

**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DYNAPUMP EN UN CAMPO DE PRODUCCION DE
PETROLEO**

**EMIRO JOSE OSPINO RANGEL
DIANA CAROLINA BADILLO HERNANDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DYNAPUMP EN UN CAMPO DE PRODUCCION DE
PETROLEO**

**EMIRO JOSE OSPINO RANGEL
DIANA CAROLINA BADILLO HERNANDEZ**

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

**Director
M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2010**

DEDICATORIA

A Dios por haberme regalado el don maravilloso de la vida, por haber puesto personas tan maravillosas en mi camino y por permitirme vivir la hermosa experiencia de ser Padre.

A mi Jassi y mi Juanfe por ser mi inspiración, mi motivo para salir siempre adelante. Gracias mis dos amores por alegrarme la vida en cada momento.

A mis padres, Emiro y Ellys, por apoyarme en todo momento, por darme la oportunidad de estudiar, por ser mis amigos y confidentes y sobre todo por brindarme tanto amor y hacerme el hijo más afortunado del mundo.

A mi hermanita, Indi, para recordarle que con esfuerzo, confianza y dedicación es posible alcanzar todos nuestros sueños. Te quiero mucho mi hermanita linda.

A mi sobrinita, María Camila, para que tenga presente que su tío siempre estará allí para apoyarle y brindarle su amor incondicional.

Para mis amigos, por estar con mígo en las buenas y en las malas, por sus buenos consejos y deseos. Los quiero mis hermanos.

Con cariño, Emiro José.

DEDICATORIA

A Dios por hacerme quien soy, por adornar mi vida con personas tan valiosas y por darme la fortaleza para alcanzar mis metas.

A mi madre Gloria Isabel por su amor y sacrificio, por darme las herramientas para salir adelante, porque ha sido inspiración y guía en mi camino.

A mi padre Edgar Armando por su amor y compañía; padre, confiando en Dios todo se puede lograr.

A mis hermanos Diego Armando y Mónica Tatiana, porque además de hermanos son mis amigos y siempre están presentes en mis pensamientos.

A mis nonitos Graciela y Juan, a mis tíos Graciela, Soraya y Miguel, por su amor y toda la ayuda que me han brindado, son muy importantes para mí, los tengo siempre en mi corazón.

A mi novio Marco Andrés por su amor, compañía y apoyo, su presencia alegra mi vida. Te adoro.

A mis compañeros de la Coral UIS, porque conocerlos ha sido una experiencia muy valiosa.

A mis amigos, cada sonrisa que me regalan es una bendición, mil abrazos.

Diana Carolina Badillo Hernández

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director, el ingeniero **Fernando Enrique Calvete Gonzales**, por su apoyo incondicional, sus constantes consejos y por su gran dedicación.

Al Ingeniero **Leonardo Arzuza Duran**, por su colaboración y soporte en el área de bombeo mecánico.

Al Ingeniero **Jhon Walker Muete**, por su ayuda en la selección del tema a tratar en el proyecto.

A los Ingenieros **Jorge Sachica** y **Oscar Vanegas**, por su calidad humana y su enorme contribución al desarrollo de este trabajo como calificadores del proyecto.

A nuestros amigos y a todas las personas que de una u otra forma ayudaron a la culminación exitosa de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	24
1.1 EQUIPO DE SUPERFICIE	26
1.1.1 Motor	26
1.1.2 Unidades de bombeo mecánico	27
1.1.2.1 Unidades de bombeo convencional	27
1.1.2.2 Unidad de bombeo MARK II	28
1.1.2.3 Unidad de bombeo balanceada por aire	29
1.1.2.4 Diseño de la unidad	30
1.1.3 Caja reductora	31
1.1.4 Barra lisa	31
1.1.5 Cabezal de pozo	31
1.2 EQUIPO DE SUBSUELO	31
1.2.1 Sarta de varillas	31
1.2.1.1 Varillas API	33
1.2.1.2 Varillas API UPCO	34
1.2.1.3 Varillas no API	34
1.2.2 Barras de peso	35
1.2.3 Tuberías de producción	36
1.2.4 Bombas de subsuelo	37
1.2.4.1 Partes estructurales de una bomba de subsuelo	37
1.2.4.2 Tipos de bomba de subsuelo	41
1.3 FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL FONDO DEL POZO	46
1.3.1 Funcionamiento de la bomba de subsuelo	47
1.3.1.1 Acción de la válvula debido a la carga del fluido	48
1.3.1.2 Desplazamiento de la bomba y escurrimiento	51
1.4 MEDICIONES DE CAMPO	53
1.5 RANGO DE APLICACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO	55
1.6 MEDICIONES DE CAMPO	56
1.6.1 El sistema dinamométrico	56
1.7 CONTROLADOR DE BOMBEO	58
1.7.1 Operación de los controladores de bombeo	58
1.8 FORMAS DE REDUCIR LOS COSTOS DE PRODUCCION PARA EL BOMBEO MECANICO	60
1.8.1 Mejorando la eficiencia de energía	61
1.8.1.1 Perdidas en fondo	61
1.8.1.2 Pérdidas en la superficie	63
1.8.1.3 Eficiencia Óptima de Energía	64
1.8.2 Selección del modo apropiado de bombeo	65

2. UNIDAD DE BOMBEO DYNAPUMP	68
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DYNAPUMP	68
2.1.1 Unidad de bombeo	70
2.1.1.1 Modelos DynaPump	71
2.1.2 Unidad motriz	78
2.2 DISEÑO BASICO DEL SISTEMA	79
2.3 VENTAJAS QUE PRESENTA EL SISTEMA DYNAPUMP SOBRE EL LEVANTAMIENTO MEDIANTE BALANCÍN	81
2.4 DESVENTAJAS DE LA UNIDAD DYNAPUMP	86
2.5 ACCESORIOS DEL SISTEMA	87
2.6 CASOS DE ESTUDIO	87
2.6.1 DynaPump reduce los costos de diluyente en un 63% en Venezuela	88
2.6.2 DynaPump elimina los altos costos de mantenimiento por rotura de varillas, en el campo Wasson S. Clearfork, de la OxypermianBasin	89
2.6.3 Aplicación de la unidad Dynapum, en un pozo CBM en la cuenca blackwarrior cerca a Tuscaloosa, AL	90
3. DISEÑO DE INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECANICO	91
3.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO	92
3.1.1 Factores a considerar	92
3.1.2 Comportamiento de producción	96
3.1.2.1 Índice de productividad	96
3.1.2.2 Índice de productividad constante	96
3.1.2.3 Índice de productividad variable	96
3.1.3 Comportamiento de producción de pozos horizontales	99
3.1.4 Análisis nodal	100
3.1.4.1 Análisis nodal en bombeo mecánico	100
3.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO EN BOMBEO MECANICO	106
3.2.1 Desarrollo del Método API RP-11L	106
3.2.1.1 Ejemplo de aplicación	109
3.2.1.2 Solución	109
3.2.2 Método API modificado	120
3.2.3 Método de la ecuación de onda	121
3.2.3.1 Simulación del comportamiento de una sarta de varillas	121
3.2.3.2 El modelo de Gibbs	121
3.2.4 Diseño de la sarta de varillas	125
3.2.4.1 Cargas en las varillas	125
3.2.4.2 Análisis de esfuerzos	129
3.2.4.3 Diagrama de Goodman modificado	129
3.2.4.4 Factores de servicio	131

3.2.4.5 Ecuación para el desarrollo del diagrama de Goodman	131
3.2.4.6 Análisis de esfuerzo para varillas Electra	132
3.2.4.7 Análisis de esfuerzos para varillas Norris 97, LTV HS y UPCO 50K	132
3.3 PROGRAMAS QUE FACILITAN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBAO MECANICO	133
3.3.1 Wellflo software	133
3.3.2 Aplicaciones	134
3.3.3 Modelado de Influjo de Pozo y Completamiento	134
3.3.4 Software de diseño Qrod	135
4. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO PARA UN CAMPO DE PRODUCCION DE PETROLEO, UTILIZANDO UNIDADES DYNAPUMP	136
4.1 CARACTERISTICAS DEL POZO UIS 75	136
4.1.1 Estado mecánico del pozo UIS 75	138
4.1.2 Índice de productividad del pozo UIS 75	141
4.1.3 Análisis nodal del pozo perteneciente al campo Ilanito	146
4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO UTILIZANDO UNA UNIDAD TIPO BALANCIN	155
4.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO UTILIZANDO UNA UNIDAD DYNAPUMP	160
4.4 ANALISIS DE RESULTADOS	165
5. ANALISIS ECONOMMICO	170
5.1 DESARROLLO DEL ANÁLISIS	170
5.1.1 Inversión inicial	171
5.1.2 Ingresos	171
5.1.3 Costos de operación y mantenimiento	174
5.1.4 Impuestos	174
5.1.5 Depreciación	175
5.1.6 Flujo de efectivo	176
5.2 EVALUACIÓN DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO	179
5.2.1 Valor presente neto (VPN)	179
5.2.2 Tasa interna de retorno (TIR)	179
5.2.3 Tiempo de la Recuperación de la Inversión O PAYBACK TIME	180
5.2.3.1 Payback Simple	181
5.2.3.2 Payback Ajustado	181
5.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS	181
5.3.1 Valor Presente Neto (VPN)	182
5.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	187
5.3.3 PayBack Ajustado	193
5.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	196

6. CONCLUSIONES	198
7. RECOMENDACIONES	199
8. BIBLIOGRAFÍA	200
9. ANEXOS	203

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Esquema de un sistema de bombeo mecánico.	25
Figura 1.2. Unidad de bombeo convencional.	27
Figura 1.3. Unidad de bombeo Mark II.	28
Figura 1.4. Unidad de bombeo balanceada por aire.	29
Figura 1.5. Descripción de una unidad de bombeo, según la norma API.	30
Figura 1.6. Diseño adecuado de selección de varillas.	32
Figura 1.7. Varilla API.	34
Figura 1.8. Esquema general de una bomba de subsuelo.	38
Figura 1.9. Nomenclatura API para bombas de subsuelo.	42
Figura 1.10. Comportamiento de la válvula fija y viajera dura el ciclo de embolada.	47
Figura 1.11. Carga sobre el pistón vs posición para una bomba llena.	50
Figura 1.12. Instalación de un dinamómetro.	57
Figura 1.13. Carta dinagráfica.	57
Figura 1.14. Eventos que dan lugar al golpe de fluido, como una condición de estado estacionario.	59
Figura 1.15. Operación del controlador de bomba.	60
Figura 1.16 Flujo de energía en el sistema de bombeo mecánico.	62
Figura 1.17. Máximas eficiencias de levantamiento para diferentes combinaciones de sartas vs. Tamaño de bomba produciendo 500bpd a 6.000ft.	67
Figura 2.1 Unidad de bombeo DynaPump.	69
Figura 2.2. Medidas de la unidad.	71
Figura 2.3. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 5 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.	72
Figura 2.4. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 7 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.	73
Figura 2.5. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 9 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.	75
Figura 2.6. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 11 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.	76
Figura 2.7. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 13 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.	77
Figura 2.8. Dimensiones de la unidad de potencia.	79
Figura 2.9. Esquema del cilindro triple del sistema DynaPump.	80
Figura 2.10. Longitud de carrera de fondo del DynaPump vs la del sistema balancín.	82
Figura 2.11. Efecto del controlador de bomba vacía en la producción.	84
Figura 2.12. Dynapilot.	87

Figura 3.1. Caudal manejado por bombeo mecánico vs profundidad.	93
Figura 3.2. Costos de inversión en función de la profundidad y del caudal.	94
Figura 3.3. Regiones de mínima inversión de diferentes métodos de levantamiento.	95
Figura 3.4. Comportamiento del pozo con índice de productividad constante.	97
Figura 3.5. Comportamiento del pozo con índice de productividad variable.	97
Figura 3.6. Comportamiento de producción según Vogel	99
Figura 3.7. Relación entre los parámetros n y V de Bendakhlia y Aziz con el factor de recobro.	100
Figura 3.8. Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico.	102
Figura 3.9. Grafico del análisis nodal.	103
Figura 3.10. Análisis nodal con sensibilidad a la velocidad de bombeo (SPM).	104
Figura 3.11. Análisis nodal con sensibilidad a la longitud de la embolada (pulgadas).	105
Figura 3.12. Parámetros del método API RP 11L	107
Figura 3.13. Similitud de las cartas dinagráficas en función de los parámetros adimensionales API RP 11L.	108
Figura 3.14. Relación adimensional ($F1/Skr$) para el calcular carga máxima en la barra lisa.	112
Figura 3.15. Relación adimensional ($F2/Skr$) para calcular carga mínima en la barra lisa.	131
Figura 3.16. Relación adimensional ($2T/S^2kr$) para calcular torque máximo en la caja de engranajes.	
Figura 3.17. Valor de ajuste (Ta) para corregir torque máximo (para $Wrf/Skr \neq 0.3$).	116
Figura 3.18. Relación adimensional ($F3/Skr$) para calcular la potencia del motor.	118
Figura 3.19. Relación adimensional (Sp/S) para calcular la carrera efectiva del pistón.	119
Figura 3.20. Balance de fuerzas en un elemento diferencial de la varilla.	122
Figura 3.21. Diagrama esquemático de una sarta de varillas.	127
Figura 3.22 Diagrama de Godman modificado.	129
Figura 3.23. Diagrama de esfuerzos para varillas Norris 97, LTV HS, y UPCO 50K.	133
Figura 4.1. Estado mecánico del pozo perteneciente al campo Ilanito.	140
Figura 4.2 ventana inicial del programa Wellflo.	142

Figura 4.3	Ventana que se despliega al seleccionar el componente “Layer” del sistema.	143
Figura 4.4	Ventana en la cual se caracteriza la(s) capa productora(s).	144
Figura 4.5	Ventana en donde se caracteriza el fluido aportado por la capa productora.	145
Figura 4.6	IPR del pozo perteneciente al campo Llanito.	146
Figura 4.7	Ventana en la cual se introduce la data correspondiente a la tubería de revestimiento.	147
Figura 4.8	Ventana en donde se muestra la forma de agregar un componente al sistema.	148
Figura 4.9	Ventana en la cual se introduce la data correspondiente a la tubería de producción.	149
Figura 4.10	Ventana en la cual se introduce la data correspondiente a la línea de flujo.	150
Figura 4.11	Procedimiento para realizar el análisis nodal.	151
Figura 4.12	Ventana en la cual se realiza el esquema del análisis nodal.	152
Figura 4.13	Ventana que muestra el caudal y la presión en el nodo solución.	153
Figura 4.14	Curva <i>Inflow vs outflow</i> para el pozo del campo Llanito. Nodo en cabeza de pozo.	154
Figura 4.15	Diseño de la unidad tipo balancín para el pozo UIS 75. Programa Qrod.	157
Figura 4.16	Programa Dynapump selection Guide.	161
Figura 4.17	Diseño de la unidad Dynapump para el pozo UIS 75. Programa Qrod.	163
Figura 5.1.	Curva de declinacion de la produccion de aceite del Campo Llanito	172
Figura 5.2.	Representación gráfica del TIR	180
Figura 5.3.	Comportamiento VPN acumulado, UIS 75	185
Figura 5.4.	Comportamiento VPN acumulado, UIS 18	185
Figura 5.5.	Comportamiento VPN acumulado, UIS 23	186
Figura 5.6.	Comportamiento VPN acumulado, UIS 36	186
Figura 5.7.	Comportamiento VPN acumulado, UIS 99	187
Figura 5.8.	Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 75	188
Figura 5.9.	Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 18	189
Figura 5.10.	Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 23	190
Figura 5.11.	Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 36	191
Figura 5.12.	Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 99	192
Figura 5.13.	PayBack Ajustado. UIS 75	193
Figura 5.14.	PayBack Ajustado. UIS 18	194

Figura 5.15. PayBack Ajustado. UIS 23	194
Figura 5.16. PayBack Ajustado. UIS 36	196
Figura 5.17. PayBack Ajustado. UIS 99	196

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Clasificación API de las varillas según su fuerza tensil mínima	33
Tabla 1.2. Tensión mínima en el tope para evitar pandeo	36
Tabla 1.3. Constantes de las bombas y aéreas para varios tamaños de pistón.	51
Tabla 1.4. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo mecánico	55
Tabla 1.5. Características de los fluidos producidos por bombeo mecánico	55
Tabla 1.6. Características de las facilidades de superficie para bombeo mecánico	55
Tabla 1.7. Modos de bombeo, con la mejor y la peor eficiencia de levantamiento. Para levantar 500 BPD de una profundidad de 6000 ft	66
Tabla 2.1. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 5	71
Tabla 2.2. Medidas de la unidad	71
Tabla 2.3. Rango de flujo	72
Tabla 2.4. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 7	72
Tabla 2.5. Medidas de la unidad.	73
Tabla 2.6. Rango de flujo	73
Tabla 2.7. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 9	74
Tabla 2.8. Medidas de la unidad.	74
Tabla 2.9. Rango de flujo	74
Tabla 2.10. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 11	75
Tabla 2.11. Medidas de la unidad.	75
Tabla 2.12. Rango de flujo	76
Tabla 2.13. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 13.	76
Tabla 2.14. Medidas de la unidad.	77
Tabla 2.15. Rango de flujo.	77
Tabla 2.16. Unidades DynaPump, longitud de la carrera y capacidad de carga	78
Tabla 2.17. Potencia, dimensiones y peso de las unidades de potencia	78
Tabla 3.1. Comportamiento del sistema, variando la velocidad de bombeo	102
Tabla 3.2. Comportamiento del sistema, variando la longitud de la carrera o embolada	105
Tabla 4.1. Propiedades del fluido	137
Tabla 4.2. Propiedades de las zonas productoras	137
Tabla 4.3. Propiedades del pozo	138
Tabla 4.4. Tubería de revestimiento	138

Tabla 4.5. Tubería de producción	138
Tabla 4.6. Sarta de varillas	139
Tabla 4.7. Datos de entrada, para correr el programa Qrod.	155
Tabla 4.8. Resumen de resultados. Unidad tipo balancín.	160
Tabla 4.9. Datos de entrada para el programa DynaPump selection Guide.	161
Tabla 4.10. Datos de entrada, para correr el programa Qrod.	162
Tabla 4.11. Resumen de resultados. Unidad tipo balancín.	164
Tabla 4.12. Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 75.	165
Tabla 4.13. Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 99.	166
Tabla 4.14. Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 18.	166
Tabla 4.15. Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 23.	167
Tabla 4.16. Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 36.	167
Tabla 5.1. Inversión inicial pozo UIS 75	171
Tabla 5.2. Datos de entrada de la función de declinación (Di mensual y Qi).	173
Tabla 5.3. Cálculo de la producción para UIS 75.	173
Tabla 5.4. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos.	174
Tabla 5.5. Flujo de Caja Balancín, pozo UIS 75	177
Tabla 5.6. Flujo de Caja DynaPump, pozo UIS 75	178
Tabla 5.7. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 75	182
Tabla 5.8. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 18	182
Tabla 5.9. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 23	183
Tabla 5.10. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 36	184
Tabla 5.11. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 99	184
Tabla 5.12. Resumen VPN, por unidad y por pozo.	187
Tabla 5.13. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 75	187
Tabla 5.14. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 18	189
Tabla 5.15. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 23	190
Tabla 5.16. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 36	191
Tabla 5.17. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 99	192
Tabla 5.18. Resumen TIR por unidad y por pozo.	193
Tabla 5.19. Resumen Payback por unidad y por pozo.	196
Tabla 5.19. Elección de la unidad para cada pozo a partir del VPN	196

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Propiedades y análisis nodal del pozo UIS 99	203
ANEXO B. Diseño de las unidades tipo balancín y DynaPump, para el pozo UIS 99.	208
ANEXO C. Propiedades y análisis nodal del pozo UIS 18	211
ANEXO D. Diseño de las unidades tipo balancín y DynaPump, para el pozo UIS 18.	215
ANEXO E. Propiedades y análisis nodal del pozo UIS 23	218
ANEXO F. Diseño de las unidades tipo balancín y DynaPump, para el pozo UIS 23.	222
ANEXO G. propiedades y análisis nodal del pozo UIS 36	225
ANEXO H. Diseño de las unidades tipo balancín y DynaPump, para el pozo UIS 23.	229
ANEXO I. Tabla. Inversión inicial por unidad de bombeo y por pozo.	232
ANEXO J. Tabla. Producción por campo en (BOPM)	234
ANEXO K. Tabla. Depreciación por unidad y por pozo.	234
ANEXO M. Flujo de caja por campo y por unidad.	235

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DYNAPUMP EN UN CAMPO DE PRODUCCION DE PETROLEO*.

AUTORES: EMIRO JOSE OSPINO RANGEL
DIANA CAROLINA BADILLO HERNANDEZ **

PALABRAS CLAVES: Bombeo mecánico, Optimización, Unidad de bombeo, DynaPump, Fallas, Qrod, Campo Llanito.

DESCRIPCIÓN

El bombeo mecánico es de los sistemas de extracción de petróleo el más ampliamente usado alrededor del mundo. Por esta razón, optimizar su desempeño, así como reducir el número de fallas que este a menudo presenta, se ha convertido en uno de los mayores retos de la industria petrolera. Como una respuesta a este desafío, se creó la unidad de bombeo DynaPump, esta unidad incorpora una serie de características capaces de aumentar tanto la eficiencia como la vida útil del sistema. Entre estas características se pueden destacar: Carrera larga, mayor capacidad de carga en la barra pulida, velocidad de bombeo baja, controlador de bombeo incorporado, velocidad ascendente y descendente variable, entre otras.

