el Cabeza de Caballo (Cabeza de balancín) sobre la parte movable del vástago viajero.

FIGURA 35. UNIDAD BALANCEADA POR AIRE



Fuente: Los Autores

La figura 35, muestra un esquema básico de una unidad balanceada por aire y las principales características de esta geometría son:

El balancín de trabajo es una palanca de brazo sencillo, ya que la cabeza de caballo y el brazo (Pitman) están sobre el mismo lado del balancín.

El contrabalanceo está asegurado por la fuerza de presión del aire comprimido contenido dentro de un cilindro, que actúa como un pistón conectado al balancín.

La unidad puede ser manejada en ambas direcciones.

Las ventajas principales de manejar este tipo de unidad son:

- Es más compacta y de fácil balance comparado con otro tipo de unidades.
- Los costos de transporte son muy bajos respecto a otro tipo de unidad (debido a su bajo peso).
- Disponible en tamaños más grandes con respecto a otras unidades.
- Pueden rotar CW o CCW.

Sus desventajas consisten en:

- Es más compleja y requiere mayor mantenimiento (aire comprimido, cilindro de aire, etc.).
- La condensación de agua en el cilindro de aire puede causar problemas.
- La caja reductora puede averiarse si el cilindro de aire pierde presión.

3.5.1.2 DESIGNACIÓN DE UNA UNIDAD DE BOMBEO

La Unidad de Bombeo, de acuerdo a las prácticas recomendadas por el API, es designado mediante un código alfanumérico de 10 dígitos, como sigue:

TABLA 15. DESIGNACIÓN API DE UNA UNIDAD DE BOMBEO



Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

El código puede ser rápidamente interpretado. El primer carácter de la izquierda menciona el tipo de unidad usada, así:

- A = Balanceada por aire.
- B = Balanceada por Vástago.
- C = Unidad Convencional.
- M = Unidad Mark II.

En la tabla 16, se describe como según el API se designa una unidad de Bombeo Mecánico.

3.6 MOTOR PRINCIPAL

El motor principal es normalmente un motor eléctrico o un motor a gas. La mayoría son motores eléctricos. Los motores a gas son usados en localizaciones donde no se dispone de electricidad. La función del motor principal es proporcionar la potencia necesaria al sistema de bombeo. El motor principal afecta el consumo de energía y las cargas en la caja reductora. La potencia del motor depende de la profundidad de la bomba, del nivel de fluido, la velocidad de bombeo y el balanceo de la unidad.

El tamaño del motor principal está incluido dentro del diseño del sistema. Sin embargo, es importante señalar que el tamaño del motor principal tiene significativa importancia dentro de la eficiencia del sistema. En muchos campos los motores son de tamaños sobredimensionados. Esto garantiza potencia disponible suficiente para el sistema, a costa de una baja eficiencia. Los motores eléctricos son de bajo torque y altas rpm. La variación de velocidad del motor principal afecta la caja reductora, las cargas de las varillas y también la velocidad

de bombeo. Altas variaciones de velocidad del motor principal reducen generalmente el torque neto en la caja reductora.

3.6.1 MOTORES ELÉCTRICOS.

Los motores eléctricos de un sistema de bombeo con varillas son principalmente motores de inducción de tres fases. NEMA (Asociación Nacional de fabricantes de Eléctricos) clasifican los motores de acuerdo a su deslizamiento y características de torque de inicio. NEMA D es el más usado como motor de unidades de bombeo. Sus rangos de deslizamientos son desde 5% hasta 13%. Otros campos manejan NEMA C con un máximo deslizamiento de 5% y NEMA B con un máximo de 3%.

3.6.2 MOTORES DE ALTO DESLIZAMIENTO.

Los motores eléctricos especiales con altos deslizamientos alrededor del 13% son llamados motores de ultra deslizamiento (UHS). Son diseñados para variaciones altas de velocidad y pueden ayudar a reducir el torque máximo en la caja reductora y las cargas en las varillas.

3.6.3 MOTORES A GAS.

Hay dos tipos de motores a gas. Los de baja velocidad con uno o dos cilindros, y los de alta velocidad con múltiples cilindros. Los de baja velocidad manejan velocidades de 700 rpm o más bajas y altos torques. Los motores con múltiples cilindros pueden manejar variaciones de velocidades altas (mas del 35%) que los motores de baja velocidad. Los motores a gas funcionan generalmente con gas producido en el mismo campo lo que hace que su operación sea mas barata comparado con los eléctricos. Sin embargo, los costos de almacenaje y

mantenimiento son más altos que los de los motores eléctricos. Este tipo de motor es usado en localizaciones donde no se dispone de electricidad.

3.7 MÉTODO DE DISEÑO

La precisión en las predicciones de las condiciones operacionales de un sistema de Bombeo Mecánico es de vital importancia en el diseño de nuevas instalaciones y también para el análisis y optimización de las instalaciones existentes. Hay algunos parámetros operacionales básicos, y la mayoría de los datos adicionales requeridos para el diseño de cuyos análisis pueden derivarse de:

- La carga que ocurre en la Barra Lisa durante el Ciclo de Bombeo.
- El torque requerido en la caja reductora.
- La longitud del recorrido del pistón en fondo.

3.7.1 MÉTODO API RP 11L

Debido a la inexactitud de las experiencias usando el procedimiento aproximado descrito antes para el cálculo de parámetros operacionales de bombeo, surgió la necesidad de desarrollar un método más confiable. El procedimiento de diseño recomendado por el API para Unidades de Bombeo Mecánico Convencionales es el Método del API RP 11L. El método está basado en correlaciones, resultado de la información de pruebas de investigación, y éstos a su vez son presentados en términos de parámetros adimensionales que pueden ser determinados por una serie de curvas.

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

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

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

- Nivel de fluido – D, el levantamiento neto en pies.
- Profundidad de la Bomba – L, pies.
- Velocidad de Bombeo – N, recorrido por minuto.
- Longitud del recorrido en superficie – S, pulgadas.
- Diámetro del pistón – Dp, pulgadas.
- Gravedad específica del fluido – G.
- Diámetro nominal de la tubería de producción y si se encuentra anclada o no.
- Diseño y tamaño de la sarta de varillas.

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

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

- Contrabalanceo requerido – CBE, libras.

3.7.1.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS USANDO EL MÉTODO API RP 11L

El método API RP11 L ha sido el procedimiento más usado en el diseño de sistemas de bombeo mecánico, debido a su fácil manejo. Sin embargo, el método tiene muchas limitaciones por las suposiciones hechas cuando fue desarrollado inicialmente. Cuando se usa este procedimiento se debe tener en cuenta que fue desarrollado para:

- El llenado de la bomba es 100 % de líquido.
- Varillas de Acero.
- La geometría de la unidad es generalmente Convencional.
- El motor principal es de bajo deslizamiento.
- La unidad se encuentra perfectamente balanceada.
- Los efectos de fricción en fondo del pozo son despreciables.
- No hay efectos de aceleración debido al fluido desplazado.
- La tubería de producción se encuentra anclada.

Los parámetros más importantes se muestran en la “Nomenclatura del método API” en la figura 36.

3.7.1.2 NOMENCLATURA DEL MÉTODO API RP 11L

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

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

$1 / K_t$: Constante elástica – Parte de la sarta de tubería de producción desanclada en pulgadas/lb.

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

CBE : Contrapeso requerido en libras.

D : Diámetro del pistón en pulgadas.

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

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

E_t : Constante elástica de la tubería de producción en pulgadas/lb-pie.

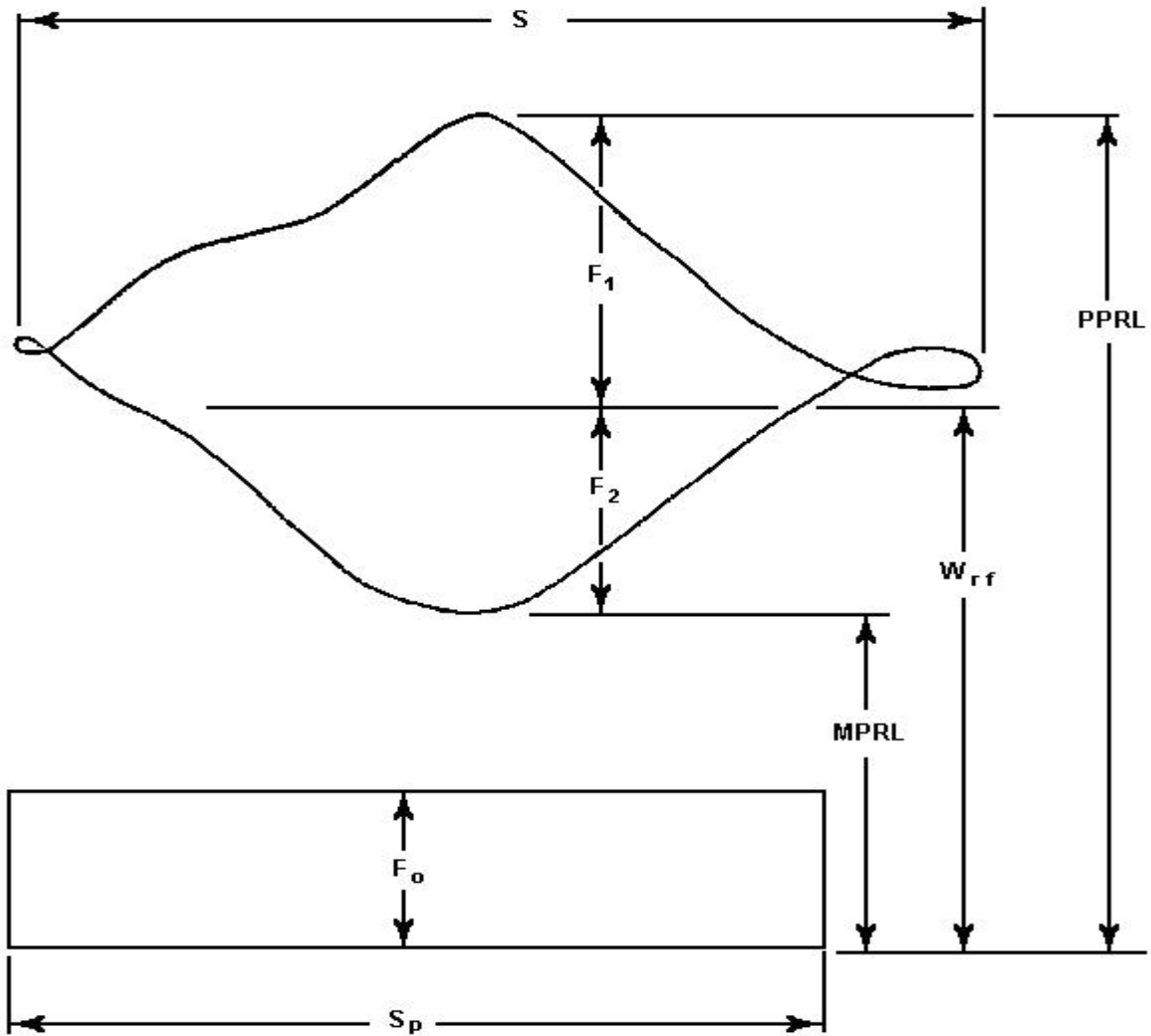
Nota. E_t representa las pulgadas de elongación debido a la aplicación de una carga de una libra por cada pie de longitud de tubería de producción.

F1 : Factor de PPRL.

F2 : Factor de MPRL.

F3 : Factor de PRHP.

FIGURA 36. NOMENCLATURA PARA EL MÉTODO API



F_0	Carga de fluido sobre el área del pistón
F_1	PPRL Factor
F_2	MPRL Factor
MPRL	Mínima carga en la barra lisa
PPRL	Máxima carga en la barra lisa
S	Recorrido en la barra lisa
S_p	Recorrido del pistón de la bomba en fondo
W_{rf}	Peso total de las varillas en el fluido

Fuente: Manual de Nabla Corporation

- Fc : Factor de frecuencia.
- Fo : Carga total de fluido sobre el área del pistón.
- G : Gravedad específica del fluido producido.
- H : Levantamiento neto en pies.
- L : Profundidad de la bomba en pies.
- MPRL : Carga mínima en la barra lisa en libras.
- N : Velocidad de bombeo en golpes por minuto.
- No : Frecuencia natural de una sarta de varillas homogénea en golpes por minuto.
- No' : Frecuencia natural de una sarta de varillas combinada en golpes por minuto.
- PD : Desplazamiento de la bomba en barriles por día.
- PPRL : Carga máxima en la barra lisa en libras.
- PRHP : Potencia en la barra lisa.
- PT : Torque máximo en la manivela en pulgadas-libra.
- S : Longitud del recorrido de la barra lisa en pulgadas.
- SKr : Libras de carga necesaria para estirar la totalidad de la sarta de varillas una cantidad igual al recorrido de la barra lisa, S.
- Sp : Longitud del recorrido del pistón en fondo en pulgadas.
- T : Torque en la manivela en pulgadas-libra.
- Ta : Constante de torque ajustada para valores de Wrt/SKr de otra manera que 0.3.
- W : Peso total de las varillas en el aire en libras.
- Wr : Peso promedio de las varillas en el aire en libras/pie.
- Wrt : Peso total de las varillas en el fluido en libras.

3.7.1.3 CÁLCULO DE PARÁMETROS OPERACIONALES

Los cálculos de los parámetros operacionales de bombeo se basan el uso de unas cartas, que son el resultado de unas correlaciones graficadas en función de variables independientes. El procedimiento de cálculo esta descrito en la “Practica recomendada para cálculos de diseño de sistemas de bombeo mecánico” en la sección 4 (procedimiento de diseño)⁸. Los siguientes son los parámetros de operación calculados con el método API RP 11 L:

A) LONGITUD DE RECORRIDO DEL PISTÓN

Para una sarta de tubería de producción anclada el recorrido del pistón es calculado mediante:

$$Sp = S \frac{Sp}{S} \quad \text{Ecuación 5.0}$$

Donde: Sp = Longitud de recorrido del pistón en fondo en pulgadas.
 Sp/S = Variable dependiente leída de la grafica anexo C-1.
 S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.

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

⁸ Practica recomendada para cálculos de diseño de unidades de bombeo mecánico (unidades convencionales)-API practica recomendada 11L (RP 11L) cuarta edición, junio 1 de 1.988–sección 4, pagina 6 - Procedimiento de diseño.

$$Sp = S \frac{Sp}{S} - \frac{Fo}{Kt} \quad \text{Ecuación 6.0}$$

Donde los parámetros no definidos son:

Fo = Carga de fluido sobre el pistón dada por la siguiente ecuación:

$$Fo = 0.34 Hd^2 SpGr \quad \text{Ecuación 7.0}$$

Donde:

- Fo = Carga sobre el pistón en Lb.
- H = Nivel de fluido dinámico en pies.
- d = Diámetro del pistón en pulgadas.
- SpGr = Gravedad específica del fluido producido.
- Kt = Constante de elasticidad de la sarta de tubería de producción en Lb/pulgadas.

La constante de elasticidad para una tubería de producción desanclada está calculada por la siguiente expresión, donde la constante elástica de la tubería de producción Et es encontrada de la tabla 4.14:

$$Kt = \frac{1}{Et * L} \quad \text{Ecuación 8.0}$$

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

B) DESPLAZAMIENTO DEL PISTÓN

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

$$PD = 0.1166 SpNd^2 \quad \text{Ecuación 9.0}$$

Donde: PD = Desplazamiento de la bomba en BPD.
Sp = Longitud del recorrido del pistón en pulgadas.
N = Velocidad de bombeo en golpes por minuto.
d = Tamaño del pistón en pulgadas.

C) CARGA SOBRE LA BARRA LISA

La carga máxima y mínima sobre la barra lisa durante el ciclo de bombeo es calculada con:

$$PPRL = W_{rf} + \frac{F1}{SKr} * SKr, Y \quad \text{Ecuación 10.0}$$

$$MPRL = W_{rf} - \frac{F2}{SKr} * SKr \quad \text{Ecuación 11.0}$$

Donde:

PPRL = Carga máxima en la barra lisa en Lb.

MPRL = Carga mínima en la barra lisa en Lb.

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

$$W_{rf} = W_r (1 - 0,128 SpGr) \quad \text{Ecuación 12.0}$$

Donde:

W_{rf} = Peso de la sarta de varillas incluyendo la flotación, en Lb.

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

$F1 / SKr$ = Variable dependiente leída de la figura anexo C-2.

$F2 / SKr$ = Variable dependiente leída de la figura anexo C-3.

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

Kr = Constante de elasticidad de la sarta de varillas, dada por la ecuación:

$$\frac{1}{Kr} = \sum_{i=1}^N Li * Eri \quad \text{Ecuación 13.0}$$

Donde:

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

Li = Longitud de la sección en la combinación de la sarta de varillas hallada mediante la tabla 4.14, para diferentes tamaños de varilla de acero en pulgadas/Lb./pies.

D) POTENCIA EN LA BARRA LISA

La potencia requerida para manejar la barra lisa esta dada por:

$$PRHP = 2.53 E^{-6} * \frac{F^3}{SKr} * S^2 * N * Kr \quad \text{Ecuación 14.0}$$

Donde:

PRHP = Potencia en la barra lisa en HP.

F³ / SKr = Variable dependiente leída de la figura **anexo C-4**.

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

N = Velocidad de bombeo en golpes por minuto.

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

E) TORQUE MÁXIMO

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

$$CBE = 1.06 (Wrf + 0,5 Fo) \quad \text{Ecuación 15.0}$$

Donde:

CBE = Efecto ideal de contrabalanceo en la barra lisa en Lb.

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

Fo = Carga de fluido sobre el pistón en Lb.

Bajo estas condiciones, el torque máximo es calculado por:

$$PT = \frac{2T}{S^2 Kr} * \frac{S^2}{2} * Kr \left[1 + \left(\frac{Wrf}{SKr} - 0.3 \right) * \frac{Ta}{10} \right] \quad \text{Ecuación 16.0}$$

Donde:

- PT = Torque máximo sobre la caja reductora en pulgadas-Lb.
 2T / S²Kr = Variable dependiente leída de la figura anexo C-4.
 S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas.
 Kr = Constante de elasticidad de la sarta de varillas en Lb. / pulgadas.
 Wrf / SKr = Variable dimensional independiente.
 Ta = Factor de torque ajustado, leído de la figura anexo C-5 en %.

3.7.1.4. MEJORAS AL MÉTODO DE DISEÑO API RP 11 L

CONSIDERACIONES PARA OTRO TIPO DE UNIDADES

Para propósitos de estimación, las siguientes ecuaciones pueden ser usadas para unidades de bombeo con geometrías diferentes a la convencional, propuestas por un fabricante. En las siguientes ecuaciones se conserva la nomenclatura original del RP 11L usado y definido anteriormente.

A) Unidades balanceadas por aire.

$$PPRL = Wrf + Fo + 0.85 \left(\frac{F1}{SKr} * SKr - Fo \right) \quad \text{Ecuación 17.0}$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F1}{SKr} + \frac{F2}{SKr} \right) * SKr \quad \text{Ecuación 18.0}$$

$$CBE = 1.06 * \frac{PPRL + MPRL}{2} \quad \text{Ecuación 19.0}$$

$$PT = 0.96 * \frac{2T}{S^2 Kr} * \frac{S^2}{2} * Kr \left[1 + \left(\frac{Wrf}{SKr} - 0.3 \right) * \frac{Ta}{10} \right] \quad \text{Ecuación 20.0}$$

B) Unidades Mark II

$$PPRL = Wrf + Fo + 0.75 \left(\frac{F1}{SKr} * SKr - Fo \right) \quad \text{Ecuación 21.0}$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F1}{SKr} + \frac{F2}{SKr} \right) * SKr \quad \text{Ecuación 22.0}$$

$$CBE = 1.04 * \frac{PPRL + 1.25 MPRL}{2} \quad \text{Ecuación 23.0}$$

$$PT = \left(0.93 * PPRL - 1.2 * MPRL \right) * \frac{S}{4} \quad \text{Ecuación 24.0}$$

La determinación de los parámetros dimensionales independientes y el uso de las cartas de diseño es el mismo para todas las geometrías. Esto nos da una aproximación de una manera más rápida para estimar los efectos del uso de unidades con diferentes geometrías sobre el mismo pozo, pero no es objeto de este estudio deducir las ecuaciones y la demostración correspondiente.

3.7.1.5 VELOCIDAD SINCRÓNICA

De la teoría de vibración se puede mostrar que la frecuencia natural de una sarta de varillas que es manejada bajo movimiento armónico simple tanto en el tope como en el fondo; su velocidad es:

$$N_o = \frac{15 a}{L} \quad \text{Ecuación 25.0}$$

Donde:

- a = Velocidad del sonido en Pies / segundo.
- L = Profundidad de la Bomba en Pies.
- No = Frecuencia natural de la sarta de varillas en SPM.

Se concluyó que a velocidades de bombeo en ciertos múltiplos de frecuencia, de la frecuencia natural de la sarta de varillas podría causar problemas en las mismas. Slonneger⁸ generó la formula de la frecuencia natural como:

$$N_o = \frac{237000}{L} \quad \text{Ecuación 26.0}$$

Es similar a la ecuación que se deriva del método de diseño API RP 11L

$N_o = \frac{245000}{L}$. La pequeña discrepancia en las constantes (237000 vs. 245000),

proviene de la diferencia de velocidades de sonido usada en el documento de Slonneger y el API RP 11L.

⁸ Slonneger J.C. "Problemas de Vibración en Pozos de Petróleo" (API – Practica de Perforación y Producción, 1937)

El concepto citado por Slonneger no es en su mayoría muy práctico que debe usarse con precaución es cuando es igual a 0.5 de la frecuencia natural de la sarta de varillas. Los problemas aumentarían si la unidad fuera manejada a la frecuencia natural de la sarta de varillas ($N/N_0 = 1$), pero esta velocidad es muy alta para alcanzar con el equipo de balanceo.

3.8 PARÁMETROS GENERALES DE DISEÑO EN UN SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Diseñar una unidad de bombeo mecánico involucra las siguientes predicciones:

- Las cargas.
- Los requerimientos de potencia y contrabalanceo (para el caso se obtendrá el requerimiento de potencia).
- Esfuerzos.
- Torques.
- Tasa de producción.

Una vez estos valores son conocidos, el tamaño del equipo puede ser seleccionado para cumplir con todos los requerimientos. Ver anexo F de diagrama de flujo del diseño.

3.8.1 DESPLAZAMIENTO Y EFICIENCIA VOLUMÉTRICA DE LA BOMBA.

El desplazamiento de la bomba depende de la velocidad de bombeo, el diámetro del pistón y longitud de recorrido que va en función de la profundidad de la bomba, varillas y tipo de unidad. La ecuación 28 define el desplazamiento de la bomba.

La eficiencia volumétrica es el volumen de líquido dentro de la bomba expresada en una fracción de volumen barrido por el desplazamiento del pistón de la bomba; es por esta razón que la eficiencia volumétrica disminuye al aumentar las relaciones de gas/ líquido bombeados.

Eficiencia volumétrica de la bomba

$$EV = \frac{Q}{PD} \quad \text{Ecuación 27.0}$$

Donde:

PD : Desplazamiento de la bomba, BFPD.

EV : Eficiencia volumétrica.

Q : Caudal de producción, barriles.

La eficiencia volumétrica puede variar comúnmente entre un rango del 70% y el 80% en condiciones normales de bombeo, siendo afectada por el escurrimiento y el factor de encogimiento de la bomba, cargas friccionales y las propiedades del fluido como el contenido de gas y espuma.

Estos factores son difíciles de determinar pero fundamentales a la hora de obtener una mayor eficiencia volumétrica. Una importante consideración en muchos pozos por bombeo mecánico es el encogimiento del fluido, ya que puede alterar la rata que se espera producir en superficie con respecto a la eficiencia volumétrica esperada.

3.8.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE LA BOMBA

La selección de un tipo de bomba y de los diversos materiales a usar dependen de factores como:

- Profundidad.
- Corrosión.
- Abrasión.
- Relación gas – líquido.

Para una profundidad de Bombeo dada y un volumen de fluido a ser producido, existe un tamaño óptimo de Bomba que resultaría en un efectivo recorrido del pistón de la bomba, manteniendo una velocidad de operación moderada. Si el pistón es muy grande, se tendrán cargas innecesarias muy altas que serían impuestas al equipo y el recorrido hacia abajo del pistón puede ser ineficiente. Por otro lado, si el pistón es demasiado pequeño, las velocidades de bombeo se vuelven altas y se incrementan los efectos de aceleración (Inercia) que pueden resultar en un aumento de las cargas máximas sobre el equipo. El factor básico en la selección de un tamaño apropiado de bomba es el volumen desplazado (PD) de fluido por la bomba, que está dado en barriles de fluido por día (BFPD). Este desplazamiento de volumen dependerá del diámetro del tamaño de bomba. El desplazamiento teórico total de la bomba puede ser calculado mediante la ecuación 28.0, dada previamente.

Existe una selección óptima de diámetro del pistón, longitud de recorrido y velocidad de la bomba para una tasa de producción dada. La tabla 17, se muestra el tamaño de pistón óptimo usado para una tasa de producción deseada, para pozos con profundidades hasta de 5000 pies.

TABLA 16. TAMAÑOS DEL PISTÓN DE LA BOMBA

TAMAÑOS OPTIMOS DE PISTÓN EN LA BOMBA (Hasta 5000 Pies)	
Producción en superficie @ una tasa de eficiencia del 80% (B/D)	Tamaño Optimo del Pistón (Pulgadas)
100	1 1/4-1 1/2
200	1 1/2-1 3/4
300	1 3/4-2
400	2-2 1/4
500	2 1/4-2 1/2
600	2 1/4-2 3/4

Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

Una vez se selecciona el tamaño óptimo del pistón, se consulta el catálogo recomendado por el fabricante para seleccionar el tipo de bomba y tamaño de la tubería de producción que se ajustarán a un tamaño de pistón en particular. Una recomendación típica de fabricante se muestra en la tabla 17.

TABLA 17. TAMAÑO TUBERÍA DE PRODUCCIÓN VS. TAMAÑO DE LA BOMBA

TIPO DE BOMBA	TAMAÑO DE LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN					
	1-1/4	1-1/2	2	2-1/2	3	4
RH VARILLA Y PARED GRUESA		1-1/16"	1-1/4" BSC	1-1/2" 1-3/4" BSC	2-1/4"	
RW VARILLA Y PARED DELGADA	7/8"	1-1/4"	1-1/2"	2"	2-1/2"	3-1/4"
TH TUBING Y PARED GRUESA			1-3/4"	2-1/4"	2-3/4"	3-3/4"

Fuente: Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

En la siguiente tabla aparecen relacionadas las constantes de bombas y las áreas de pistón comúnmente usadas para bombas API.

Esta información es muy útil para el cálculo de desplazamiento de bomba y las cargas de fluido, con el uso de la siguiente ecuación:

$$PD = Sp * SPM * C \quad \text{Ecuación 28.0}$$

$$C = Dbomba^2 * 0.1166 \quad \text{Ecuación 29.0}$$

Donde:

PD = Desplazamiento de la bomba en BPD.

Sp = Longitud del recorrido del pistón en pulgadas.

SPM = Velocidad de bombeo en golpes / minuto.

C = Constante de bomba (BPD/SPM/Pulgadas de Recorrido de Bomba)
Datos disponibles en la tabla 18.

Dbomba² = Diámetro de la bomba (pistón) en pulgadas.

TABLA 18. CONSTANTES DE LA BOMBA

Diámetro del Pistón (pulgadas)	Área del pistón (pulgadas ²)	Constante de bomba, C (BPD/SPM/pulgadas de recorrido de la bomba)
7/8 (0.875)	0.6013	0.0892
1-1/6 (1.0625)	0.8866	0.1316
1-1/4 (1.250)	1.2272	0.1821
1-1/2 (1.500)	1.7671	0.2622
1-5/8 (1.625)	2.0739	0.3078
1-3/4 (1.750)	2.4053	0.3569
1-25/32 (1.7813)	2.4900	0.3699
2 (2.000)	3.1416	0.4662
2-1/4 (2.250)	3.9761	0.5901
2-1/2 (2.500)	4.9087	0.7285
2-3/4 (2.750)	5.9396	0.8814
3-1/4 (3.250)	8.2958	1.2310
3-3/4 (3.750)	11.045	1.6390
4-3/4 (4.750)	17.721	2.6297
5-3/4 (5.750)	25.967	3.8550

Fuente: Manual Nabla Corporation

3.8.3 MAXIMIZANDO LA EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO

Un procedimiento fácil, rápido y confiable de optimización puede estar basado en el principio de maximización de eficiencia de levantamiento, definido como:

$$\eta_{lift} = \frac{P_{hydr}}{PPHP} \quad \text{Ecuación 30.0}$$

Donde:

η_{lift} = Eficiencia de levantamiento, en porcentaje.

P_{hydr} = Potencia hidráulica requerida para el levantamiento de fluido, en HP.

$PPHP$ = Potencia en la barra lisa, en HP.

Las condiciones de bombeo calculadas con este principio necesita el último dato de potencia en el motor principal, como requerimiento de energía total del sistema, que es función directa de $PPHP$. La aplicación de este concepto de optimización, por lo tanto, muestra la energía más eficiente y así la manera más económica de establecer las condiciones de bombeo de una tasa de bombeo requerida desde una profundidad de asentamiento dada. Un sistema de bombeo diseñado, utilizando este principio resulta en menores costos operacionales y en una máxima eficiencia del sistema.

3.8.4 MAXIMIZANDO LA TASA DE BOMBEO

Es claramente visible que los valores de capacidad de bombeo de tasas factibles disminuyen progresivamente a medida que aumenta la profundidad de levantamiento. Esta característica indica que, cuando altos volúmenes son bombeados desde pozos profundos, la principal limitación del sistema de bombeo

mecánico es la resistencia disponible del material de la sarta de varillas. Así pues, ésto no es un problema cuando se manejan altas capacidades en pozos someros, debido a que generalmente la resistencia de las varillas no excede los límites de esfuerzos de las mismas. En estos casos el principal limitante es la tasa de torque del reductor de velocidad y la caída restringida de la sarta de varillas durante el recorrido descendente.

3.9 EJEMPLO DE APLICACIÓN: DISEÑO MANUAL DE BOMBEO MECANICO PARA EL POZO B-2

3.9.1 PARÁMETROS

Pozo B-2

Profundidad total @ 7800'

Perforaciones superiores 5900'

Perforaciones inferiores 7750'

Nivel del fluido 4200'

Pwf 420 psi a 5900'

Caudal 600 bpd

Se quiere producir

Q = 500 bpd GOR 300 scf/stb

°API 20 Revestimiento 7"

BSW 15% Ts = 90° F

GEw = 1 G°T= 1°F/100'

Yacimiento con empuje de gas en solución.

3.9.2 CALCULO DE PRESIÓN MEDIA (P) DEL YACIMIENTO.

$$P = 0,052 \rho h$$

$$P = 0,43GEh$$

Para esto se requiere encontrar la gravedad específica promedio GE del fluido producido.

$$GE = GE_w(B_{sw}) + GE_o(1 - B_{sw})$$

$$GE_o = \frac{141,5}{(131,5 + API)} = \frac{141,5}{(131,5 + 20)} = 0,933$$

$$GE = 1,05(0,15) + 0,839(1 - 0,15) = 0,9505$$

Ahora $P = 0,43GEh$

h = (Perforaciones superiores – nivel del fluido)

$$P = 0,43 \times 0,9505(5900 - 4200) = 694,81 \text{ psi}$$

Se compara la $P_{\text{yacimiento}}$ con la presión de burbuja (P_b) de nuestro yacimiento para poder definir que tipo de yacimiento es el estudiado y así utilizar las formulas apropiadas.

1- Si $P > P_b = \frac{q}{(P - P_s)} P_{\text{ero}} P_{\text{wf}} > P_b$

2- Si $P > P_b = P_{\text{wf}} = 0,125 P_b (-1 + (81 - 80(q_0 / q_0 \text{ máx}))^{1/2})$

3- Si $P < P_b = q / q_{\text{máx}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P} \right)^2$

El enunciado no da el dato de P_b , pero dice que el yacimiento tiene empuje por gas en solución, de lo que se concluye que: $P_{yac} < P_b$

Entonces se trabaja con la ecuación de # (3).

3.9.3 CÁLCULO DE CAUDAL MÁXIMO, PWF, NIVEL DINÁMICO

A partir de los datos dados $q = 600$ bpd, medido a 5900' y con $P_{wf} = 420$ psi. Se calcula el caudal máximo.

$$q / q_{m\acute{a}x} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2$$

$$600 / q_{m\acute{a}x} = 1 - 0,2 \left(\frac{420}{694,81} \right) - 0,8 \left(\frac{420}{694,81} \right)^2 = \frac{600}{q_{m\acute{a}x}} = 0,5876$$

$$q_{m\acute{a}x} = 1018,5 \text{ BPD}$$

Ahora con el $q_{m\acute{a}x}$ hallado y con la q deseada, se averigua la P_{wf} con la misma ecuación de Vogel.

$$q / q_{m\acute{a}x} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2$$

$$500 / 1018,5 = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2$$

$$0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 + 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0,509 = 0$$

Resolviendo la ecuación cuadrática = $\left(\frac{P_{wf}}{P}\right) = 0,68238$

$P_{wf} = 474,12$ psi.

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

$$P_{wf} = 0,43GEh$$

$$h = P_{wf} / (0,433GE) = h = 474,12 / (0,433 \times 0,9505) = 1152$$

Nivel dinámico = Perforaciones superiores- h

$$5900 - 1152 = 4748'$$

La bomba debe estar sumergida un 10% como mínimo.

Entonces se podrá ubicar la bomba una profundidad de 5300'

Hasta este momento se ha trabajado para ubicar la bomba. Ahora con esta profundidad se podrá iniciar el diseño.

3.9.4 DISEÑO PRELIMINAR

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

Datos a suponer:

Diámetro pistón (pulg): depende de la profundidad de la bomba y el caudal deseado.

N: Velocidad de bombeo (Strokes/minutos) depende ° API del crudo.

S: Longitud de carrera del pistón.

Sarta: En el anexo C encontramos la tabla C-1 con la guía de sarta a usar. La elección de la sarta depende de la profundidad y el caudal deseado.

El caudal deseado y la eficiencia (n) de la bomba son parámetros fijos para el diseño, la eficiencia de la bomba es un parámetro que depende del GOR del yacimiento.

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

Diámetro del pistón = 2

N=12 para no tener mucha carga en las varillas

S=120

Q deseado=500

Sarta=86

n=80%

$$Q = 0.1166 d^2 SNn$$

$$S = \frac{Q}{0.1166 d^2 SNn}$$

$$S = \frac{500}{0.1166 (2)^2 (12) 0,8}$$

S = 111.6; Sabemos que una longitud de carrera de 111 no existe, entonces buscamos el valor más cercano a ésta por encima, lo que nos da un valor de S = 120.

Diseño para todo tipo de unidades

$$Fo = 0,34 GEhd^2$$

$$Fo = 0,34 (0,9505)(5300)^2$$

$$Fo = 6851,2 lbs$$

$$SKR = \frac{S}{Erh}$$

$$SKR = \frac{120}{0,679 \times 10^{-6} \times 5300}$$

$$SKR = 33345,37$$

El valor de Er es una constante tomada del anexo C.1 Tabla de datos de Bomba y varillas, dependiendo de la sarta seleccionada (para este caso 86).

$$\frac{Fo}{SKR} < 0,5 = 6851,2 / 33345,37 = 0,205 < 0,5 \text{ cumple}$$

Con esto se asegura que no esta excediendo el límite máximo de elasticidad de las varillas.

$$\frac{N}{No} = \frac{Nh}{245000} = \frac{N}{No} = (12)(5300) / 245000 = \frac{N}{No} = 0,259$$

$$\frac{N}{No} = \left(\frac{N/No}{Fc} \right) = \frac{N}{No} = 0,259 / 1,161$$

$$\frac{N}{No} = 0,2235 < 0,35 \text{ Cumple}$$

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 del Anexo C.1 de la tabla de datos de Bombas y varillas dependiendo de la sarta seleccionada (para este caso 86).

$$\text{BPD (100\% Ef)} = 0,1166 \times \text{Diámetro del pistón}^2 \times N \times S \times (\text{Sp} / S)$$

Del grafico 5.1 leemos Sp / S con:

$$N/\text{No} = 0.2235$$

$$F_o/\text{SKR} = 0,205, \text{ luego } \text{Sp} / S = 0.9$$

$$\text{Entonces BPD} = 0.1166 \times 2^2 \times 12 \times 0.9$$

$$\text{BPD (100\% Ef)} = 604.45.$$

$$\text{WRF} = \text{lbs/ft (tabla sarta de varillas)} \times h$$

$$\text{WRF} = 2.247 \times 5300$$

$$\text{WRF} = 11909.1$$

El valor de lbs/ft (w) constante tomada del anexo de la tabla C.1 dependiendo de la sarta seleccionada (Para este caso sarta 86).

Área varilla (se trabaja con el área varilla mayor).

Se tiene varilla de 86 (8/8", 7/8" y 6/8"), entonces $\text{Área} = \pi \times \text{diámetro}^2 / 4 = \pi (8/8)^2 / 4 = 0,785$

$$Ta = 1 + [\% \text{ Figura C.5 (anexo)} \times ((WRF / SKR) - 0.3) \times 10]$$

$$Ta = 1 + [0.02 \times ((11909.1 / 33345.37) - 0.3) \times 10]$$

$$Ta = 1.0$$

3.9.5 SELECCIÓN DE LA UNIDAD A DISEÑAR

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

Para unidad balanceada por aire.

Calculamos la carga máxima en la barra lisa.

$$PPRL = WRF + Fo + 0.35 * (F_1/SKR * SKR - Fo).$$

F_1/SKR Se lee en el grafico de Anexos C. 2

$$PPRL = 11684 + 6851.2 + 0.35 * (0,346 * 33345.37 - 6851.2).$$

$$PPRL = 20175.4$$

Calculamos la carga mínima en la barra lisa, éste valor debe ser mayor que cero para comprobar que nuestra sarta trabaja a tensión.

$$MPRL = PPRL - (F_1/SKR + F_2/SKR) * SKR;$$

F_2/SKR Se lee en los gráficos de los anexos C.3

$$MPRL = 20175.4 - (0,346 - 0,131) 33345.37 = 4269.65.$$

Calculamos el contrabalance requerido por nuestra unidad (Este valor debe ser mayor que el peso de las manivelas solas, si no hay que usar barras de peso para balancear).

$$CBL = 1.06 * (PPRL + MPRL) / 2 = 1.06 * (20175.4 + 4269.65) / 2 = 12955.87$$

Calculamos el torque máximo de nuestra unidad

$$PT = 2T/S^2K_r * SKR * S/2 * TA; 2T/S^2K_r \text{ se lee de los graficos de anexos C.4}$$

$$PT = 0,276 * 33345.37 * 120/2 * 1.01 = 558825.719$$

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

$$\text{Rod Stress} = PPRL / \text{Area} = 20175.4 / 0,785 = 25701.14$$

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).

Grado de Varilla	Fuerza de Tensión Mínima (T)
K	85000
C	90000
D	115000
E	140000
Norris 97	140000

$$Sa = (T/4 + 0.5625 * S_{min}) * SF$$

$$S_{min} = MPRL / \text{AREA}$$

SF= Factor de servicio, para este caso, que es un ambiente no corrosivo se puede tomar un SF = 1.0

Para varillas clase D

$$S_a = (T/4 + 0.5625 * MPRL/AREA) * SF$$

$$S_a = (115000/4 + 0.5625 * 4269.65/0.785) * 1.0$$

$$S_a = 31809.46$$

$$\text{Rod Stress} < S_a; 25701.14 < 31809.46$$

Con esto se asegura que la sarta de varillas no excede el limite de stress permitido.

Con estos valores vamos a la base de datos de unidades balanceadas por Aire. (Folleto lufkin) y seleccionamos algunas de estas unidades:

A-640D-365-120

A-640D-305-144

3.9.6. 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 industria por los beneficios mencionados anteriormente.

$$\text{Carga calculada (lbs)} = C * D * S * SF * SG$$

Donde; C= Cte que depende del tamaño del émbolo o pistón

D= Prof de la bomba en Ft

S= Recorrido en superficie de la unidad

SF= Cte que depende del recorrido por mtto.

SG= Valor especifico de la gravedad del fluido que va a extraer

Para el problema tenemos:

$$C = 0.466$$

$$D = 5300'$$

$$S = 120''$$

$$SF = 0.193$$

$$SG = 0.9505$$

$$\text{Entonces carga calculada} = 0.466 * 5300 * 120 * 0.193 * 0.9505 = 54369.1$$

Con este dato se entra a la base de datos de motores de alto deslizamiento y encontramos:

Tamaño 4, fase alta torsión con capacidad de carga de 66500

Tamaño 5, fase media baja torsión con capacidad de carga 60500

Ahora se podrá determinar el tamaño de la polea en RPM promedio del motor así:

$$1200 = [\text{carga calculada (1200-RPM carga entera)} / \text{Capacidad de carga}] = \text{RPM promedio.}$$

Se recomienda el motor tamaño 4, en fase de alta torsión $1200 = [54369.1(1200 - 1009 / 66500)] = \text{RPM promedio.}$

$$\text{RPM promedio del motor} = 1043.84$$

De acuerdo con los resultados una unidad lufkin A 640 D-305-144 y un motor tamaño 4 en fase de alta torsión con una capacidad de 66500 es suficiente para manejar las cargas del pozo B-2

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA

Tamaño Bomba	2-7/8"	XX	25
@ Bomba	2"	XXX	200
Tipo de Bomba	Varilla	X ₁	R
Tipo de barril	Pared gruesa	X ₂	H
Localización Anclaje	Abajo	X ₃	B
Tipo de anclaje	Copa	X ₄	C
Long Barril	17'	X ₅	17'
Long Pistón	5'	X ₆	5'
Long. Extensiones	4'	X ₇	4'

Especificaciones Bomba 25-200 RHBC 17-5-4

Indica @ externo 2-7/8", @ bomba 2" insertable con barril de pared gruesa y embolo metálico, anclaje localizado abajo, tipo copa con barril de 17', pistón de 5' y extensiones de 4'.

4. DISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO COLORADO

En el siguiente capítulo, se describirá el procedimiento para generar el comportamiento del sistema de bombeo mecánico, dando a conocer su utilidad. Posteriormente se mostrarán las condiciones actuales de diseño a las cuales se encuentra cada pozo en término de cargas, capacidad de producción, entre otras; en algunos casos se mostrará que los pozos se encuentran por fuera de condiciones óptimas, cercanos a sus límites o simplemente pozos que se encuentran dentro de sus parámetros de bombeo y mejoras de los mismos. Una vez se hayan establecido sus parámetros operacionales actuales, se mostrará como resultado algunas estrategias a implementar para cada pozo en estudio del Campo Colorado. Estos diseños se corrieron con la ayuda de los parámetros suministrados por Campo-Escuela en la toma de registros de nivel de fluidos por la herramienta Echometer realizado por el CIGP. (Centro de investigación del gas y del petróleo).

TABLA 19. ACTIVO-1

POZO: A-1	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-1-1	2,600,000
ULTIMO FONDO	5940	5940	5940	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	5450	5570	5570	
BSW (%)	20	20	20	
API (°)	36	36	36	
P. CASING (PSI)	0,7	---	---	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	975	975	INTAKE BOMBA	
SPM	---	12	9,5	
LONGITUD STROKE	---	MAXIMO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 96; 2-3/8"=80	2-3/8"=180	2-3/8"=180	41,400,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	5500	5500	
VARILLA	3/4"=95; 5/8"=120	5/8"=222	5/8"=222	33,300,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	30%	72%	
TIPO DE UNIDAD	TC-3-22	TC-3-22	TC-3-22	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	40%	53%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		15	14	77,300,000

Fuente: Los Autores.

El pozo A-1 inicialmente tiene una sumergencia de 4475 ft, lo que permite el funcionamiento de la unidad TC-3-22 en su recorrido máximo y con 12 SPM, sin proporcionar problemas a la sarta o a ella misma. A medida que el pozo va perdiendo fluido, las cargas en las varillas y en la estructura aumentan debido a que ya no influye el factor de boyanza en ellas, lo cual indica que el pozo debe cambiar sus condiciones de operación. Para rangos cercanos a los “críticos” (nivel de fluido aproximado a la profundidad de la bomba) se recomienda bajarle los SPM a 9,5 y su recorrido a mínimo. Fácilmente se puede observar que la producción deseada no se va a ver altamente afectada por este cambio y en beneficio, se esta cuidando la sarta de varillas, la estructura de superficie, la bomba y se mantienen parámetros operacionales dentro del limite permitido.

La bomba es una 20-125-RHBC-8-3-1-1. Esta descripción API nos indica una bomba con anclaje inferior de copas para tubería de 2-3/8”, con pistón de 1-1/4” x 3 ft que da la producción deseada, con un barril de pared gruesa de longitud 8 ft y extensiones superiores e inferiores de 1 ft cada una. Este tipo de bomba es recomendada para pozos que manejan mínimas cantidades de arena ya que podría depositarse por encima del anclaje y pegar el barril a la tubería. Aunque el intake de la bomba no es muy profundo, el anclaje inferior permite que la presión que se maneja dentro del barril sea muy baja y de esta manera el barril no corra el riesgo de sobrepasar el limite de estallido.

Se recomienda profundizar la bomba 4 tubos, cambiar toda la tubería a 2-3/8” nueva y cambiar el motor de la unidad por un Nema D.

TABLA 20. ACTIVO-2

POZO: A-2	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-125-RWBC-8-2	20-125-RWBC-8-2	20-125-RWBC-8-2	2,700,000
ULTIMO FONDO	2400	2400	2400	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	2288	2288	2288	
BSW (%)	0,3	0,3	0,3	
API (°)	32	32	32	
P. CASING (PSI)	24,6	—	—	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	489	489	INTAKE BOMBA	
SPM	—	10	10	
LONGITUD STROKE	—	MEDIO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 71; 2-3/8"=1	2-7/8"= 71; 2-3/8"=1	2-7/8"= 71; 2-3/8"=1	21,530,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	—	2200	2200	
VARILLA	5/8"=90	5/8"=90	5/8"=90	13,500,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	—	15%	29%	
TIPO DE UNIDAD	TC-5-7A	TC-5-7A	TC-5-7A	
CARGAS EN LA UNIDAD	—	30%	39%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMAD	NEMAD	
PRODUCCION ESPERADA		19	16	37,730,000

Fuente: Los Autores.

El pozo A-2 presenta baja sumergencia, 112 ft y es un pozo relativamente somero 2288 ft, por lo que la bomba 20-125-RWBC-8-2 se ajusta perfectamente para él. Esta bomba es para anclar en tubería de 2-3/8", con pistón de 1-1/4"x2 ft, barril de pared delgada con anclaje en la parte inferior de copas. La sarta escogida es de 5/8", la cual no presenta sobrecarga en ninguno de los dos recorridos (ascendente-descendente) permitiendo que la unidad trabaje en perfectas condiciones de operación.

TABLA 21. ACTIVO-3

POZO: A-3	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	2,500,000
ULTIMO FONDO	6392	6392	6392	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	4476	4776	4776	
BSW (%)	10	10	10	
API (°)	32	32	32	
P. CASING (PSI)	27	---	---	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	1353	1353	INTAKE BOMBA	
SPM	---	12	10	
LONGITUD STROKE	---	MAXIMO	MEDIO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 44; 2-3/8"=105	2-7/8"= 44; 2-3/8"=115	2-7/8"= 44; 2-3/8"=115	39,650,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	4700	4700	
VARILLA	3/4"=183	5/8"=195	5/8"=195	29,250,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	35%	63%	
TIPO DE UNIDAD	TC-4-11A	TC-4-11A	TC-4-11A	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	52%	65%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		17	16	71,400,000

Fuente: Los Autores.

El pozo A-3 presenta una sumergencia de 3123 ft , lo cual permite condiciones de operaciones en el maximo recorrido y 12 SPM, manteniendo los parámetros dentro del rango de operación permitidos (52% de carga en la unidad y 35% de carga en las varillas).

Este pozo tiene un fondo a 6392 ft, lo cual permite la profundización de la bomba 300 ft. Debido a que es un pozo un poco más profundo, se debe utilizar un barril de pared gruesa como lo describe el API de la bomba, 20-125-RHBC-8-3-1-1. La sarta de varillas fue modificada a 5/8" dando como resultados cargas permisibles en la unidad y las varillas. Cuando el pozo pierda sumergencia, las condiciones de operación seguirán siendo óptimas para el pozo, la sarta y la unidad de superficie.

TABLA 22. ACTIVO-4

POZO: A-4	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-150-RWBC-8-2	20-150-RWBC-8-2	20-150-RWBC-8-2	3,000,000
ULTIMO FONDO	4212	4212	4212	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	2460	3000	3000	
BSW (%)	20	20	20	
API (°)	37	37	37	
P. CASING (PSI)	0,7	---	---	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	2216	2216	INTAKE BOMBA	
SPM	---	5	5	
LONGITUD STROKE	---	MEDIO	MEDIO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 42; 2-3/8"=51	2-7/8"= 42; 2-3/8"=69	2-7/8"= 42; 2-3/8"=69	28,470,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/2"	1-1/2"	1-1/2"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	2900	2900	
VARILLA	3/4"=55; 5/8"=42	3/4"=55; 5/8"=64	3/4"=55; 5/8"=64	18,950,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	28%	34%	
TIPO DE UNIDAD	TC-3-22	TC-3-22	TC-3-22	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	38%	41%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		23	23	50420000

Fuente: Los Autores.

El pozo A-4 inicialmente tiene un bajo nivel de sumergencia 244 ft. En base a las cartas dinamométricas que produce el diseño, se observa un buen funcionamiento de la unidad de superficie, sarta de varillas y bomba con parámetros operacionales de 5 SPM y recorrido medio. Es recomendable mantener el pozo operando de esta manera debido a que cuanto mayor sea el recorrido y menor sean los SPM, se obtiene menores esfuerzos en la sarta y unidad de superficie, permitiendo un mejor llenado de la bomba y de esta manera la producción deseada.

El diseño de la bomba se mantiene, 20-150-RWBC-8-2. Esta descripción API nos indica una bomba con anclaje inferior de copas para tubería de 2-3/8", con pistón de 1-1/2"x2 ft que da la producción deseada, con un barril de pared delgada de longitud 8 ft, el cual esta dentro del limite de la profundidad a la cual se va a anclar la bomba.

Para estos parámetros de operación, se obtendría una producción de 23 BFPD, con varillas y unidad de superficie libres de sobrecargas.

Se recomienda profundizar la bomba 18 tubos, mantener diseño de sarta de tubería de 2-3/8" y 2-7/8" y cambiar el motor de la unidad por un Nema D.

TABLA 23. ACTIVO-5

POZO: A-5	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	2,500,000
ULTIMO FONDO	6329	6329	6329	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	5022	5300	5300	
BSW (%)	15	15	15	
API (°)	33	33	33	
P. CASING (PSI)	0,2	---	---	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	2828	2828	INTAKE BOMBA	
SPM	---	9	10	
LONGITUD STROKE	---	MAXIMO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 67; 2-3/8"=100	2-7/8"= 67; 2-3/8"=109	2-7/8"= 67; 2-3/8"=109	45,170,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	5250	5250	
VARILLA	3/4"=95; 5/8"=120	3/4"=95; 5/8"=131	3/4"=95; 5/8"=131	35,800,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	52%	71%	
TIPO DE UNIDAD	TC-3-22-B	TC-3-22-B	TC-3-22-B	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	44%	51%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		19	16	83,470,000

Fuente: Los Autores.

EL pozo presenta alta sumergencia, 2194 ft, por lo que permite el arranque de la unidad en su recorrido máximo y con 9 SPM.

Se profundiza la bomba a 5300 ft para aprovechar en el futuro la sumergencia que aporta y a su vez la presión de fondo. Cabe resalta que cuando el nivel de fluido se iguale a la profundidad de la bomba las condiciones de operación aumentan pero siguen dentro del rango permitido para operar.

Mantiene una sarta de varillas combinada de 3/4" y 7/8" al igual que la tubería con 2-7/8" y 2-3/8" y la bomba que mas ajusta con la producción esperada y por la condiciones del pozo es una 20-125-RHBC-8-3-1-1.

Esta bomba tiene un recorrido de 72 pulgadas, las cuales se calculan de la siguiente manera:

8 ft del pistón + 2 ft de extensiones (superior e inferior) – 4 ft del pistón (el cuerpo del pistón es de 3ft pero se debe tener en cuenta los accesorios que sumarían 1 ft)= 6 ft x 12=72 pulg – 1 ó 2 pulgadas de espaciamento. En total se puede contar con 70 Pulg de recorrido y comparando con el de la unidad, no se tendrá ningún problema.

TABLA 24. ACTIVO-6

POZO: A-6	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	25-125-RHBC-8-3-1-1	25-125-RHBC-8-3-1-1	25-125-RHBC-8-3-1-1	2,500,000
ULTIMO FONDO	3490	3490	3490	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	3358	3358	3358	
BSW (%)	25	25	25	
API (°)	39	39	39	
P. CASING (PSI)	0,1	0,1	0,1	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	3345	3345	INTAKE BOMBA	
SPM	---	5	5	
LONGITUD STROKE	---	MINIMO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 108	2-7/8"= 108	2-7/8"= 108	32,400,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	3300	3300	
VARILLA	3/4"=58; 5/8"=75	3/4"=58; 5/8"=75	3/4"=58; 5/8"=75	21,110,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	41%	40%	
TIPO DE UNIDAD	TC-3-22-B	TC-3-22-B	TC-3-22-B	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	32%	32%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		13	13	56,010,000

Fuente: Los Autores.

Pozo con muy baja sumergencia, 13 ft. La bomba no debe profundizar más debido a que esta casi en el ultimo fondo conocido y no es de total certeza que sea el verdadero.

La sarta de tubería es toda de 2-7/8" y tiene sarta de varilla de 3/4" y 5/8". La producción esperada para este pozo es de 13 BFPD. Las condiciones óptimas de operación para el arranque de la unidad debido a la baja sumergencia es en el recorrido minimo y con 5 SPM. Como se puede observar, las cargas en las varillas y la estructura no cambian mucho, esto se debe a que la sumergencia tan pequeña no hace flotar la sarta.

La bomba para este pozo la describe el API 25-125-RHBC-8-3-1-1. Debido a que el pozo en el último dinagrama mostraba golpe de fluido, es recomendable este tipo de bomba ya que por su anclaje inferior maneja mejor bajas sumergencias.

El API del crudo es de 39.