En el presente trabajo, se examinan los factores más determinantes a la hora de evaluar la eficiencia del bombeo mecánico, así como las fallas que más comúnmente presenta. Esto se realizó con el fin de evaluar cada una de las características que exhibe la unidad DynaPump y su influencia en el desempeño de este sistema de bombeo. Para lograr lo anterior, se realizó un diseño del sistema, (con la ayuda del programa Qrod de la compañía Echometer y el programa Wellflo de la compañía weatherford), para cinco pozos previamente seleccionados, los cuales cumplen con los parámetros necesarios para su efectiva aplicación. Estos pozos se encuentran ubicado en el Campo Llanito, perteneciente a la compañía ECOPETROL S.A. El estudio termina con un análisis económico el cual determina la viabilidad de este proyecto.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos.
Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC STUDY DYNAPUMP APPLICATION AS AN ARTIFICIAL LIFT SYSTEM IN A PRODUCTION OILFIELD *

AUTHORS: EMIRO JOSE OSPINO RANGEL
DIANA CAROLINA BADILLO HERNANDEZ **

KEY WORDS: Beam Pumping, Optimization, Pumping unit, Dynapump, Troubles, Qrod, Llanito Field.

DESCRIPTION

The beam pumping is the most widely used Oil extraction System around the world. For this reason, to optimize its performance and reduce the numbers of troubles that the system often presents has become one of the greatest challenges of the oil industry. As a response to this challenge the Dynapump pumping unit was created. This unit incorporates a number of features that can increase both the efficiency and lifetime of the system. These features may include: long strokes, higher load capacity on the polished rod, low pumping speed, pump off controller included, variable speed up/down, among others.

This work examines the most important factors when evaluating the efficiency of the beam pumping and the most common troubles that it presents. This was done to evaluate the DyanaPump's features and the influence of those on the system performance. To achieve this, a design of the system was made (with the help of the Qrod Software property of the Echometer Company and the Wellflo software property of the weatherford Company) for five previously selected wells; these wells are located at Llanito Field which belongs to the ECOPETROL S.A. Company. This study finishes with an economic analysis that determines the feasibility of this project.

* Degree Project.

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día el sistema de levantamiento artificial de mayor uso en la industria petrolera, es el bombeo mecánico. Este sistema de levantamiento es usado en un 85% de los pozos de petróleo existentes en el mundo, debido a que presenta grandes ventajas como lo son: fácil operación, permite el levantamiento de crudo con viscosidades realmente altas, resistencia a elevadas temperaturas, entre otras.

Para maximizar los beneficios obtenidos de los pozos que operan bajo este sistema, la industria trata constantemente de optimizarlo. Pero para esto se hizo necesario identificar los problemas más comunes que afectan su rentabilidad. Entre los cuales se destacan:

- **Baja eficiencia del sistema**
- **Fallas del equipo**

En respuesta a estos problemas, se desarrolló la unidad de bombeo DynaPump, la cual posee una serie de características que mejoran el desempeño del bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial. Entre sus principales características están:

- Carrera larga.
- Bajas velocidades de bombeo.
- Mayor capacidad de carga.
- Controlador Pump off integrado
- Entre otras

Por esta razón surge la necesidad de realizar un estudio técnico-económico, sobre el desempeño de la nueva unidad de bombeo DynaPump, que permita establecer las ventajas que este presenta sobre el bombeo mecánico con unidades tipo balancín y finalmente predecir la factibilidad de su aplicación en un campo de producción de petróleo, a través de un ejemplo práctico.

1. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico¹², es el método de levantamiento artificial más usado y antiguo a nivel mundial, debido a su practicidad, facilidad de operación, optimización y workover. Este método consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca que es abastecida con energía producida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

El diseño adecuado de una instalación de Bombeo mecánico, debe considerar todas las partes del sistema como un todo y de forma individual, con el fin de seleccionar el equipo de superficie y subsuelo necesario para suministrar la energía faltante al yacimiento para levantar el fluido hasta la superficie. El diseño del sistema de bombeo mecánico por varillas de succión tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad en donde se encuentra ubicado el fluido, a fin de elevarlo hasta superficie.

De todos los sistemas de extracción artificial, es el mecánicamente más complejo, debido a que está expuesto a mayores cantidades de esfuerzos y es por estas razones que requiere mayor atención durante su operación. Una gran limitante para su diseño ha sido siempre la profundidad, no obstante, unidades de bombeo con mayor capacidad de carga y con varillas de alta resistencia permiten trabajar a mayores profundidades.

Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

- Motor primario
- Unidad de bombeo
- Sarta de varillas
- Bomba de subsuelo

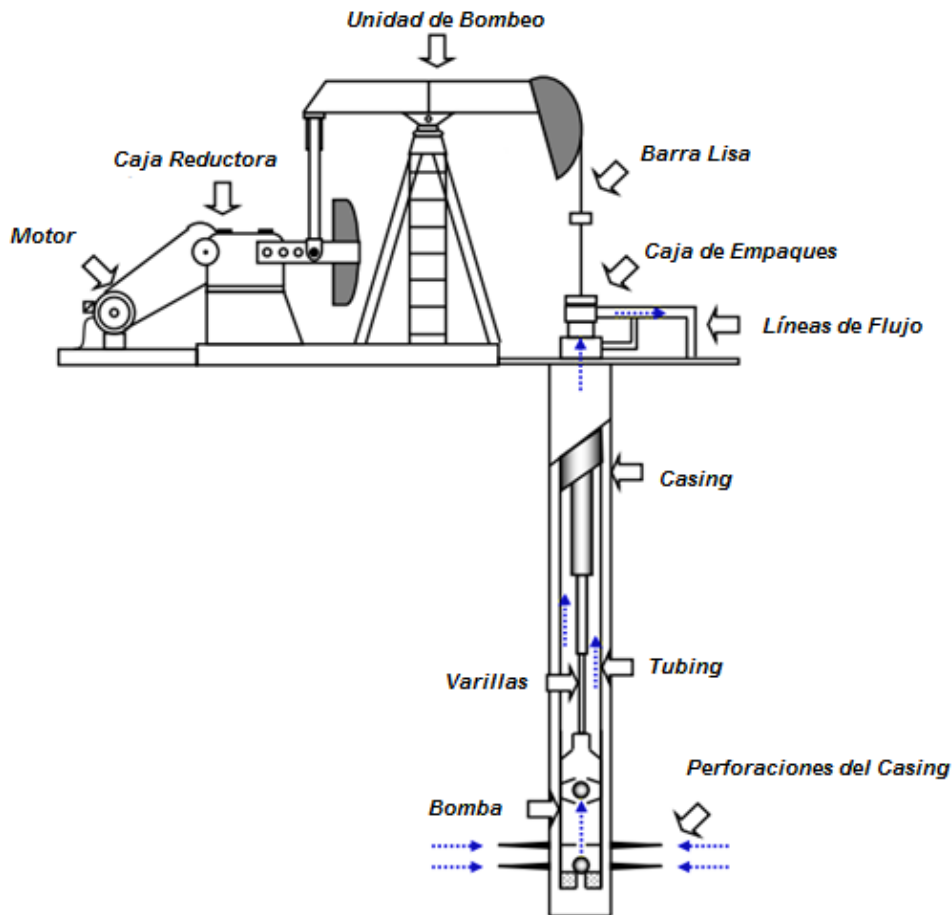
Cualquier diseño que se realice para sistemas de Bombeo Mecánico debe considerar estos cuatro componentes, y ninguno se debe diseñar independiente de los otros. Los componentes individuales de un Sistema de Bombeo mecánico se pueden dividir en dos principales grupos: equipo de Superficie y equipo de Fondo o de subsuelo.

Los principales elementos de una instalación de Bombeo Mecánico se pueden apreciar en la Figura 1.1.

¹ DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado. UIS, 2007.

² THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005

Figura 1.1. Esquema de un sistema de bombeo mecánico.



Fuente: DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007. 21 p

Las principales ventajas y desventajas del sistema se pueden resumir así:

Ventajas:

- Sistema relativamente simple de operar y analizar.
- Unidades fácilmente intercambiables con otros pozos a un bajo costo.
- Bajo condiciones promedio, puede ser usado hasta el límite económico del pozo.
- Aplicable a pozos angostos y con múltiples completamientos.
- Se puede bombear pozos con bajas presiones (depende la tasa y la profundidad).

- El sistema es usualmente venteado para la separación de gas y el nivel de fluido.
- Flexible – puede usualmente ajustarse a la capacidad de influjo del pozo.
- Puede levantar crudos muy viscoso y a altas temperaturas.
- Puede usar gas o electricidad como fuente de potencia.
- Fácil tratamiento en procesos de corrosión y scales.
- Operación intermitente con dispositivos de control de bomba vacía.
- Disponibilidad en diferentes tamaños.

Desventajas:

- Unidad de superficie requiere de grandes espacios (obstrusivo y pesado).
- Gas libre en el pozo, puede reducir drásticamente la producción de líquidos.
- Susceptible a problemas de sólidos en suspensión y/o parafinas.
- En pozos desviados presenta problemas de fricción.
- La profundidad de la bomba es limitada debido principalmente a la resistencia mecánica de las varillas.
- Los caudales que permite bombear son realmente bajos

1.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

1.1.1 Motor. La función del motor es suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de la instalación; para suministrar esta energía, el motor produce un movimiento rotacional de alta frecuencia y bajo torque; luego este movimiento es transformado por la unidad de bombeo a reciprocante.

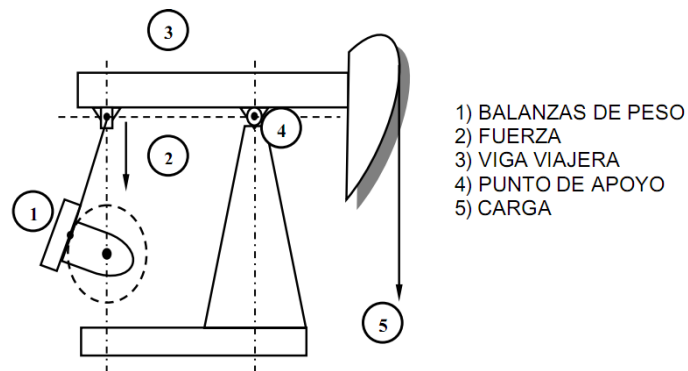
Los motores usados en la industria del petróleo para las instalaciones de Bombeo mecánico, pueden ser eléctricos o de combustión interna. Para la selección del motor, se deben tener en cuenta aspectos como la potencia necesaria, economía y condiciones de trabajo, ubicación de los pozos, disponibilidad de uno u otro tipo de motor, entre otros factores.

Actualmente el motor que se utiliza para accionar las unidades de bombeo mecánico con varillas de succión es el motor eléctrico; para zonas aisladas o que no disponen con el suministro de energía eléctrica también se utilizan motores de combustión interna, accionados por gas. Sin embargo, los motores de combustión interna con un adecuado blindaje pueden ser perfectamente utilizados lo que redundará en un abaratamiento en los costos porque para este tipo de motores se puede utilizar como combustible el mismo gas de los pozos. Estos motores reciben mantenimiento periódicamente para prevenir posibles fallas y paradas de las unidades.

1.1.2 Unidades de bombeo mecánico. Hoy en día las unidades de bombeo mecánico de mayor uso en la industria petrolera, son las unidades tipo balancín y entre estas se destacan, las unidades convencionales, las unidades Mark II y las unidades balanceadas por aire. A continuación se hará una breve descripción de estas unidades.

1.1.2.1 Unidades de bombeo convencional.

Figura 1.2. Unidad de bombeo convencional.



Fuente: DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007. 29 p.

Tienen el apoyo en el punto medio del balancín. Es de fácil operación y mínimo mantenimiento. Su principio de funcionamiento está basado en la transmisión del movimiento rotativo del motor por medio de correas a la caja reductora, la cual como su nombre lo dice, reduce la velocidad a través del sistema de engranajes. Este movimiento angular más lento es comunicado a la viga viajera o brazo, mediante la conexión biela-manivela, convirtiéndolo en alternativo vertical, que se refleja en el ascenso y descenso de la barra lisa. Estas unidades son balanceadas generalmente en la manivela. Sin embargo, los equipos con cajas reductoras pequeñas, pueden ser balanceados en la viga viajera. La capacidad de la caja reductora de 25 a 912 MLbs-in, y la longitud de las carreras entre 12 y 192 pulgadas.

Ventajas:

- Bajos costos de mantenimiento.
- Cuesta menos que otro tipo de unidades.
- Opera mejor con varillas en fibra de vidrio que las Mark II.

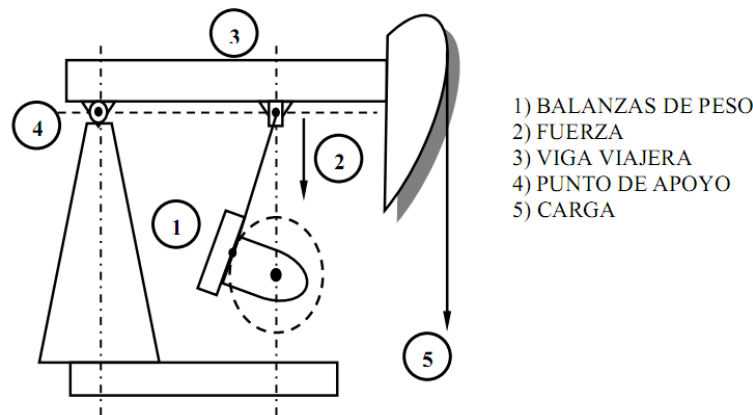
- Pueden bombear más rápido que las Mark II sin problemas.
- Requieren menos contrapeso que las Mark II.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones, no es tan eficiente como las Mark II u otro tipo de unidades.
- Pueden requerir una caja reductora más grande, que otro tipo de unidades (especialmente con varillas de acero).

1.1.2.2 Unidad de bombeo Mark II.

Figura 1.3. Unidad de bombeo Mark II.



Fuente: DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007. 34 p.

La unidad unitorque Mark II, como se observa en la ilustración anterior, es una variante del diseño convencional donde cambia la posición de los brazos y el poste maestro para obtener un sistema unitorsional, con el fin de reducir el torque en la caja reductora. Esta, generalmente, es capaz de soportar más fluido sin sobrecargar el equipo en comparación con la unidad convencional o la balanceada por aire, sin embargo, su manufactura es más costosa y requiere mayor balanceo. El balanceo de ésta unidad se realiza, necesariamente, en la manivela y su requerimiento adicional es para contrarrestar el desbalance estructural, originado por su geometría. La capacidad de la caja varía desde 114 Mlbs-in hasta 1280Mlbs-in y la longitud de la carrera entre 64 y 216 pulgadas.

Ventajas:

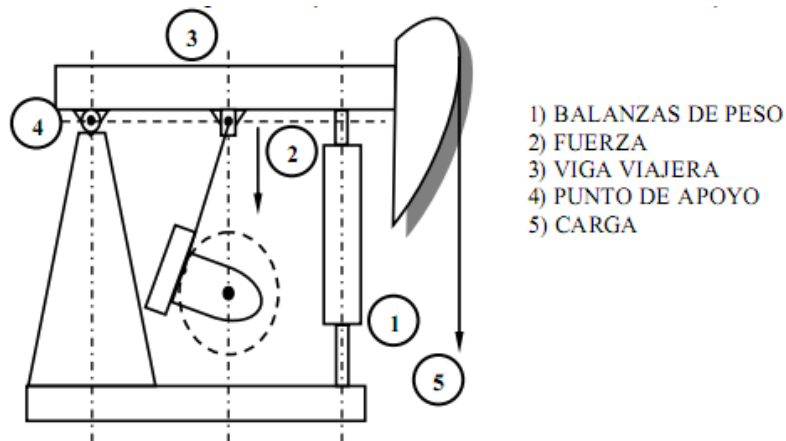
- Bajo torque (con varillas de acero), comparado con unidades convencionales.
- Puede costar menos (entre 5 y 10%) comparado con unidades convencionales del siguiente tamaño.
- En la mayoría de los casos son más eficientes que las unidades convencionales.

Desventajas:

- En la mayoría de las aplicaciones, no puede bombear tan rápido como las unidades convencionales debido a su alta velocidad en la carrera descendente (puede generar problemas en la caída de las varillas).
- Causa más daño a las varillas y la bomba, en caso de golpe de fluidos.
- Puede poner el fondo de la sarta de varillas en compresión severa causando fallas por pandeo.
- Puede generar altos torques utilizando sartas de varillas en fibra de vidrio comparado con las unidades convencionales. También puede poner las varillas en fibra de vidrio en compresión.

1.1.2.3 Unidad de bombeo balanceada por aire.

Figura 1.4. Unidad de bombeo balanceada por aire.



Fuente: DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007. 31 p.

Estas unidades de bombeo utilizan un cilindro con aire comprimido en lugar de pesas de hierro, como se puede observar en la figura. Esta cualidad permite mejor transporte de la unidad y por ser un 40% más livianos que las convencionales, se reducen los costos de transporte e instalación. Sin embargo, los costos de operación son altos debido al mantenimiento del sistema de balanceo (cilindro de aire, pistón, compresor y controles neumáticos).

Ventajas:

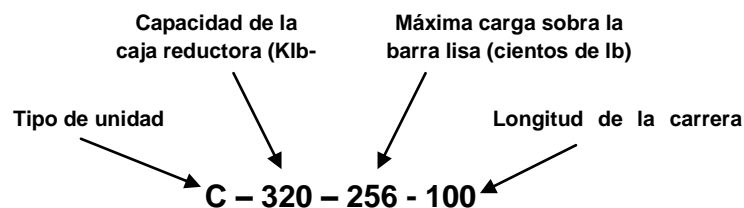
- Son más compactas y fáciles de balancear que otras unidades.
- Costos de transporte son más bajos que en otras unidades (por su menor peso).
- Vienen en tamaños más grandes que otro tipo de unidades
- Puede rotar en sentido y en contra de las manecillas del reloj.

Desventajas:

- Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento.
- La condensación de agua en el cilindro de aire puede causar problemas.
- La caja reductora puede dañarse si el cilindro de aire pierde presión.

1.1.2.4 Diseño de la unidad. La API ha desarrollado un método estándar para describir las unidades de bombeo, como se observa en la figura 1.5.

Figura 1.5. Descripción de una unidad de bombeo, según la norma API.



Fuente: THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005. 32 p.

La letra **C** significa unidad convencional, la letra **M** significa unidad Mark II y la letra **A** una unidad balanceada por aire. También pueden verse otras combinaciones de letras simples o dobles para nuevos tipos de unidades de bombeo tales como **RM** para unidades Lufking Mark Revers. El primer número es la designación de la capacidad de carga de caja

reductora en miles de libra-pulg (torque), en el ejemplo la capacidad de la caja reductora es hasta 320000 lbs-in. El segundo número es la capacidad de la barra lisa en cientos de libras, en el ejemplo este rango significa que para evitar sobrecargas en la estructura de la unidad, la barra lisa no debe exceder de 25,600 Lbs. El último número muestra la longitud máxima de la carrera de la unidad en pulgadas, en el caso del ejemplo sería de 100 in. Las unidades de bombeo usualmente tienen desde 2 hasta 5 longitudes de carrera. Los catálogos de las unidades muestran todas las longitudes de carrera disponibles.

1.1.3 Caja reductora. Las unidades convencionales y las Mark II, están provistas de una caja de engranajes o caja reductora, por otra parte las unidades DynaPump dependen de un empuje hidráulico, suministrado por una unidad de potencia conectada a una bomba de aceite, por lo tanto no se hace necesario la medición de torque para efectos de balanceo.

La función de la caja reductora es convertir torques bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torques y bajas rpm, necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja reductora es 30:1. Esto significa que la caja de engranaje reduce los rpm a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces. Son de doble reducción. Con manivelas gemelas y engranajes con dientes en V con razón de reducción según normas API.

1.1.4 Barra lisa. La barra lisa conecta la unidad de bombeo a la sarta de varillas y es la única parte de la sarta que es visible en la superficie. Como su nombre lo dice, esta barra tiene una superficie lisa y brillante, para prevenir así el desgaste de los empaques del prensa estopa.

1.1.5 Cabezal de pozo. Este ensamble contiene Prensa estopas (Stuffing Box) que sella sobre la barra lisa y una te de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque, a la línea de flujo.

1.2 EQUIPO DE SUBSUELO³

1.2.1 Sarta de varillas. La sarta de varillas conecta la bomba de fondo con la barra lisa. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra lisa a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria a la bomba para producir hidrocarburos. La

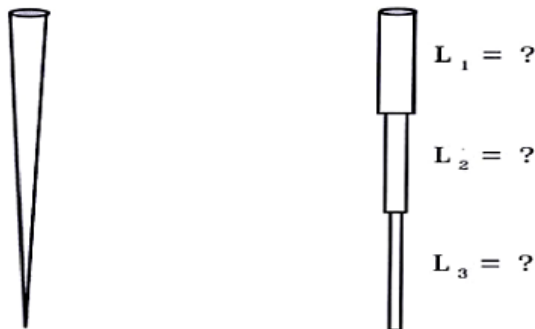
³ SANCHEZ, Joel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico corlift. Trabajo de grado: Universidad del Zulia. 2010. 35 p

resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de varillas tiene un impacto significativo en la economía de un pozo.

Las varillas de succión son hechas de acero o fibra de vidrio. La mayoría de las varillas son fabricadas 100% en acero. Sartas parcialmente acero y fibra de vidrio son también comunes en muchos campos petroleros. Estas son principalmente utilizadas en localizaciones con problemas de corrosión, para reducir cargas en la unidad de bombeo, para evitar la compra de unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción. Varillas de acero son fabricadas en longitudes de 25 o 30 pies. Varillas de fibra de vidrio son construidas en longitudes de 25, 30 o 37.5 pies. El tamaño de varillas de fibra de vidrio más común es 37.5 pies. Esto reduce el número de acoples haciendo la sarta tan ligera como sea posible. El rango de diámetro de varillas de acero va de 0.5 pulgadas hasta 1.25 pulgadas, para las de fibra de vidrio se encuentran rangos desde 0.75 pulgadas hasta 1.5 pulgadas.

Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las varillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de varillas se diseña usualmente de forma ahusada (adelgazamiento en forma cilíndrica). Diámetros mayores de varillas son colocados en el tope y más pequeños en la base. Dependiendo de la profundidad, la sarta de varillas va desde una, hasta cinco secciones ahusadas. Las secciones típicas son 1" x 7/8" x 3/4" barras de peso (Varillas de diámetro mayor para el fondo de la sarta) son comúnmente usadas para sobreponerse a las fuerzas de flotación y minimizar la compresión de las varillas en la base de la sarta. En el diseño de las sartas de varillas, un ensayo para determinar el porcentaje en cada sección debería resultar en las mismas cargas tensionales al tope de cada sección de varillas.

Figura 1.6. Diseño adecuado de selección de varillas.



Fuente: SANCHEZ, Joel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico corlift. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Zulia: Universidad del Zulia. Programa de Ingeniería de Petroleo. 2010. 39 p.

La sarta de varillas tiene un impacto mayor en el comportamiento del sistema. Afecta las cargas en la barra lisa y la caja reductora, consumo de energía, torque en la caja reductora, carrera de fondo, y frecuencia de fallas de las varillas.

1.2.1.1 Varillas API. De acuerdo al material de fabricación, existen tres tipos de clases de varillas API:

C, D y K. La tabla 1.1, resume sus especificaciones. Los fabricantes de varillas también manufacturan clase KD, con metalurgia tipo K, pero con más dureza para obtener mayor resistencia. El siguiente cuadro presenta la clasificación Api de las diferentes varillas utilizadas comúnmente en los sistemas de bombeo mecánico:

Tabla 1.1. Clasificación API de las varillas según su fuerza tensil mínima

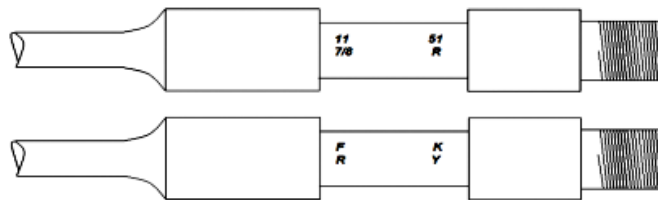
Propiedades	Clase API		
	C	D	K
Resistencia a la tensión mínima, psia	90000	115000	85000
Dureza, Brinell	185 - 235	235 - 285	175 - 235
Metalurgia	AISI 1036	Carbón	ASI – 46xx
	Carbón	Aleación*	Aleación*

*Níquel y Molibdeno

Fuente: SANCHEZ, Joel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico corlift. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Zulia: Universidad del Zulia. Programa de Ingeniería de Petróleo. 2010. 4.p.

La siguiente figura presenta una varilla API, mostrando especificaciones impresas. El módulo de elasticidad del acero es de aproximada 30.5 MM Psi/in², con un pequeño ajuste debido al cuello. La velocidad de propagación de la onda de esfuerzo de las varillas es alrededor de 16 M ft/seg.

Figura 1.7. Varilla API.



Fuente: SANCHEZ, Joel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico corlift. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Zulia: Universidad del Zulia. Programa de Ingeniería de Petróleo. 2010. 40 p.

1.2.1.2 Varillas API UPCO. Son varillas de fabricación patentada por la empresa UPCO INC., con sede en estados unidos de norte América. Su elaboración se adapta a las exigencias de las condiciones de trabajo crítico dependiendo de la capacidad que se requieran.

1.2.1.3 Varilla no API. Entre las varillas que no cumplen con las normas API se encuentran:

- **VARILLAS ELECTRA:** Son fabricadas con acero de gran resistencia, generalmente se utilizan en pozos donde las Varillas convencionales API experimentan frecuentes fallas. La gran resistencia, se debe a que la parte exterior es sometida a un proceso de tratamiento con calor (endurecimiento por inducción) y la parte interna a compresión; como resultado se presenta una varilla capaz de soportar esfuerzos hasta de 50 MPsi, independientemente del rango del esfuerzo; por lo tanto, el diagrama de Goodman no es aplicable.
- **VARILLAS CONTINUA COROD:** Es una sarta continua de varillas que no tienen cuellos ni pasadores y los diámetros varían en 1/16 in. en vez de 1/8 in, como lo indican las normas API; sin embargo, la metalurgia si cumple con dichas normas, así que, el diagrama modificado de Goodman⁴ es aplicable para evaluar las cargas de diseño. Estas varillas, requieren de un equipo especial instalación/desinstalación y de soldadura para operaciones de conexión/desconexión. La limitada disponibilidad del equipo especial para meter y sacar, ha probado ser la principal desventaja de las varillas continuas COROD.

⁴ CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002.

- Varillas de fibras de vidrio: Para facilitar su estudio se presentan ciertas ventajas y desventajas comparándose con las convencionales API, fabricadas con acero:

Ventajas

- Su bajo peso reduce las cargas y consumo de energía en los equipos de superficie.
- Reducción en los equipos de superficie.
- Si existe potencial adicional, la producción puede ser incrementada porque permiten la instalación de la bomba a mayores profundidades.

Desventajas

- No son recomendables para pozos direccionales o altamente desviados. La carga adicional por fricción reduce considerablemente la carrera efectiva en la bomba, debido al bajo módulo de elasticidad.
- La temperatura máxima de diseño es 200°F.
- El torque en el cuerpo está limitado a 100 Lb/ft para las varillas de 1 in.
- Las operaciones de pesca se dificultan si la partidura es en el cuerpo de la varilla; además, partículas de estas pueden acortar la vida de las bombas de subsuelo.
- El espaciamiento de las bombas es dificultoso.

1.2.2 Barras de peso. Las barras de peso son varillas de gran diámetro diseñadas para añadir peso al final del tren de varillas. Lo que diferencia a las barras de peso de las varillas regulares de succión es que están diseñadas para usarlas al fondo de la sarta de varillas. Los pines son más pequeños que el diámetro de su cuerpo para permitirles entrar en la tubería. El tamaño del pin no suele ser un problema ya que las cargas en las varillas al fondo de la sarta son pequeñas comparadas con las cargas cerca de la superficie. Esto se debe a que las varillas cercanas a la superficie tienen que soportar su propio peso, el peso de las varillas debajo de ellas y la carga del fluido. Sin embargo, las barras de peso, al estar al fondo de la sarta sólo soportan su propio peso y la carga del fluido. Los diámetros de las barras de peso van desde 1-1/4 in a 2 in. El tamaño de la tubería limita el diámetro máximo de barra de peso que se pueda usar.

Las barras de peso se utilizan por las tres siguientes razones:

- Para ayudar a bajar las varillas durante la carrera descendente.
- Para evitar problemas de pandeo de varillas al final de la sarta.
- Para mantener tensionadas las varillas de fibra de vidrio.

Otra razón para usar barras de peso es para ayudar a balancear la unidad de bombeo. En algunos pozos la unidad puede ser demasiado grande para la aplicación y puede tener

mucho contrabalanceo (peso pesado) aun sin contrapesas en las manivelas. Al añadir barras de peso se obtiene mayor carga en la barra pulida y así poder balancear la unidad. Sin embargo, esta aplicación para las barras de peso sólo se recomienda si es la única forma de reducir el torque en la caja de engranaje. Este problema se puede prevenir seleccionando el tamaño correcto de unidad para el pozo.

Hay poca información publicada sobre el uso de barras de peso. Los lineamientos existentes se basan en la experiencia. Para trenes de varillas de acero, Norris recomienda usar barras de peso si la carga en el tope de la sección inferior de varillas es menor de 2000 Lbs. Esta regla se desarrolló basándose en inspecciones a fallas de varillas relacionadas con pandeo. La tabla 1.2 muestra la tensión mínima permisible en el tope de la mencionada sección. Esta tensión corresponde a esta carga de 2000 Lbs. Para usar este método, se debe revisar la tensión en el tope de la sección de varillas de menor diámetro. Si la tensión es menor que la tensión en la tabla se deben añadir barras de peso.

Tabla 1.2. Tensión mínima en el tope para evitar pandeo.

Diámetro de las varillas (in)	Tención mínima en el tope (Psi)
1	2546
7/8	3326
3/4	4527
5/8	6519

Fuente: THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005. 166 p.

1.2.3 Tubería de producción. El fluido se produce a través de la anular tubería-varilla hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas sobre las varillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento. Algunos problemas que pueden afectar el comportamiento del sistema incluyen:

- Restricciones de flujo debido a parafinas y escamas.
- Cuello de botella pueden ocurrir cuando la bomba tiene diámetros mayores que el diámetro interno de la tubería.
- Pozos desviados que aumentan la fricción entre varillas y tubería.
- Tubería demasiado pequeña para las tasas de producción.

Todos estos problemas resultan en cargas más altas en todos los componentes del sistema. También, fugas en tubería pueden disminuir significativamente la eficiencia del sistema si no es detectado y corregido a tiempo.

1.2.4 Bombas de subsuelo⁵. Este es uno de los elementos clave del sistema pues el tamaño de la bomba es uno de los factores que determina la tasa de producción del pozo.

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 de cilindro- pistón.

1.2.4.1 Partes estructurales de una bomba de subsuelo. Básicamente los elementos que conforman la bomba son cuatro y son:

- Barril o cilindro de trabajo (Barrel)
- Válvula fija o de entrada (Standing valve)
- Pistón o embolo
- Válvula viajera o de descarga (Travelingvalve)
- Anclaje de fondo (opcional)

Se observa las partes esquemáticamente en la Figura 1.8.

- **Barril o cilindro:** El Barril de Trabajo conforma un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón. El tamaño nominal de la Bomba es el diámetro interno exacto del Barril.

Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos, aparecen disponibles los Barriles con extremo de pin (macho) o de caja. Existen diferentes tipos de barriles para Bombas de Subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas (1/8 in) para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas (1/4" in) para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (tubing) o tipo camisa (liner). Los barriles son fabricados en longitudes estándar hasta de

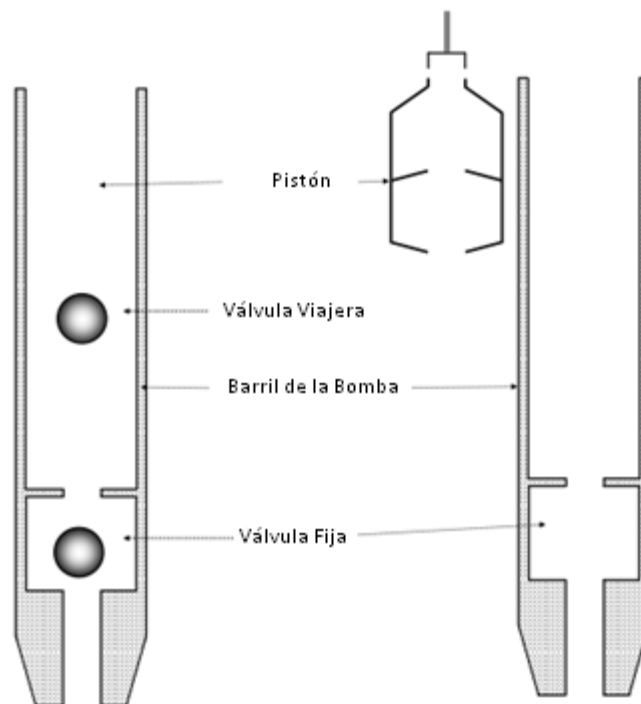
⁵ DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado, UIS. 2007.

24 in (7,2m) y las bombas más grandes usualmente tienen varios barriles unidos, como es el caso de una bomba de 100 ft (30,5 m)

- **Pistón:** Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos.

Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico.

Figura 1.8. Esquema general de una bomba de subsuelo



Fuente: DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007. 38 p.

Los primeros tipos de émbolo usados en el Bombeo Mecánico fueron los de empaquetadura flexible, utilizando copas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril. Su principal ventaja es la resistencia a la corrosión, sin embargo su utilización en pozos de profundidad media a alta se limita debido a la resistencia de las copas de sellamiento.

Los émbolos con empaquetadura flexible consisten en un mandril interno sobre el cual se instala una serie de elementos de empaque, con anillos metálicos de desgaste colocados sobre la parte superior e inferior. Los elementos de empaque pueden tener la forma de un anillo o una copa y están fabricados con material sintético y una alta resistencia mecánica para trabajar en mayores profundidades.

En pozos relativamente poco profundos, los pistones de empaque flexible son económicos de emplear. Son menos costosos que los émbolos metálicos y son fáciles de reparar en un sitio del pozo, cambiando los elementos del empaque.

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción. Se fabrican las copas de lona impregnada de brea, caucho o plástico. La aplicación de estos pistones está restringida a poca profundidad y han ido desapareciendo del mercado.

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad.

Los pistones metálicos proporcionan la solución en pozos profundos ya que se obtiene un sello metal-metal más efectivo y un mejor ajuste entre el barril y el pistón. Se fabrican en versiones planas y acanaladas, estas últimas son ventajosas cuando el pozo produce arena, ya que las partículas sólidas quedan atrapadas en los canales, evitando la abrasión del barril y del émbolo.

Un pequeño rayón sobre las superficies pulidas del émbolo origina un alto deslizamiento del líquido después de pasar por el émbolo, como resultado de una alta presión diferencial a través del émbolo. La eficiencia volumétrica de la bomba y la producción de líquido se puede reducir enormemente. Con el fin de observar una alta eficiencia de bombeo, la tasa de deslizamiento de líquido se debe mantener en un mínimo. Esta es la razón por la cual se permite una tolerancia muy pequeña entre la pared del barril y el pistón. Generalmente los ajustes disponibles en el barril van desde 0,001 in (0,03 mm) hasta 0,005 in (0,13 mm), medidos en el diámetro y están designados como ajustes -1 a -5. La selección del ajuste que se va a utilizar en el émbolo se hace con base en las condiciones actuales del pozo, pero la viscosidad del líquido es un factor dominante. Los crudos con alta viscosidad se pueden bombear eficientemente con un ajuste de pistón -5, mientras que

los crudos de baja viscosidad pueden requerir de un ajuste -1. Al igual que los barriles, los pistones también son de tipo pin y tipo caja.

La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina 1 ft de pistón por cada 1000 ft de profundidad. Una longitud de 6 ft es satisfactoria para más de 6000 ft.

- **Válvulas:** Las válvulas son consideradas el corazón de una sarta de varillas porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas fija y viajera. Dichas válvulas son simples válvulas de cheque y operan sobre el principio de una bola y un asiento.

Los asientos vienen maquinados, esmerilados y acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión y están fabricados con materiales resistentes a la erosión. Las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilado para proporcionar un perfecto sellamiento. Las pequeñas imperfecciones iniciales sobre las superficies de sellamiento o los daños posteriores originados por la abrasión o por la corrosión producen un elevado deslizamiento del líquido y un rápido deterioro por la acción de la válvula por el corte de líquido.

Las bolas y los asientos están disponibles en diferentes materiales, pero las cerámicas exóticas están ganando popularidad. Las bolas y los asientos fabricados en cerámica de Circonio, por ejemplo, son químicamente inertes, totalmente resistentes a la corrosión y a la abrasión y proporcionan una mayor vida útil que las válvulas metálicas.

Durante la operación de la válvula, la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de la válvula, las fuerzas de alto impacto a que son sometidos la bola y el asiento por las altas presiones, originan un excesivo desgaste de bola y asiento. Para reducir el daño de la válvula y mejorar el funcionamiento, se utilizan las jaulas o cámaras de válvula para restringir el movimiento de la bola. La cámara restringe la trayectoria lateral y vertical de las bolas de la válvula, mientras proporciona una restricción de flujo a través del conjunto de partes de la válvula.

El diseño API para válvulas de bola es el más comúnmente utilizado en bombas de subsuelo. Las especificaciones API de las válvulas y las cámaras de las bombas permiten abrir varias opciones de diseño a los fabricantes. El diámetro interno del asiento, la forma de la superficie de sellamiento del asiento, la construcción de la cámara y los procesos metalúrgicos están entre aquellos factores que varían de fabricante a fabricante y pueden afectar considerablemente el funcionamiento de la válvula. Se debe tener mucha precaución para seleccionar aquellos productos que proporcionen un bombeo óptimo bajo condiciones específicas del pozo actual.

La válvula viajera se puede colocar ya sea por encima o por debajo del émbolo. La posición superior es la recomendada en pozos que producen muy poco o no producen gas. La ubicación de la válvula viajera por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, una característica deseada cuando se producen fluidos gasíferos. Las bombas con este tipo de disposición de la válvula proporcionan eficiencias volumétricas favorables y están menos propensas al bloqueo por gas.

Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula.

Para prematuro desgaste de válvulas en pozos con problemas de arena se recomienda utilizar válvulas y asientos de mayor dureza como son los de carburo de tungsteno o también un doble juego de válvulas y de esta manera aunque se deposite arena en una de las válvulas, el cierre será asumido por la otra, evitando una violenta descarga de fluido a través de la primera incrementando la vida útil de la bomba.

- **Anclaje de fondo:** Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una Bomba de Varilla, ya sea el barril o el émbolo a la sarta de producción. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción. El ancla va dentro de un niple de asentamiento previamente instalado en la tubería donde queda mecánicamente asegurado por las fuerzas de fricción. La operación de la bomba imparte fuerzas verticales sobre el elemento estacionario del ensamble de la bomba; las fuerzas son transferidas directamente al ancla. El mecanismo de anclaje debe resistir dichas fuerzas, porque de lo contrario, la bomba no se asienta y deja de producir. La otra función del ancla es la de evitar que los fluidos se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo.

Las anclas pueden ser mecánicas o tipo copas. Las anclas mecánicas son recomendadas especialmente en pozos profundos ya que se utiliza para condiciones extremas de temperatura, ya que el seguro mecánico hace improbable que ellas se desasienten. Las anclas tipo copa son de un plástico o material similar por lo que ofrecen menos resistencia para desasentar la bomba que las tipo mecánicas.

1.2.4.2 Tipos de bomba de subsuelo. Se las puede clasificar en tres grupos principales:

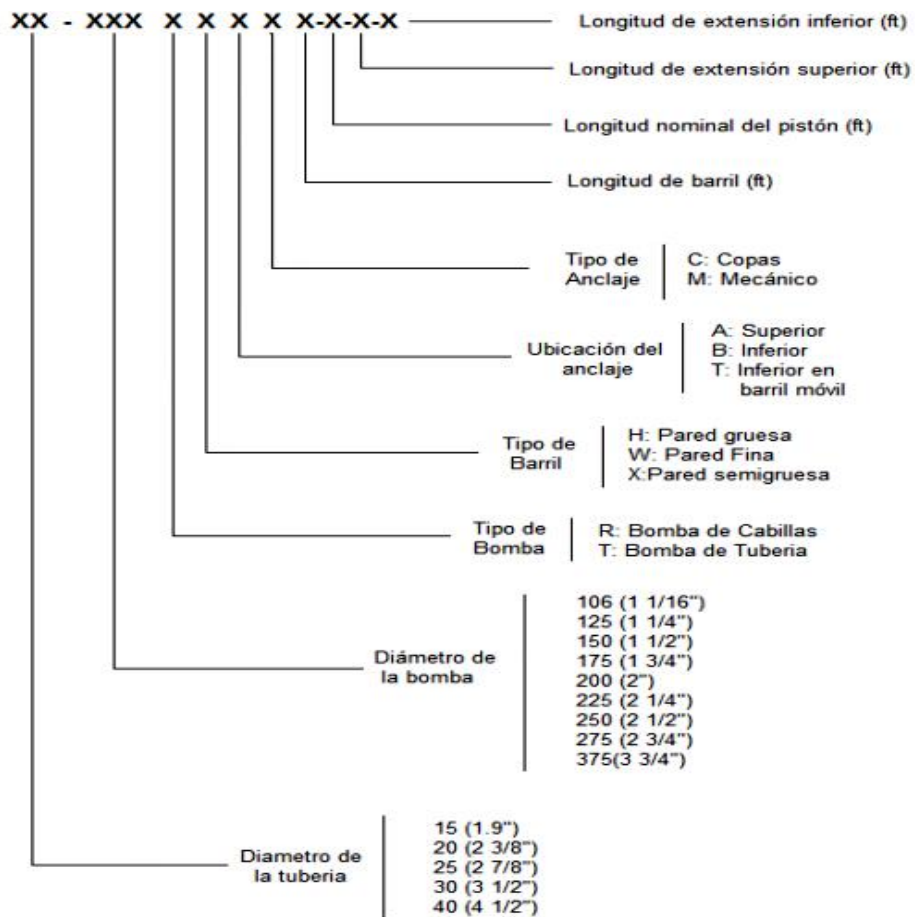
- Bombas insertables o de varillas (Insertpumps)

- Bombas de tubería de producción
- Bombas especiales

Las dos principales categorías de bombas de succión son la Bomba de Tubería y la Bomba de Inserción o de Varillas. Sus diferencias básicas radican en la forma como está instalado en el pozo el barril de trabajo.

Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas del bombeo mecánico el Instituto Americano del Petróleo (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la especificación API 11AX (Figura 1.9).

Figura 1.9. Nomenclatura API para bombas de subsuelo.



Fuente: MESA, Argemiro y LOPEZ, Nohora. Análisis y determinación del volumen de deslizamiento de fluido en bombas mecánicas de subsuelo con pistón concéntrico. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010. 21 p.

- **Bomba de tubería:** Representan al tipo más antiguo de Bombas de Succión y tienen una construcción simple. Son usadas para altas tasas de producción. El barril de la bomba se instala como una parte integral del tubing de ahí su nombre. El émbolo se corre y se recupera mediante un dispositivo que se encuentra instalado en la parte inferior del pistón.