TABLA 25. ACTIVO-7

POZO: A-7	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	2,500,000
ULTIMO FONDO	5589	5589	5589	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	5005	5125	5125	
BSW (%)	1	1	1	
API (°)	33	33	33	
P. CASING (PSI)	27,8	27,8	27,8	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	2552	2552	INTAKE BOMBA	
SPM	---	8	6	
LONGITUD STROKE	---	MAXIMO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 95; 2-3/8"=65	2-7/8"= 95; 2-3/8"=69	2-7/8"= 95; 2-3/8"=69	44,370,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	5100	5100	
VARILLA	3/4"=85; 5/8"=106	3/4"=85; 5/8"=111	3/4"=85; 5/8"=111	31,100,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	39%	63%	
TIPO DE UNIDAD	TC-3-22	TC-3-22	TC-3-22	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	41%	38%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		12	9	779,700,000

Fuente: Los Autores.

La sumergencia actual del pozo es de 2453 ft. Tiene sarta de varilla y tubería combinada. Bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1. Se propone la profundización del pozo a 5125 ft. Como en los anteriores diseños, todos los datos que se obtienen como resultados están dentro del rango permitido de operación y cumplen con las expectativas de producción del pozo.

TABLA 26. POTENCIAL-1

POZO: P-1	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	25-125-RHBC-8-3-1-1	25-125-RHBC-8-3-1-1	25-125-RHBC-8-3-1-1	2,500,000
ULTIMO FONDO	3782	3782	3782	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	2780	3330	3330	
BSW (%)	5	5	5	
API (°)	35	35	35	
P. CASING (PSI)	1,4	---	---	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	1481	1481	INTAKE BOMBA	
SPM	---	7	7	
LONGITUD STROKE	---	MEDIO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 91	2-7/8"= 109	2-7/8"= 109	32,700,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	3200	3200	
VARILLA	3/4"=110	3/4"=131	3/4"=131	22,270,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	21%	32%	
TIPO DE UNIDAD	TC-3-22-B	TC-3-22-B	TC-3-22-B	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	36%	42%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		23	21	57,470,000

Fuente: Los Autores.

El pozo maneja una sumergencia de 1299ft, lo cual permite que la unidad de superficie se arranque en el recorrido mínimo con 7 SPM.

La sarta de tubería es de 2-7/8" y la sarta de varilla de 3/4". La producción esperada para este pozo es de 21 BFPD. Tiene una bomba 25-125-RHBC-8-3-1-1.

Se recomienda profundizar la bomba a 3330 ft para seguir aprovechando la sumergencia que aporta el pozo.

TABLA 27. POTENCIAL-2

POZO: P-2	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	2,500,000
ULTIMO FONDO	6375	6375	6375	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	5084	5584	5584	
BSW (%)	---	---	---	
API (°)	38	38	38	
P. CASING (PSI)	8,6	8,6	8,6	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	1464	1464	INTAKE BOMBA	
SPM	---	7	5	
LONGITUD STROKE	---	MAXI MO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 151; 2-3/8"=15	2-7/8"= 151; 2-3/8"=32	2-7/8"= 151; 2-3/8"=32	52,660,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	5500	5500	
VARILLA	3/4"=78; 5/8"=124	3/4"=78; 5/8"=144	3/4"=78; 5/8"=144	34,860,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	34%	71%	
TIPO DE UNIDAD	TC-3-22	TC-3-22	TC-3-22	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	41%	52%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		17	15	90,020,000

Fuente: Los Autores.

Pozo con alta sumergencia, por lo cual se propone arrancar la unidad en recorrido máximo y a 7 SPM, hasta que las condiciones de operación requieran cambios es sus parámetros.

Se propone profundizar la bomba 500ft para continuar aprovechando la sumergencia que aporte el pozo. Maneja sarta de tubería y de varilla combinada. La producción esperada para el pozo es de 15 BFPD, manejando cargas normales de operación.

Es uno de los pozos con más alto grado API.

TABLA 28. POTENCIAL-3

POZO: P-3	DATOS ACTUALES	DATOS LUEGO DE LA INSTALACIÓN	CONDICIONES CRITICAS	COSTOS
TIPO DE BOMBA	20-125-RHBC-12-2-2	20-125-RHBC-12-2-2	20-125-RHBC-12-2-2	2,600,000
ULTIMO FONDO	6057	6057	6057	
PROFUNDIDA BOMBA (FT)	4540	5040	5040	
BSW (%)	---	---	---	
API (°)	---	---	---	
P. CASING (PSI)	10,2	10,2	10,2	
NIVEL DE FLUIDO (FT)	617	617	INTAKE BOMBA	
SPM	---	8	12	
LONGITUD STROKE	---	MAXIMO	MINIMO	
DIAMETRO TUBERIA (PULG)	2-7/8"= 130; 2-3/8"=18	2-7/8"= 130; 2-3/8"=35	2-7/8"= 130; 2-3/8"=35	47,050,000
DIAMETRO PISTON (PULG)	1-1/4"	1-1/4"	1-1/4"	
TUBERIA ANCLADA (FT)	---	5000	5000	
VARILLA	3/4"=83; 5/8"=97	3/4"=83; 5/8"=117	3/4"=83; 5/8"=117	31,660,000
CARGAS EN LAS VARILLAS	---	21%	58%	
TIPO DE UNIDAD	TC-4-11B	TC-4-11B	TC-4-11B	
CARGAS EN LA UNIDAD	---	49%	66%	
TIPO DE MOTOR	ECONOPACK II	NEMA D	NEMA D	
PRODUCCION ESPERADA		13	10	78,970,000

Fuente: Los Autores.

EL pozo presenta alta sumegencia, 3923 ft, por lo que permite el arranque de la unidad en su recorrido máximo y con 8 SPM.

Se profundiza la bomba a 5040 ft para aprovechar en el futuro la sumegencia que aporta y a su vez la presión de fondo. Cabe resaltar que cuando el nivel de fluido se iguale a la profundidad de la bomba las condiciones de operación aumentan pero siguen dentro del rango permitido para operar.

Mantiene una sarta de varillas combinada de 3/4" y 7/8" al igual que la tubería con 2-7/8" y 2-3/8" y la bomba que mas ajusta con la producción esperada y por la condiciones del pozo es una 20-125-RHBC-12-3-2-2, la cual a diferencia de las otras es una bomba con un barril de mayor longitud, 12ft y extensiones superior e inferior de 2 ft cada una.

CONCLUSIONES

- ✓ El sistema de levantamiento que más se ajusta según la metodología propuesta por Muñoz y Torres, a implementar en los pozos del campo colorado es el sistema de levantamiento por bombeo Mecánico dado que no presenta condiciones de limitación y posee el mejor desempeño con respecto a los otros sistemas de levantamiento.
- ✓ El método API RP 11L ha sido el procedimiento más usado en la industria para la elaboración de diseños de sistemas de Levantamiento por Bombeo Mecánico debido a su fácil manejo y buena interpretación.
- ✓ El Campo Colorado se convierte en una gran promesa para trabajos posteriores de investigación tanto para estudiantes de pre-grado como postgrado, pues compartirán sus conocimientos vistos en la academia y los aplicarán de la mejor manera optimizando los recursos del campo Colorado.
- ✓ La Herramienta Software MUTOR se convierte en un instrumento de orientación y soporte de gran utilidad para los estudios de sistemas de Levantamiento Artificial.
- ✓ Los pozos seleccionados del Campo Colorado que son más atractivos en la recuperación de hidrocarburos implementando los diseños realizados con la herramienta ROD STAR son el A-4, A-5 y P-1.
- ✓ Los pozos con menor inversión realizada y buena productividad que verán retribuidos los recursos a un corto plazo son A-2 y A-6.

RECOMENDACIONES

1. Monitoreo detallado y continuo de las condiciones operacionales del pozo para que de esta manera no se lleve a condiciones desfavorables para la unidad de superficie, la sarta de varillas, la caja de engranaje y la bomba.
2. Utilización de válvulas en Carburo de Tungsteno que son un poco más pesadas que las demás y disminuirían las posibilidades de el bloqueo de las mismas.
3. Recirculación como mínimo semanal de un disolvente de parafina para evita el bloqueo de las líneas de producción y/o de la bomba.
4. Cambiar tubería a nueva. Esto beneficiaria debido a que probablemente la parafina este depositada alrededor de ella y disminuye el área de flujo, lo cual afecta directamente la producción.
5. Para los pozos que se encuentren en producción, es recomendable mantenerlos trabajando con la unidad en el máximo recorrido y los mas bajos SPM que permitan obtener la producción deseada; ya que esta operación aumenta el llenado de la bomba y mantiene los esfuerzos de la sarta de varillas y la unidad de superficie en rangos bueno.
6. Se recomienda bajar sarta de varilla nueva a todos los pozos activos, debido a los que tienen los pozos actualmente tienen alto grado de ahusamiento lo cual baja la eficiencia de producción del pozo y sobrecarga la sarta de varillas.

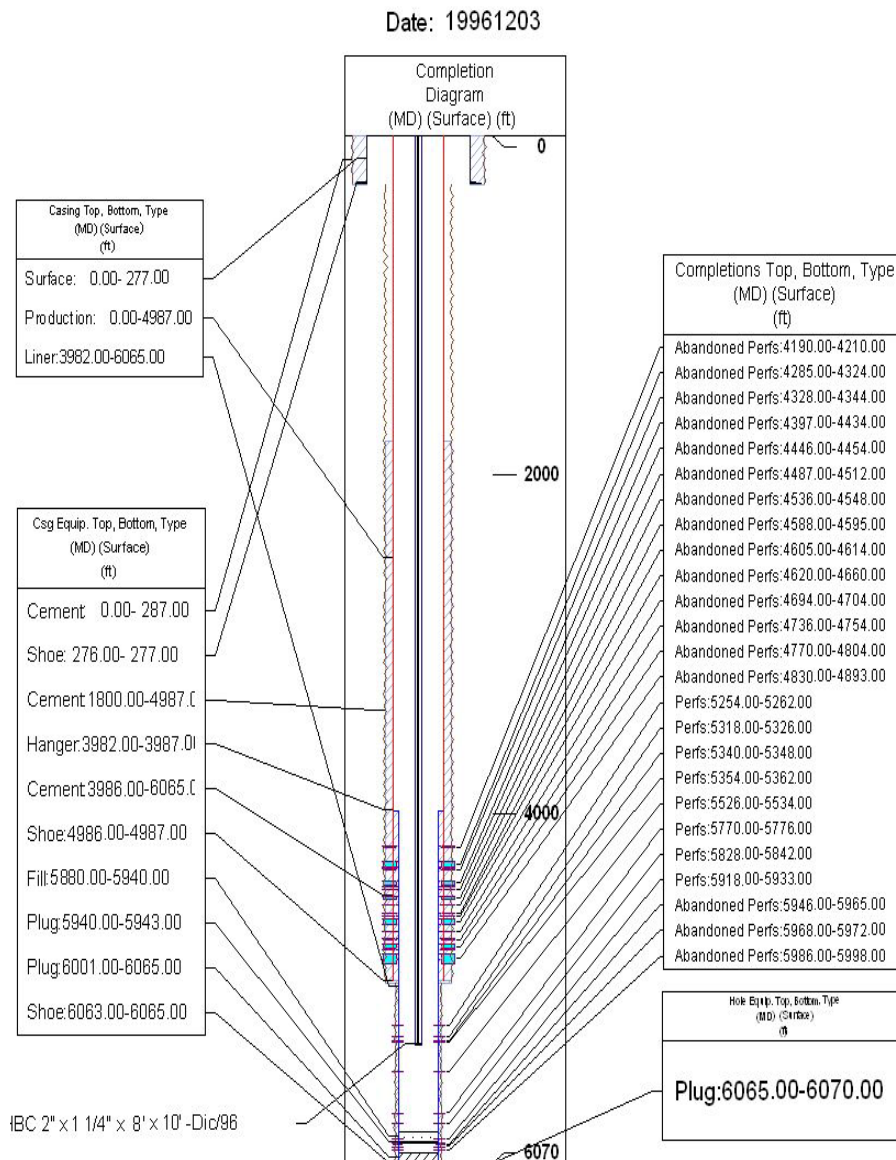
BIBLIOGRAFÍA

1. **FETKOVICH, M. J.** The Isochronal Testing of Oil Wells. SPE 04529; 1973.
2. **BROWN, Kermit.** The Technology of Artificial Lift Method. Volumen 2a. Introduction of Artificial Lift System beam Pumping: Desing and Analysis Gas Lift Tulsa: Pennwell Publishing Company. 1980. 217 a 312 p.
3. **SVINOS, John.** Rod pumping optimization. Brea: Theta Enterprises, 1995. p.227
4. **AMERICAN.** Short course sucker rod pumping. Houston: American, 1990. p.103
5. **ROD STAR, THETA,** Programa de diseño para unidades de bombeo mecánico, version 2004.

ANEXOS

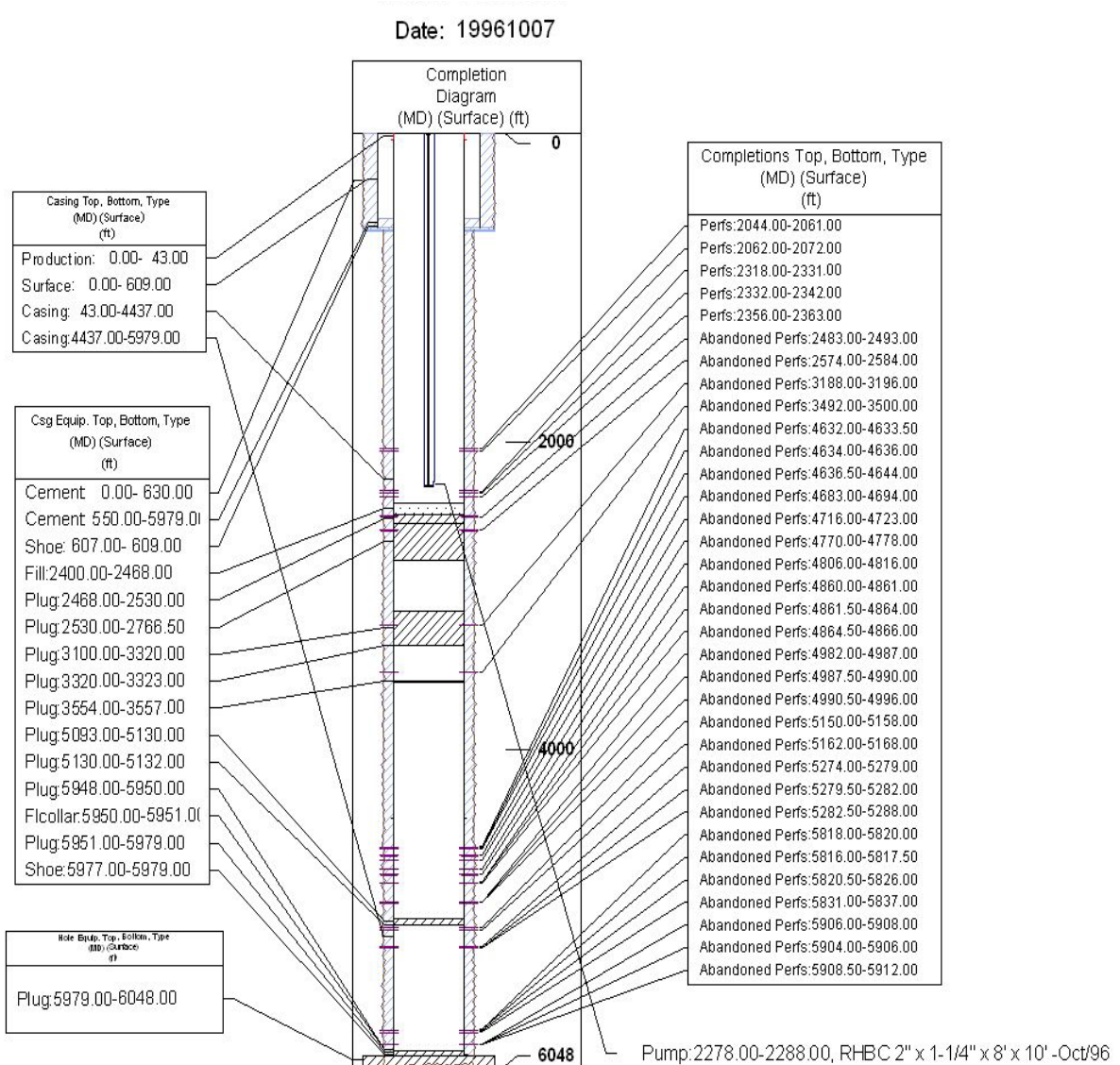
ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS CON MAYOR INTERÉS EN EL CAMPO COLORADO

➤ A 01



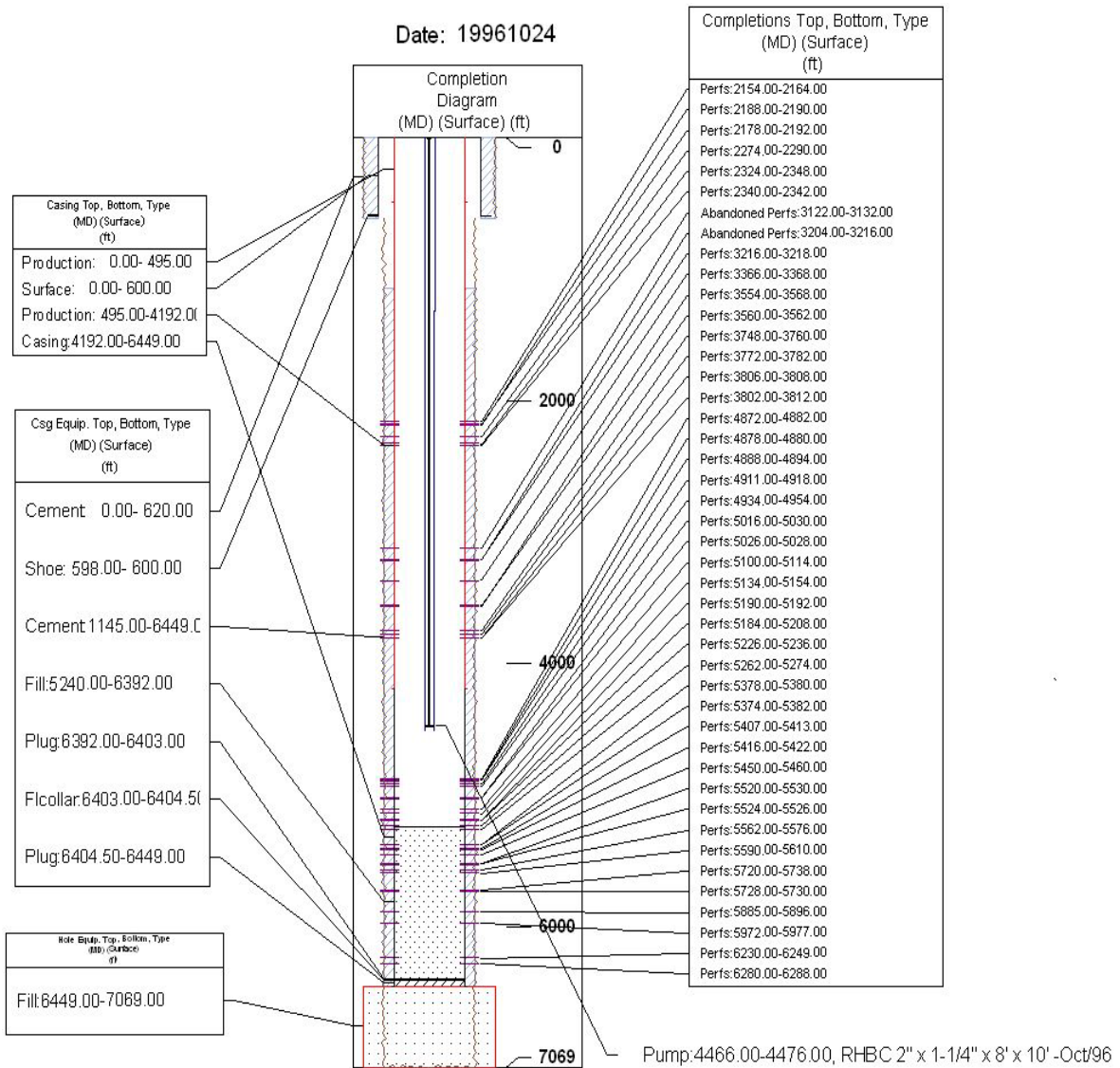
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 02



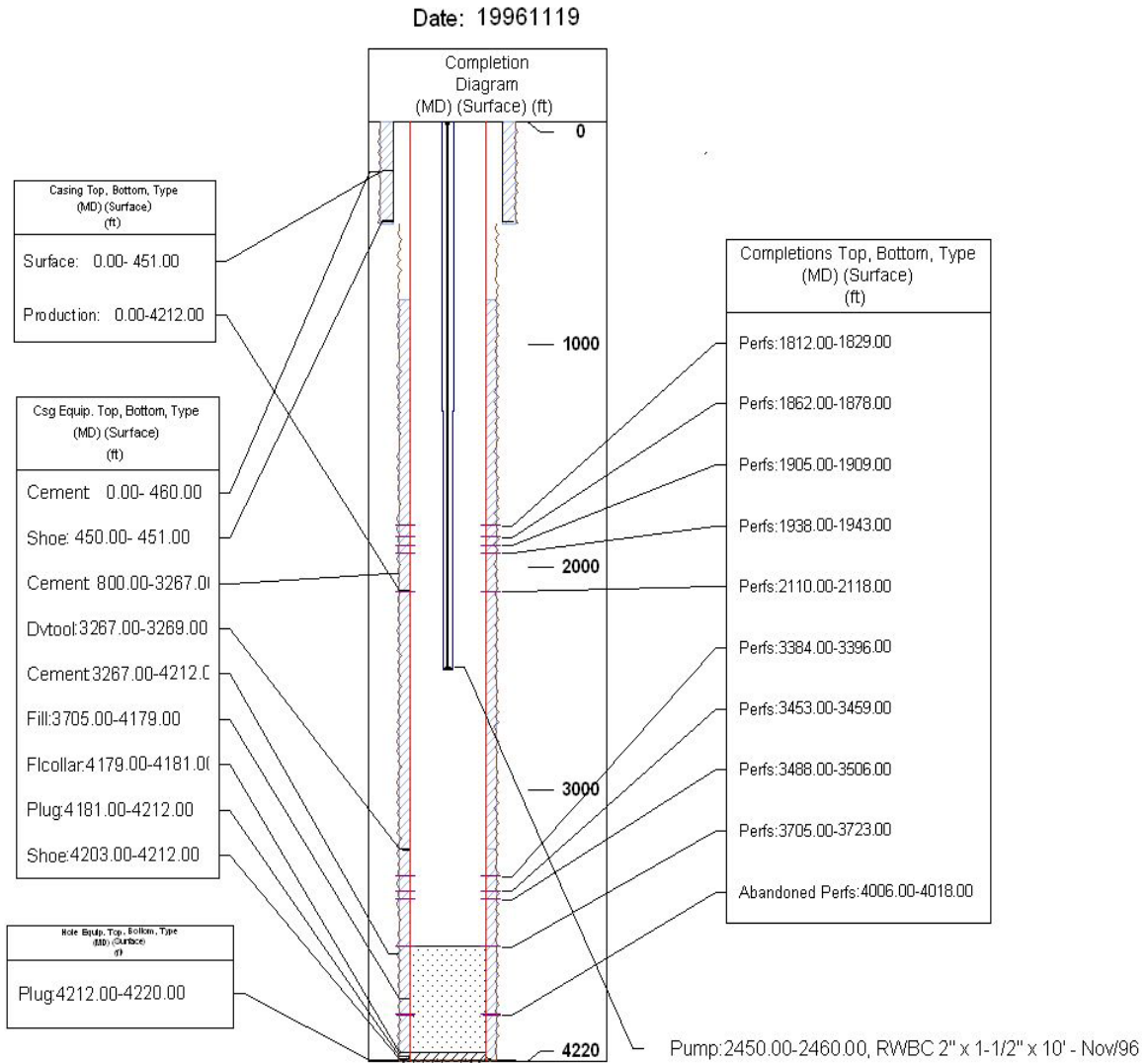
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 03



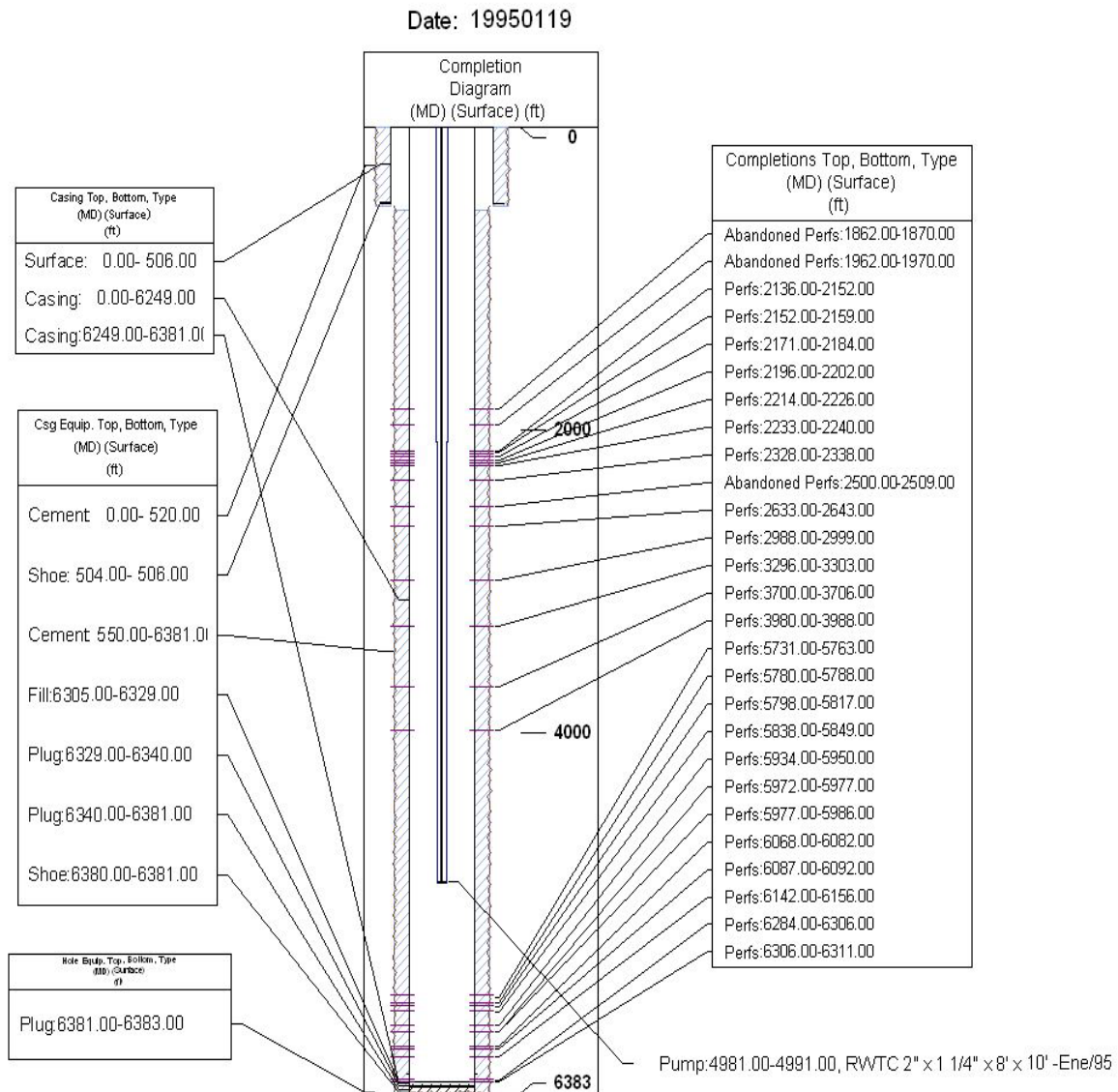
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 04



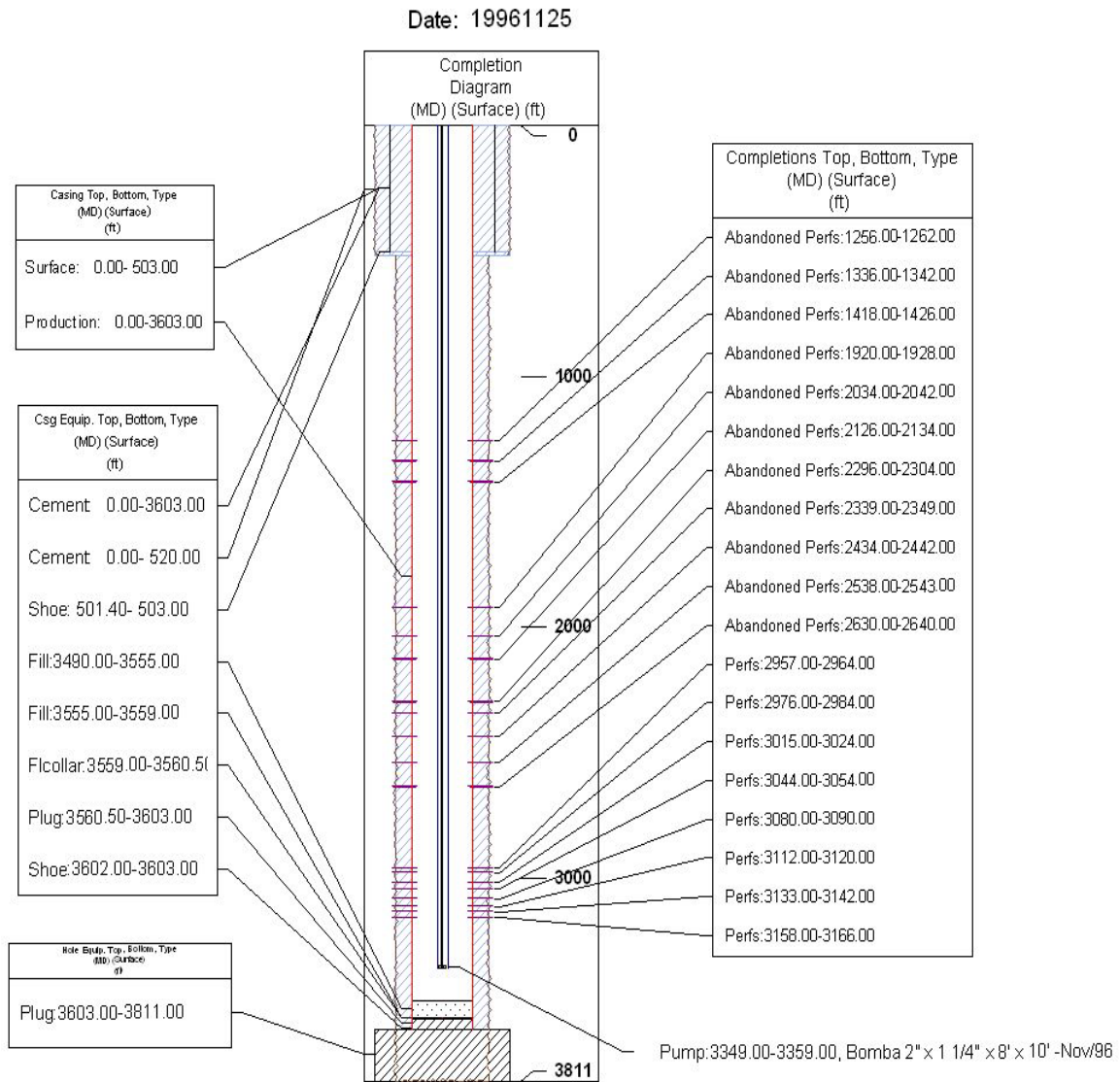
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 05



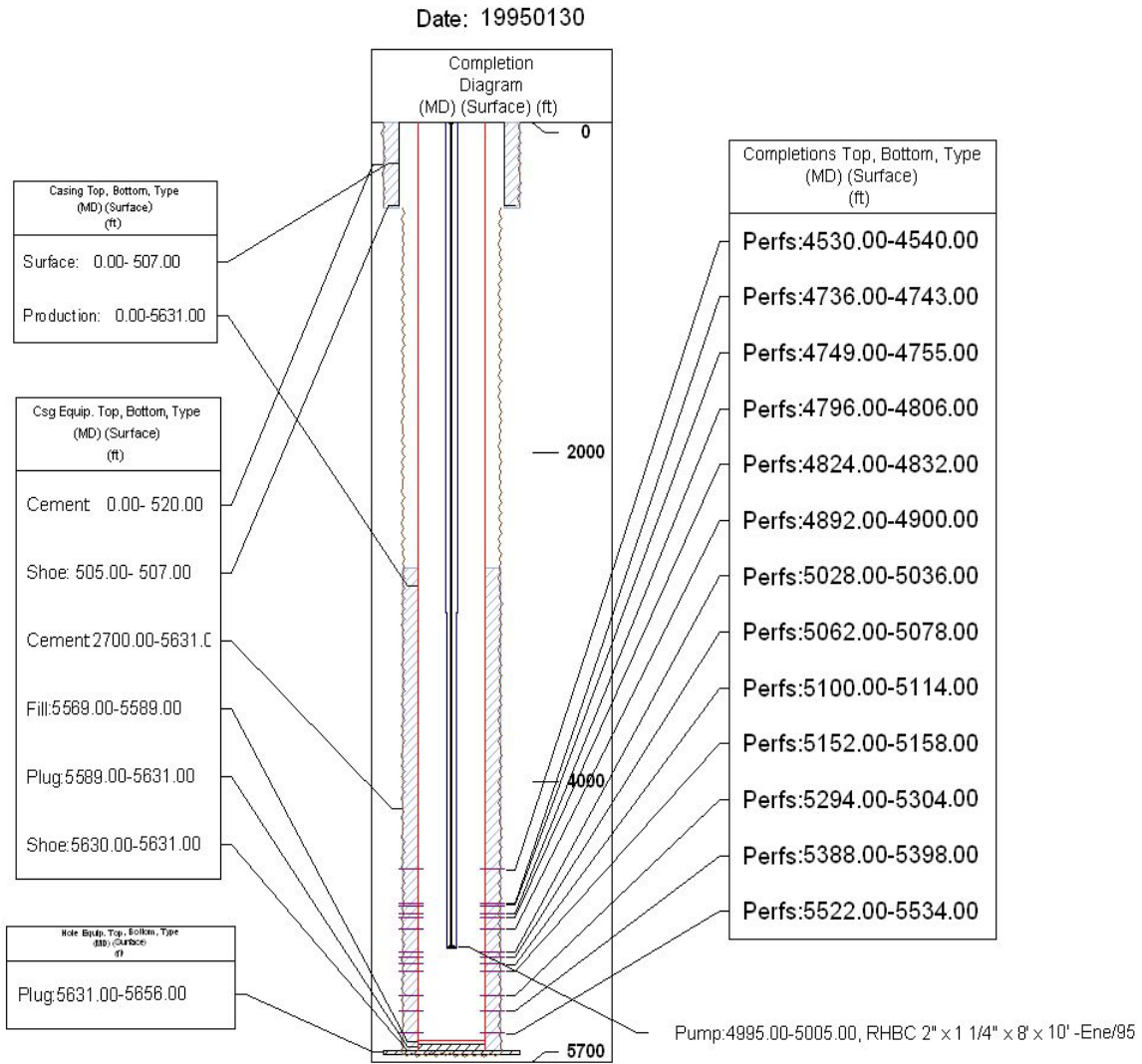
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 06



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

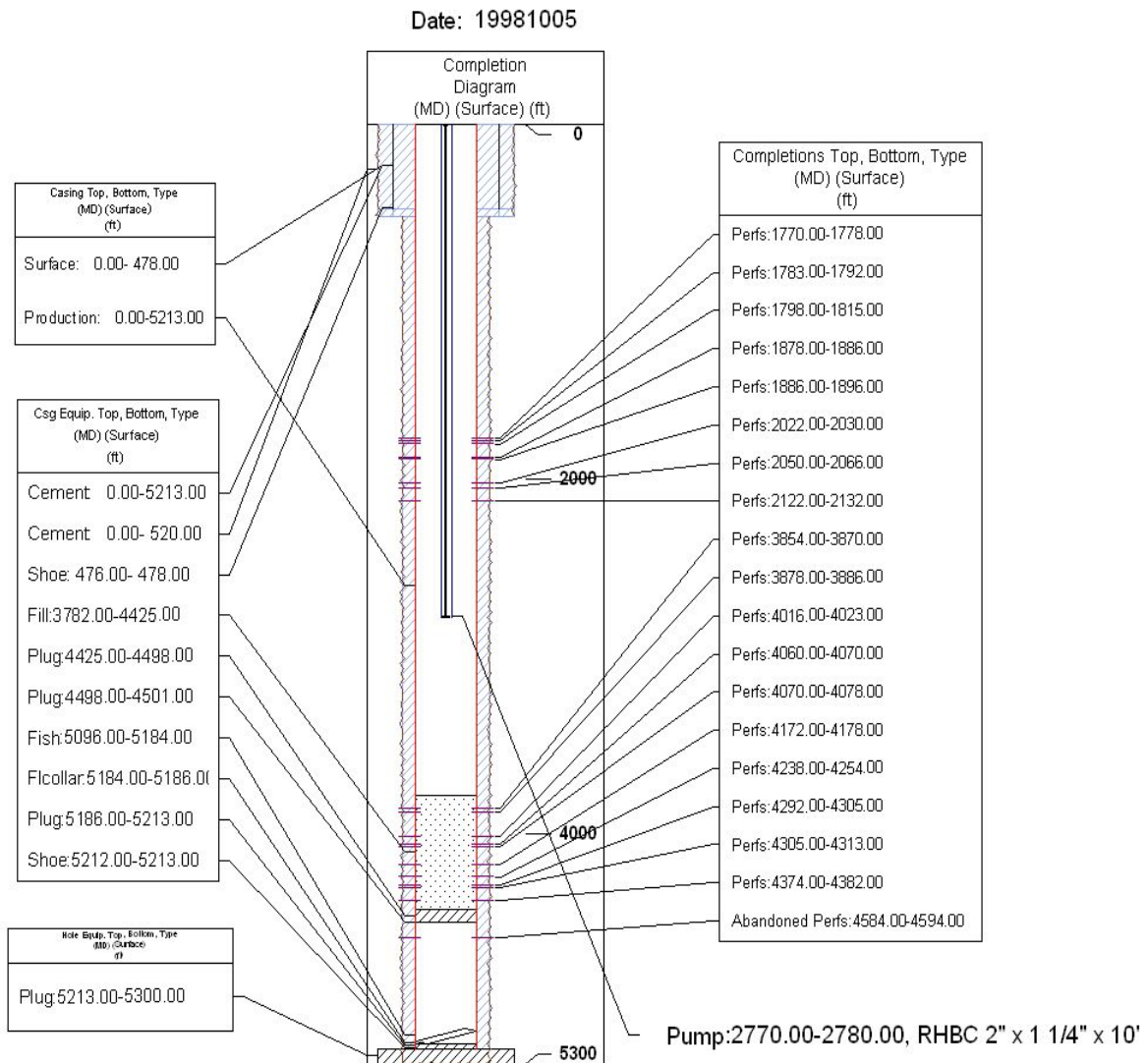
➤ A 07



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

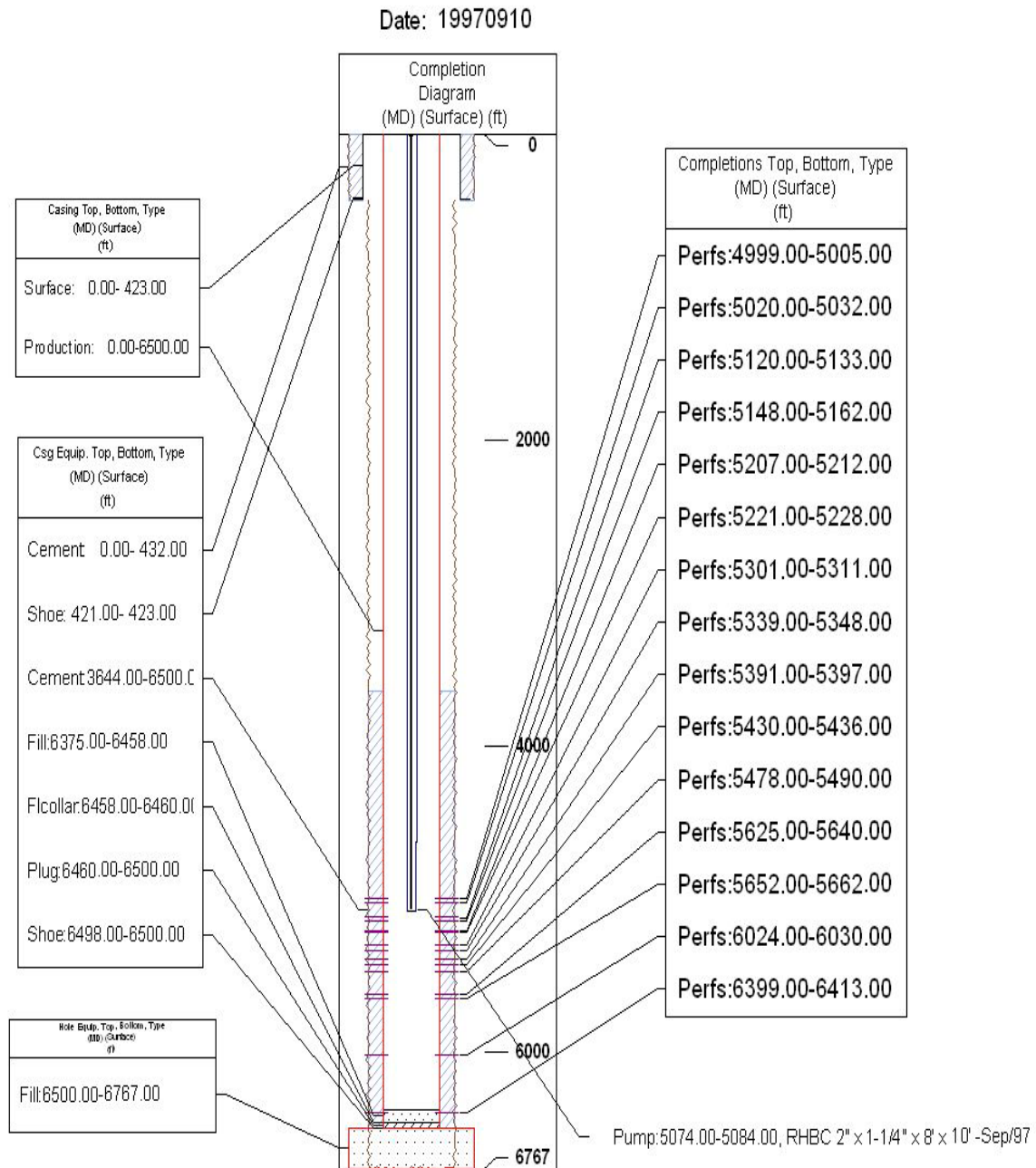
ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO CON MEJOR POTENCIAL A REACTIVAR

➤ P 01



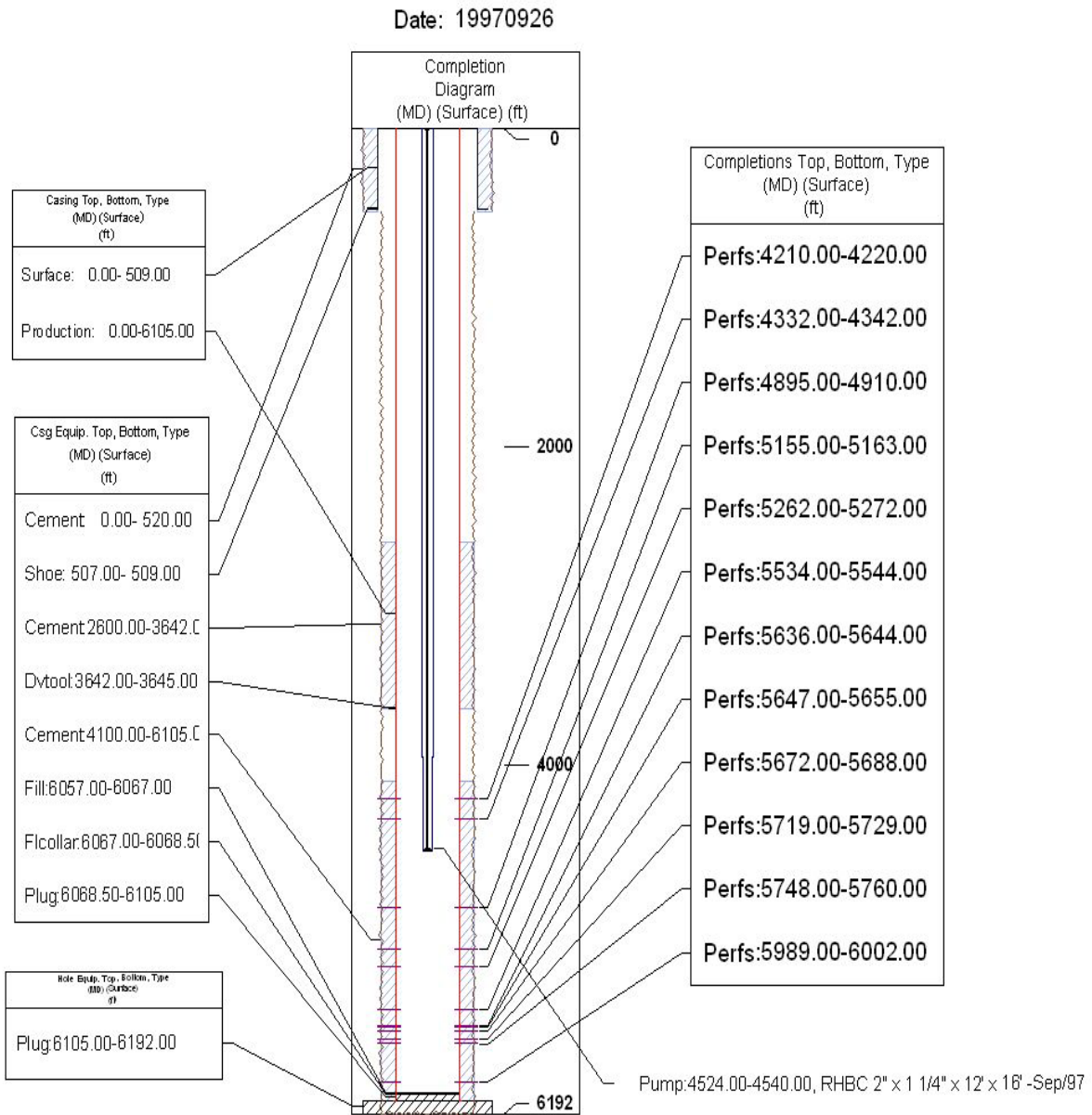
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ P 02



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

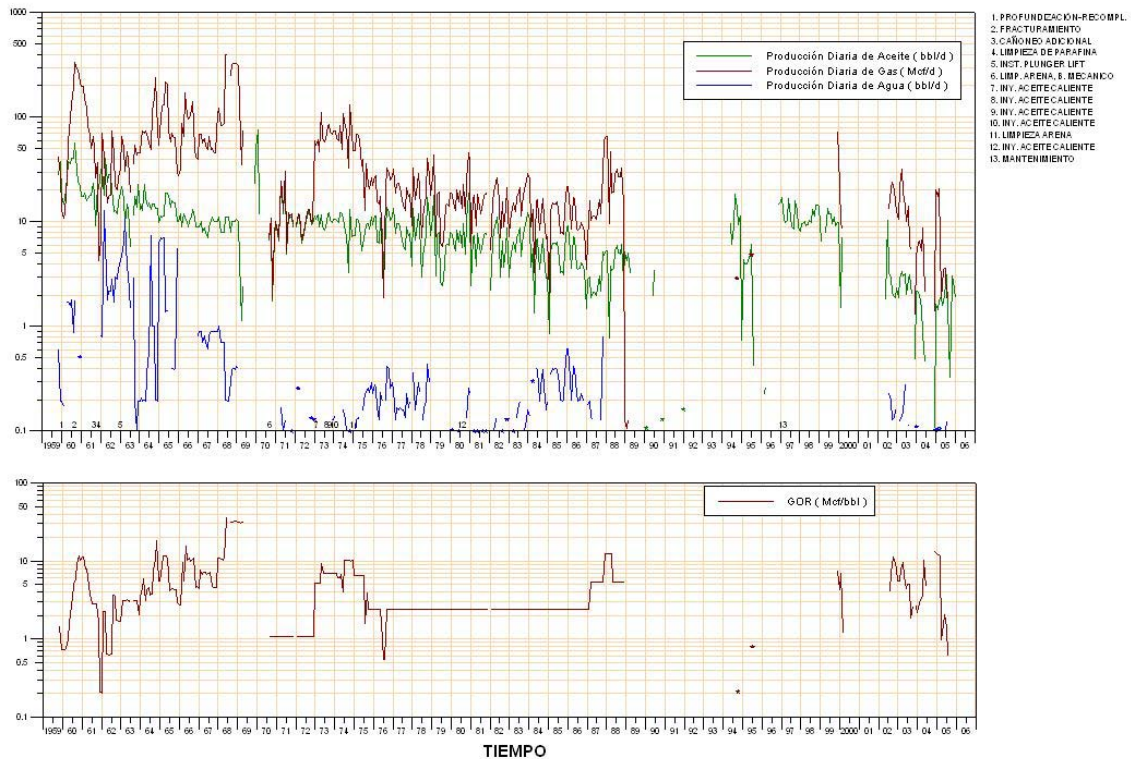
➤ P 03



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

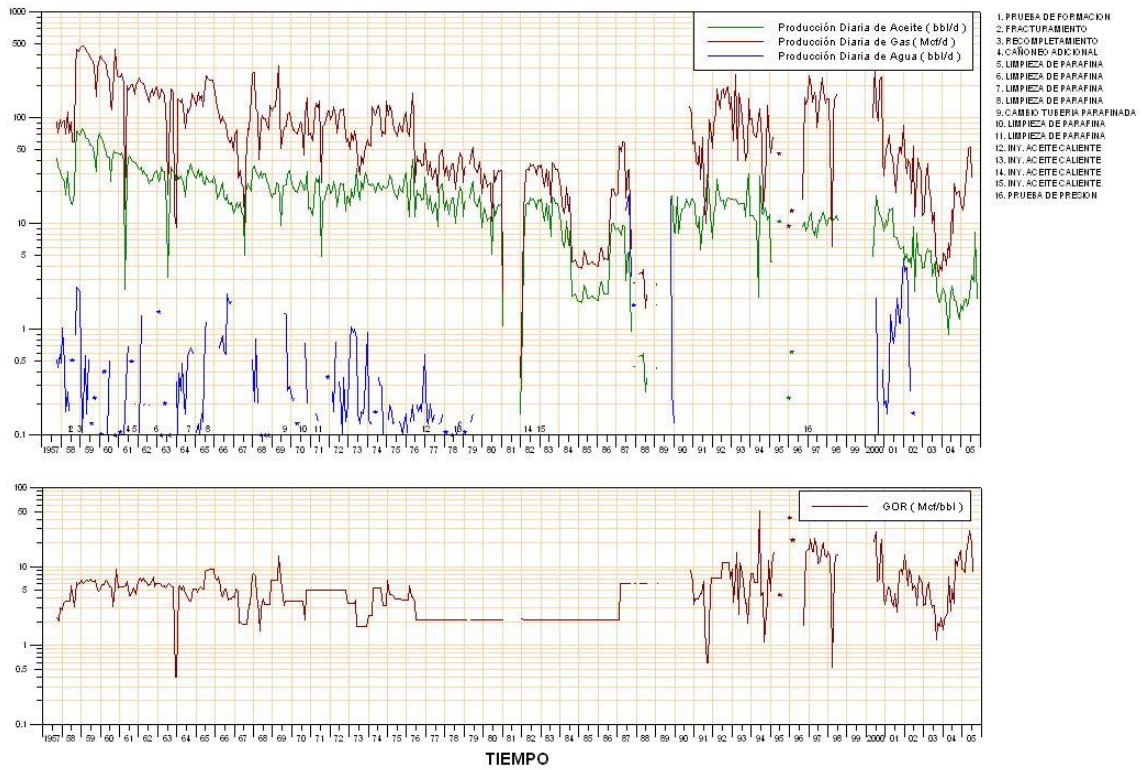
ANEXO B. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON MAYOR INTERÉS EN EL CAMPO COLORADO

➤ A 01



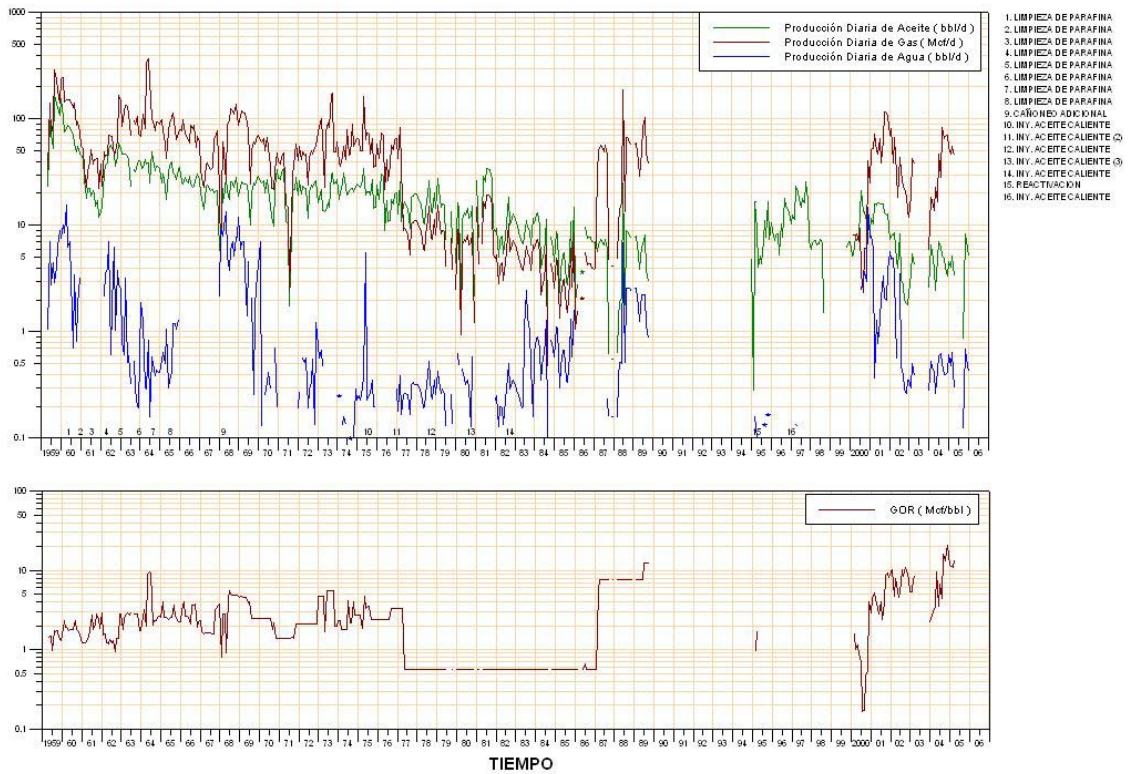
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 02