Ventajas relativas de las bombas de tubería:

- Proporcionan bombas mucho más grandes para un diámetro específico de tubing por lo que presentan mayor desplazamiento de fluido que otro tipo de bomba.
- Los mayores tamaños de válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.
- Tienen una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas está directamente conectada al émbolo, sin necesidad de una varilla en la válvula, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varilla.
- Las Bombas de Tubería usualmente son menos costosas que las Bombas de Varillas porque tienen menor cantidad de partes.
- Se pueden usar para altas tasas de producción en crudos pesados.
- Se pueden usar para pozos con problemas de producción de arena.
- No presentan problemas cuando hay baja presión de entrada a la bomba.

Desventajas en las bombas de tubería:

- No recomendable cuando se presenta producción de gas (Alto GOR).
- Altos costos económicos de mantenimiento porque en caso de problemas con la bomba es necesario sacar completamente la tubería de producción.
- La profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas asociadas con las mayores áreas del pistón y se podría requerir el empleo de varillas de succión de alta resistencia.

- **Insertables o de varilla:** Son aquellas que van introducidas en la tubería de producción y conectadas a la sarta de varillas, usualmente el barril, el pistón y las válvulas se fabrican en un solo ensamblaje y la bomba se ancla en el niple de asiento. Son más populares por su fácil instalación y mantenimiento.

Existe una gama de cuatro tipos diferentes de bombas de varilla que presentan características útiles para dar solución a determinadas condiciones del pozo a saber:

1. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla de Fondo (RHB, RWB)
2. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla Superior (RHA, RWA)
3. Bomba de Varillas con Barril Viajero con Ancla de Fondo (RHT, RWT)
4. Bomba de Varillas “CasingPump”

1. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla de Fondo (RHB, RWB)

Recomendable para:

- Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas).
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba.
- Pozos profundos.

Descartar para:

- Cuando se presenta producción de arena.
- Pozos que tengan controladores de bombeo.
- Pozos corrosivos.

2. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla Superior (RHA, RWA)

Se recomienda para:

- Cuando se presenta producción de arena.
- Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas).
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba.
- Pozos que tengan controladores de bombeo.

Descartar para:

- Pozos profundos.
- Pozos con producción de crudos pesados.

3. Bomba de Varillas con Barril Viajero con Ancla de Fondo (RHT, RWT)

Recomendable para:

- Cuando se presenta producción de arena.
- Pozos corrosivos.
- Pozos con controladores de bombeo.

Descartar para:

- Pozos profundos
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba.

4. Bomba de Varillas “CasingPump”

Recomendable para:

- altas tasas de producción

Descartar para:

- Pozos con producción de gas
- Pozos desviados
- **Bombas especiales:** Debido a diversas condiciones del pozo los anteriores tipos de bomba no alcanzan la mejor eficiencia, en tales situaciones se debe considerar el uso de bombas especialmente diseñadas para contrarrestar problemas específicos en el fondo del pozo.

Estos problemas pueden ser:

- Golpe de fluido o baja presión de entrada a la bomba
- Interferencia de gas
- Sólidos erosivos o arena
- Crudos pesados

Es necesario reconocer el problema que se encuentra, como también lo es saber las ventajas y desventajas que ofrece cada tipo de bomba especial para determinar la bomba necesaria para contrarrestar los problemas existentes en el pozo. Hay dos tipos de bomba especial:

- A. Bomba de tres tubos “RodPumpThreeTube”
- B. Bomba de varillas de dos secciones “RodPumpTwoStage”

A. Bomba de tres tubos “RodPumpThreeTube”

Problema a solucionar: Sólidos erosivos.

En esta bomba el barril y el pistón están formados por tres tubos. El espacio de separación entre tubos (clearance) reduce la erosión e incrementa la vida útil de la bomba.

Esta bomba puede trabajar como máximo a 10 SPM y requiere una alta presión de entrada que limita su uso en ciertos aspectos.

B. Bomba de varillas de dos secciones “RodPumpTwoStage”

Problema a solucionar: Alta producción de gas.

Esta bomba incorpora 2 (dos) bombas de varilla en serie. Las etapas de funcionamiento de esta bomba son:

- En la carrera ascendente el fluido es introducido en la cámara baja (lowerchamber).
- En la carrera descendente el fluido pasa a través de la válvula viajera a la cámara menor (smallchamber).
- En la siguiente carrera ascendente la mezcla es comprimida hasta que ésta abra la válvula viajera y entre a la tubería de producción.

Esta doble acción aumenta el radio de compresión de la bomba e incrementa la eficiencia en pozos con alta producción de gas.

Sin embargo en pozos con producción de sólidos erosivos disminuye tanto su eficiencia como su vida útil.

1.3 FUNCIONAMIENTO DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL FONDO DEL POZO

Este método consiste en levantar fluido desde el fondo del pozo hacia los tanques de recolección o a una estación de producción por medio de una bomba de subsuelo ubicada en el fondo del pozo cuya energía es proporcionada por un balancín o equipo de bombeo en superficie y es transmitida por medio de una sarta de varillas a la bomba. El fluido levantado es transportado por la tubería de producción o tubing y luego por las líneas de transferencia hasta el tanque o separador según como estén configuradas las facilidades de superficie.

La bomba va fijada en el extremo inferior de la columna de producción, (tubing) que va acoplada o asentada en una parte de la tubería llamado “asiento de válvula” o “niple de asiento”.

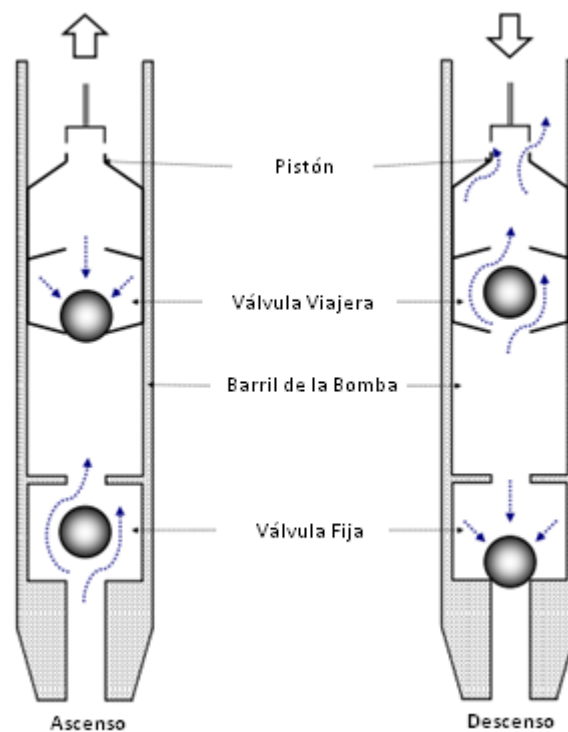
Está formada por una camisa de gran longitud (12’a 24’) con una válvula de bola, en un extremo inferior, llamada válvula fija (“standing valve”). El pistón, que se mueve verticalmente en su interior tiene una longitud que oscila entre 2 a 8 pies (Figura 5), es hueco y también tiene una válvula de bola en el extremo inferior, llamada válvula viajera (“traveling valve”).

En el movimiento ascendente del pistón, el fluido que está en su interior más todo lo que está por encima de él se eleva, llegando a superficie, a la vez que por debajo de la válvula

del mismo, se está produciendo el llenado de la camisa, debido a la depresión que se produce, ingresando entonces, el fluido por la válvula fija (Figura 1.10). En la carrera descendente del pistón, la válvula fija se cierra y se produce la apertura en la válvula viajera transfiriendo el fluido que estaba en la camisa, al interior del pistón (análogo al cilindro de un motor), completándose así el ciclo.

El movimiento del pistón, es transmitido desde la superficie, por una sarta de varillas de acero, con una longitud unitaria entre 6,00 m (20 pies) y 7,00 m (25pies), enroscadas unas con otras, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie.

Figura 1.10. Comportamiento de la válvula fija y viajera dura el ciclo de embolada.



Fuente: DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007.55 p.

1.3.1 Funcionamiento de la bomba 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 nula producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio de desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón. Sus partes básicas son el Barril de Trabajo (Cilindro), el Émbolo (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 actúan como válvulas de 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.

En la carrera ascendente (Figura 1.11) el peso del fluido en el tubing cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril desplazado por el pistón hacia la superficie; creando una depresión sobre la válvula fija, ocasionando la apertura de la misma y por consiguiente el ingreso de fluido desde el revestimiento al interior del barril.

En la carrera descendente el fluido contenido en el barril ejerce una presión contra el pistón que baja, provocando la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija, pasando el fluido contenido en el barril hacia la parte superior del pistón, hasta llegar al punto muerto inferior. En ese momento comienza la carrera ascendente volviendo a cumplirse el ciclo.

Entender la operación de una bomba es esencial para comprender como trabaja todo el sistema de bombeo y la forma en que se manifiesta este funcionamiento por medio de una carta dinamométrica.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Influye en la carga sobre las varillas, la unidad, el torque en la caja reductora y la potencia del motor, por consiguiente, hay que reconocer rápidamente cualquier problema que ocurra en la bomba para de esta forma entrar a encontrar su pronta solución ya que se vería seriamente afectada toda la eficiencia del sistema y por ende la producción del pozo. Para determinar estos problemas es indispensable un correcto análisis de las cartas dinamométricas, tanto cualitativa como cuantitativamente.

1.3.1.1 Acción de la válvula debido a la carga de fluido. Comprender la función de las válvulas, tanto viajera como fija es de vital importancia, ya que ellas controlan el paso del fluido hasta la bomba y posteriormente al “tubing”. El fluido en su migrar a través del Sistema de Bombeo ejerce una carga sobre el pistón y las varillas. Esto es lo que detecta un dinagrama, que no es más que una gráfica de carga versus posición de la bomba.

En la carta se pueden distinguir cuatro puntos principales y dos movimientos o carreras características: la carrera ascendente y la descendente que forman un recorrido o "stroke".

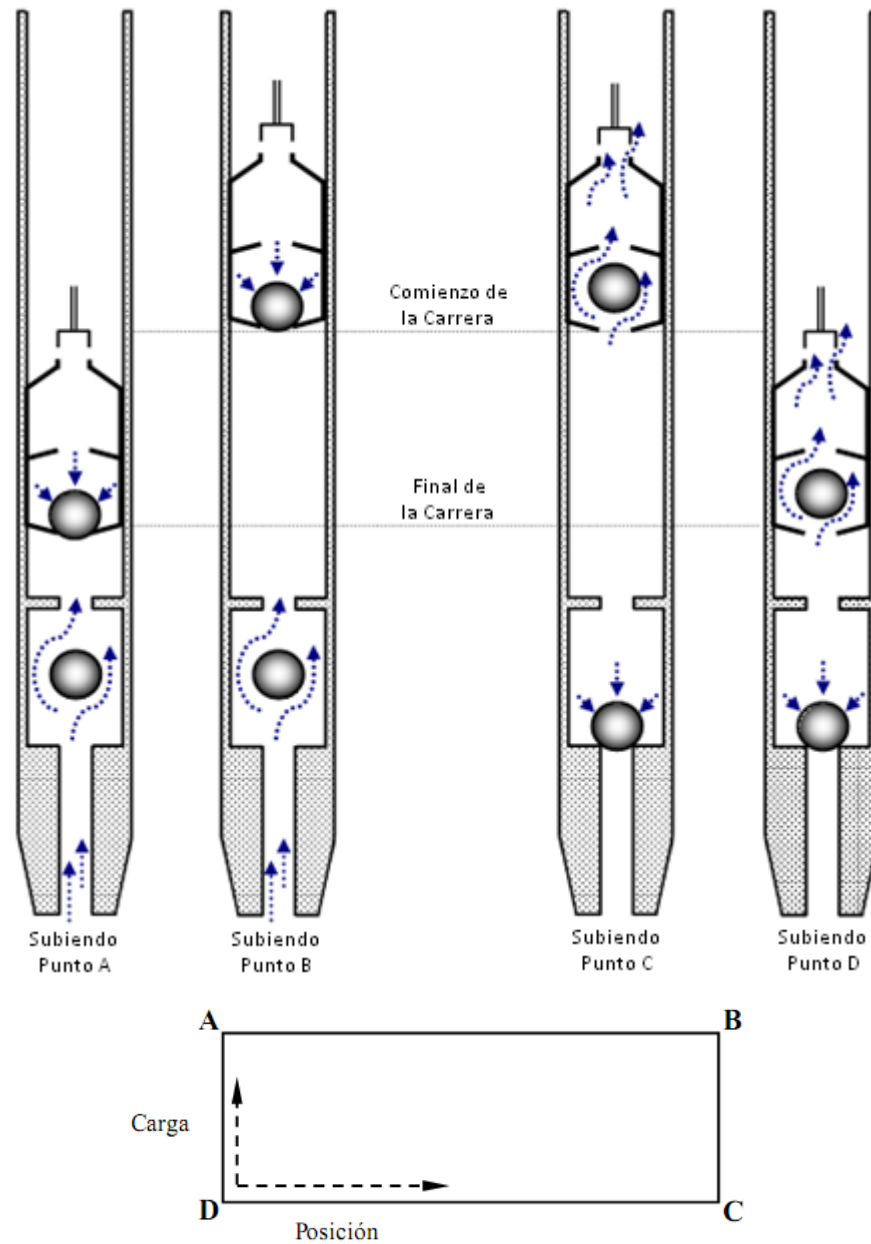
Carrera Ascendente. En el principio de ésta, la válvula viajera se encuentra cerrada (punto A, Figura 1.11). Es decir. Impide el paso de fluido al tubing, por lo que se dice que levanta el fluido y soporta la carga. Teóricamente la respuesta se debe reflejar inmediatamente, o sea, que la carga se debe transmitir de forma inmediata al principio de la carrera (puntos D hasta A). Mientras tanto la otra válvula se mantiene abierta dejando fluir desde la formación los fluidos que esta contiene hacia el interior de la bomba. Situación que se mantiene hasta el final de la carrera (punto B). La carga permanece constante en los puntos A y B.

Carrera descendente. Al comenzar ésta, la unidad se encuentra en su punto más alto; como el barril está completamente lleno entonces la válvula viajera se abre permitiendo el paso de fluido hasta el tubing (punto C). De esta manera la válvula viajera no soporta la carga del fluido durante la carrera (Puntos C a D). Igualmente en ese momento la válvula fija sella el paso de los fluidos de la formación, ocurriendo esto durante el transcurso de la carrera. Cuando la carrera llega a su fin (Punto D) empieza un nuevo ciclo y vuelve nuevamente al punto A.

La diferencia entre los puntos A y D o B y C es la carga que ejerce el fluido en el pistón.

Esto es cierto si se asume que el fluido es incompresible y que la bomba está totalmente llena, dando un diagrama ideal como el de la Figura 1.11. Pero en realidad esto no ocurre así, la interferencia de gas o problemas en las válvulas y otros inconvenientes auguran un diagrama más real.

Figura 1.11. Carga sobre el pistón vs posición para una bomba llena.



Fuente: DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007. 58 p.

1.3.1.2 Desplazamiento de la bomba y escurrimiento

- Desplazamiento de la bomba y eficiencia volumétrica⁶: El desplazamiento de la bomba depende la velocidad de bombeo, diámetro del pistón y recorrido de la bomba. El recorrido de la bomba depende principalmente de la profundidad de la bomba, diseño y material de la sarta de varillas, velocidad de bombeo, tipo de unidad de bombeo. Estos factores serán cubiertos en la sección que abarca el diseño del sistema. Si se conoce el recorrido del pistón, entonces puede calcularse el desplazamiento de la bomba en barriles (tasa):

$$Pd = 0.1166 \times Dp^2 \times Sp \times SPM \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde:

Pd = Desplazamiento de la bomba (Barriles/día)

Dp = Diámetro del pistón en pulgadas (in)

Sp = Longitud de la carrera en fondo, in

SPM = Velocidad de la bomba, en strokes por minuto

La ecuación (1), en ocasiones se escribe como sigue:

$$Pd = Cp \times Sp \times SPM \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Donde:

$$Cp = 0.1166 \times Dp^2 \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Cp es conocido como constante de bombeo. Si la constante de bombeo es conocida entonces puede rápidamente calcularse el desplazamiento de la bomba usando la ecuación 1.2. La tabla 1.2 muestra las áreas del pistón y la constante de la bomba para los tamaños de pistones más comunes.

Tabla 1.3. Constantes de las bombas y áreas para varios tamaños de pistón.

Diámetro del pistón (in)	Área del pistón (in ²)	Constante de la bomba (Bpd/in/spm)
1-1/16	0.887	0.1316
1-1/4	1.227	0.1821
1-1/2	1.767	0.2622
1-5/8	2.074	0.3078
1-3/4	2.405	0.3569

⁶ CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002

Tabla 1.3. (Continuación)

Diámetro del pistón (in)	Área del pistón (in ²)	Constante de la bomba (Bpd/in/spm)
1-25/32	2.490	0.3699
2	3.142	0.4662
2-1/4	3.976	0.5901
2-1/2	4.909	0.7285
2-3/4	5.940	0.8814
3-1/4	8.296	1.2310
3-3/4	11.045	1.6390
4-3/4	17.721	2.6297

Fuente: MESA, Argemiro y LOPEZ, Nohora. Análisis y determinación del volumen de deslizamiento de fluido en bombas mecánicas de subsuelo con pistón concéntrico. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2010. 29 p.

Escurrecimiento del fluido a través del pistón: Si el pistón de la bomba es de tipo empaque suave o metal-metal tiene algún grado de fuga debido al espacio entre este y las paredes internas del barril. El escurrecimiento a través de un pistón metal-metal es menor que el ocurrido con un pistón del tipo empackadura suave debido a lo ajustado del fit entre el pistón y el barril.

La cantidad de fluido que se escurre en el pistón depende del diámetro del pistón, diferencial de presión a lo largo del pistón, el fit entre el pistón y el barril, y la viscosidad del fluido. Para complicar las cosas aún más, la viscosidad del fluido y el fit del pistón dependen de la temperatura de fondo, corte de agua, y producción de sólidos. Para estimar la tasa de fluido que escurre por el pistón puede usar la siguiente ecuación:

$$TE = \frac{3.1416 \times dp \times \Delta p \times C^3}{2.32 \times 10^{-7} \times V \times Lp} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Donde:

TE = Tasa de escurrecimiento en plg³/min

dp = Diámetro del pistón, in

ΔP = Caída de presión a través del pistón, psi

C = Diámetro del espacio libre, plg

V = Viscosidad del fluido, cps

Lp = Longitud del pistón, plg

Para llegar a una expresión más útil, la ecuación 1.4 puede modificarse para incluir el llenado de la bomba y convertirlo en bls/día.

$$TE = \frac{dp \times \Delta P \times C^3}{4.97 \times 10^{-7} \times V \times Lp} \times \frac{2 - F_r}{2} \text{ Ecuación 1.5}$$

Donde:

TE = Escurrimiento en bls/día

F_r = Relación de llenado en la carrera descendente. (Es 1 cuando la bomba está llena)

El lado izquierdo de la ecuación nos da el escurrimiento asumiendo que existe fuga en el pistón las 24 horas del día. El término del lado derecho ajusta la tasa para el tiempo en que realmente el pistón recoge la carga de fluidos. Por ejemplo, cuando la bomba está llena, el escurrimiento ocurre solo en la carrera ascendente y la relación de llenado en la carrera descendente es igual a 1. Por lo tanto, el segundo término de la ecuación 3 se hace igual a 0.5. Esto es correcto debido a que cuando la bomba está llena de fluido la carga del fluido es soportada por el pistón la mitad del tiempo (solo en la carrera ascendente).

Si el pozo está en condiciones pump off y la carrera neta de la bomba en la carrera descendente es solo la mitad de la carrera total, entonces la relación de llenado F_r podría ser igual a 0.75. Esta es la relación del tiempo del ciclo en que el pistón de la bomba soporta la carga de fluido.

A pesar de que fácilmente puede explicarse el método anteriormente explicado para estimar la fuga de fluido a través del pistón, debe mantenerse en mente que es solo un estimado. La exactitud de la respuesta dependerá de la data que en muchos casos no es muy exacta. Por ejemplo, puede conocer el fit entre el pistón y el barril cuando la bomba es nueva. Sin embargo, este número podría ser no exacto luego de algunas pocas semanas de operación debido al desgaste de la bomba, el espacio libre cada vez mayor. También, gas libre en la bomba, condiciones variables del fondo del pozo, problemas con emulsión de fluidos, etc. Podrían resultar en errores en la viscosidad.

1.4 PROBLEMAS COMUNES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Los problemas que más comúnmente se presentan en el bombeo mecánico son los siguientes:

- **Fallas en las varillas de succión:** La mayoría de las fallas en las varillas de succión suceden en la caja o en pin del conector debido a un armado incorrecto. Este problema puede ser reducido si se tiene cuidado en armar apropiadamente la rosca

usando el método de desplazamiento circunferencial descrito en API 11BR Spec 11C. Estas publicaciones recomiendan que la llave de apriete sean debidamente calibradas para producir el desplazamiento circunferencial recomendado. También recomiendan que la calibración sea revisada cada 1000 pies de varilla.