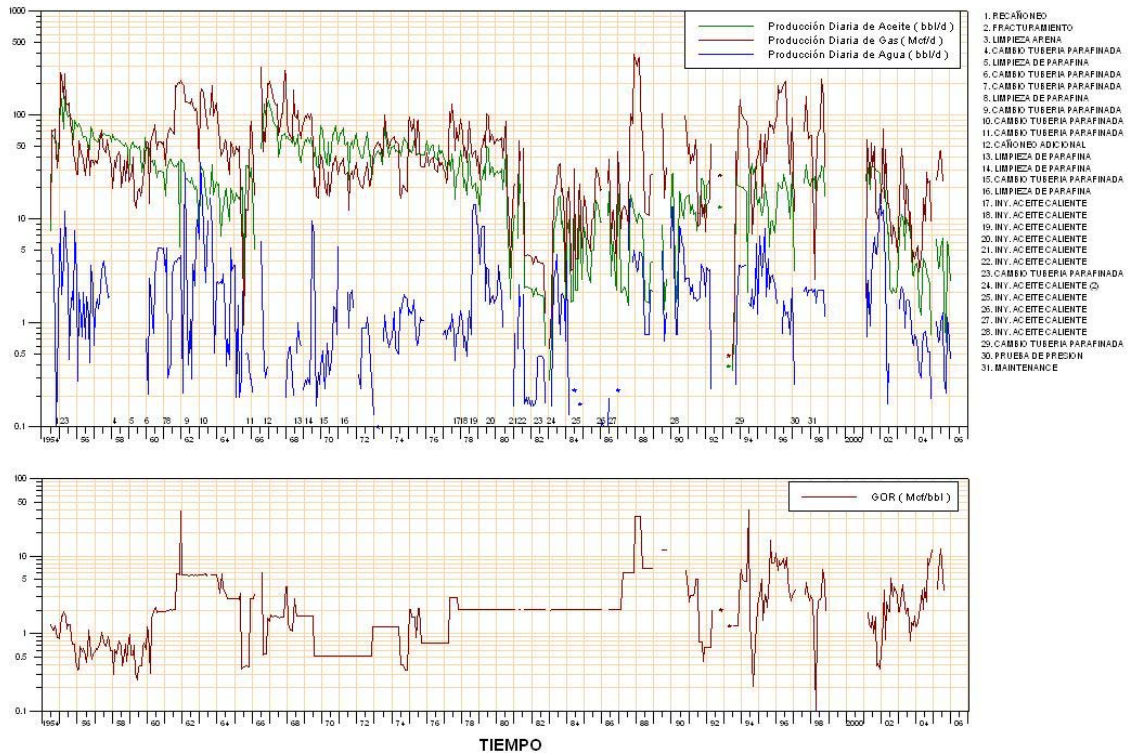
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 03



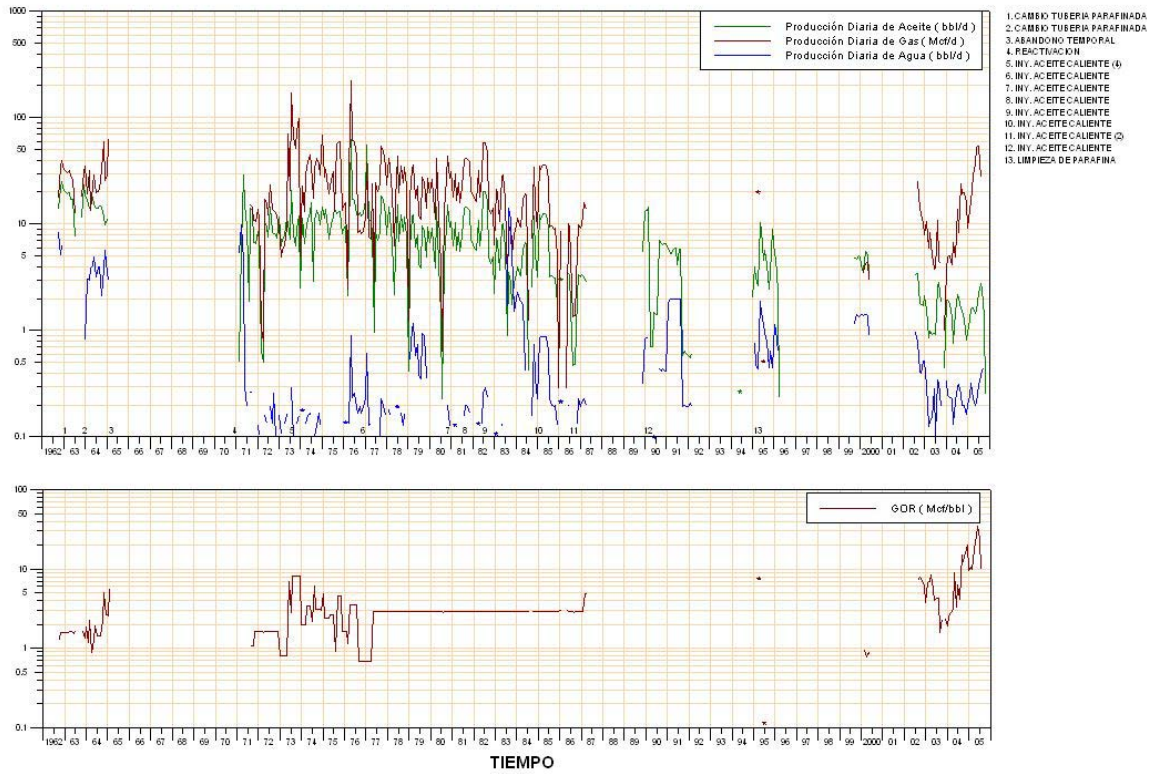
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 04



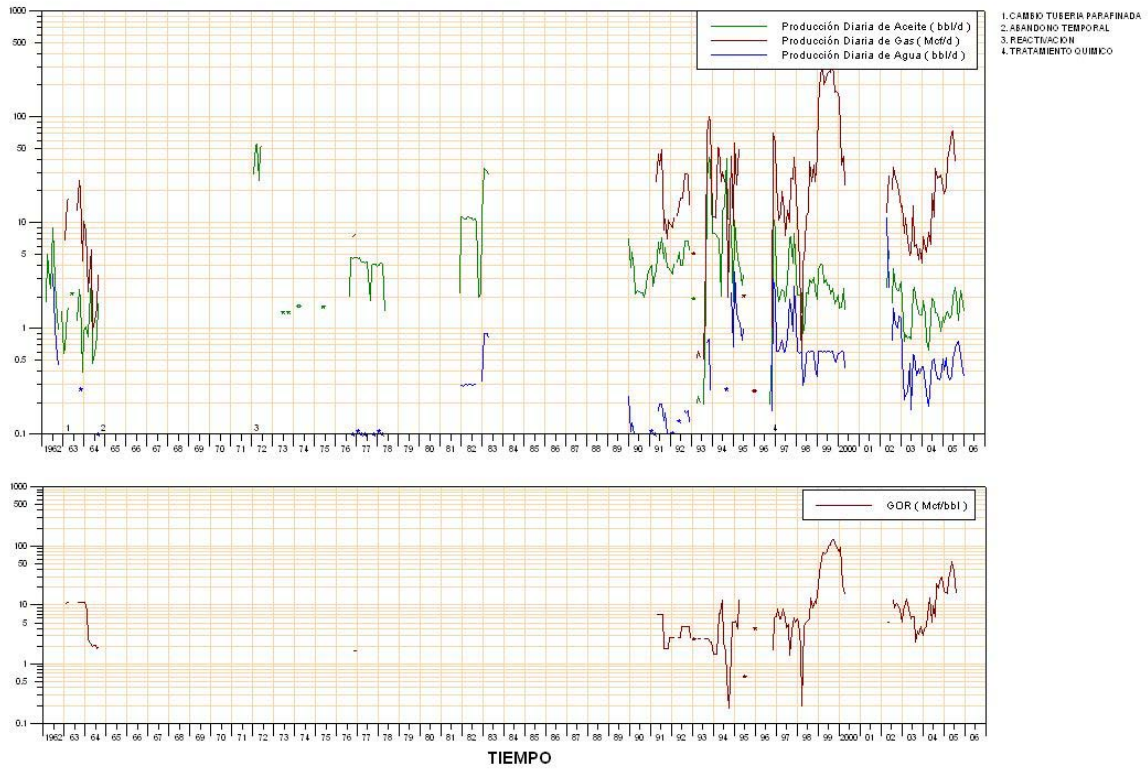
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 05



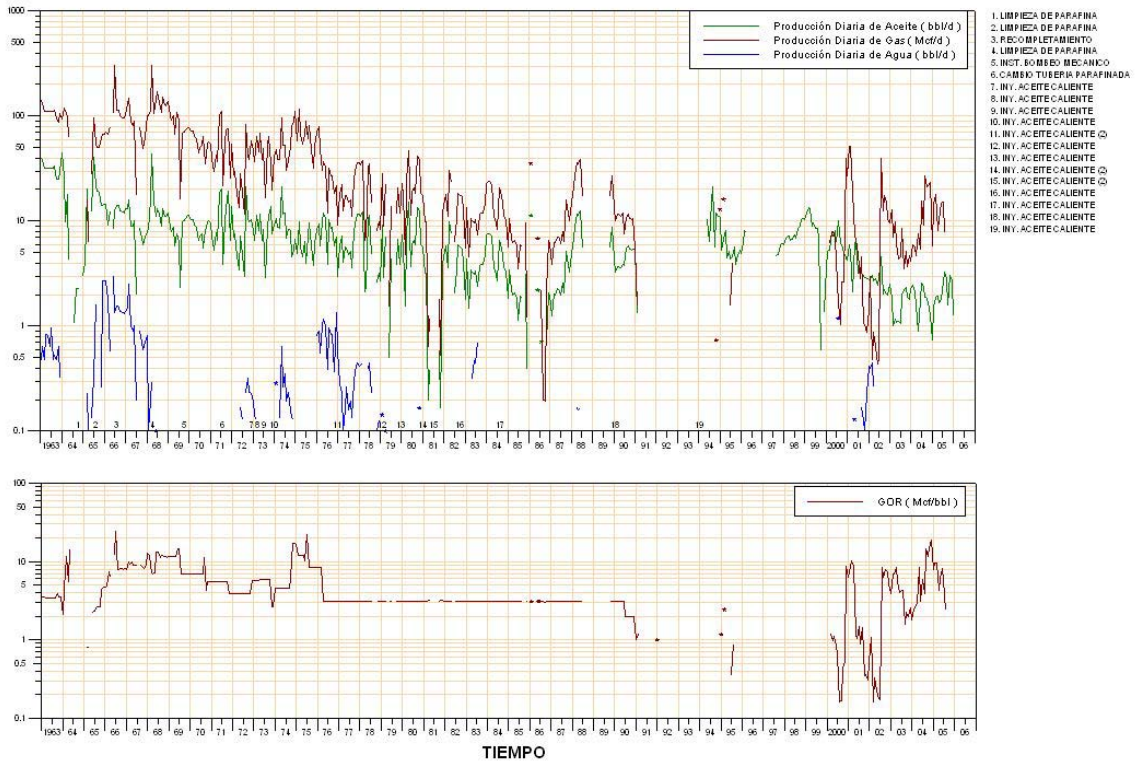
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ A 06



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

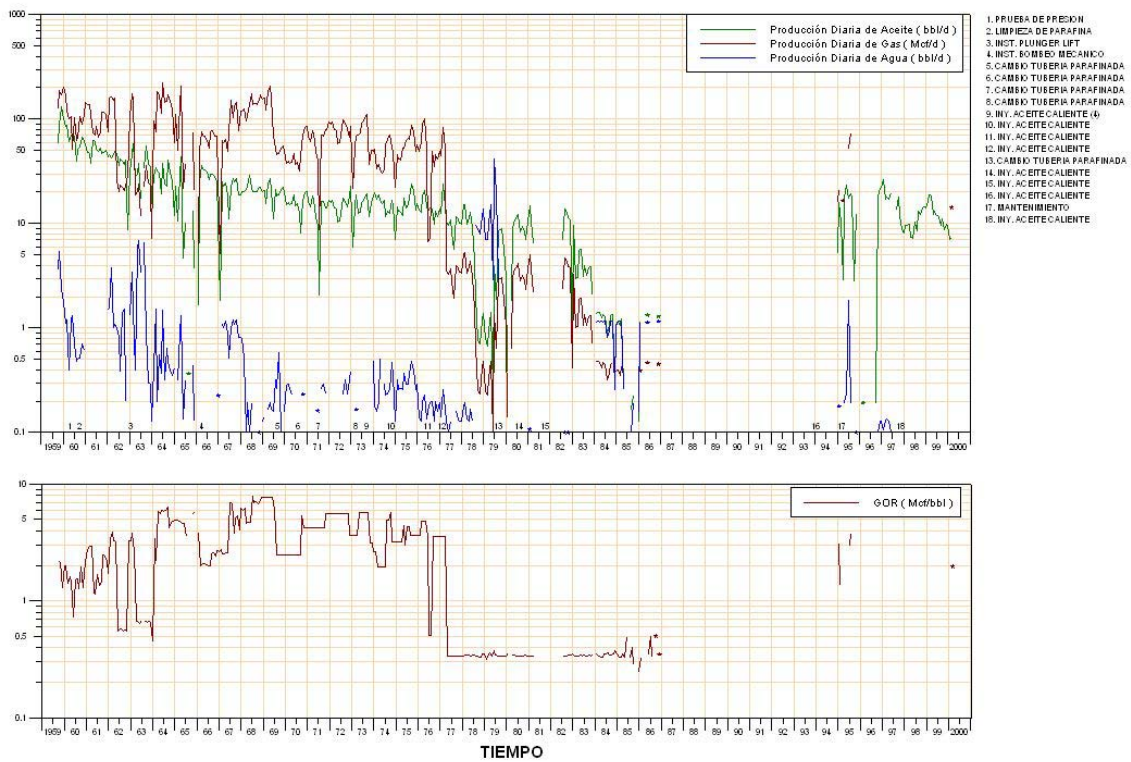
➤ A 07



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

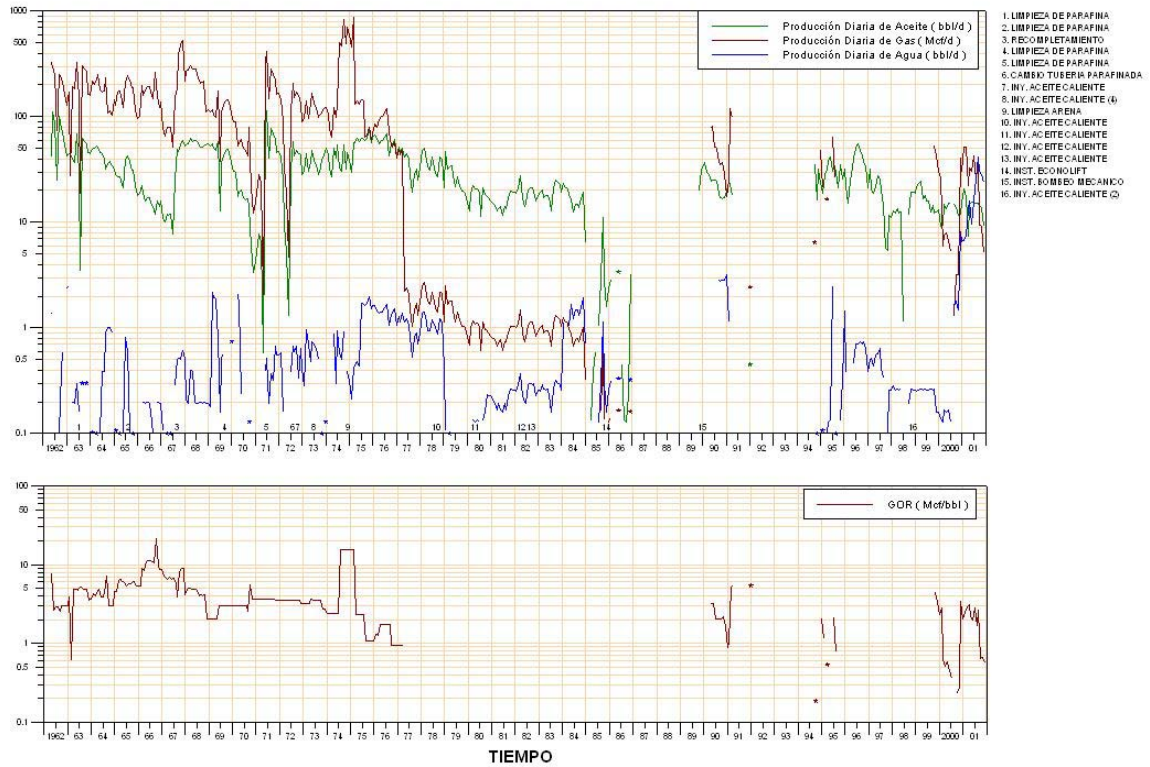
HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO CON MEJOR POTENCIAL A REACTIVAR

➤ P 01



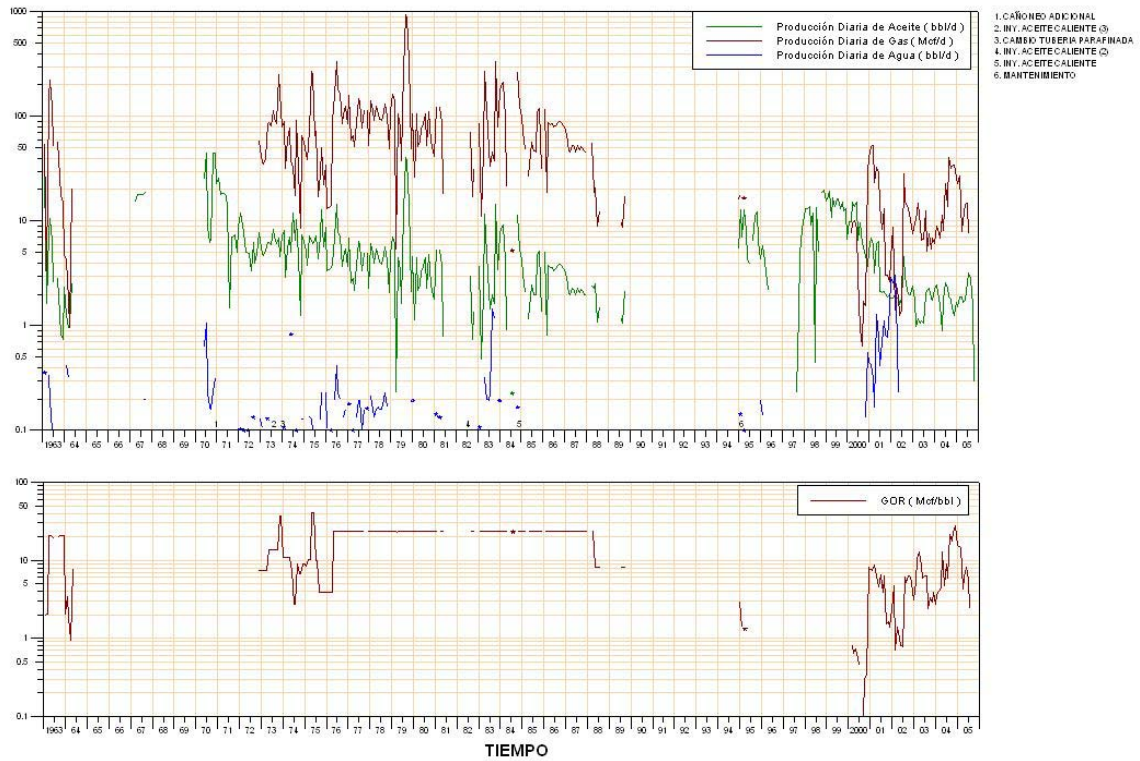
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ P 02



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

➤ P 03



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol.

ANEXO C.

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

❖ DATOS DE BOMBA Y VARILLAS – TABLA C.1

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches <i>D</i>	3 Rod Weight, lb per ft <i>W_r</i>	4 Elastic Constant, in. per lb ft <i>E_r</i>	5 Frequency Factor, <i>F_c</i>	6 Rod String, % of each size					
					7 1½	8 1	9 ¾	10 ½	11 ¼	12 ⅛
44	All	0.726	1.990 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
54	1.06	0.908	1.668 x 10 ⁻⁶	1.138	44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633 x 10 ⁻⁶	1.140	49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584 x 10 ⁻⁶	1.137	56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525 x 10 ⁻⁶	1.122	64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460 x 10 ⁻⁶	1.095	73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391 x 10 ⁻⁶	1.061	83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318 x 10 ⁻⁶	1.023	93.5	6.5
55	All	1.135	1.270 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
64	1.06	1.164	1.382 x 10 ⁻⁶	1.229	33.3	33.1	33.5
64	1.25	1.211	1.319 x 10 ⁻⁶	1.215	37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232 x 10 ⁻⁶	1.184	42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141 x 10 ⁻⁶	1.145	47.4	45.2	7.4
65	1.06	1.307	1.138 x 10 ⁻⁶	1.098	34.4	65.6
65	1.25	1.321	1.127 x 10 ⁻⁶	1.104	37.3	62.7
65	1.50	1.343	1.110 x 10 ⁻⁶	1.110	41.8	58.2
65	1.75	1.369	1.090 x 10 ⁻⁶	1.114	46.9	53.1
65	2.00	1.394	1.070 x 10 ⁻⁶	1.114	52.0	48.0
65	2.25	1.426	1.045 x 10 ⁻⁶	1.110	58.4	41.6
65	2.50	1.460	1.018 x 10 ⁻⁶	1.099	65.2	34.8
65	2.75	1.497	0.990 x 10 ⁻⁶	1.082	72.5	27.5
65	3.25	1.574	0.930 x 10 ⁻⁶	1.037	88.1	11.9
66	All	1.634	0.883 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
75	1.06	1.566	0.997 x 10 ⁻⁶	1.191	27.0	27.4	45.6
75	1.25	1.604	0.973 x 10 ⁻⁶	1.193	29.4	29.8	40.8
75	1.50	1.664	0.935 x 10 ⁻⁶	1.189	33.3	33.3	33.3
75	1.75	1.732	0.892 x 10 ⁻⁶	1.174	37.8	37.0	25.1
75	2.00	1.803	0.847 x 10 ⁻⁶	1.151	42.4	41.3	16.3
75	2.25	1.875	0.801 x 10 ⁻⁶	1.121	46.9	45.8	7.2
76	1.06	1.802	0.816 x 10 ⁻⁶	1.072	28.5	71.5
76	1.25	1.814	0.812 x 10 ⁻⁶	1.077	30.6	69.4
76	1.50	1.833	0.804 x 10 ⁻⁶	1.082	33.8	66.2
76	1.75	1.855	0.795 x 10 ⁻⁶	1.088	37.5	62.5
76	2.00	1.880	0.785 x 10 ⁻⁶	1.093	41.7	58.3
76	2.25	1.908	0.774 x 10 ⁻⁶	1.096	46.5	53.5
76	2.50	1.934	0.764 x 10 ⁻⁶	1.097	50.8	49.2
76	2.75	1.967	0.751 x 10 ⁻⁶	1.094	56.5	43.5
76	3.25	2.039	0.722 x 10 ⁻⁶	1.078	68.7	31.3
76	3.75	2.119	0.690 x 10 ⁻⁶	1.047	82.3	17.7
77	All	2.224	0.649 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
85	1.06	1.883	0.873 x 10 ⁻⁶	1.261	22.2	22.4	22.4	33.0
85	1.25	1.943	0.841 x 10 ⁻⁶	1.253	23.9	24.2	24.3	27.6
85	1.50	2.039	0.791 x 10 ⁻⁶	1.232	26.7	27.4	26.8	19.2
85	1.75	2.138	0.738 x 10 ⁻⁶	1.201	29.6	30.4	29.5	10.5

❖ DATOS DE BOMBA Y VARILLAS – CONTINUACIÓN TABLA C.1

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches <i>D</i>	3 Rod Weight, lb per ft <i>W_r</i>	4 Elastic Constant, in. per lb ft <i>E_r</i>	5 Frequency Factor, <i>F_c</i>	6 Rod String, % of each size						10	11
					1 1/8	1	7/8	3/4	5/8	1/2		
86	1.06	2.058	0.742 x 10 ⁻⁶	1.151	22.6	23.0	54.3		
86	1.25	2.087	0.732 x 10 ⁻⁶	1.156	24.3	24.5	51.2		
86	1.50	2.133	0.717 x 10 ⁻⁶	1.162	26.8	27.0	46.3		
86	1.75	2.185	0.699 x 10 ⁻⁶	1.164	29.4	30.0	40.6		
86	2.00	2.247	0.679 x 10 ⁻⁶	1.161	32.8	33.2	33.9		
86	2.25	2.315	0.656 x 10 ⁻⁶	1.153	36.9	36.0	27.1		
86	2.50	2.385	0.633 x 10 ⁻⁶	1.138	40.6	39.7	19.7		
86	2.75	2.455	0.610 x 10 ⁻⁶	1.119	44.5	43.3	12.2		
87	1.06	2.390	0.612 x 10 ⁻⁶	1.055	24.3	75.7		
87	1.25	2.399	0.610 x 10 ⁻⁶	1.058	25.7	74.3		
87	1.50	2.413	0.607 x 10 ⁻⁶	1.062	27.7	72.3		
87	1.75	2.430	0.603 x 10 ⁻⁶	1.066	30.3	69.7		
87	2.00	2.450	0.598 x 10 ⁻⁶	1.071	33.2	66.8		
87	2.25	2.472	0.594 x 10 ⁻⁶	1.075	36.4	63.6		
87	2.50	2.496	0.588 x 10 ⁻⁶	1.079	39.9	60.1		
87	2.75	2.523	0.582 x 10 ⁻⁶	1.082	43.9	56.1		
87	3.25	2.575	0.570 x 10 ⁻⁶	1.084	51.6	48.4		
87	3.75	2.641	0.556 x 10 ⁻⁶	1.078	61.2	38.8		
87	4.75	2.793	0.522 x 10 ⁻⁶	1.038	83.6	16.4		
88	All	2.904	0.497 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0		
96	1.06	2.382	0.670 x 10 ⁻⁶	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3		
96	1.25	2.435	0.655 x 10 ⁻⁶	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3		
96	1.50	2.511	0.633 x 10 ⁻⁶	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3		
96	1.75	2.607	0.606 x 10 ⁻⁶	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1		
96	2.00	2.703	0.578 x 10 ⁻⁶	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6		
96	2.25	2.806	0.549 x 10 ⁻⁶	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8		
97	1.06	2.645	0.568 x 10 ⁻⁶	1.120	19.6	20.0	60.3		
97	1.25	2.670	0.563 x 10 ⁻⁶	1.124	20.8	21.2	58.0		
97	1.50	2.707	0.556 x 10 ⁻⁶	1.131	22.5	23.0	54.5		
97	1.75	2.751	0.548 x 10 ⁻⁶	1.137	24.5	25.0	50.4		
97	2.00	2.801	0.538 x 10 ⁻⁶	1.141	26.8	27.4	45.7		
97	2.25	2.856	0.528 x 10 ⁻⁶	1.143	29.4	30.2	40.4		
97	2.50	2.921	0.515 x 10 ⁻⁶	1.141	32.5	33.1	34.4		
97	2.75	2.989	0.503 x 10 ⁻⁶	1.135	36.1	35.3	28.6		
97	3.25	3.132	0.475 x 10 ⁻⁶	1.111	42.9	41.9	15.2		
98	1.06	3.068	0.475 x 10 ⁻⁶	1.043	21.2	78.8		
98	1.25	3.076	0.474 x 10 ⁻⁶	1.045	22.2	77.8		
98	1.50	3.089	0.472 x 10 ⁻⁶	1.048	23.8	76.2		
98	1.75	3.103	0.470 x 10 ⁻⁶	1.051	25.7	74.3		
98	2.00	3.118	0.468 x 10 ⁻⁶	1.055	27.7	72.3		
98	2.25	3.137	0.465 x 10 ⁻⁶	1.058	30.1	69.9		
98	2.50	3.157	0.463 x 10 ⁻⁶	1.062	32.7	67.3		
98	2.75	3.180	0.460 x 10 ⁻⁶	1.066	35.6	64.4		
98	3.25	3.231	0.453 x 10 ⁻⁶	1.071	42.2	57.8		
98	3.75	3.289	0.445 x 10 ⁻⁶	1.074	49.7	50.3		
98	4.75	3.412	0.428 x 10 ⁻⁶	1.064	65.7	34.3		
99	All	3.676	0.393 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0		