- Muchas rupturas en las varillas son causadas por manipulación tosca que resulta en daños a la superficie de la varilla. Los golpes y raspaduras superficiales actúan como elevadores de tensión o puntos de ataque corrosivo si la capa protectora exterior de la varilla resulta dañada.
- Las varillas también pueden fallar debido a la excesiva fricción con el tubing en pozos desviados. El pandeo de las varillas también causa este problema. Las guías de varillas pueden reducir este problema. También pueden usarse barras de peso para mantener derechas las varillas y evitar la compresión que hace pandear las varillas.
- Un diseño incorrecto de la sarta también puede propiciar que las varillas fallen. Especialmente en sargas ahusadas, los errores de diseño pueden resultar en distribución no uniforme de tensión, como resultado una sección puede estar severamente sobre cargada, mientras las demás están sobredimensionadas.
- **Golpe de fluido:** Es causado debido a que la bomba no se llena totalmente de fluidos durante la carrera ascendente del embolo. Al comenzar la carrera descendente, la carga completa e fluido y del embolo se mueve hacia abajo, través de un vacío, hasta que el embolo llega al nivel de fluido dentro del barril de la bomba. La válvula viajera se abre, transfiriendo súbitamente la carga a la tubería de producción, causando una aguda disminución de la carga, lo cual trasmite una onda de choque a través de la totalidad del sistema de bombeo a base de varillas. Esta onda de choque es la que daña los componentes del sistema de bombeo. Siempre es indeseable un golpe de fluido y se deben emplear los controles del sistema de bombeo, para monitorear y detectar dicha condición. De sospecharse el golpe de fluido, se deben efectuar cambios al sistema para eliminar o reducir el golpe. La peor condición de golpe de fluido se presenta cuando el golpe se produce en o cerca de la máxima velocidad de la barra pulida y la onda de choque resultante es mayor.
- **Golpe de gas:** Muchos pozos producen gas junto con los fluidos del pozo. La presencia de gases libres o de escape en la bomba pueden interferir con la eficiencia en la actividad de bombeo reduciendo, por ende, la cantidad de fluido producido. Esta interferencia puede resultar en un golpe de gas y, en casos extremos, podría resultar en una bomba totalmente bloqueada por gases. Durante la carrera ascendente de la unidad de bombeo, el barril de la bomba se llena con fluidos y gases libres, generalmente en una condición espumosa. Durante la carrera descendente, las cargas de la barra y de los fluidos sobre el embolo deben comprimir este gas hasta que se igualen las presiones por encima y por debajo de la válvula viajera, para permitir que la válvula viajera se abra y descargue el gas y el fluido en la tubería de producción. En este momento, un golpe o una onda de choque similar a la que

produce un golpe de fluido, solo mas amortiguada, transita a través de la totalidad del sistema.

1.5 RANGO DE APLICACIÓN DEL BOMBEO MECANICO

Tabla 1.4. Características de yacimiento, producción y pozo para bombeo mecánico.

Variables	Rango de aplicación
Tasa de producción (BPD)	1 a 4000
Profundidad del pozo (ft)	<10000
Grado de inclinación del pozo con respecto a la vertical (°)	0 a 45
Severidad dogleg (ft/100ft)	0-10
Temperatura (°F)	1 -550

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingenieria de Petroleos, 2007. 97 p.

Tabla 1.5. Características de los fluidos producidos por bombeo mecánico.

Variables	Rango de aplicación
BSW (%)	0 a 60 %
Viscosidad del fluido (cp)	0,1 a 5000
Contenido de arena abrasiva (ppm)	0 a 500
GOR (scf/STB)	0 a 400

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingenieria de Petroleos, 2007. 98 p.

Tabla 1.6. Características de las facilidades de superficie para bombeo mecánico.

Variable	Rango de aplicación
Tipo de locación	Onshore
Espacio restringido	Amplio

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingenieria de Petroleos, 2007. 99 p.

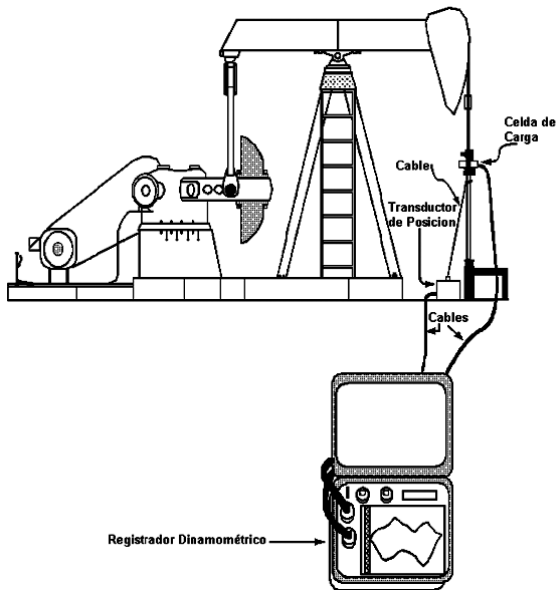
1.6 MEDICIONES DE CAMPO

1.6.1 El sistema dinamométrico. Un dinamómetro es una herramienta que tiene como función registrar las cargas sobre la barra lisa (fuerzas) como una función de la posición de la barra. Este es usualmente llamado “carta dinagrafica”. Dependiendo del sistema usado, es igual un gráfico X-Y en una hoja de papel, o un registro electrónico de los puntos de carga vs posición. Un sistema dinamométrico moderno tiene una celda de carga, un transductor de posición, y un sistema de grabación como se muestra en la Figura 1.12. Muchos de los nuevos sistemas dinamométricos utilizan pequeñas computadoras en lugar de plotters analógicos. En vez de plottear la carta dinagrafica solo en papel, almacenan la data en discos o memorias de computadores.

Una carta dinagrafica de superficie puede grabarse usando una celda de carga y un transductor de posición como se muestra en la Figura 1.12. La celda de carga debe insertarse entre la grapa de la barra lisa y el elevador. El transductor de posición tiene un cordón metálico que se sujeta a la barra lisa. La celda de carga con tiene registradores de tensión, estos son dispositivos que se usan para cambiar la resistencia eléctrica de un cable a medidas de carga. Cuando una carga es aplicada en los registradores de tensión, esta los comprime hacia adentro, lo que incrementa el área seccional de un cable delgado, esto a su vez causa un cambio en la resistencia al flujo de electricidad. Los circuitos electrónicos en la caja dinagrafica trasladan los cambios en resistencia a cargas sobre la barra lisa.

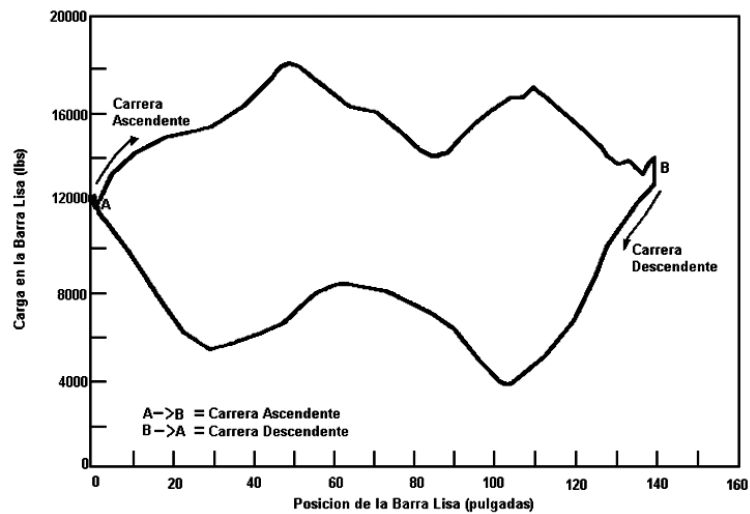
La caja de transductores de posición contiene un potenciómetro conectado a una polea cargada a resorte que tiene una cuerda envuelta alrededor. A medida que la barra lisa se mueve hacia arriba y hacia abajo, el movimiento de la cuerda causa el giro del potenciómetro. La electrónica del sistema traslada el número de veces que el eje de potencia gira en la posición de la barra pulida.

Figura 1.12. Instalación de un dinamómetro.



Fuente: THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005. 93 p.

Figura 1.13. Carta dinagráfica.



Fuente: THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005. 23 p.

1.7 CONTROLADOR DE BOMBEO

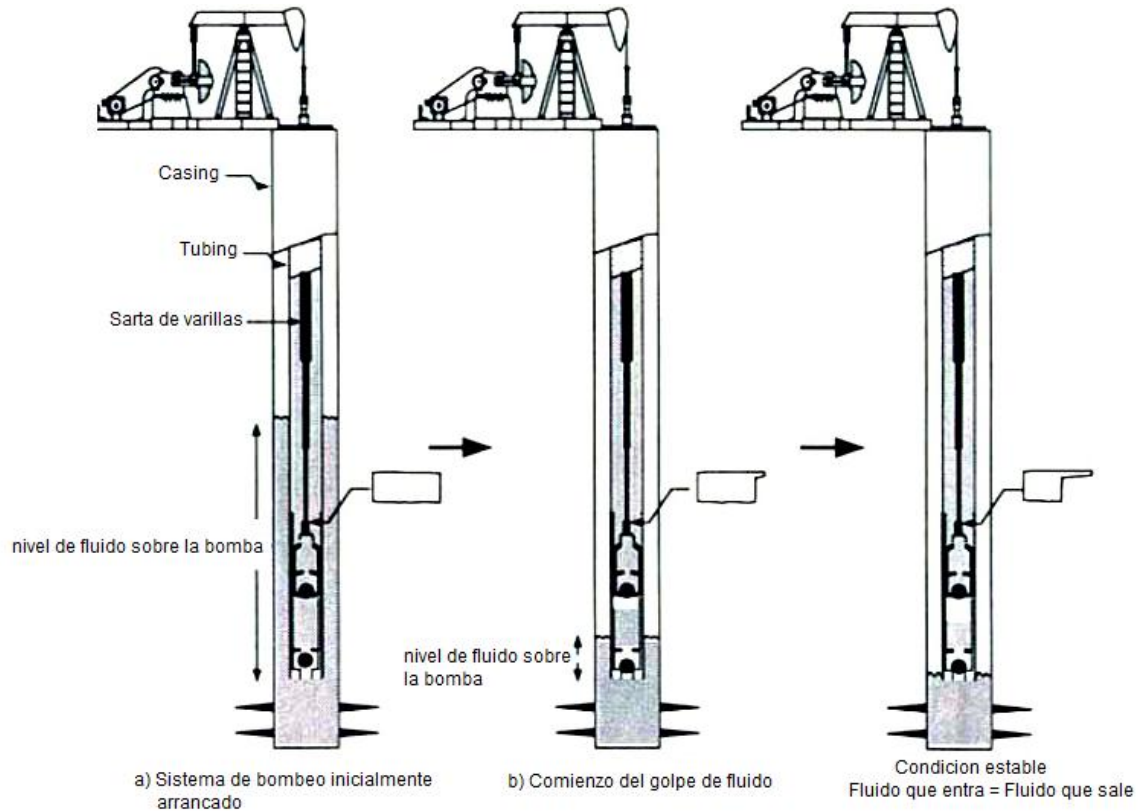
Cuando se diseña un sistema de bombeo mecánico, la tasa de bombeo necesaria depende en cuanto fluido se espera fluya hacia el pozo. El sistema ideal es aquel que tiene la capacidad de bombear una tasa igual a la que fluya desde el yacimiento. Esto permitirá producir el máximo evitando el golpe de fluido o incrementos en el nivel de fluido. En realidad la operación ideal del sistema es raramente alcanzada. Incluso si se logra diseñar un sistema que bombee tanto fluido como el que el yacimiento aporta, esta condición sería temporal. En la medida que la bomba se desgaste, o la tasa de producción decline, la capacidad de bombeo podría nuevamente ser diferente que la tasa de fluidos aportada por el yacimiento. Cambios en el flujo de fluidos también pueden ser causados por inyección de agua, recobro mejorado de crudo, u otros cambios en las condiciones del yacimiento. Esto resulta o en un golpe de fluidos o incrementos en el nivel de fluido dependiendo si el aporte del yacimiento se incrementa o decrece. Debido a que maximizar la producción es usualmente la más alta prioridad, los sistemas de bombeo mecánico están usualmente sobre diseñados. Estos excesos en la capacidad de bombeo maximiza la producción. Sin embargo, también resultara en golpe de fluido, la cual es la más común de las condiciones de operación en pozos de bombeo. Si el golpe de fluido no se controla puede causar varios problemas en los equipos de fondo y de superficie.

Un contralor de bombeo es un dispositivo que impide o minimiza el golpe de fluido. Este detiene la unidad solo cuando detecta el golpe de fluido. Por lo tanto automáticamente ajusta la tasa de bombeo para adaptarse a las condiciones del pozo. Puede pensarse en un controlador de bombeo como un temporizador “Inteligente”.

1.7.1 Operación de los controladores de bombeo. Para entender cómo trabaja un controlador de bombeo, es importante saber que ocurre cuando el pozo se queda sin nivel, Figura 1.14 ilustra la secuencia de eventos a partir del momento que el sistema de bombeo con una capacidad excesiva instalada comienza la operación, para el momento que alcanza su condición de estabilización.

Cuando el sistema de bombeo es inicialmente arrancado existe suficiente fluido en el anular para mantener la bomba llena como se muestra en la Figura 1.14 a). Sin embargo debido a que el sistema bombea fluido más rápido que el aporte del yacimiento hacia el pozo, el nivel de fluido se mantiene cayendo. Eventualmente el nivel de fluido cae tan bajo, que no hay suficiente fluido para llenar la bomba como se muestra en la Figura 1.14 b). En este punto comienza el golpe de fluido en el pozo. El llenado de la bomba continúa decreciendo hasta que el desplazamiento de la bomba es igual a la tasa de influjo del pozo, ver Figura 1.14 c). En este punto la tasa de bombeo es exactamente igual al máximo flujo de fluidos del yacimiento y ambas, la forma de las cartas dinagráficas de superficie y de fondo no cambiaran.

Figura 1.14. Eventos que dan lugar al golpe de fluido, como una condición de estado estacionario.



Fuente: THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005. 258 p.

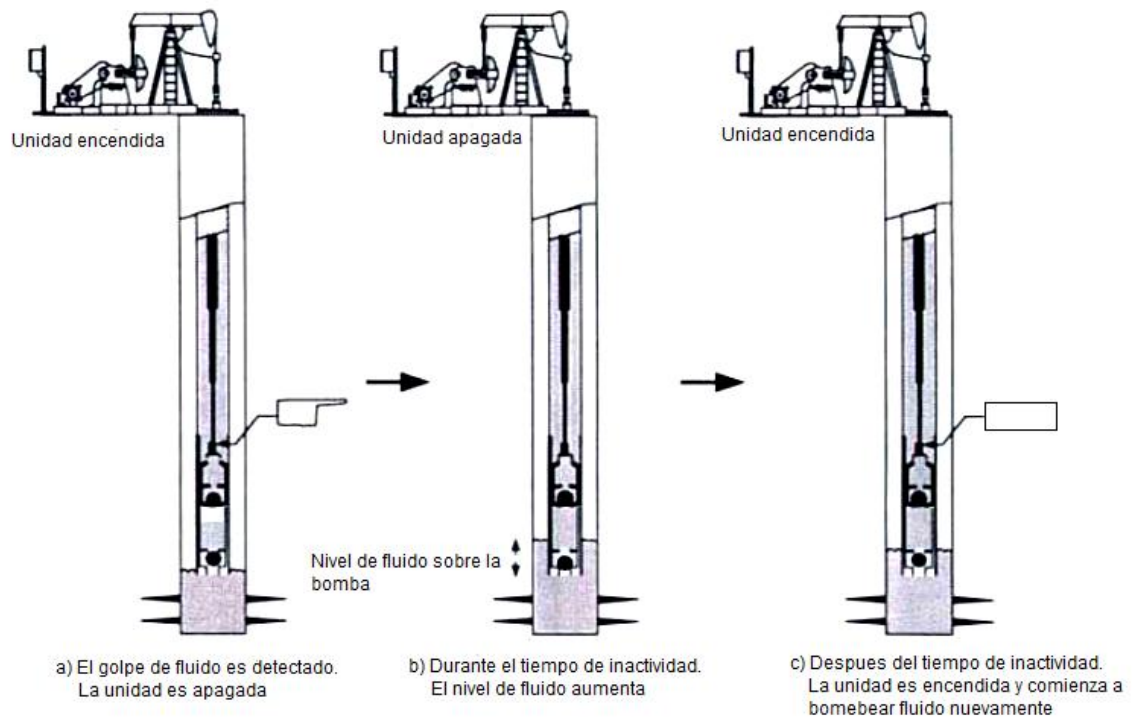
Los controladores de bombeo minimizan el golpe de fluido deteniendo la unidad cuando esta condición es detectada. Esto permite que algo de fluido se acumule en el anular del pozo durante el tiempo que permanece fuera de servicio así que cuando el controlador vuelva a arrancar la unidad, la bomba está llena. Las funciones básicas de un controlador de bombeo son:

1. Detectar el golpe de fluido.
2. Detener la unidad por un tiempo pre configurado.
3. Arrancar la unidad luego que expire el tiempo de parada.
4. Repetir el ciclo.

La Figura 1.15 muestra que ocurre cuando se instala un controlador de bombeo en un pozo que bombea sin nivel. Como se observa en la figura, utilizando un controlador de

bombeo se puede obtener la máxima producción mientras se minimiza el golpe. Si bien algún golpe de fluidos es todavía permitido que ocurra antes que el controlador detenga el pozo, esto solo pasa durante solo unas pocas emboladas. Si el pozo opera sin un controlador de bomba, existirá golpe las 24 horas del día.

Figura 1.15. Operación del controlador de bomba.



Fuente: THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005. 259 p.

1.8 FORMAS DE REDUCIR LOS COSTOS DE PRODUCCION PARA EL BOMBEO MECANICO.

Principalmente debido a su larga historia, el bombeo mecánico es un medio muy popular de levantamiento artificial en todo el mundo, prácticamente las dos terceras partes de pozos existentes tienen este tipo de levantamiento. Para maximizar los beneficios de estos pozos en la situación económica actual con incrementos en costos de energía eléctrica, los diseños de instalaciones deben asegurar condiciones óptimas. A continuación se darán las condiciones básicas que aseguren operaciones rentables de bombeo, entre las cuales la más destaca es la selección apropiada del modo de bombeo, por ejemplo: la combinación de tamaño de bomba, velocidad de bombeo, longitud de

recorrido y diseño de sarta combinada de varillas para levantar una cantidad predeterminada de fluido hacia superficie. El mejor modo de bombeo, maximiza la eficiencia de levantamiento y al mismo tiempo reduce los requerimientos de potencia en el motor y costos energéticos.

1.8.1 Mejorando la eficiencia de energía. A fin de incrementar la rentabilidad de las instalaciones de bombeo mecánico, es primordial reducir los costos operacionales. Puesto que la mayoría de las instalaciones son movidas por un motor y el costo de la energía eléctrica ha estado incrementado constantemente en los últimos años, se deben minimizar las pérdidas de energía en fondo y en superficie. Después de discutir, acerca de las fuentes de pérdidas de energía en el sistema de bombeo mecánico, se derivó una fórmula de eficiencia total. Una evaluación de esta fórmula permite generar conclusiones importantes sobre los sistemas más eficientes de bombeo.

1.8.1.1 Pérdidas en fondo. El sistema de bombeo mecánico realiza su trabajo útil levantando la cantidad dada de líquido desde el fondo del pozo a la superficie. La potencia hidráulica es calculada fácilmente, basada en la profundidad de levantamiento efectivo y el volumen de líquido producido:

$$P_{hydr} = -7.6 \times 10^{-6} \times Q \times SpGr \times L_{dym} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Donde:

P_{hydr} = Potencia hidráulica requerida para levantar el líquido, en HP,

Q = Tasa de producción de líquido, en bpd,

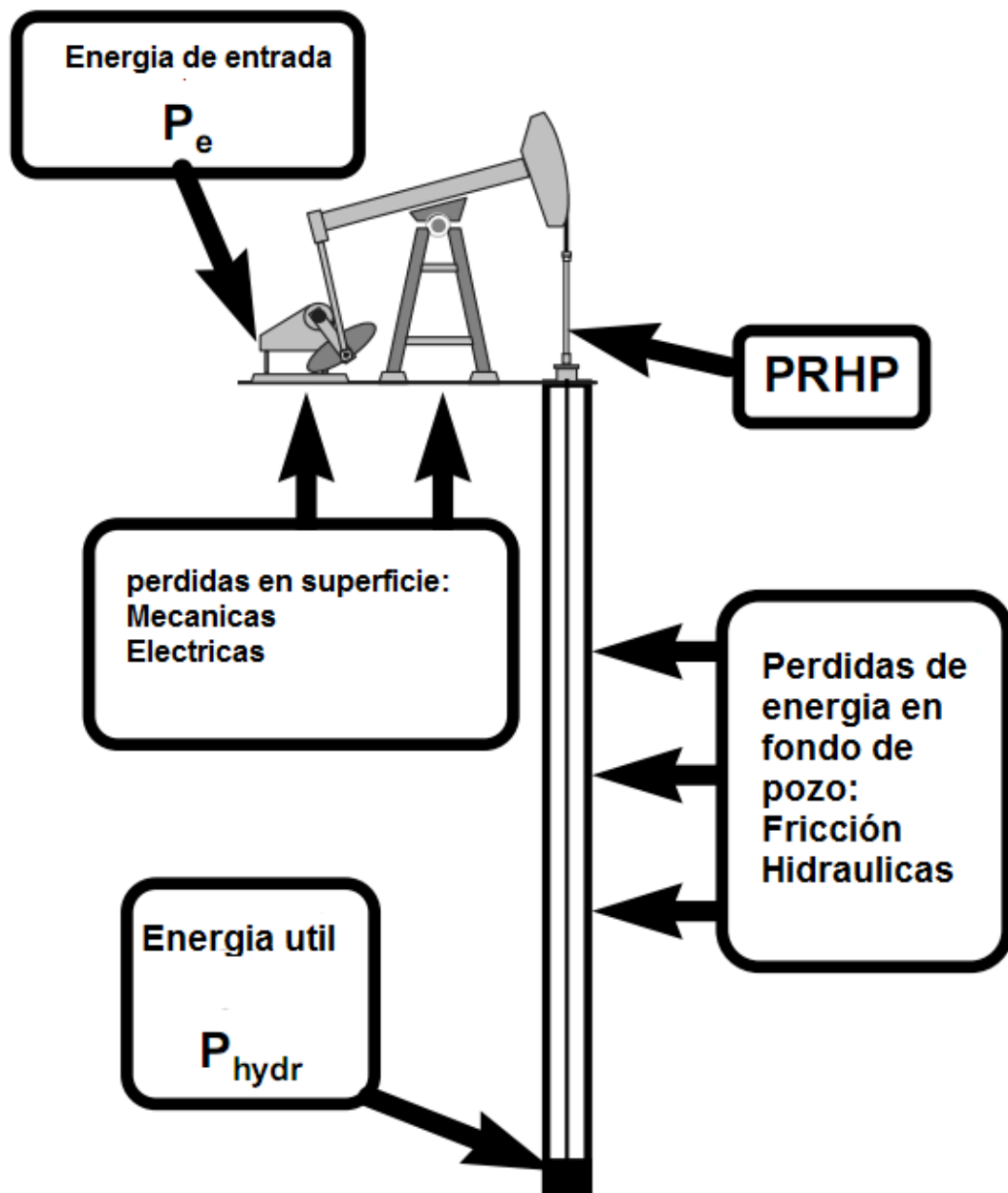
$SpGr$ = Gravedad específica del líquido producido, y

L_{dym} = Nivel de Líquido Dinámico en el pozo, en ft.

Las fuentes de la pérdida de energía en sistema de bombeo mecánico son la bomba, la sarta de varillas y la columna de fluidos. En la bomba toman lugar pérdidas fricciónales e hidráulicas así como fugas de líquidos.

La sarta de varillas al reciprocarse en el tubing roza contra las paredes de este causando fricción mecánica, especialmente en pozos desviados. De igual manera, los líquidos producidos imparten fuerzas de Damping en la sarta causando otras pérdidas hidráulicas. Todas estas pérdidas sumadas a la fuerza hidráulica requerida para la elevación de fluidos deben anticiparse al trabajo mecánico desarrollado por la unidad de bombeo en la barra pulida como se ve en la Figura 1.16.

Figura 1.16 Flujo de energía en el sistema de bombeo mecánico.



Fuente: TAKACS, Gabor. Ways to decrease production costs for sucker-rod pumping. Petroleum Engineering Department, Hungary : University of Miskolc. 2 p. Available from Internet: <URL:[http://www.ogbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease .pdf](http://www.ogbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease.pdf)>

La energía requerida para operar la barra pulida en la superficie, entonces es la sumatoria de la disponibilidad del trabajo hidráulico desarrollado por la bomba y la pérdida de energía en el subsuelo.

Esta potencia requerida es un parámetro básico de bombeo llamado potencia en la barra pulida **PRHP**. Representa la potencia mecánica de entrada al sistema de bombeo en la barra pulida y puede ser encontrado experimentalmente en el área de la carta dinamoétrica tomada en el pozo.

La eficiencia de energía de los componentes de subsuelo del sistema de bombeo mecánico puede estar caracterizada por las cantidades relativas de pérdida de energía en el pozo. El parámetro ampliamente utilizado para este propósito es llamado **Eficiencia de Levantamiento** y es el cociente de la potencia hidráulica útil y la potencia requerida en la barra pulida.

$$\eta_{lev} = \frac{P_{hidr}}{PRHP} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

Donde

η_{lev} = Eficiencia de levantamiento

P_{hidr} = Potencia hidráulica para levantar el fluido, HP

$PRHP$ = Potencia de la barra lisa requerida en superficie, HP

1.8.1.2 Pérdidas en la superficie. En superficie, desde la barra pulida hasta el motor ocurren pérdidas de energía mecánica en varios sitios del sistema de bombeo. Comenzando en la barra pulida; pérdidas en fricción surgen en el stuffing box, en los rodamientos estructurales de la unidad, en la caja de engranajes y en las correas en V. Es habitual incluir todas estas pérdidas de energía dentro de una sola eficiencia mecánica η_{mech} para cuantificar todos estos efectos.

El motor (en la mayoría de los casos eléctrico) convierte la energía eléctrica de entrada, en trabajo mecánico en el eje del motor, y esto involucra ciertas pérdidas de energía inevitables. Por eso, la potencia eléctrica tomada por el motor es siempre mayor que la energía mecánica desarrollada en el eje del motor. Las pérdidas de potencia en un motor eléctrico son clasificadas como eléctricas y mecánicas. Las pérdidas mecánicas ocurren en los rodamientos del motor debido a fricción, otras pérdidas eléctricas incluyen pérdidas en los devanados consumidos por el aire circundante sobre las partes rotativas. De las pérdidas eléctricas, la pérdida de cobre es la más significativa resultando en el calentamiento del motor debido a la disminución de la corriente eléctrica.

Usualmente una eficiencia total η_{mot} , es utilizada para representar todas las pérdidas en el motor, el cual, para motores eléctricos en promedio oscila en un rango de 85% a 93%.

1.8.1.3 Eficiencia Óptima de Energía. Si se consideran todas las pérdidas de energía que ocurren desde el fondo del pozo hasta el motor, una eficiencia total para el sistema de bombeo puede ser definida. Puesto que el trabajo útil del sistema está representado por la potencia hidráulica usada para el levantamiento de fluido y el total de energía de entrada es proporcional a la potencia eléctrica requerida, la eficiencia de energía es considerada como:

$$\eta_{sistema} = \frac{P_{hidr}}{P_e} \quad \text{Ecuación 1.8}$$

Donde

$\eta_{sistema}$ = Eficiencia total energética del sistema de bombeo

P_{hidr} = Potencia hidráulica usada para el levantamiento del fluido, HP

P_e = potencia eléctrica de entrada a los terminales del motor, HP

Una fórmula más detallada puede ser encontrada si las eficiencias individuales de los componentes del sistema son sustituidos en la anterior ecuación:

$$\eta_{sistema} = \eta_{lev} \eta_{mech} \eta_{mot} \quad \text{Ecuación 1.9}$$

Donde

$\eta_{sistema}$ = Eficiencia total del sistema de bombeo

η_{lev} = eficiencia de levantamiento

η_{mech} = eficiencia mecánica de superficie del tren de transmisión

η_{mot} = eficiencia total del motor eléctrico

Una investigación de esta fórmula de eficiencia total permite que algunas conclusiones básicas sean extraídas hacia la obtención de la máxima eficiencia de energía en bombeo mecánico.

Primero la importancia relativa y los rangos de parámetros usuales deben ser analizados en términos individuales. De los parámetros que figuran en la ecuación, los posibles valores de ambos, eficiencia mecánica en superficie η_{mech} y la eficiencia del motor η_{mot} varían en rangos bastante estrechos.

Al mismo tiempo, sus valores no son fáciles de mejorar es por eso que sus efectos en la eficiencia total del sistema no son muy significativos.

De otro lado, la eficiencia de levantamiento, puede ser considerado como el factor gobernante ya que varía en un rango muy amplio dependiendo del modo de bombeo seleccionado. por lo tanto aumentos considerables de eficiencia de energía total en el sistema de bombeo solo puede ser logrado mediante un máximo de eficiencia de levantamiento.

En resumen el requerimiento básico para conseguir una óptima eficiencia de bombeo es incrementar la eficiencia de levantamiento.

Ya que la eficiencia de levantamiento depende principalmente del modo de bombeo seleccionado. (Por ejemplo, la combinación del tamaño del pistón, longitud del stroke, velocidad de bombeo, y el diseño de la sarta de varillas) la apropiada selección del modo de bombeo no puede ser sobre enfatizada.

Cuando se diseña un nuevo sistema de bombeo o se mejora el desempeño de una instalación existente, esta debe ser la meta principal de los esfuerzos del especialista de bombeo mecánico.

1.8.2 Selección del modo apropiado de bombeo. El modo de bombeo de un sistema de bombeo mecánico está definido como la combinación del tamaño de la bomba, la longitud del recorrido de la barra pulida, la velocidad de bombeo y diseño de la sarta de varillas.

El número de tamaño estándar API de bomba y longitud del recorrido es alto, la velocidad de bombeo puede variar dentro de un amplio rango. Como existen muchas combinaciones de sargas de varilla disponibles, un gran número de modos de bombeo son posibles en cada caso. Para producir una cantidad de líquido dada, no obstante, muchos de los modos teóricos de bombeo se convierten en modos imprácticos o antieconómicos pero la eliminación de estos aun deja una cantidad de opciones por considerar. Como se describió anteriormente, el diseño óptimo es escogido dentro de las modos de bombeo que quedan, basados en el valor de sus eficiencias de levantamiento y aquel con el máximo η_{lift} es seleccionado.

Maximizar la eficiencia de levantamiento coincide con el caso de programar la potencia de la barra pulida PRHP para ser mínima. Es decir, levantando un volumen dado de un líquido de una profundidad dada (por ejemplo para un potencia hidráulica dada) eficiencia de levantamiento y PRHP son inversamente proporcionales.

La aplicación de este concepto de optimización ofrece entonces más eficiencia de energía y el más económico modo de bombeo para la producción de la rata de líquido requerido de una bomba dada a una profundidad establecida. El diseño de un sistema de bombeo utilizando este principio resulta en un mínimo de costos operacionales y un máximo de eficiencia del sistema.

Para ilustrar el efecto dominante de la selección del modo de bombeo en la eficiencia del sistema un problema de ejemplo es presentado: Esto involucra sentar una bomba a 6000 pies con el nivel de líquido en la bomba y una rata de flujo deseada de 500 bpd. La sarta de tubería es anclada, se usan varillas grado D con un factor de servicio 1. De la gran cantidad de posibles modos de bombeo los de mayor y menor eficiencias de levantamiento son mostrados en la Tabla 1.7.

Tabla 1.7. Modos de bombeo, con la mejor y la peor eficiencia de levantamiento. Para levantar 500 BPD de una profundidad de 6000 ft.

Modo de bombeo	El mejor	El peor
Varillas API No.	86	85
Tamaño de la bomba	2 ½"	1 ¼"
Longitud de la carrera	120"	144"
Velocidad de bombeo	8.3 SPM	18.4 SPM
PRHP	23.5 HP	58.3 HP
Eficiencia de levantamiento	94.1 %	37.9 %
Tamaño de la unidad de bombeo	C-912D-305-168	

Fuente: TAKACS, Gabor. Ways to decrease production costs for sucker-rod pumping. Petroleum Engineering Department, Hungary : University of Miskolc. 4 p. Available from Internet: [URL:http://www.oqbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease .pdf](http://www.oqbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease .pdf)

Si el mejor modo es seleccionado, la potencia en la barra pulida es solo un poco mayor que la potencia hidráulica de la bomba, asegurando una eficiencia de levantamiento cercana al 94%.

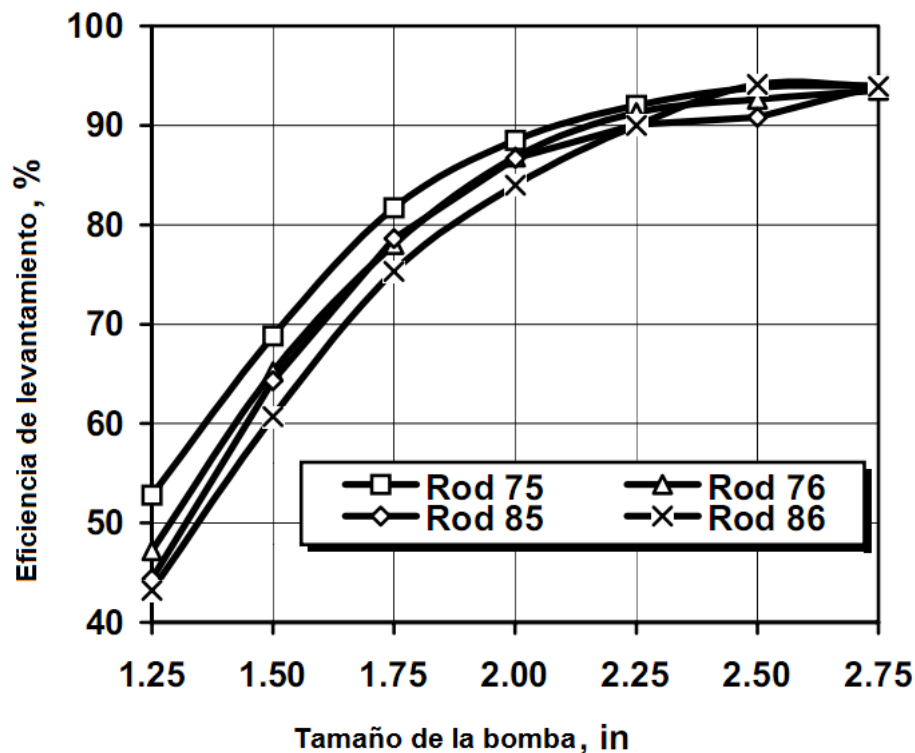
De otro lado el peor modo requiere de al menos tres veces más energía que el mejor modo para sacar la misma cantidad de fluido desde la misma profundidad. También es interesante notar que estos dos tipos tan distintos de bombeo necesitan del mismo tamaño de unidad, Este ejemplo entonces demuestra que grandes ahorros de energía y costos operacionales se pueden realizar escogiendo el modo de bombeo adecuado.

Resultados de cálculos adicionales son presentados en la Figura 1.17 donde valores máximos de eficiencias de levantamiento para diferentes combinaciones de varillas son graficados contra tamaño de bomba. Una observación clara de las curvas muestra claramente que el incremento en el tamaño de la bomba logra también incrementar al

máximo los valores de eficiencia de levantamiento para todos los tamaños de varilla. Por lo tanto el uso de pistones más grandes con una correspondiente disminución en la velocidad de bombeo es siempre ventajoso y resulta en un menor requerimiento de energía.

La Figura 1.17 también muestra que en la práctica, el uso de sartas más pesadas (API 85 / 86 en vez de API 75 / 76) incrementa considerablemente los requerimientos de potencia para bombas de tamaño más pequeño. Sin embargo al incrementar el tamaño de la bomba, la diferencia en requerimientos de potencia tiende a ser menos pronunciadas.

Figura 1.17. Máximas eficiencias de levantamiento para diferentes combinaciones de sartas vs. Tamaño de bomba produciendo 500bpd a 6.000ft



Fuente: TAKACS, Gabor. Ways to decrease production costs for sucker-rod pumping. Petroleum Engineering Department, Hungary : University of Miskolc. 5 p. Available from Internet: [URL:http://www.oqbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease .pdf](http://www.oqbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease .pdf)

Este fenómeno es explicado por la relativa importancia del peso de la sarta de varillas en la carga total de bombeo ya que bombas más grandes involucran cargas de fluido más grandes y el peso de la sarta también llega a ser una pequeña fracción de la carga total en las varillas.

2. UNIDAD DE BOMBEO DYNAPUMP

La unidad de bombeo DynaPump⁷ fue creada con el propósito de obtener los mayores beneficios posibles de la extracción de crudo a través el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Para lograr esto la unidad incorpora una serie de características que aumentan la eficiencia de bombeo y disminuye el daño en la sarta de varillas, además de poseer un sistema de monitoreo constante que informa al operador la presencia de una posible falla. Entre las características más destacadas se tienen: alta capacidad de carga de la barra pulida, bajas aceleraciones y desaceleraciones, carrera larga y control de velocidad variable para incrementar el flujo total, la eficiencia volumétrica y reducir el consumo de energía.

Resultados recientes muestran que el consumo de energía al utilizar sistemas DynaPump varía desde 13 hasta 30 Kw/Barril/1000'. En este mismo estudio el sistema de bombeo mediante balancín tuvo consumos que variaron desde 29 hasta 64 Kw/Barril/1000'. De la misma forma los resultados también mostraron que se redujeron las cargas en las varillas debido a carreras más lentas y menores aceleraciones. El escurrimiento en la bomba se vio también disminuido gracias a que se emplearon rápidas carreras ascendentes.

Actualmente este equipo se utiliza en el Sureste de California, Texas, Nuevo México, Utah, Colorado y Venezuela. Algunas de estas unidades han excedido el record de producción de sistemas para sistemas hidráulicos, siendo capaces de producir tasa que superan los 10,000 Bls/día.

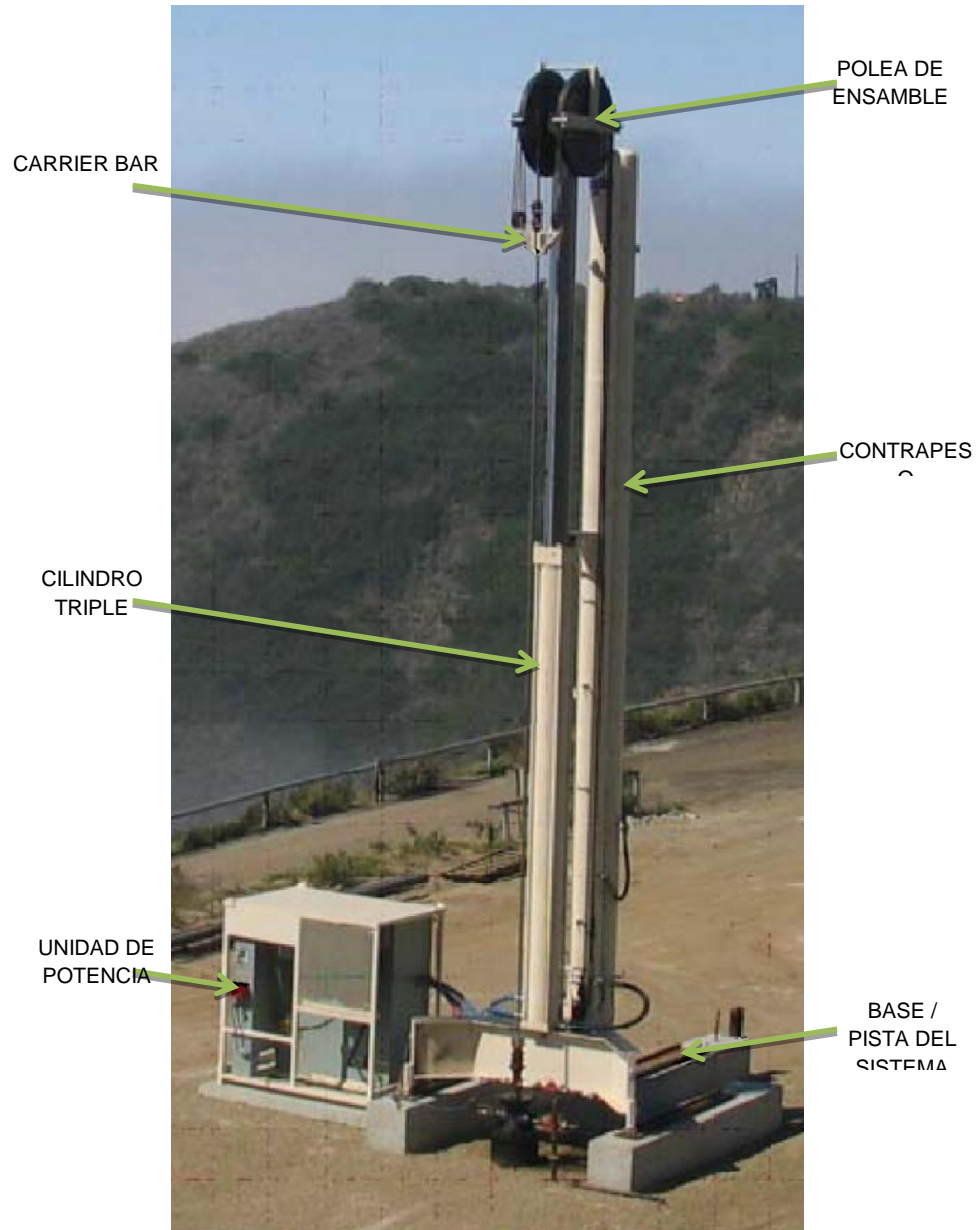
A continuación se realizara una descripción detallada de este sistema.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DYNAPUMP

La unidad DynaPump está constituida por dos componentes básicos: la unidad de bombeo y la unidad motriz. La unidad de bombeo es un elevador de carrera larga, activado hidráulicamente, que se conecta a la barra lisa. La unidad motriz es el centro de control, el cual provee la capacidad de convertir la energía eléctrica en energía hidráulica y de controlar la carrera de la bomba por medio de un ordenador, según sea necesario, para proveer una óptima eficiencia de bombeo. El sistema DynaPump incorpora un controlador de bombeo de tiempo real, y cuenta con la capacidad de monitorear el comportamiento y el estado del pozo y/o la bomba.

⁷ DYNAPUMP, INC. DynaPump 5-13 SP Operations manual. 9321 Melvin Avenue Northridge. 2006.

Figura 2.1 Unidad de bombeo DynaPump.



Fuente: DYNAPUMP, INC. DynaPump 5-13 SP Operations manual. 9321 Melvin Avenue Northridge. 2006. 3 P.

2.1.1 Unidad de bombeo. La unidad de bombeo, consta de los siguientes componentes:

- Polea
- Contrapeso
- Cilindro triple
- Elevador
- Guaya
- Base metálica

La unidad de bombeo se ubica sobre la cabeza del pozo y se conecta a la barra lisa por medio de la carrier bar. Esta viene en varios tamaños, lo cual depende de la carga máxima probable a la que tenga que enfrentarse. Está compuesta por un cilindro hidráulico de tres cámaras, de diseño patentado, una base estructural para servicio pesado, dos contenedores grandes que tienen gas nitrógeno bajo presión y un mecanismo de elevación, conformado por poleas y cables, que duplica la longitud de la carrera de la barra lisa así como su velocidad, con relación al cilindro.