❖ DATOS DE BOMBA Y VARILLAS – CONTINUACIÓN TABLA C.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Rod* No.	Plunger Diam., inches <i>D</i>	Rod Weight, lb per ft. <i>W_r</i>	Elastic Constant, in. per lb ft <i>E_r</i>	Frequency Factor, <i>F_c</i>	Rod String, % of each size					
					1¼	1½	1	¾	¾	⅝
107	1.06	2.977	0.524 x 10 ⁻⁶	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1
107	1.25	3.019	0.517 x 10 ⁻⁶	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3
107	1.50	3.085	0.506 x 10 ⁻⁶	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9
107	1.75	3.158	0.494 x 10 ⁻⁶	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9
107	2.00	3.238	0.480 x 10 ⁻⁶	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4
107	2.25	3.336	0.464 x 10 ⁻⁶	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0
107	2.50	3.435	0.447 x 10 ⁻⁶	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2
107	2.75	3.537	0.430 x 10 ⁻⁶	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3
108	1.06	3.325	0.447 x 10 ⁻⁶	1.097	17.3	17.8	64.9
108	1.25	3.345	0.445 x 10 ⁻⁶	1.101	18.1	18.6	63.2
108	1.50	3.376	0.441 x 10 ⁻⁶	1.106	19.4	19.9	60.7
108	1.75	3.411	0.437 x 10 ⁻⁶	1.111	20.9	21.4	57.7
108	2.00	3.452	0.432 x 10 ⁻⁶	1.117	22.6	23.0	54.3
108	2.25	3.498	0.427 x 10 ⁻⁶	1.121	24.5	25.0	50.5
108	2.50	3.548	0.421 x 10 ⁻⁶	1.124	26.5	27.2	46.3
108	2.75	3.603	0.415 x 10 ⁻⁶	1.126	28.7	29.6	41.6
108	3.25	3.731	0.400 x 10 ⁻⁶	1.123	34.6	33.9	31.6
108	3.75	3.873	0.383 x 10 ⁻⁶	1.108	40.6	39.5	19.9
109	1.06	3.839	0.378 x 10 ⁻⁶	1.035	18.9	81.1
109	1.25	3.845	0.378 x 10 ⁻⁶	1.036	19.6	80.4
109	1.50	3.855	0.377 x 10 ⁻⁶	1.038	20.7	79.3
109	1.75	3.867	0.376 x 10 ⁻⁶	1.040	22.1	77.9
109	2.00	3.880	0.375 x 10 ⁻⁶	1.043	23.7	76.3
109	2.25	3.896	0.374 x 10 ⁻⁶	1.046	25.4	74.6
109	2.50	3.911	0.372 x 10 ⁻⁶	1.048	27.2	72.8
109	2.75	3.930	0.371 x 10 ⁻⁶	1.051	29.4	70.6
109	3.25	3.971	0.367 x 10 ⁻⁶	1.057	34.2	65.8
109	3.75	4.020	0.363 x 10 ⁻⁶	1.063	39.9	60.1
109	4.75	4.120	0.354 x 10 ⁻⁶	1.066	51.5	48.5
1010	All	4.538	0.318 x 10 ⁻⁶	1.000	100.00

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

- ❖ TABLA C.2 – DATOS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING), TABLA C.3 – DATOS DE SARTA DE VARILLAS, TABLA C.4 – CONSTANTES DE BOMBA

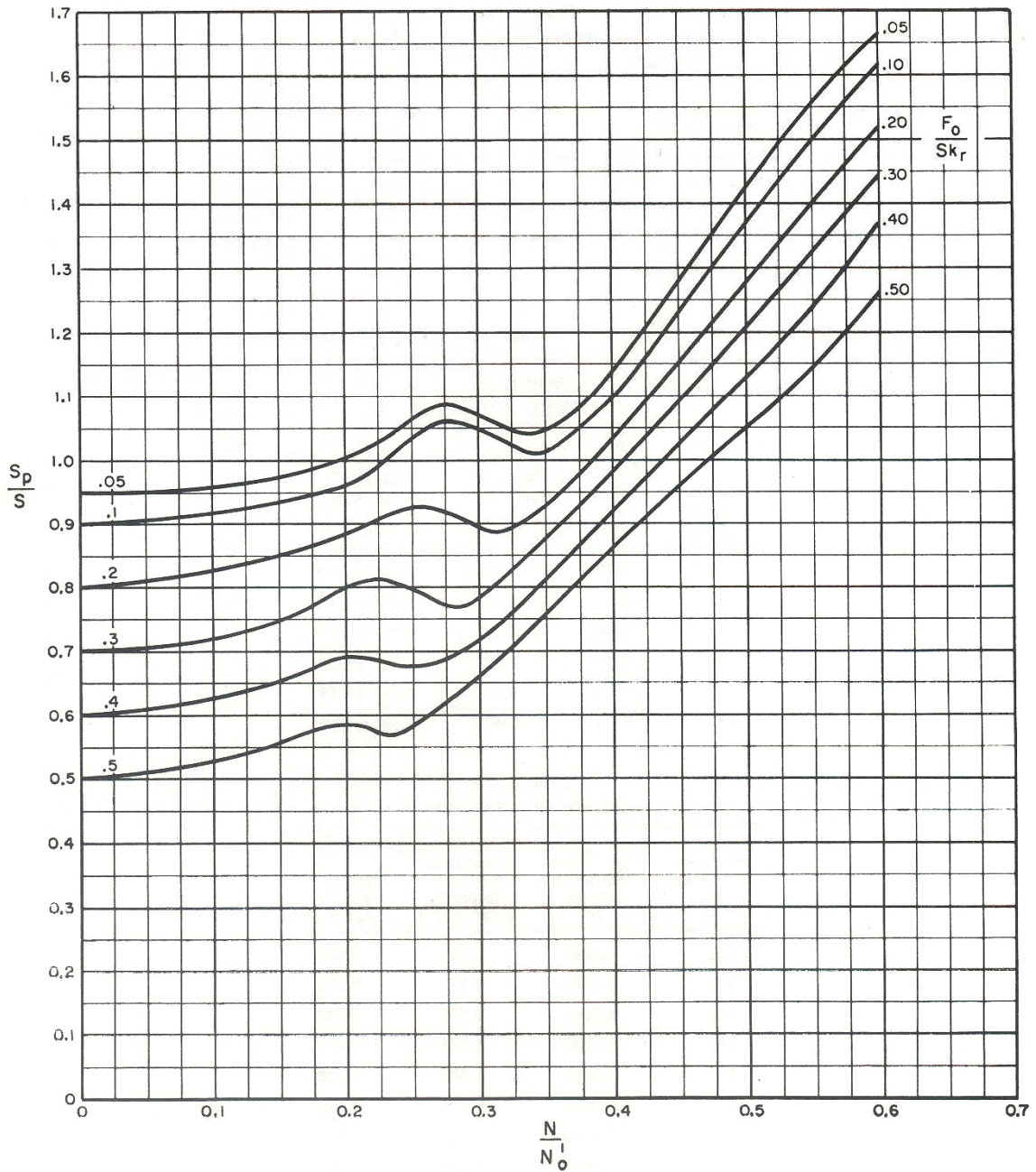
TUBING DATA				
1	2	3	4	5
Tubing Size	Outside Diameter, in.	Inside Diameter, in.	Metal Area, sq. in.	Elastic Constant, in. per lb ft E_t
1.900	1.900	1.610	0.800	0.500×10^{-6}
2 $\frac{3}{8}$	2.375	1.995	1.304	0.307×10^{-6}
2 $\frac{7}{8}$	2.875	2.441	1.812	0.221×10^{-6}
3 $\frac{1}{2}$	3.500	2.992	2.590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

SUCKER ROD DATA			
1	2	3	4
Rod Size	Metal Area, Sq in.	Rod Weight in air, lb per ft W_r	Elastic Constant, in. per lb ft E_r
$\frac{1}{2}$	0.196	0.72	1.990×10^{-6}
$\frac{5}{8}$	0.307	1.13	1.270×10^{-6}
$\frac{3}{4}$	0.442	1.63	0.883×10^{-6}
$\frac{7}{8}$	0.601	2.22	0.649×10^{-6}
1	0.785	2.90	0.497×10^{-6}
1 $\frac{1}{8}$	0.994	3.67	0.393×10^{-6}

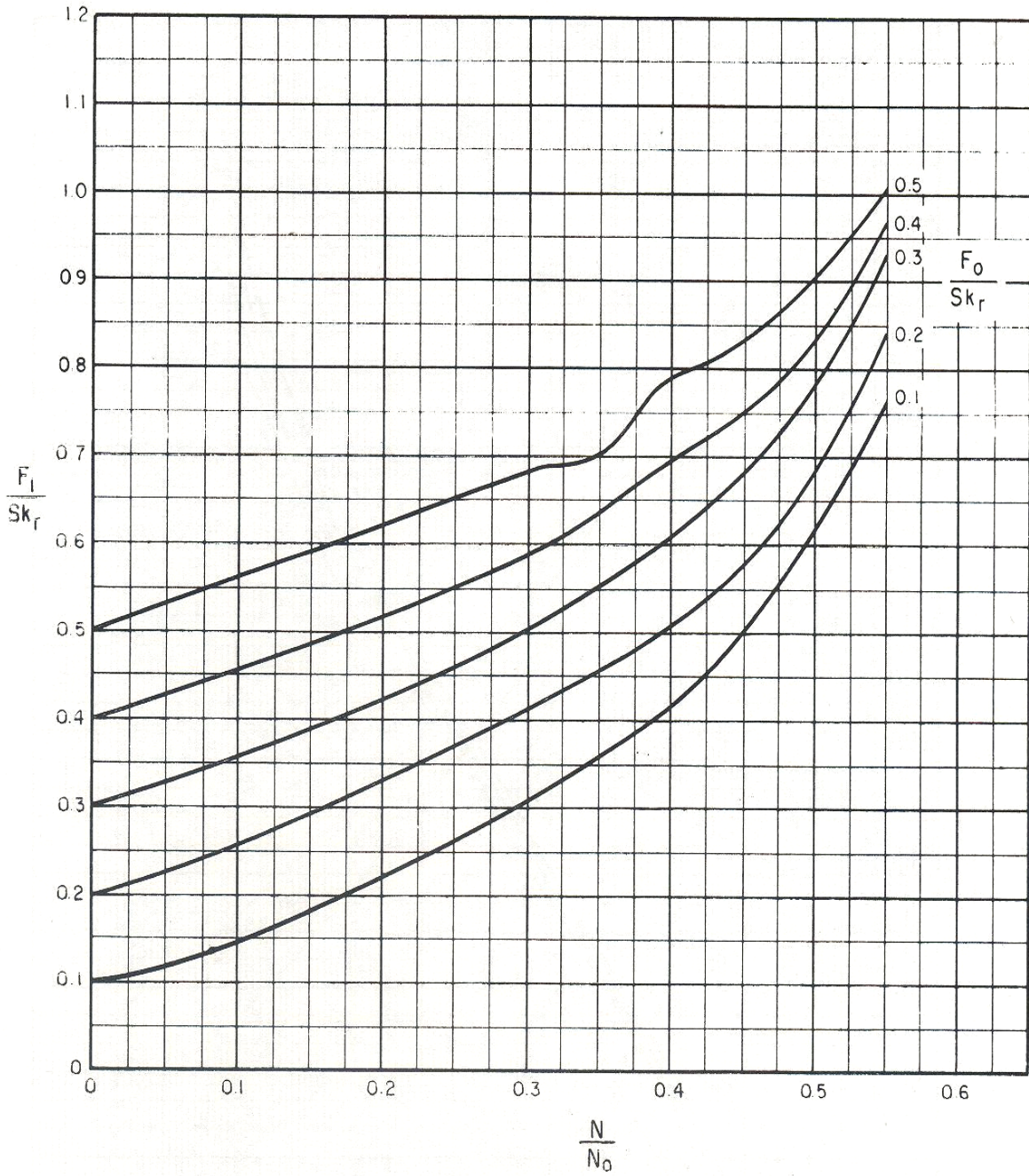
PUMP CONSTANTS			
1	2	3	4
Plunger Diameter, in. D	Plgr. Diam. Squared Sq. in. D^2	Fluid Load Factor* lb per ft $(.340 \times D^2)$	Pump Factor $(.1166 \times D^2)$
1 $\frac{1}{8}$	1.1289	0.384	0.132
1 $\frac{1}{4}$	1.5625	0.531	0.182
1 $\frac{1}{2}$	2.2500	0.765	0.262
1 $\frac{3}{4}$	3.0625	1.041	0.357
2	4.0000	1.360	0.466
2 $\frac{1}{4}$	5.0625	1.721	0.590
2 $\frac{1}{2}$	6.2500	2.125	0.728
2 $\frac{3}{4}$	7.5625	2.571	0.881
3 $\frac{1}{4}$	14.0625	4.781	1.640
4 $\frac{1}{4}$	22.5625	7.671	2.630

*For fluids with specific gravity of 1.00.

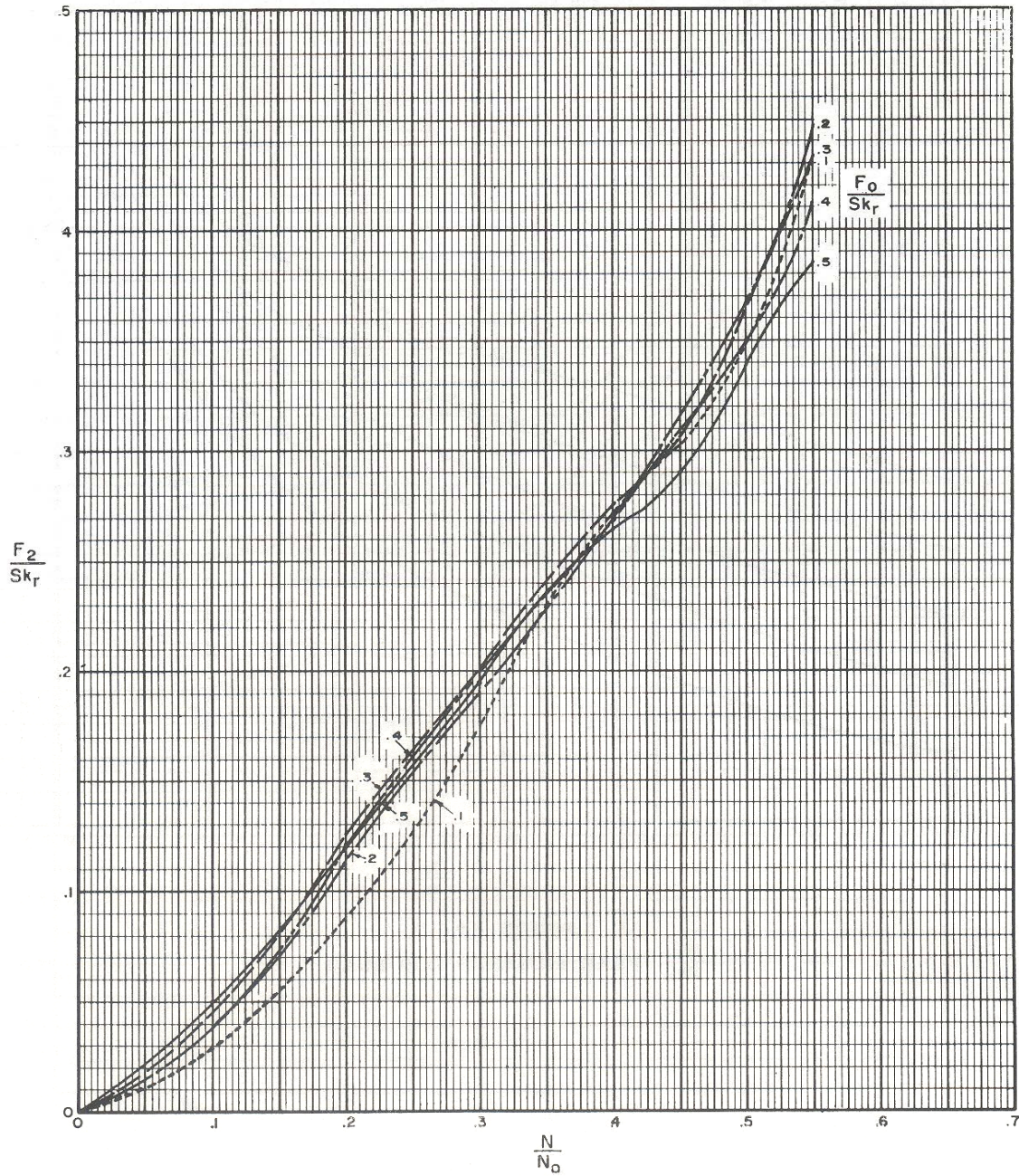
❖ FIGURA C.1 – FACTOR RECORRIDO DEL PISTÓN (Sp/S)



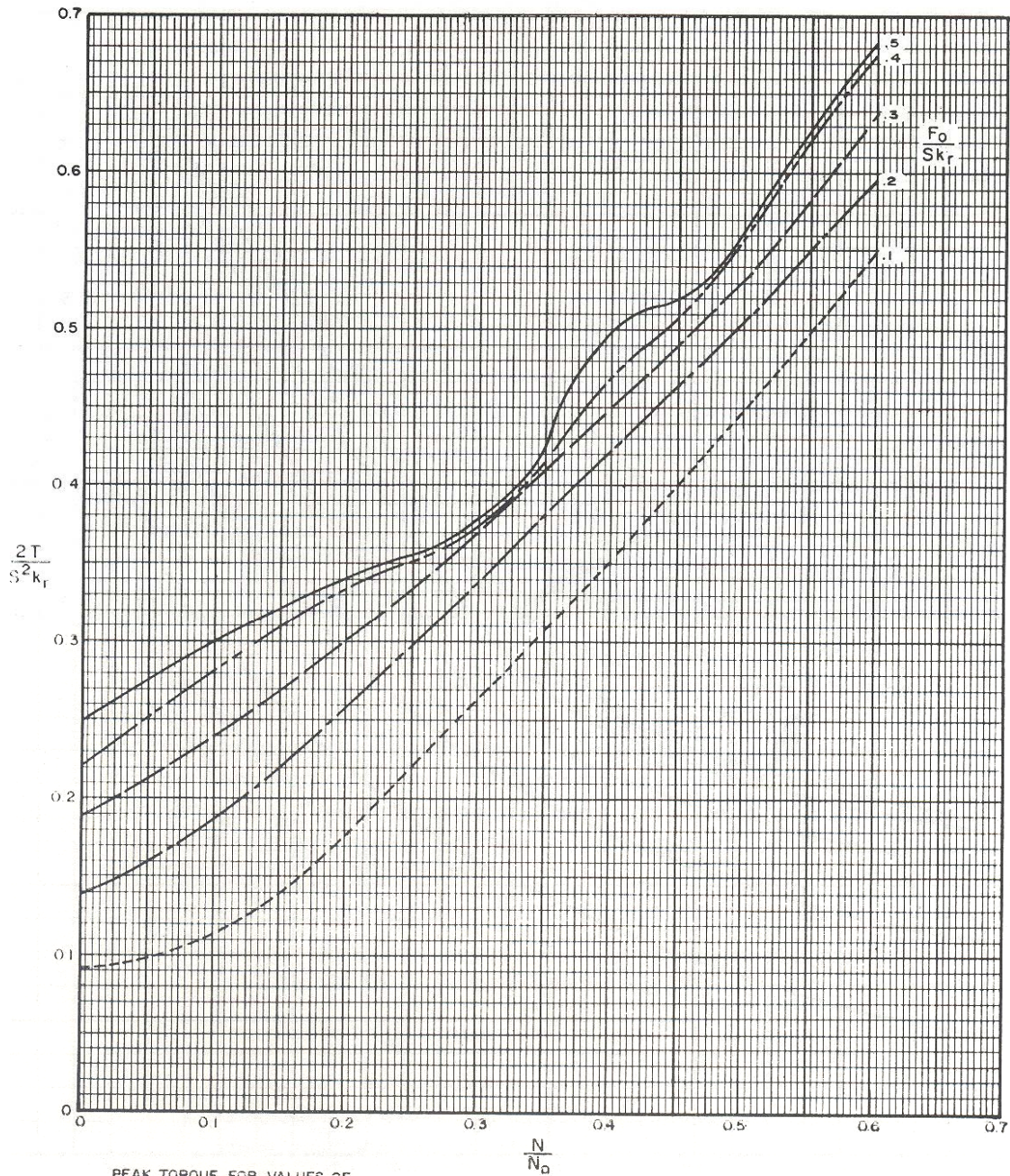
❖ FIGURA C.2 – CARGA MÁXIMA EN LA BARRA LISA (F_1/SK_r)



❖ FIGURA C.3 – CARGA MÍNIMA EN LA BARRA LISA (F_2/SK_r)

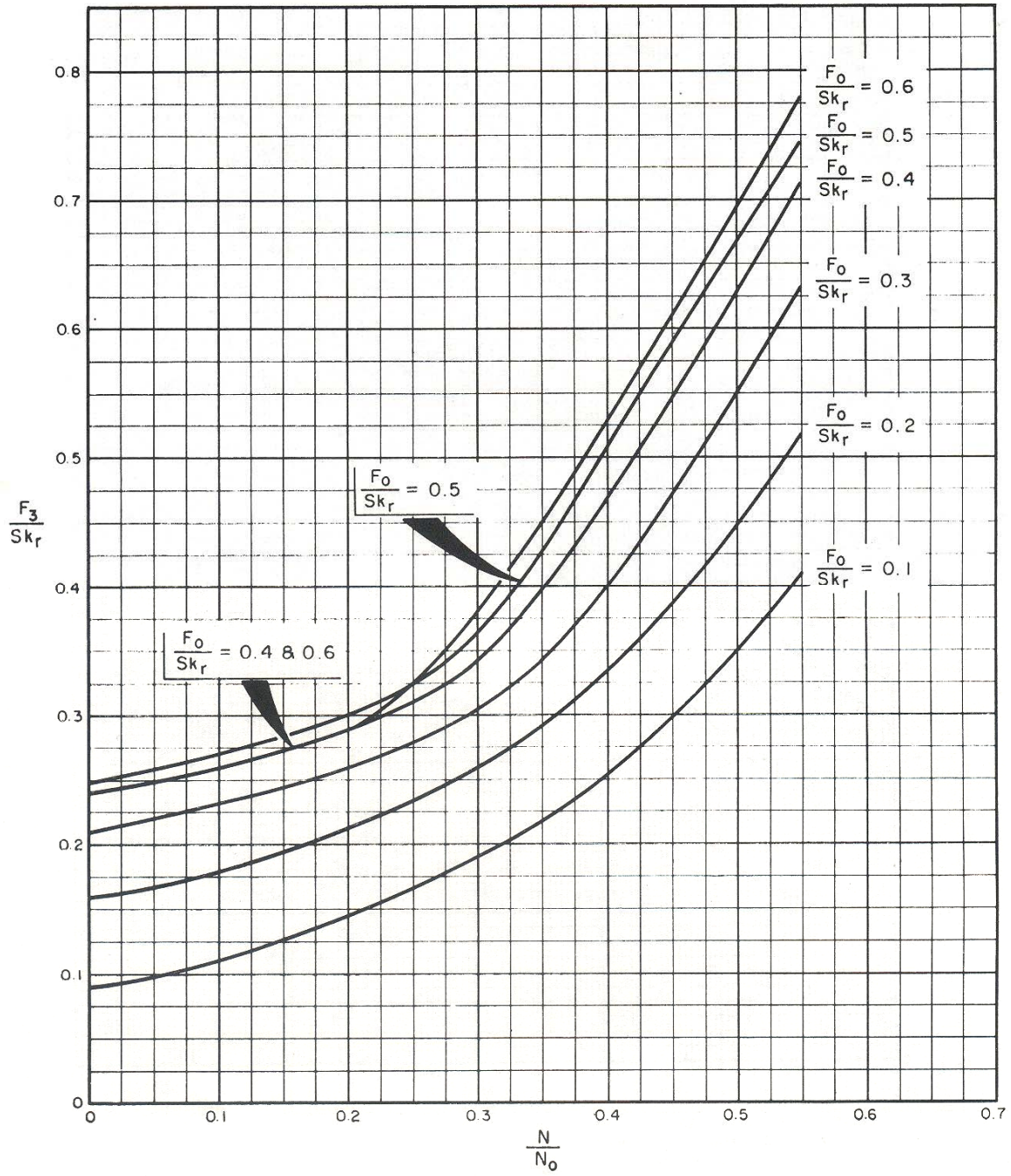


❖ FIGURA C.4 – TORQUE MÁXIMO ($2T/S^2K_r$)

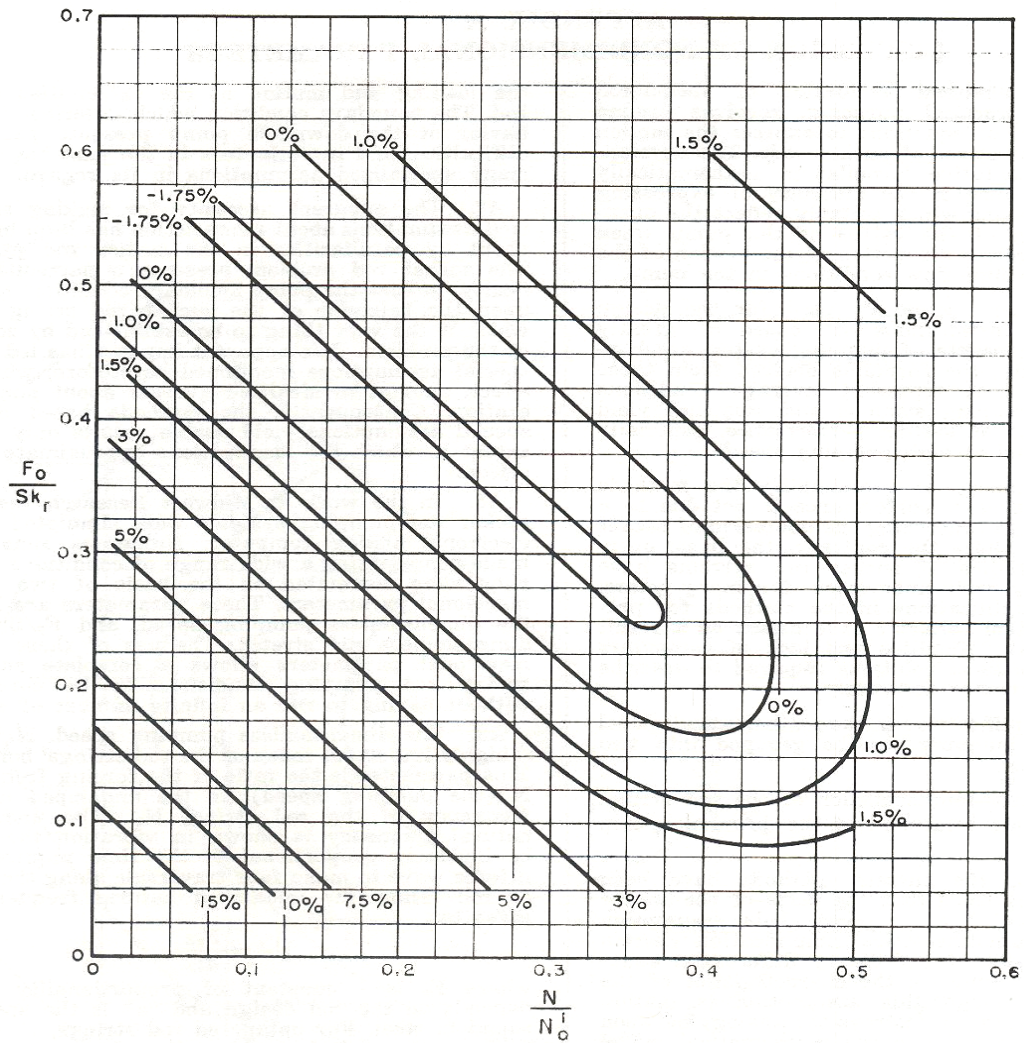


PEAK TORQUE FOR VALUES OF $W_{ft}/Sk_r = .3$ USE TORQUE ADJUSTMENT FOR OTHER VALUES OF W_{ft}/Sk_r .