Un sistema accionado por gas nitrógeno está conectado a una de las cámaras de subida del cilindro y actúa como un mecanismo de contrapeso, básicamente para contrarrestar el peso de las varillas y una porción de la carga del fluido. El contrapeso puede ser ajustado con la simple variación de la presión ejercida por el gas en los cilindros de almacenamiento. Por lo tanto, la dirección y la velocidad de la bomba son controladas mediante el envío de fluido hidráulico, bien a la cámara superior o inferiores del cilindro. Ya que la bomba es controlada mediante un ordenador, los límites de velocidad y de carrera pueden ser establecidos independientemente, lo cual permite establecer rápidas carreras ascendentes y lentas carreras descendentes o viceversa. Esta característica aumenta en gran medida la eficiencia de la bomba en pozos profundos.

La bomba utiliza muchos mecanismos feedback o de regulación, los cuales proporcionan un óptimo control de su recorrido y un completo monitoreo de la condiciones en la cuales se encuentra tanto esta como el pozo. Entre los sensores feedback se encuentra un sensor de posición lineal para medir la posición del recorrido y un proximityswitch para detectar una posible ruptura en el cable.

La unidad de bombeo ha sido diseñada para trabajar con un sistema de patines el cual permite que esta sea desplazada desde la cabeza del pozo, sin la necesidad de ser desmontada, por lo tanto cuando se vaya a realizar un trabajo de mantenimiento al pozo, la bomba puede ser retirada con un montacargas.

2.1.1.1 Modelos DynaPump

- Modelo 5:

Tabla 2.1. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 5.

Especificaciones		
Capacidad de la estructura	15,000 Lbs.	
Longitud máxima de la carrera	168 pulgadas	
Opciones para la potencia del motor	15 HP	2.5 SPM
	25 HP	4.2 SPM
	40 HP	6.8 SPM
Máxima presión hidráulica	1,800 PSI	
Peso	Unidad de potencia	Unidad de bombeo
	1,145 Lbs.	2,800 Lbs.

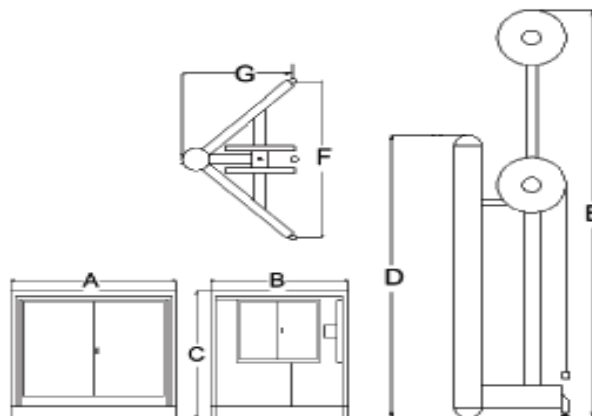
Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp05.html, modificado

Tabla 2.2. Medidas de la unidad.

A	B	C	D	E	F	G
72"	64"	81"	218"	276"	112"	64"

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp05.html

Figura 2.2. Medidas de la unidad.



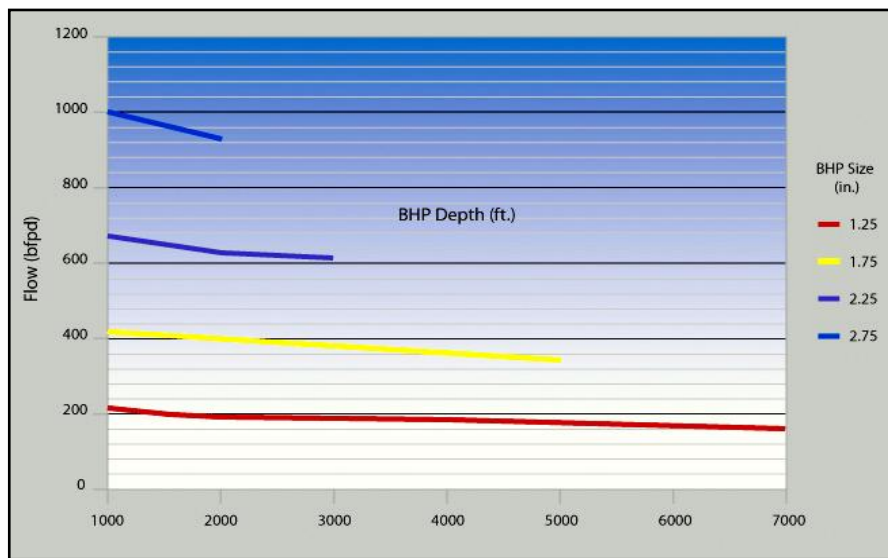
Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp05.html

Tabla 2.3. Rango de flujo.

	Profundidad	BFPD	BHP DIA
Desde	1,000 ft	2,290	4.25"
Hasta	7,000 ft	230	1.50"

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp05.html

Figura 2.3. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 5 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.



Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/cs_flow_comp.html

- MODELO 7:

Tabla 2.4. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 7.

Especificaciones	
Capacidad de la estructura	25,000 Lbs.
Longitud de la carrera	240 pulgadas
Opciones para la potencia del motor	25 HP 2.2 SPM
	40 HP 3.5 SPM
	60 HP 4.8 SPM
Máxima presión hidráulica	1,800 PSI

Tabla 2.4. (Continuación)

Especificaciones		
	Unidad de potencia	Unidad de bombeo
Peso	1,850 Lbs.	5,600 Lbs.

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp07.html. Modificado

Tabla 2.5. Medidas de la unidad (Ver figura 2.2).

A	B	C	D	E	F	G
72"	64"	81"	218"	334"	112"	64"

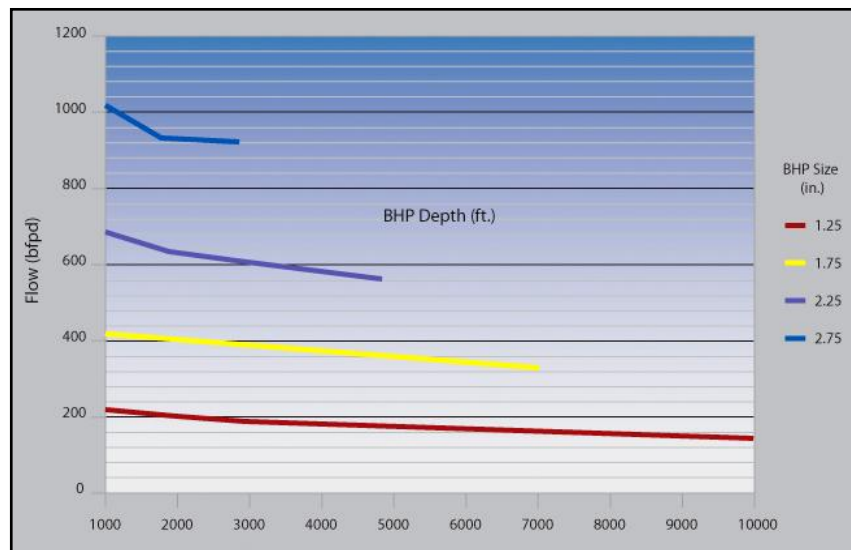
Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp07.html

Tabla 2.6. Rango de flujo.

	Profundidad	BFPD	BHP DIA
Desde	1,000 ft	2,880	4.75"
Hasta	9,000 ft	240	1.50"

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp07.html

Figura 2.4. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 7 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.



Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/cs_flow_comp.html

- MODELO 9:

Tabla 2.7. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 9.

ESPECIFICACIONES		
Capacidad de la estructura	40,000 Lbs.	
Longitud de la carrera	288 pulgadas	
Opciones para la potencia del motor	60 HP	1,8 SPM
	60 HP	2,6 SPM
	100 HP	4,0 SPM
Máxima presión hidráulica	1,800 PSI	
Peso	Unidad de potencia	Unidad de bombeo
	4,150 Lbs.	14,500 Lbs.

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp09.html. Modificado

Tabla 2.8. Medidas de la unidad (Ver figura 2.2).

A	B	C	D	E	F	G
96"	72"	81"	240"	406"	127"	92"

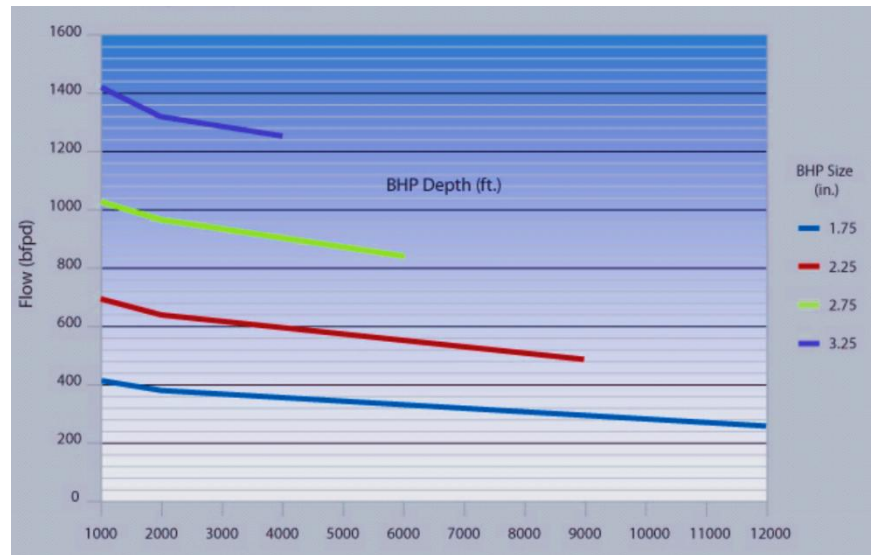
Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp09.html

Tabla 2.9. Rango de flujo

	Profundidad	BFPD	BHP DIA
Desde	3,000 ft	2,250	4.75"
Hasta	13,000 ft	420	2.00"

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp09.html

Figura 2.5. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 9 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.



Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/cs_flow_comp.html

- MODELO 11:

Tabla 2.10. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 11

Especificaciones		
Capacidad de la estructura	60,000 Lbs.	
Longitud de la carrera	336 pulgadas	
Opciones para la potencia del motor	60 HP	1.8 SPM
	100 HP	3.0 SPM
	125 HP	3.4 SPM
Máxima presión hidráulica	1,800 PSI	
Peso	Unidad de potencia	Unidad de bombeo
	4,425 Lbs.	20,500 Lbs.

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp11.html. Modificado

Tabla 2.11. Medidas de la unidad (Ver figura 2.2).

A	B	C	D	E	F	G
96"	72"	81"	402"	464"	127"	92"

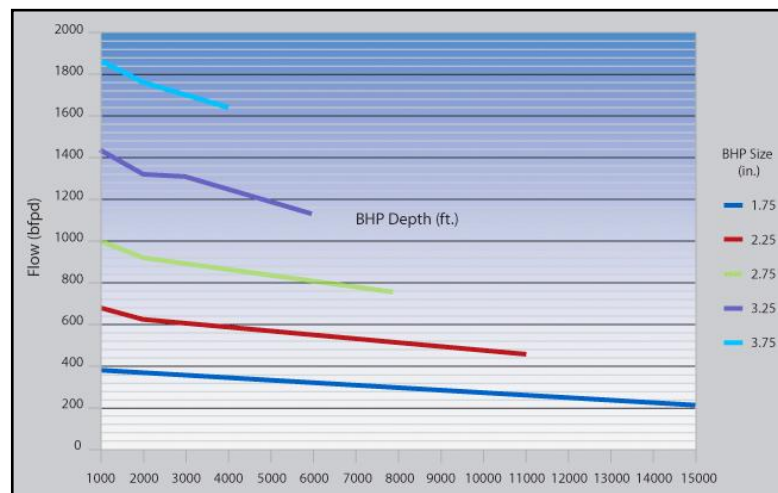
Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp11.html.

Tabla 2.12. Rango de flujo

	Profundidad	BFPD	BHP DIA
Desde	3,000 ft	2,250	4.75"
Hasta	13,000 ft	420	2.00"

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp11.html.

Figura 2.6. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 11 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.



Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/cs_flow_comp.html

- MODELO 13:

Tabla 2.13. Especificaciones de la unidad DynaPump modelo 13.

Especificaciones		
Capacidad de la estructura	80,000 Lbs.	
Longitud de la carrera	360 pulgadas	
Opciones para la potencia del motor	100 HP	2 SPM
	125 HP	2.5 SPM
	150 HP	3 SPM
Máxima presión hidráulica	1,800 PSI	
Peso	Unidad de potencia	Unidad de bombeo
	4,850 Lbs.	23,200 Lbs.

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp13.html. Modificado

Tabla 2.14. Medidas de la unidad (Ver figura 2).

A	B	C	D	E	F	G
96"	72"	81"	402"	496"	127"	92"

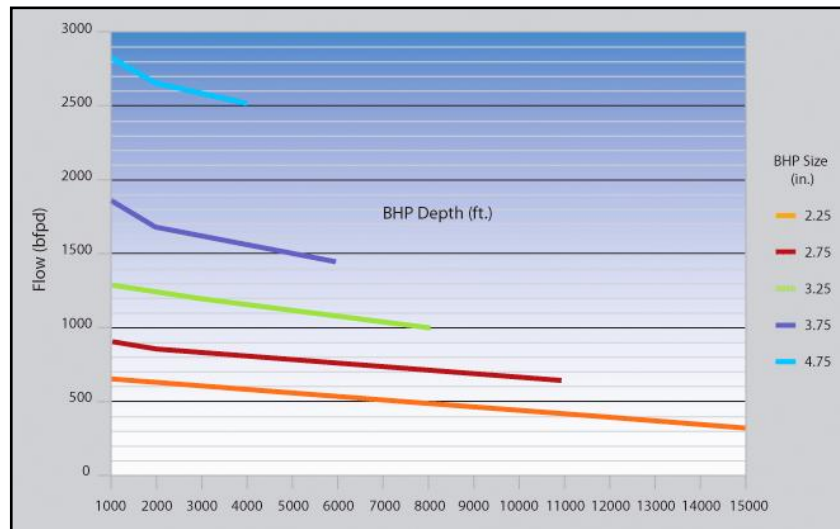
Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp13.html.

Tabla 2.15. Rango de flujo.

	Profundidad	BFPD	BHP DIA
Desde	1,000 ft	7,000	5.75"
Hasta	22,000 ft	120	1.25"

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp13.html.

Figura 2.7. Tasa de flujo de la unidad DynaPump modelo 13 con respecto a la profundidad y al tamaño de la bomba de fondo.



Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/cs_flow_comp.html

En la siguiente tabla se recopilan los aspectos más importantes de los modelos de la unidad DynaPump.

Tabla 2.16. Unidades DynaPump, longitud de la carrera y capacidad de carga.

Modelo de Unidad de Bombeo	5	7	9	11	13
Longitud de la carrera	168"	240"	288"	336"	360"
Capacidad de carga	15.000 lbs	20.000 lbs	40.000 lbs	60.000 lbs	80.000 lbs

Fuente: DYNAPUMP, INC. DynaPump 5-13 SP Operations manual. 9321 Melvin Avenue Northridge. 2006. 2 p.

2.1.2 Unidad motriz. La unidad motriz proporciona la fuerza motriz y controla la unidad de bombeo. Está formado por dos componentes principales: un sistema de bombeo hidráulico y un centro de comunicación y control. El sistema de bombeo hidráulico incluye las bombas hidráulicas y las unidades de energía las cuales pueden ser de motor eléctrico o de motor a gas natural. Este sistema también cuenta con un tanque hidráulico sellado y varias válvulas y sensores que permiten que el cilindro de tres cámaras de diseño patentado funcione correctamente. El sistema de bombeo hidráulico se conecta a la unidad de bombeo por medio de dos mangueras primarias de alta presión y cuatro mangueras secundarias de control/regulación.

El centro de control y comunicaciones consta de un sólido estado electrónico y controles remotos, los cuales son diseñados para mantener el equipo en libre operación. La electrónica incluye controles computarizados que permiten que la bomba sea controlada por sensores de retroalimentación, para asegurar un preciso funcionamiento, tanto de la velocidad como la posición de esta. La computadora también está diseñada para la comunicación externa por medio de un modem, un radio transmisor o usando directamente una línea telefónica. Esto permite que la bomba se monitoreada y controlada de forma remota.

Tabla 2.17. Potencia, dimensiones y peso de las unidades de potencia

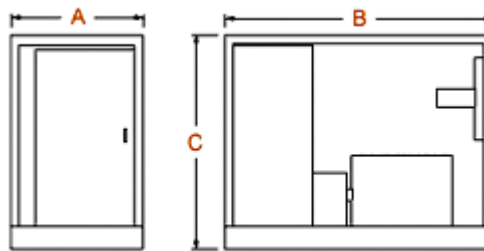
Caballos de fuerza	A	B	C	Peso
15 HP	41"	44"	67"	920 Lbs.
25 HP	71"	63"	81"	1580 Lbs.
40 HP	71"	63"	81"	1660 Lbs.
60 HP	71"	63"	81"	1775 Lbs.

Tabla 2.17. (Continuación)

Caballos de fuerza	A	B	C	Peso
100 HP	83"	72"	78"	2440 Lbs.
125 HP	96"	68"	99"	2560 Lbs.
150 HP	96"	68"	99"	2640 Lbs.

Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_power.html

Figura 2.8. Dimensiones de la unidad de potencia



Fuente: http://www.dynapumpinc.com/content/prod_power.html

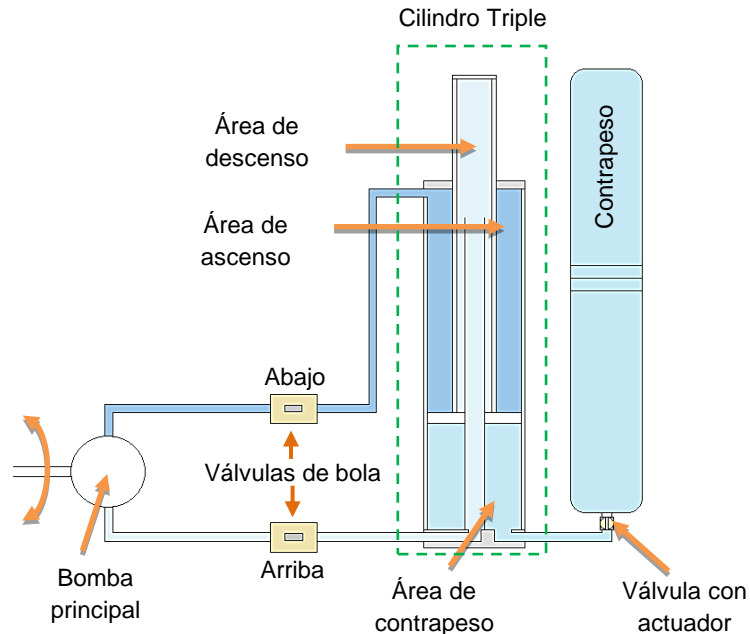
2.2 DISEÑO BASICO DEL SISTEMA

El sistema DynaPump usa circuitos hidráulicos cerrados para mover el cilindro de tres cámaras (cilindro triple) de arriba abajo. La barra lisa es conectada al cilindro a través de un sistema de cable compuesto que utiliza poleas de nylon de alta tensión y cojinetes de acero para soportar la carga. El sistema de contrapeso a base de nitrógeno ayuda a soportar el peso muerto de la varilla y una porción del peso dinámico tanto de la varilla como de la columna de fluido. La presión en los dos cilindros de nitrógeno establece la carga del contrapeso, el cual es conectado solo durante condiciones normales de operación. El contrapeso puede ser desconectado de manera fácil y rápida en caso de una fuga de gas en el cilindro, apagando previamente la bomba. El volumen de gas del contrapeso ha sido establecido para que la presión no varíe significativamente durante los cambios normales de temperatura.

Enviando fluido hidráulico a la cámara superior o inferior del cilindro se controla la dirección de este mientras que con el caudal de flujo se controla su velocidad. Cuando el flujo es dirigido a una cámara, se retira de la otra para mantener el sistema en equilibrio. El fluido hidráulico es filtrado y la temperatura es regulada por medio de un intercambiador de calor. Un secador es conectado al cilindro para remover cualquier señal de agua del

sistema. Los circuitos hidráulicos contienen una serie de válvulas cheque, válvulas de alivio y válvulas solenoides que trabajan juntas para un control eficiente del cilindro triple.

Figura 2.9. Esquema del cilindro triple del sistema DynaPump.



Fuente: GOW, E & S. Operación Básica del DynaPump, [diapositivas]. 2007. 28 diapositivas, color.

El sistema contiene un circuito cerrado de sensores que permiten controlar y determinar la posición, velocidad y aceleración de la carrera. Además existen otros factores que monitorean lo relacionado con la seguridad y el mantenimiento del sistema. El sistema de control monitorea continuamente el desempeño del sistema y reacciona a los cambios que se puedan presentar ya sea en la carga de la varillas, las tasas de flujo y en determinadas condiciones ambientales.

El sistema DynaPump se comunica con un computador central a través de un modem. Esta característica en la comunicación permite el monitorear el pozo, la capacidad de encender o apagar la unidad por medio remoto, controlar la longitud de la carrera y los cambios en las velocidades de subida y de bajada, recibir indicadores de mantenimiento, estados de alerta e imprimir cartas dinamométricas.