❖ FIGURA C.5 – POTENCIA EN LA BARRA LISA (F_3/SK_r)



❖ FIGURA C.6 – FACTOR DE TORQUE MÁXIMO T_a (AJUSTE), PARA VALORES DE W_{rf}/S_{k_r} , O DIFERENTES DE 0,3.



TO USE: MULTIPLY % INDICATED ON CURVE BY $\frac{W_{rf}}{S_{k_r}} - 0.3$
0,1

FOR EXAMPLE: $\frac{W_{rf}}{S_{k_r}} = 0.600$

$\frac{N}{N_0} = 0.200$ $\frac{F_0}{S_{k_r}} = 0.188$

ADJUSTMENT = 3% FOR EACH 0.1 INCREASE IN $\frac{W_{rf}}{S_{k_r}}$ ABOVE 0.3

TOTAL ADJUSTMENT = 3 X 3% = 9%
 $T_a = 1.00 + 0.09 = 1.09$

NOTE: IF $\frac{W_{rf}}{S_{k_r}}$ IS LESS THAN 0.3 ADJUSTMENT BECOMES NEGATIVE

ANEXO D.
CONVERSIÓN POZOS CAMPO COLORADO

Por políticas de confidencialidad del Campo Colorado los pozos seleccionados a los que se le realizaron el diseño de Bombeo Mecánico llevaron un código alusivo que los identifica al cual en esta hoja se hacen alusión:

Pozos Activos:

- ✓ C-12 como A-1
- ✓ C-36 como A-2
- ✓ C-37 como A-3
- ✓ C-38 como A-4
- ✓ C-69 como A-5
- ✓ C-70 como A-6
- ✓ C-75 como A-7

Pozos con mejor Potencial:

- ✓ C-67 como P-1
- ✓ C-49 como P-2
- ✓ C-76 como P-3

ANEXO E. DISEÑO RODSTAR

RODSTAR-V 3.0 for Windows

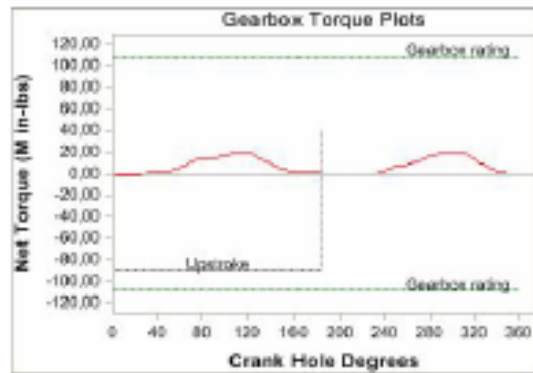
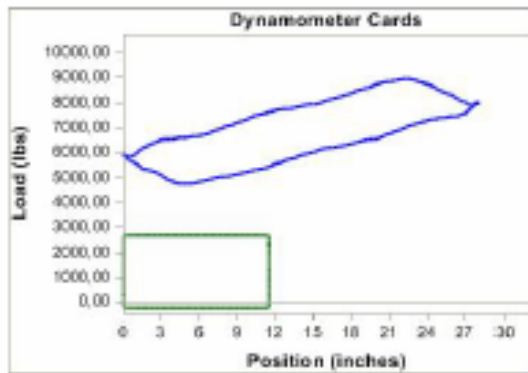
Company: Tesis UIS
 Well: A1
 Disk file: A1.rvt
 Comment: Ultimo dise?o

© Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 27/01/2008

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	9.5	Fluid level (ft from surface):	5570	Production rate (bfpd):	14	Peak pol. rod load (lbs):	8966	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	0	Oil production (BOPD):	11	Min. pol. rod load (lbs):	4737	
Tubing pres. (psi):	50	Surf box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	9.5	Polished rod HP:	1.1	
Casing pres. (psi):	.7			System eff. (Motor-xPump):	29%	Unit struct. loading:	5%	
				Permissible load HP:	10.7	PRHP / PLHP:	0.10	
				Fluid load on pump (lbs):	2653	Buoyant rod weight (lbs):	5620	
						N/Nc: 216 , Fo/SKr: 677		
Fluid properties		Motor & power meter		Required prime mover size				
Water cut:	20%	Power Meter:	Detant	(speed var. not included)	BALANCED			
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH	(Min Torq)				
Oil API gravity:	36.0	Type:	NEMA D					
Fluid sp. gravity:	0.8758							
Pumping Unit: Lufkin TC 54" or less max stroke (*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-109-170-54 (unit ID: CLCS4)				BALANCED				
Crank hole number: #3 (out of 3)				(Min Torq)				
Calculated stroke length (in): 28								
Crank Rotation with well to right: CW								
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown								
Structural unbalance (lbs): 586								
Crank offset angle (deg): 0.0								
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins):	2.375	Upstroke rod-tbg friction:	1.120	Tubing stretch (ins):	.1			
Tubing I.D. (ins):	1.995	Downstroke rod-tbg friction:	1.120	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.2			
Pump depth (ft):	5570	Tab anch. depth (ft):	5400	Gross pump stroke (ins):	11.4			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	16.7			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	70%	Minimum pump length (ft):	9.0			
Plunger size (ins):	1.25	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	4.0			
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.625	D (API)	5570	115000	73%	28949	15817	-652	API MG

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.



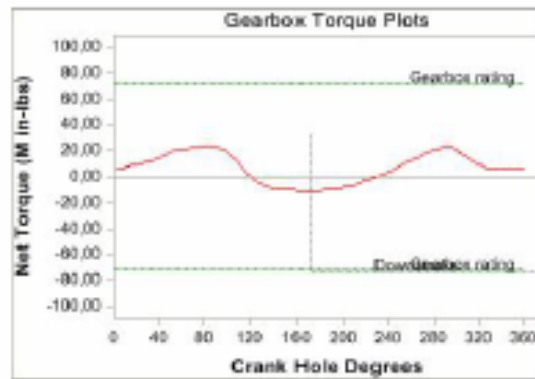
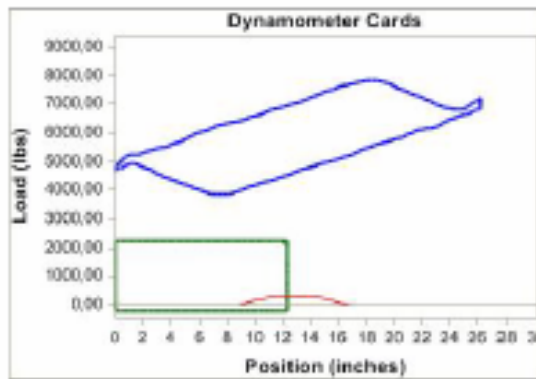
Company: Tesia UIS
 Well: A3
 Disk file: A3.nvw
 Comment: Ultima dca?o

©Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 27/01/2008

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	10	Fluid level		Production rate (bfpd):	16	Peak pol. rod load (lbs):	7831	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	4776	Oil production (BOPO):	14	Min. pol. rod load (lbs):	3844	
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	0	Strokes per minute:	10	Polished rod HP:	1.1	
Casing pres. (psi):	27	Sauf box ft. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	24%	Unit struct. loading:	45%	
				Permissible load HP:	7.4	PRHP / PLHP:	0.15	
				Fluid load on pump (lbs):	2250	Buoyant rod weight (lbs):	4817	
						N/No: .105, Fo/SKr: .528		
Fluid properties		Motor & power meter		Required prime mover size				
Water cut:	10%	Power Meter:	Detent	BALANCED				
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$/KWH	(speed var. not included)				
Oil API gravity:	32.0	Type:	NEMA D	(Min Torq)				
Fluid sp. gravity:	0.8789			NEMA D motor:				
				Single/double cyl. engine:				
				Multicylinder engine:				
Pumping Unit: Luffin TC 54" or less max stroke (*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-72-120-42 (unit ID: CLC87)				BALANCED				
Crank hole number: #2 (out of 3)				(Min Torq)				
Calculated stroke length (in): 26.2				Peak g'box torq (M in-lbs):				
Crank Rotation with well to right: CW				Gearbox loading:				
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Cyclic load factor:				
Structural unbalance (lbs): 0				Max. CB moment (M in-lbs):				
Crank offset angle (deg): 0.0				Counterbalance effect (lbs):				
				Daily elect. use (KWH/day):				
				Monthly electric bill:				
				Elect. cost per bbl. fluid:				
				Elect. cost per bbl. oil:				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins):	2.375	Upstroke rod-tbg friction:	1,320	Tubing stretch (ins):	.1	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.1	
Tubing I.D. (ins):	1.995	Downstroke rod-tbg friction:	1,320	Gross pump stroke (ins):	12.3	Pump spacing (in. from bottom):	14.3	
Pump depth (ft):	4776	Tab. anch. depth (ft):	4700	Pump spacing (in. from bottom):	14.3	Minimum pump length (ft):	8.0	
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Recommended plunger length (ft):	3.0			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	70%					
Plunger size (ins):	1.25	Pump friction (lbs):	200.0					
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.625	D (API)	4776	115000	63%	25248	12905	-652	API MG

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.



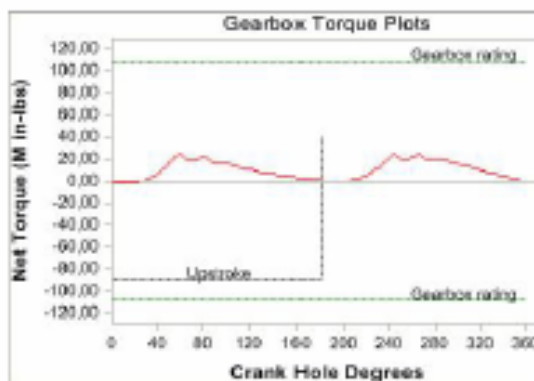
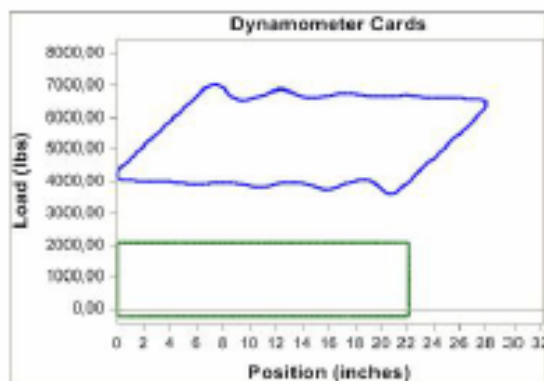
Company: Tesia UIS
 Well: A4
 Disk file: A4.rsv
 Comment: Ultimo dia 7%

© Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 3
 User: S-J
 Date: s/7edo, 26 de enero de 2008

INPUT DATA		CALCULATED RESULTS						
Target prod. (bfpd):	23	Fluid level		Production rate (bfpd):	23	Peak pol. rod load (lbs):	7047	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	3000	Oil production (BOPD):	18	Min. pol. rod load (lbs):	3580	
Tubing pres. (psf):	50	(ft over pump):	0	Strokes per minute:	4.7	Polished rod HP:	.7	
Casing pres. (psf):	1	Stuf box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	34%	Unit struct. loading:	41%	
				Permissible load HP:	4.9	PRHP / PLHP:	0.15	
				Fluid load on pump (lbs):	2088	Buoyant rod weight (lbs):	4361	
						N/No: .057	FoSKr: .199	
Fluid properties		Motor & power meter		Required prime mover size				
Water cut:	20%	Power Motor:	Detont	(speed var. not included)	BALANCED			
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$/KWH		(Min Torq)			
Oil API gravity:	37.0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:				
Fluid sp. gravity:	0.8718			Single/double cyl. engine: 3 HP				
				Multicylinder engine: 3 HP				
Pumping Unit: Luffin TC 54" or less max stroke (*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size:	C-109-170-54 (unit ID: CLC54)			BALANCED				
Crank hole number:	#3 (out of 3)			(Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	28			Peak g'box torq. (M in-lbs): 25				
Crank Rotation with well to right:	CW			Gearbox loading: 23%				
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Cyclic load factor: 1.3				
Structural unbalance (lbs):	586			Max. CB moment (M in-lbs): 67.48				
Crank offset angle (deg):	0.0			Counterbalance effect (lbs): 5433				
				Daily electr. use (KWH/day): 23				
				Monthly electric bill: \$0				
				Electr. cost per bbl. fluid: \$0.000				
				Electr. cost per bbl. oil: \$0.000				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins):	2.375	Uprstroke rod-tbg friction:	2.000	Tubing stretch (ins): .1				
Tubing I.D. (ins):	1.995	Dowstroke rod-tbg friction:	2.000	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0.1				
Pump depth (ft):	3000	Tab. anch. depth (ft):	2900	Gross pump stroke (ins): 22.0				
Pump condition:	Full	Pump load ad. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom): 9.0				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Minimum pump length (ft): 6.0				
Plunger size (ins):	1.5	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft): 2.0				
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.75	D (API)	3000	115000	34%	15725	8331	-1720	API MG

NOTE: Stress calculations include buoyancy effects.



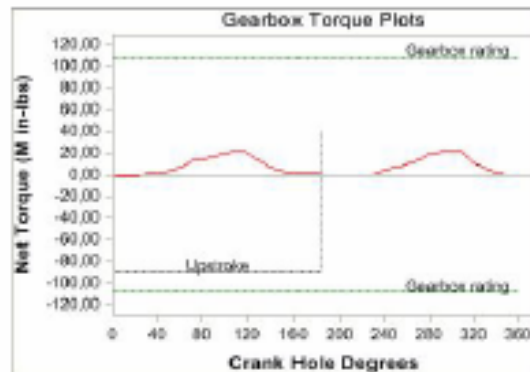
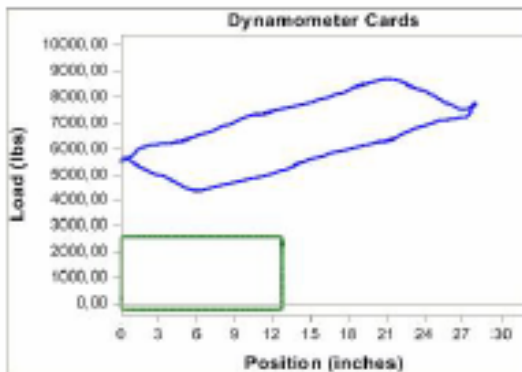
Company: Tesis UIS
 Well: A5
 Disk file: A5.nwx
 Comment: Ultima dia?o

© Tesis Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 27/01/2008

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	10	Fluid level		Production rate (bfpd):	16	Peak pol. rod load (lbs):	9665	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft from surface):	5300	Oil production (BOPD):	14	Min. pol. rod load (lbs):	4376	
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	0	Strokes per minute:	10	Polished rod HP:	1,2	
Casing pres. (psi):	,2	Staf box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	30%	Unit struct. loading:	5,1%	
				Permissible load HP:	11,1	PRRP / PLHP:	0,11	
				Fluid load on pump (lbs):	2543	Buoyant rod weight (lbs):	5344	
						N/No: ,217	Fo/SKr: ,617	
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	15%	Power Meter Distort:		Required prime mover size				BALANCED
Water sp. gravity:	1	Electr. cost \$/KWH:		(speed var. not included)				(Min Torq)
Oil API gravity:	33,0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:				3 HP
Fluid sp. gravity:	0,8812			Single/double cyl. engine:				3 HP
				Multicylinder engine:				3 HP
Pumping Unit: Lufkin TC 54" or less max. stroke (*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-109-170-54 (unit ID: CLC55)				BALANCED (Min Torq)				
Crank hole number:	#3 (out of 3)	Peak g'box torq. (M in-lbs):			22			
Calculated stroke length (in):	28	Gearbox loading:			20%			
Crank Rotation with well to right:	CW	Cyclic load factor:			1,4			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown	Max. CB moment (M in-lbs):			82,79			
Structural unbalance (lbs):	586	Counterbalance effect (lbs):			6534			
Crank offset angle (deg):	0,0	Daily electr. use (KWH/day):			34			
		Monthly electric bill:			60			
		Electr. cost per bbl. fluid:			\$0,000			
		Electr. cost per bbl. oil:			\$0,000			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins):	2,375	Upstroke rod-tbg friction:	1,120	Tubing stretch (ins):	,0			
Tubing I.D. (ins):	1,995	Downstroke rod-tbg friction:	1,120	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0,0			
Pump depth (ft):	5300	Tub. anch. depth (ft):	5250	Gross pump stroke (ins):	12,7			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Pump spacing (in. from bottom):	15,9			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	70%	Minimum pump length (ft):	9,0			
Plunger size (ins):	1,25	Pump friction (lbs):	200,0	Recommended plunger length (ft):	4,0			
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0,9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
,625	D (API)	5300	115000	71%	27968	14640	-652	API MG

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.



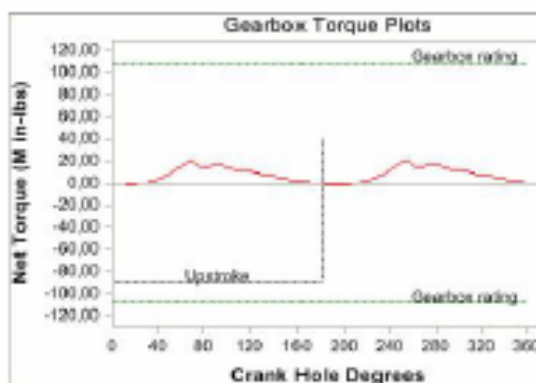
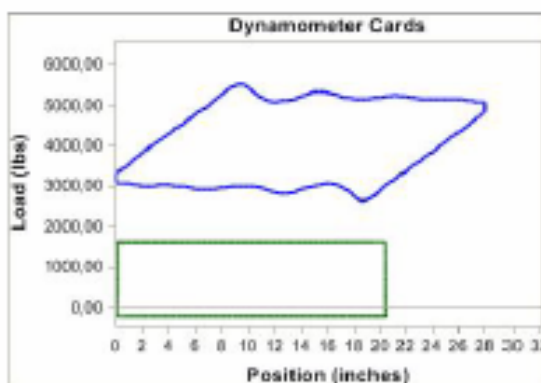
Company: Tesia UIS
 Well: A6
 Disk file: A6.rsv
 Comment: Ultimo dca?o

© Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 27/01/2008

INPUT DATA		CALCULATED RESULTS		
Strokes per minute:	5	Fluid level		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	3358	
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	0	
Casing pres. (psi):	.1	Stuf box fr. (lbs):	100	
Fluid properties		Motor & power meter		
Water cut:	25%	Power Meter Detent		
Water sp. gravity:	1	Elect. cost \$/KWH		
Oil API gravity:	30.0	Type:	NEMA D	
Fluid sp. gravity:	0.8724			
Pumping Unit: Luffin TC 54" or less max stroke (*)		Required prime mover size		
API size: C-109-170-54 (unit ID: CLC55)		(speed var. not included)	BALANCED	
Crank hole number:	#3 (out of 3)		(Min Torq)	
Calculated stroke length (in):	28	NEMA D motor: 3 HP		
Crank Rotation with well to right:	CCW	Single/double cyl. engine: 3 HP		
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown	Multicylinder engine: 3 HP		
Structural unbalance (lbs):	586	Torque analysis and electricity consumption		
Crank offset angle (deg):	0.0		BALANCED	
			(Min Torq)	
Tubing and pump information		Peak g'box torq. (M in-lbs): 20		
Tubing O.D. (ins):	2.375	Gearbox loading:	19%	
Tubing I.D. (ins):	1.995	Cyclic load factor:	1.3	
Pump depth (ft):	3358	Max. CB moment (M in-lbs):	49.28	
Pump condition:	Full	Counterbalance effect (lbs):	4125	
Pump type:	Insert	Daily elect. use (KWH/day):	20	
Plunger size (ins):	1.25	Monthly electric bill:	\$0	
		Elect. cost per bbl. fluid:	\$0.000	
		Elect. cost per bbl. oil:	\$0.000	
Rod string design (rod tapers calculated)		Tubing, pump and plunger calculations		
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	
.625	D (API)	3358	115000	
		Rod string stress analysis (service factor: 0.9)		
Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
40%	17721	9058	-652	API MG

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.



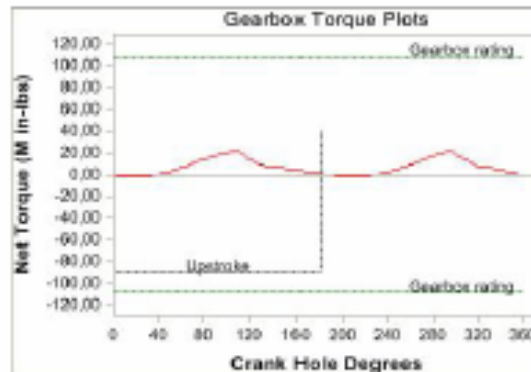
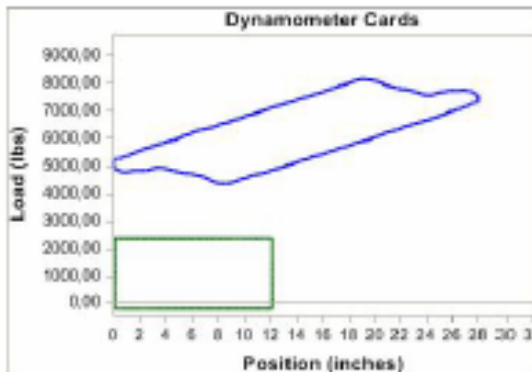
Company: Tesia Uls
 Well: A7
 Disk file: A7.rwx
 Comment:

© Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 2/01/2008

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	6	Fluid level		Production rate (bfpd):	9	Peak pol. rod load (lbs):	8167	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	5125	Oil production (BOPD):	9	Min. pol. rod load (lbs):	4376	
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	0	Strokes per minute:	6	Polished rod HP:	.7	
Casing pres. (psi):	27.8	Surf box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	26%	Unit struct. loading:	49%	
				Permissible load HP:	6.6	PRHP / PLHP:	0.10	
				Fluid load on pump (lbs):	2374	Buoyant rod weight (lbs):	5182	
						N/A: .126 , Fo/SKr: .557		
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut	1%	Power Meter	Detent	Required prime mover size				
Water sp. gravity	1	Elect. cost	\$/KWH	(speed var. not included)				
Oil API gravity	33.0	Type:	NEMA D	BALANCED				
Fluid sp. gravity	0.9516			(Min Torq)				
Pumping Unit: Luffkin TC-54" or less max stroke (*)				NEMA D motor:				
API size: C-109-170-54 (unit ID: CLCS4)				3 HP				
Crank hole number #3 (out of 3)				Single/double cyl. engine:				
Calculated stroke length (in): 28				3 HP				
Crank Rotation with well to right CW				Multicylinder engine:				
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				3 HP				
Structural unbalance (lbs): 585				Torque analysis and electricity consumption				
Crank offset angle (deg): 0.0				BALANCED				
				(Min Torq)				
Tubing and pump information				Peak g'box torq (M in-lbs): 21				
Tubing O.D. (ins): 2,375				Gearbox loading: 20%				
Tubing I.D. (ins): 1,995				Cyclic load factor: 1.4				
Upstroke rod-tbg friction: 1,840				Max. CB moment (M in-lbs): 78.84				
Dowstroke rod-tbg friction 1,840				Counterbalance effect (lbs): 6250				
Pump depth (ft): 5125				Daily elect. use (KWH/day): 21				
Tub anch. depth (ft): 5100				Monthly electric bill: \$0				
Pump condition: Full				Elect. cost per bbl. fluid: \$0.000				
Pump load adj. (lbs): 0.0				Elect. cost per bbl. oil: \$0.000				
Pump type: Insert				Tubing, pump and plunger calculations				
Pump vol. efficiency: 70%				Tubing stretch (ins): .0				
Plunger size (ins) 1.25				Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0.0				
				Gross pump stroke (ins): 12.1				
				Pump spacing (in. from bottom): 15.4				
				Minimum pump length (ft): 9.0				
				Recommended plunger length (ft): 4.0				
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.625	D (API)	5125	115000	63%	26344	14640	-652	API MG

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.



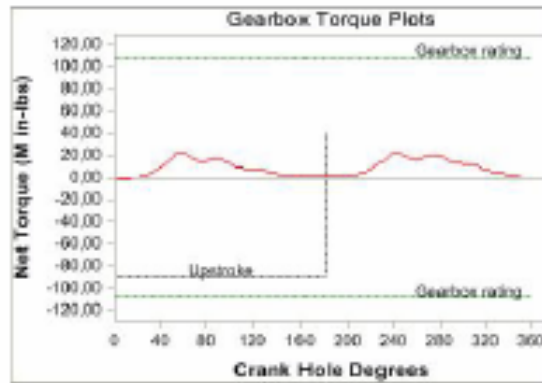
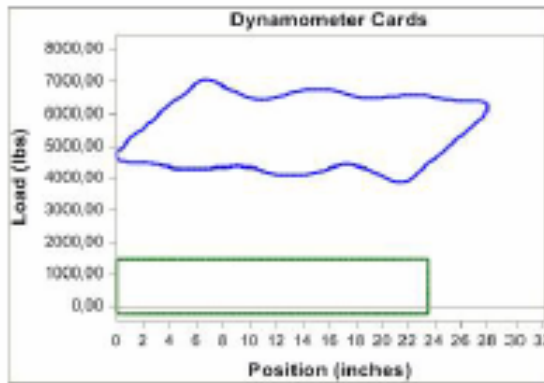
Company: Tesia Usa
 Well: P1
 Disk file: P1.rev2
 Comment: Ultima diae?o

© Tesia Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 27/01/2008

INPUT DATA		CALCULATED RESULTS			
Strokes per minute:	7	Fluid level	21	Peak pol. rod load (lbs):	7067
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	20	Min. pol. rod load (lbs):	3861
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	7	Polished rod HP:	1
Casing pres. (psi):	67	Surf. box fr. (lbs):	27%	Unit struct. loading:	47%
			7.4	PRHP / PLHP:	0.14
			1483	Buoyant rod weight (lbs):	4807
				N/N _{cr} .094 , Fo/SKr: .156	
Fluid properties		Motor & power meter			
Water cut:	5%	Power Motor Defeat:			
Water sp. gravity:	1	Electr. cost \$/KWH:			
Oil API gravity:	35.0	Type:	NEMA D		
Fluid sp. gravity:	0.8574				
Pumping Unit: Luffin TC 54" or less max stroke (*)		Required prime mover size			
API size: C-109-170-54 (unit ID: CLC55)		BALANCED			
Crank hole number:	#3 (out of 3)	(speed var. not included) (Min Torq)			
Calculated stroke length (in):	28	NEMA D motor:			
Crank Rotation with well to right:	CW	Single/double cyl. engine:			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown	Multicylinder engine:			
Structural unbalance (lbs):	586	Torque analysis and			
Crank offset angle (deg):	0.0	electricity consumption			
		BALANCED			
		(Min Torq)			
Tubing and pump information		Peak g'box torq. (M in-lbs):			
Tubing O.D. (ins):	2.375	23			
Tubing I.D. (ins):	1.995	Gearbox loading:			
Pump depth (ft):	3300	21%			
Pump condition:	Full	Cyclic load factor:			
Pump type:	Insert	1.3			
Plunger size (ins):	1.25	Max. CB moment (M in-lbs):			
		69.56			
		Counterbalance effect (lbs):			
		5583			
		Daily electr. use (KWH/day):			
		29			
		Monthly electric bill:			
		\$0			
		Electr. cost per bbl. fluid:			
		\$0.000			
		Electr. cost per bbl. oil:			
		\$0.000			
Rod string design (rod tapers calculated)		Tubing, pump and plunger calculations			
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)
.75	D (API)	3300	115000	32%	15820
					Top Minimum Stress (psi)
					9016
					Bot. Minimum Stress (psi)
					-453
					Stress Calc. Method
					API MG

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.



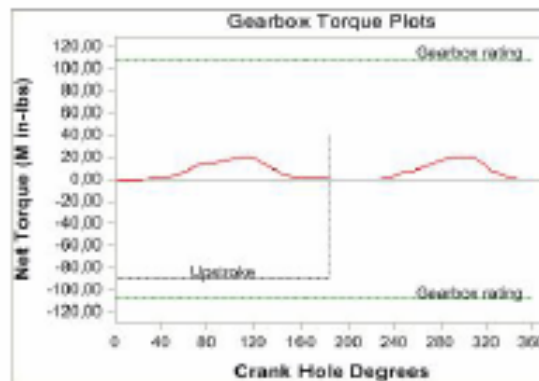
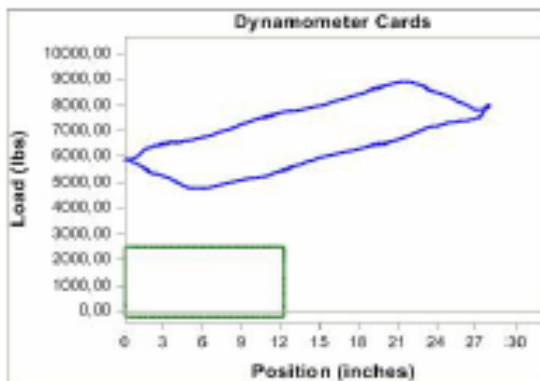
Company: Tesis UIS
 Well: P2
 Disk file: P2.rwx
 Comment:

© Tesis Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 2/01/2008

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	9.5	Fluid level		Production rate (bfpd):	15	Peak pol. rod load (lbs):	8888	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft. from surface):	5584	Oil production (BOPD):	14	Min. pol. rod load (lbs):	4738	
Tubing pres. (psi):	50	(ft. over pump):	0	Strokes per minute:	9.5	Polished rod HP:	1.1	
Casing pres. (psi):	50	Surfbox fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	29%	Unit struct. loading:	52%	
				Permissible load HP:	10.8	PRHP / PLHP:	0.11	
				Fluid load on pump (lbs):	2402	Buoyant rod weight (lbs):	5663	
						N/No. .217 , Fo/SKr. .637		
Fluid properties		Motor & power meter		Required prime mover size				
Water cut	3%	Power Motor	Dalort	(speed var. not included)	BALANCED			
Water sp. gravity	1	Electr. cost	\$/KWH		(Min Torq)			
Oil API gravity	38.0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:	3 HP			
Fluid sp. gravity	0.8398			Single/double cyl. engine:	3 HP			
				Multicylinder engine:	3 HP			
Pumping Unit: Lufkin TC 54" or less max stroke (*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-109-170-54 (unit ID: CLCS4)				BALANCED				
Crank hole number	#3 (out of 3)			(Min Torq)				
Calculated stroke length (in):	28			Peak g'box torq. (M in-lbs):	20			
Crank Rotation with well to right:	CW			Gearbox loading:	18%			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Cyclic load factor:	1.4			
Structural unbalance (lbs):	586			Max. CB moment (M in-lbs):	86.83			
Crank offset angle (deg):	0.0			Counterbalance effect (lbs):	6824			
				Daily electr. use (KWH/day):	31			
				Monthly electric bill:	\$0			
				Electr. cost per bbl. fluid:	\$0.000			
				Electr. cost per bbl. oil:	\$0.000			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (in):	2.875	Upstroke rod-tbg friction:	1.120	Tubing stretch (in):	.0			
Tubing I.D. (in):	2.441	Downstroke rod-tbg friction:	1.120	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.1			
Pump depth (ft):	5584	Tub. anch. depth (ft):	5500	Gross pump stroke (in):	12.3			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	16.8			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	70%	Minimum pump length (ft):	9.0			
Plunger size (in):	1.25	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	4.0			
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.625	D (API)	5584	115000	71%	28696	15819	-652	API MG

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.



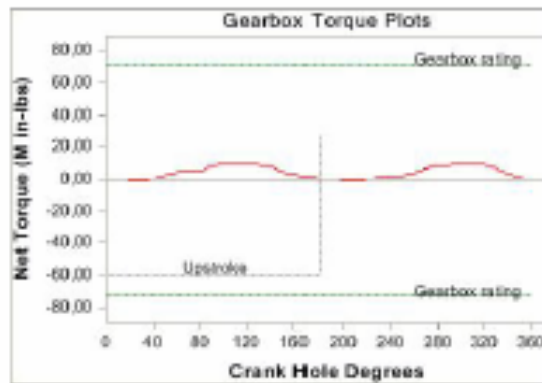
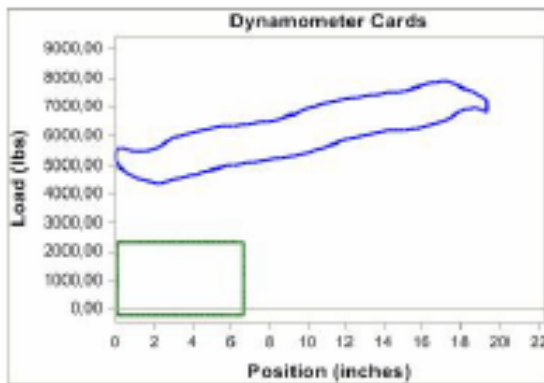
Company: Tesia UIS
 Well: P3
 Disk file: P-3.nvw
 Comment:

© Theta Enterprises, Inc.
 Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 2
 User: S-J
 Date: 27/01/2008

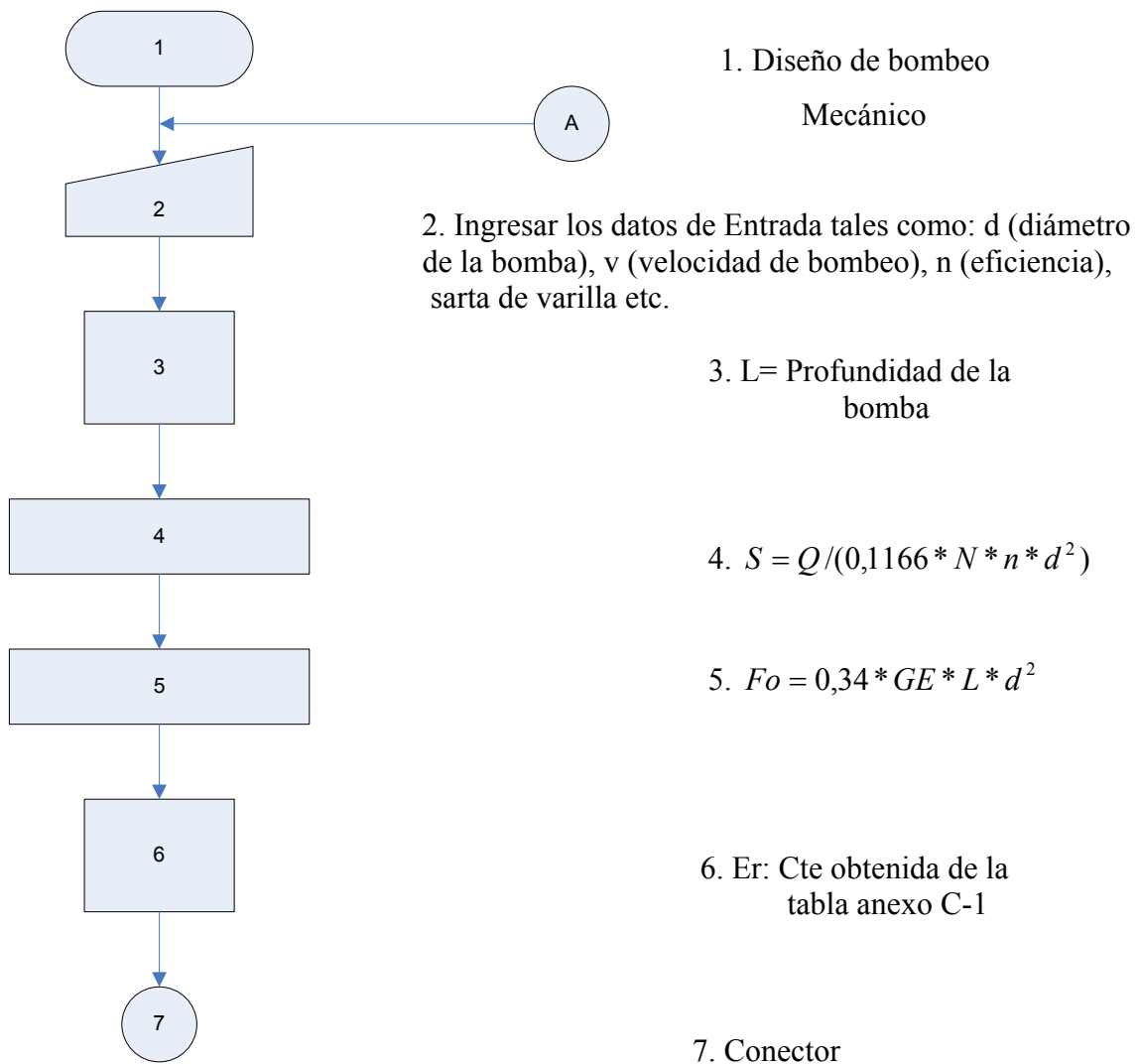
INPUT DATA		CALCULATED RESULTS	
Strokes per minute:	12	Fluid level	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	5040
Tubing pres. (psi):	90	(ft over pump):	0
Casing pres. (psi):	10.2	Surf box fr. (lbs):	100
Fluid properties		Motor & power meter	
Water cut:	1%	Power Motor:	Datort
Water sp. gravity:	1	Elect. cost:	\$/KWH
Oil API gravity:	37.0	Type:	NEMA D
Fluid sp. gravity:	0.8414		
Pumping Unit: Lufkin TC-54" or less max stroke (*)		Required prime mover size	
API size: C-72-120-42 (unit ID: CLC86)		(speed var. not included)	BALANCED
Crank hole number:	#3 (out of 3)		(Min Torq)
Calculated stroke length (in):	19.4	NEMA D motor:	
Crank Rotation with well to right:	CW	3 HP	
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown	Single/double cyl. engine:	
Structural unbalance (lbs):	0	3 HP	
Crank offset angle (deg):	0.0	Multicylinder engine:	
		3 HP	
Tubing and pump information		Torque analysis and electricity consumption	
Tubing O.D. (ins):	2.375	BALANCED	
Tubing I.D. (ins):	1.995	(Min Torq)	
Pump depth (ft):	5040	Peak g'box torq. (M in-lbs):	10
Pump condition:	Full	Gearbox loading:	13%
Pump type:	Insert	Cyclic load factor:	1.4
Plunger size (ins):	1.25	Max. CB moment (M in-lbs):	59.55
		Counterbalance effect (lbs-ft):	6160
		Daily elect. use (KWH/day):	22
		Monthly electric bill:	\$0
		Elect. cost per bbl. fluid:	\$0.000
		Elect. cost per bbl. oil:	\$0.000
Rod string design (rod tapers calculated)		Tubing, pump and plunger calculations	
Upstroke rod-tbg friction:	1,390	Tubing stretch (ins):	.0
Downstroke rod-tbg friction:	1,390	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0
		Gross pump stroke (ins):	6.6
		Pump spacing (in. from bottom):	15.1
		Minimum pump length (ft):	8.0
		Recommended plunger length (ft):	4.0
		Rod string stress analysis (service factor: 0.9)	
Plunger size (ins):	1.25	Stress Load %	58%
		Top Maximum Stress (psi)	25430
		Top Minimum Stress (psi)	14621
		Bot. Minimum Stress (psi)	-2676
		Stress Calc. Method	API MG

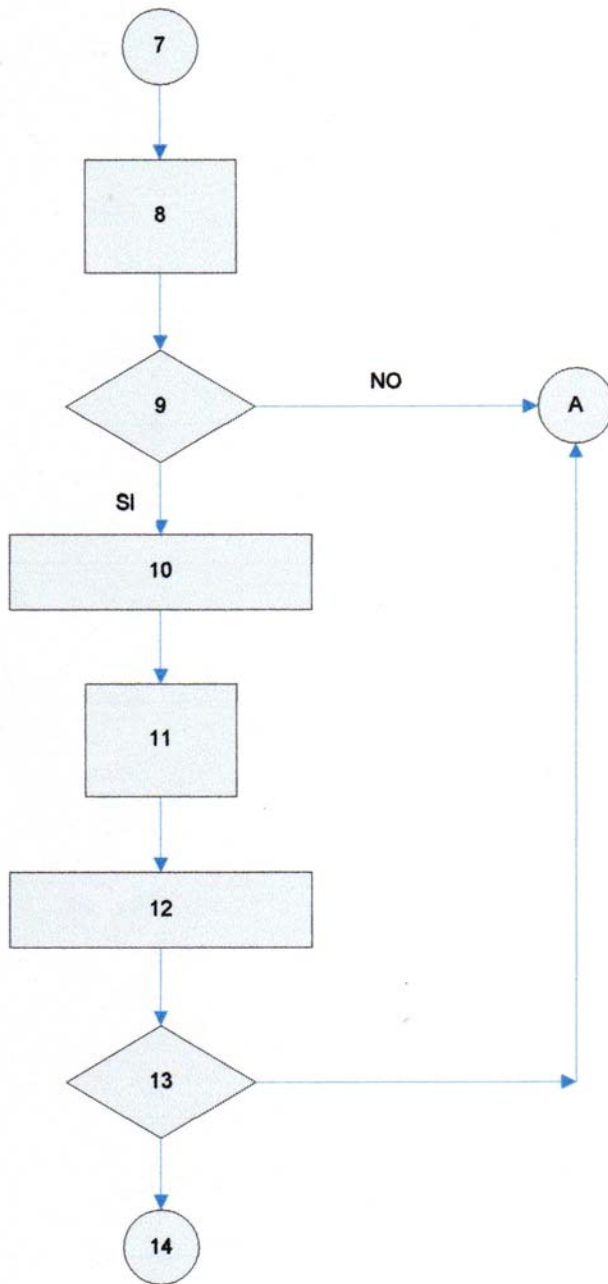
NOTE: Stress calculations include buoyancy effects.



ANEXO F.
DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA USADA PARA EL DISEÑO DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO
IMPLEMENTANDO EL MÉTODO API RP 11L

En el diagrama de flujo que se encuentra a continuación se hace una muestra de la metodología empleada para la elaboración del diseño.





7. Conector

8. $SKR = S / ER * L$

9. ¿No excede el límite máximo de elasticidad de las varillas? $F_o / SKR < 0,5$

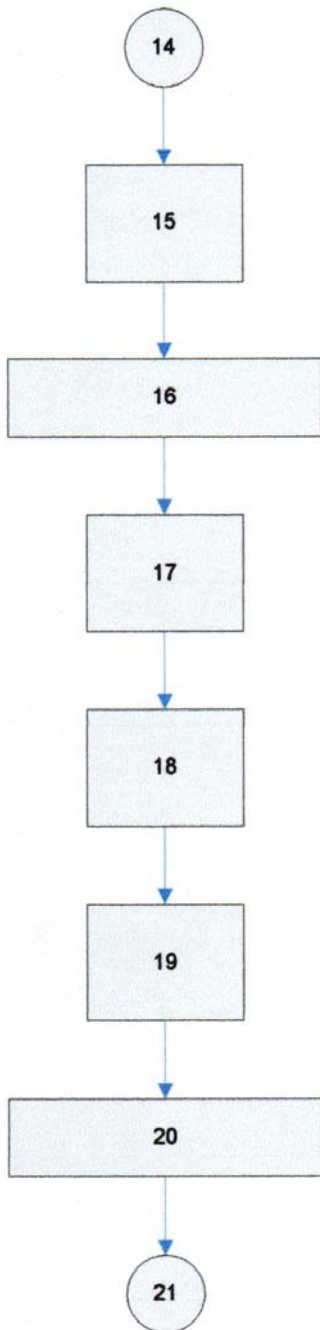
10. $(N / N_o) = N * L / 24500$

11. F_c : Tomado de la tabla anexo C-1

12. $N / N_o' = (N / N_o) / F_c$

13. ¿Cumple con la condición de resonancia de las varillas? $N / N_o' < 0,35$

14. Conector



14. Conector

15. Sp/S : tomado de la gráfica C-1, cruzando Fo/SKR y N/No

$$16. BPD = 0,1166 * N * S * (Sp/S)d^2$$

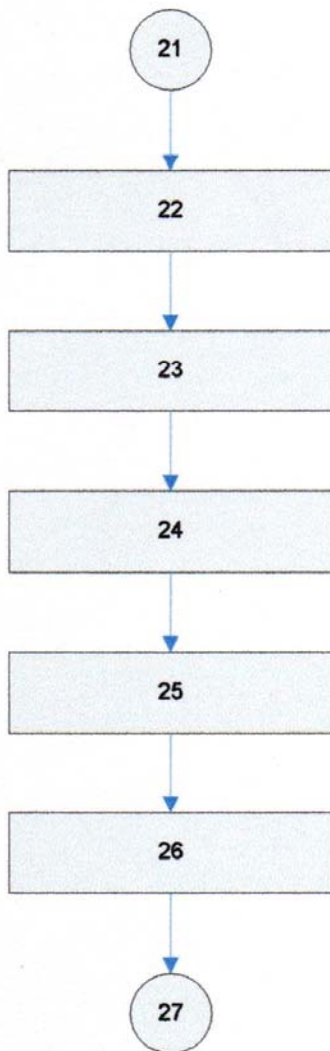
17. Wr : Tomado de la tabla anexo C-1

$$18. WRF = Wr * L$$

$$19. A = (\pi * d^2) / 4$$

$$20. TA = 1 + [\%FiganexoC - 5((WRF / SKR) - 0,3) * 10]$$

21. Conector



21. Conector

22. $PPRL = WRF + 0,35((F_1 / SKR) * SKR)$
 F_1/SKR : tomado de la figura anexo C-2

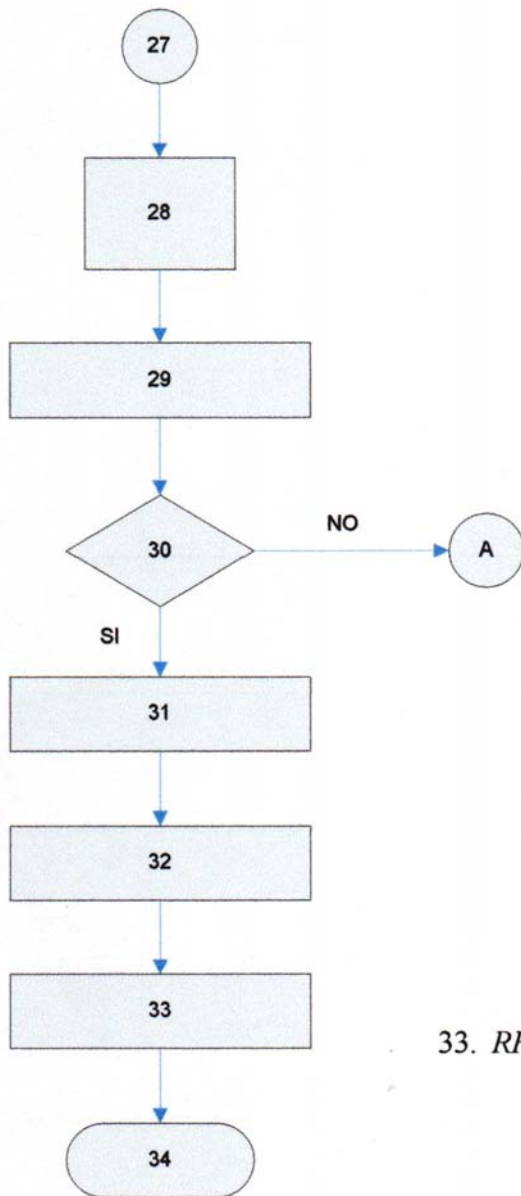
23. $MPRL = WRF - (F_2 / SKR) * SKR$
 F_2/SKR : tomado de la figura anexo C-3

24. $CBL = 1,06 * (WRF + (F_o / 2))$

25. $PT = (2T / S^2 Kr) * SKR(S / 2) * TA$
 $2T/S^2Kr$: tomado de la figura anexo C-4

26. Rod Stress = $PPRL/TA$

27. Conector



27. Conector

$$28. S_{\min} = MPRL / AREA$$

$$29. S_A = (T/4 + 0,5625 * S_{\min}) * SF$$

30. ¿La sarta de varillas no excede el limite de stress permitido?

$$\text{Rod stress} < S_A$$

$$31. Carga = C * L * S * SF * GE$$

32. Capacidad de Carga y RPM carga entera

$$33. RPM = 1200 - \left[\frac{Carga(1200 - RPMcargaentera)}{Capcarga} \right]$$

34. Diseño OK

GLOSARIO

- Colorado: campo-escuela entre el convenio UIS-ECOPETROL, localizado geográficamente en la vereda los colorados, corregimiento de yarima, en el municipio de San Vicente de chucurí, departamento de Santander.
- Barril: cilindro que envuelve a la bomba de subsuelo. puede tener un tipo de pared gruesa o delgada según el diseño.
- Bomba de revestimiento: versión sobredimensionada de la bomba de varilla. Puede manejar grandes ratas de producción.
- Bomba de subsuelo: componente primario del equipo de subsuelo en un sistema de levantamiento artificial en bombeo mecánico, que permite levantar fluidos a superficie. La conforman básicamente: un barril, un pistón y dos válvulas (llamadas válvula fija y viajera).
- Bomba de tubería: tipo de bomba utilizada para grandes ratas de producción y pozos someros. Hace parte integral de la sarta de producción.
- Bomba de varilla: tipo de bomba fácil de reparar y cambiar debido a que no hace parte de la tubería de producción. Tiene la desventaja de no manejar altos volúmenes de fluido.

- Bombeo Mecánico: sistema de levantamiento artificial donde se transmite fuerza a la bomba de subsuelo para extraer fluidos del yacimiento.
- Carta dinamométrica de bomba: esquema gráfico utilizado para registrar la carrera y las cargas que soporta el pistón; además registra el estado de las válvulas de la bomba y permite detectar posibles escapes en la tubería.
- Ciclo de bombeo: movimiento periódico que realiza el sistema para extraer fluidos desde el pozo hasta superficie.
- Curva de desempeño de influjo: curva matemática que representa la habilidad de un pozo para aportar fluidos.
- Dinamómetro: instrumento que mide cargas y esfuerzos durante el ciclo de bombeo.
- Eficiencia volumétrica de la bomba: fracción expresada como la relación entre el volumen de líquido en la bomba y el desplazamiento volumétrico PD.
- Estado mecánico: representación gráfica de la configuración mecánica de un pozo desde la cabeza hasta el fondo del hueco.

- Flujo multifásico: flujo que considera aceite, agua y gas dentro de la tubería. Dependiendo de la disposición de estos se presentan diferentes regímenes de flujo.
- Índice de productividad: capacidad de aporte de fluidos de la formación al pozo.
- Intervalo productor: zona en donde la tubería de revestimiento ha sido perforada, a la altura donde se encuentra el yacimiento.
- Límite elástico: máximo esfuerzo que un material dado puede resistir sin que sufra deformación permanente.
- Presión de descarga de la bomba: presión con la que salen los fluidos de la bomba a la tubería de producción.
- Presión de entrada a la bomba (PIP): presión con la que son succionados los fluidos al interior de la bomba de subsuelo. Es uno de los principales factores que influencia el comportamiento del sistema en situaciones de bombeo gaseoso. Mientras la presión de entrada sea mayor, el gas puede ser manejado con facilidad dentro de la bomba.

- Presión de fondo fluyendo: es la presión de producción en el fondo del pozo. La diferencia entre la presión estática y la de fondo fluyendo es el abatimiento de presión.
- Presión estática de yacimiento: es la presión del fluido dentro del espacio poroso, a condiciones iniciales del yacimiento.
- Pistón: émbolo que barre verticalmente el interior del barril de la bomba. Esta disponible en diferentes diámetros, siendo los más comunes: 1 ¼, 1 ½, 1 ¾ y 2 pulgadas.
- Sarta de varillas: elementos elásticos comúnmente fabricados en acero que transmite el movimiento de la unidad a la bomba de subsuelo de manera recíproca.
- Sumergencia de la bomba: nivel de fluido en pies que cubre la bomba de subsuelo.
- TWM (Total Well Manager): programa utilizado por “Echometer” para la corrida e interpretación de dinagramas.

- Unidad de bombeo: parte primaria del equipo superficie en bombeo mecánico que convierte el movimiento rotacional (motor), en movimiento pendular.
- Válvula fija: elementos (Bola y asiento) que se encuentran adheridos al barril de la bomba y actúan como una válvula de succión.
- Válvula viajera: válvula que permite evacuar fluido del interior del cilindro de la bomba a la tubería de producción. Se mueve a la par con el pistón de la bomba.