Los parámetros de diseño para la bomba, junto con la selección de componentes de calidad para la elaboración de esta, se realizaron pensando en una operación libre de mantenimiento. Sin embargo, el sistema de bombeo se encuentra totalmente supervisado

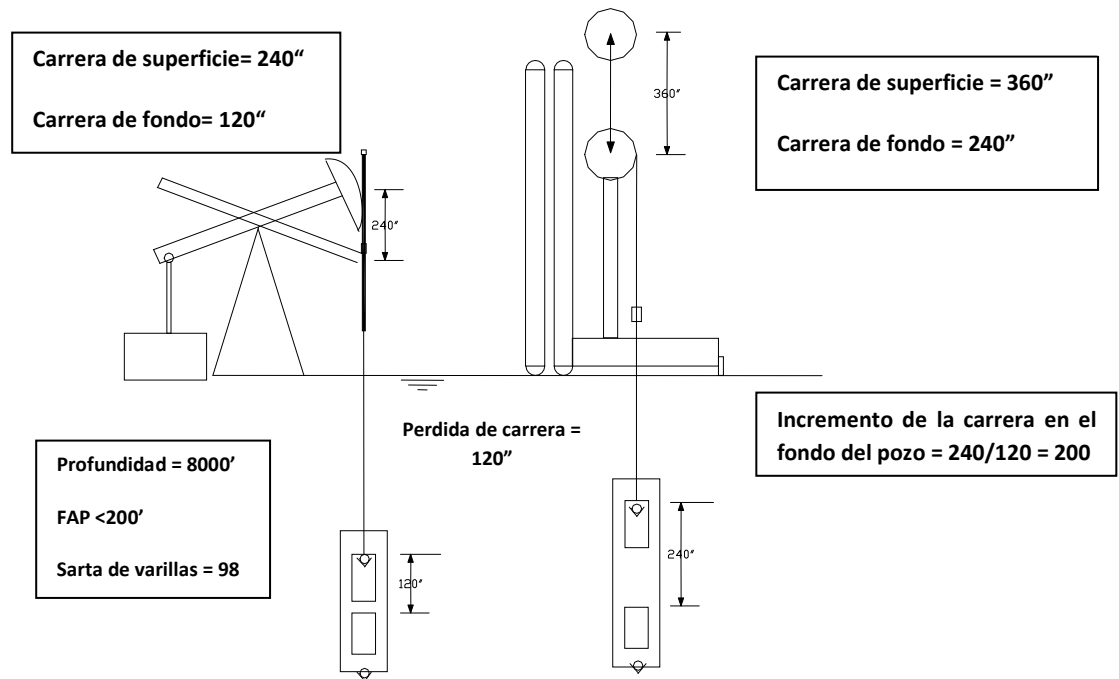
y la operación continua bajo condiciones inseguras no está permitida. Esto asegura que tanto el personal, como el equipo de bombeo y el pozo mismo estén protegidos en caso de estar operando bajo condiciones inapropiadas, incluyendo errores en la operación.

2.3 VENTAJAS QUE PRESENTA EL SISTEMA DYNAPUMP SOBRE EL LEVANTAMIENTO MEDIANTE BALANCÍN.

- *Carrera larga:* El sistema DynaPump ofrece recorridos o carreras más largas, lo cual minimiza la fatiga en la sarta de varillas, aumentando así su vida útil, esto debido a que se reducen el número de golpes por minuto, lo cual significa pocos cambios en la dirección de la barra lisa. Los Modelos 7, 9, 11 y 13 ofrecen mayores longitudes de recorrido: 240, 288, 336 y 360 pulgadas respectivamente. La máxima longitud de recorrido de una unidad de balancín es de 240 pulgadas (disponible en varias unidades con rangos de torque de 912,000 in-lb y mayores).

También, es menor el esfuerzo de la sarta de varillas como porcentaje del recorrido, lo cual tiene mucha importancia sobre todo en pozos profundos, debido a que es menor la reducción de la carrera efectiva de la bomba en fondo de pozo, lo que garantiza un mayor flujo de fluido (ver figura 2.9). Por ejemplo, un sistema que bombea 800 BPD desde 6000 pies usando una unidad 1824 con 240 pulgadas de recorrido, tiene una pérdida calculada de recorrido en fondo de 35 pulgadas (15%). Para una DynaPump Modelo 11 con 336 pulgadas de recorrido, la misma pérdida representa solamente un 10% (por facilidad, se asumen las mismas cargas de aceleración). Por lo tanto más movimiento lineal en superficie es aprovechado para proporcionar movimiento efectivo del pistón en fondo.

Figura 2.10. Longitud de carrera de fondo del DynaPump vs la del sistema balancín.



Fuente: GOW, E & S. Sistemas de bombeo de recorrido largo controlado por computador, [diapositivas]. 2007. 39 diapositivas, color.

- Mayor capacidad de carga de la barra lisa:* La profundidad del pozo y el tamaño de la bomba de fondo, determinan el diseño de la sarta de varillas y en última instancia la carga que puede soportar esta. Una bomba de fondo de gran tamaño aumenta la eficiencia del pozo ya que reduce la caída de presión que el fluido experimenta al entrar a esta, manteniendo así el diferencial de presión, lo que garantiza un mayor flujo. Pero también hay que resaltar que cuando se usan este tipo de bombas, la carga en la varillas aumenta.

Debido a que el DynaPump posee gran capacidad de carga y baja aceleración, puede tomar ventaja de esta característica, lo que permite obtener la máxima capacidad de flujo, para un pozo dado. Por ejemplo a una profundidad de bombeo de 6000 pies., una unidad de balancín A-2560 tiene una capacidad máxima aprox. de 1450 bpd mientras que una DynaPump Modelo 13 tiene una capacidad 1900 bpd.

- Velocidad de subida y de baja variable:* Las unidades DynaPump usan un variador de frecuencia integrado para su motor, más un sistema de control automatizado que permite al operador cambiar fácilmente la velocidad de bombeo sin necesidad de cambios de poleas. La velocidad de bombeo se puede fijar usando una interface

Palm Pilot en pozo, desde la oficina en campos con sistemas de automatización como Case services o XSPOC o a través del software DynaPump usando una conexión telefónica de celular o radio y un modem en la unidad de potencia de DynaPump.

La unidad tiene también tasas de aceleración y desaceleración controlables independientemente para ambas, la carrera ascendente y descendente (dos tasas de aceleración y dos de desaceleración). Estas tasas son fijadas en el inversor, y son independientes de los ajustes en las velocidades ascendente y descendente. Estas aceleraciones no son fijadas por la geometría de la unidad y velocidad como en el caso de las unidades de balancín. Esto permite “suavizar” el movimiento en los recorridos, lo cual reduce la carga máxima sobre las varillas y la diferencial entre la carga máxima y la mínima sobre la barra lisa. Esto ayuda a prolongar la vida útil de las varillas.

Debido a que la velocidad de la carrera ascendente y descendente, pueden ser programadas independientemente la una de la otra, la eficiencia de bombeo se ve aumentada de dos maneras:

Una carrera descendente más lenta para eliminar o minimizar “el efecto de flotación de las varillas” que ocurre cuando la fricción viscosa sobre la sarta de varillas disminuye la tasa de caída a una velocidad más lenta que la impuesta por la geometría de la unidad de bombeo sobre la barra porta varilla. Con DynaPump, esta velocidad más lenta en el recorrido descendente es compensada con una carrera ascendente más rápida para mantener los golpes por minuto y la tasa de producción deseados.

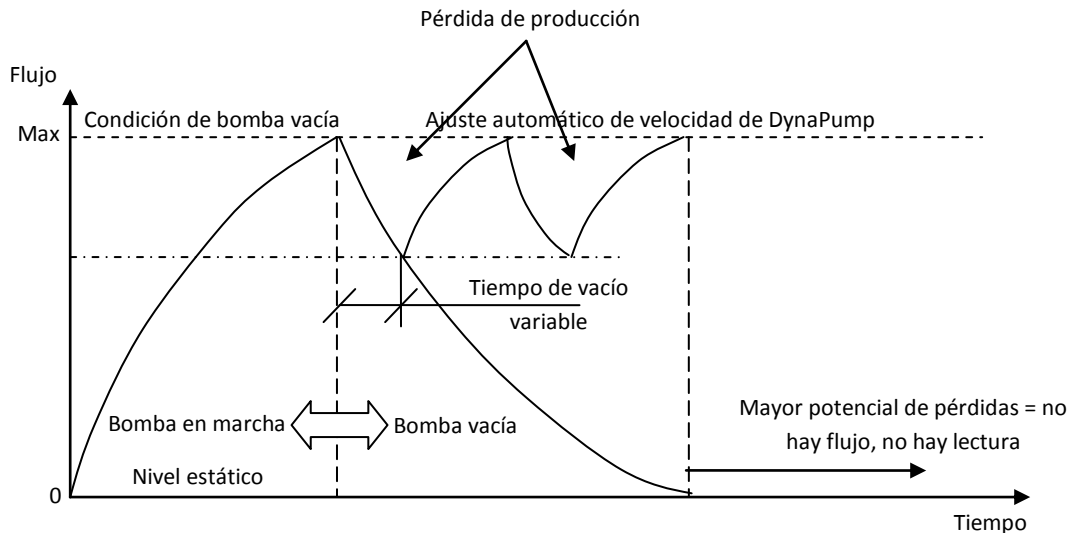
Usar una carrera ascendente más rápida, minimiza las pérdidas por escurrimiento en el pistón debido a un tiempo más corto durante el cual sucede el escurrimiento. Esto puede ser particularmente ventajoso cuando una bomba se ha deteriorado, o cuando se requiere un menor ajuste pistón/barril en pozos arenados. Es también importante en pozos profundos donde las altas presiones diferenciales a través del pistón incrementan el escurrimiento.

- *Controlador de bomba vacía integrado:* Como se mencionó en la sección 1.7, el sistema ideal de bombeo es aquel que tiene la capacidad de bombear una tasa igual a la que fluya desde el yacimiento. Esto permitirá producir el máximo evitando el golpe de fluido o incrementos en el nivel de fluido.

Idealmente, un sistema de levantamiento artificial debería variar su velocidad para poder bombear el fluido a la misma tasa con que este entra al pozo. El sistema DynaPump está diseñado para hacer esto, cuando una condición de bomba vacía es

detectada, la unidad automáticamente se ajusta a una menor velocidad y periódicamente volverá a su velocidad inicial si existe suficiente fluido para una velocidad mayor. Esta característica también elimina la necesidad de apagar la bomba, lo cual ocasiona pérdidas en la producción e ineficiencia debido a la puesta en marcha, una vez que la bomba es encendida nuevamente.

Figura 2.11. Efecto del controlador de bomba vacía en la producción.



Fuente: GOW, E & S. Sistemas de bombeo de recorrido largo controlado por computador, [diapositivas]. 2007. 39 diapositivas, color.

La figura compara el funcionamiento del controlador de bomba vacía que posee el DynaPump vs un controlador común, de la siguiente forma:

Inicialmente el el pozo comienza de cero flujo (nivel estático del pozo), a continuación cuando la bomba inicia su funcionamiento, se va incrementando el flujo, hasta que el nivel de fluido disminuye hasta el nivel de la bomba, en ese momento se apaga la unidad automáticamente y se debe esperar a que se restablezca el nivel antes de volver a arrancar este fenómeno ocurre con los controladores comunes, contrario a esto, para el caso de la unidad DynaPump no sucede de esa forma, gracias que esta unidad posee un variador de velocidad, y el comportamiento de la bomba se encuentra censado, la unidad nunca se apaga, esta solo baja la velocidad hasta cuando la bomba vuelve a llenarse y en ese momento vuelve a subir la velocidad hasta que se desocupe, y por esta razón el flujo nunca se va a cero.

- *Diagnósticos:* El panel de control también provee diagnósticos completos sobre la operación de la unidad. Estos toman dos formas a considerar:

Advertencias de problemas inminentes o necesidad de mantenimiento, ítems que no dan lugar a que se pare la unidad, y Alarmas que reportan la razón por la que la unidad ha experimentado un cierre automático.

Además de proveer al personal de servicio sobre la causa de una parada inminente, la unidad presentará en pantalla las cinco últimas alarmas que han ocurrido. Estas pueden asistir en la localización de averías. El software DynaPump también provee comentarios en un ambiente Windows que ayudan a sugerir la localización de averías cuando el cursor es puesto sobre la alarma respectiva.

- *Comunicaciones para Control y Monitoreo:* El sistema DynaPump es controlado electrónicamente desde un panel sin una unidad modular de alimentación. Esto hace fácil proveer comunicaciones para control y monitoreo del sistema. Los datos pueden ser descargados en el sitio a través de un puerto serial al computador portátil o a una Palm Pilot, o acceder remotamente donde esté disponible un enlace de comunicación. El acceso remoto puede usar el software DynaPump, los programas de automatización de Case Services o el XSPOC. Estos enlaces de comunicación proveen información sobre el desempeño de la unidad, incluyendo cartas dinámicas, y permite ajustar los parámetros de operación de la unidad tales como velocidad, longitud de recorrido, y el seteo para la detección de bomba vacía.
- *Alta eficiencia de los componentes del sistema eléctrico:* Los factores mencionados anteriormente, junto con la gran capacidad de carga que posee la unidad DynaPump, han reducido significativamente los requerimientos de potencia. El diseño también se basa en un sistema de torque constante, lo cual da como resultado un factor de potencia cercano a uno lo que ocasiona que el sistema sea capaz de operar con pequeños transformadores. Estudios hechos en 14 unidades convencionales y 8 unidades DynaPump en pozos de crudo pesado, establecieron que el factor de las unidades convencionales fue 48% mientras que el de las DynaPump fue de 86%. Este factor puede resultar ser extremadamente importante para los operadores, ya que se podrá incrementar la producción sin adicionar coste sobre la red eléctrica. Un estudio sobre consumo de energía eléctrica en 8 pozos con sistemas DynaPump y más de 50 pozos con unidades de balancín, muestran que el consumo de energía de las DynaPump más de un 30% menor que unidades de balancín con controladores de bomba vacía y más de 80% menor que unidades sin controlador.

Los bajos requerimientos de energía y los altos factores de potencia de las unidades DynaPump reducen la carga eléctrica total sobre la red. Para un sistema de energía trifásico, el factor de potencia es igual a $watts/1.73EI$, donde E es el voltaje e I la corriente. Usando los significados de los factores de potencia discutidos en el presente párrafo se ve que los requerimientos de cantidad de potencia en unidades convencionales podrían ser de aproximadamente 1.8 veces la corriente requerida por

unidades DynaPump. Las pérdidas en la línea de transmisión son proporcionales al cuadrado de la corriente. Así, las pérdidas en la línea para proveer energía a las unidades de balancín serían 3.2 veces, mayor, asumiendo el mismo tamaño del conductor.

- *Liviano/Portátil:* Los sistemas DynaPump son más livianos, y más portátiles que las unidades convencionales de balancín. Por ejemplo, un Modelo 5 tiene la capacidad de manejar 750 bpd desde 3000 pies de Profundidad. Para producir un volumen equivalente se requeriría una unidad de balancín C-456-305-120. El cabezal de la unidad Modelo 5 tiene un peso ensamblado de 5000 libras y la unidad de potencia un peso de 600 libras. La C-456 tiene un peso de 18440 (sin contrapesas), y con máximo contrabalance pesa 43,420 libras.
- *Bajo Costo de Transporte:* El reducido peso y tamaño compacto de las unidades DynaPump traen consigo bajos costos de transporte, sobre todo si varias unidades se requieren simultáneamente. Ahorros de aproximadamente el 25% son estimados con base a una DynaPump modelo 5, comparada con una unidad de balancín C-456.
- *Bajo Costos de Instalación:* El peso bajo, los tamaños compactos y la capacidad para enviar unidades DynaPump completamente ensambladas trae consigo menores costos de instalación. Las pequeñas marcas de la unidad en cabeza de pozo y la eliminación de las masas de peso rotativo de contrabalance resultan en menor masa de fundición. Un peso liviano requiere equipo más liviano, reduciendo costos. Puesto que la unidad es enviada completamente ensamblada, solo se requiere un elevador para su instalación. La operación termina con un segundo levantamiento para descargar la unidad de potencia. Esto reduce significativamente el tiempo de instalación en campo, además de reducir costos. En el ejemplo, una reducción mayor al 40% fue estimada por el operador para fundiciones y trabajo de grúa comparados con una unidad de balancín.

2.4 DESVENTAJAS DE LA UNIDAD DYNAPUMP

La unidad de bombeo DynaPump, presenta desventajas considerables, entre las cuales se destacan:

- El trabajar a bajas velocidades, implica el uso de bombas de gran diámetro, pero en muchos pozos es limitado el uso de estas, debido a las características de su completamiento.
- Requiere entrenamiento detallado del personal, para conocer todas las características de la unidad y aprender a ajustarla a las características de producción del pozo.

- El mantenimiento de la unidad de bombeo requiere personal calificado con conocimientos en hidráulica, eléctrica, electrónica y mecánica.
- Puede presentar riesgos ambientales, si no se controla una posible falla en el sistema hidráulico por derrame en la locación.
- Son durabilidad aun continua en estudio.

2.5 ACCESORIOS DEL SISTEMA.

- Dynapilot: De los accesorios más importantes lanzados al mercado por la compañía DynaPump Inc. el más destacado es la Dynapilot, esta es una palmpilot, fácil de usar que nos brinda el control total del sistema. Entre sus características se destacan destacadas:
 - Monitoreo de datos en tiempo real: cargas, presiones, Recorrido y SPM.
 - Ajuste de recorrido, Velocidades y control de bomba vacía automático.
 - Genera cartas dinagráficas de superficie y fondo.
 - Genera gráficos mostrando presiones hidráulicas y de contrapeso.

Figura 2.12. Dynapilot



Fuente: DYNAPUMP, INC. Dyanpilot Operations Manual. 9321 Melvin Avenue Northridge. 2006. 3 P.

2.6 CASOS DE ESTUDIO

Como se mencionó anteriormente, la unidad de bombeo mecánico DynaPump ha sido aplicado con gran éxito en diferentes partes del mundo, tales como el Sureste de

California, Texas, Nuevo México, Utah, Colorado y Venezuela. Entre las principales ventajas que ha presentado se observan:

- Reducción de costos debido a facilidades de transporte, simplicidad de montaje, reducción en las intervenciones por mantenimiento, menor consumo de energía.
- Aumento de la producción.

A continuación se presentan algunos casos de estudio, que expondrán de forma detallada el impacto que ha tenido la aplicación del sistema DynaPump, en diferentes partes del mundo.

2.6.1 DynaPump reduce los costos de diluyente en un 63% en Venezuela⁸. El área al sureste del Orinoco en Venezuela, es uno de los lugares del mundo donde se produce crudo pesado que está entre 7,8 y 9 grados API. Para obtener un buen nivel de producción (>500 BFPD) teniendo en cuenta las características del campo, es necesario el uso de sistemas de levantamiento de gran potencia, en este caso el método preferido es el bombeo PCP (por cavidades progresivas).

En un principio los pozos perforados en las regiones Bare y Arecuna, fueron completados con bombeo electrosumergible (ESP) y todavía hoy el 15% de los pozos utilizan este sistema. Uno de los mayores problemas que presenta el uso de estas unidades es debido a su gran consumo de energía.

El método de bombeo mecánico con unidades convencionales fue raramente usado debido a la fricción que sufre la sarta de varillas, además de efecto de flotación y bloqueo del émbolo en la carrera descendente; por tal razón se hace necesario utilizar un equipo que caliente el aceite para poder reiniciar el bombeo. Para facilitar la extracción, el crudo se mezcla con aceite de 22 grados API en el ánulo; este aceite se extrae de otros pozos y se denomina "diluyente". El diluyente es mezclado con el aceite de producción en una relación de 0.4/0.5 por barril de la producción, con lo cual se obtiene en una superficie un aceite con gravedad API alrededor de 16, este es similar al grado del crudo que se obtiene en Merey. El diluyente tiene un costo de alrededor de \$5/bl. La producción promedio del bombeo convencional en el área Bare es de 300 BFPD.

El pozo MFB-637 se completó en agosto de 2002 y fue puesto en producción el mes siguiente. Este posee una bomba de insertos de 3,25 de diámetro sentada a 3,141 pies de profundidad y barras de plomo en los últimos 700 metros para aumentar el peso en fondo y ganar algo de velocidad en la carrera descendente.

⁸ URBINA, Karina and GONZALES, Carlos. DynaPump reduces diluent costs by 63% in Venezuela. ITS Venezuela. Available from internet: <URL:http://www.dynapumpinc.com/pdf/DP_reduces_diluent_costs.pdf>

Este pozo se encuentra actualmente en producción con una vida de operación de más de 700 días y con una producción de 740 BPD a una velocidad de 3 SPM y una carrera de 310". A esto hay que añadir los 120 barriles de "disolvente" que fueron inyectados a través del ánulo para un total de 859 BFPD y un rendimiento volumétrico del 75%.

Cualquier otro pozo en el área con una tasa de producción similar necesitará alrededor de 296 a 350 barriles de diluyente al día, con un costo diario de unos 1.500 dólares.

Gracias a que con la unidad DynaPump se puede programar la velocidad de la carrera ascendente y descendente, independientemente la una de la otra, es posible reducir la velocidad de la carrera descendente a 0,3 SPM hasta que el líquido alcance la temperatura de formación, evitando el uso de la unidad calentadora de aceite con un costo aproximado de \$ 500 por incidente.

El consumo de diluyente es optimizado, mediante la toma de cartas dinamométricas que DynaPump ofrece en tiempo real, con intervalos de dos horas, durante el cual se aumenta y disminuye el volumen de inyección y la carga mínima del pistón, para obtener la mejor relación entre la producción y el consumo de diluyente.

En la actualidad, la tasa de inyección es de 119 barriles diarios, 63% menos que los otros pozos en el área, generando un ahorro de 1.000 dólares al día. El resto del diluyente está disponible para otros pozos.

2.6.2 DynaPump elimina los altos costos de mantenimiento por rotura de varillas, en el campo Wasson S. Clearfork, de la Oxypermian Basin⁹. Una decisión fue tomada para reactivar el pozo en el primer trimestre del 2000. Se empezó a trabajar el 16 de Marzo y se completó a finales de Abril. Una unidad Mark II fue instalada y el pozo fue puesto en producción. La producción fue mayor a 500 BFPD con un buen corte de agua. Durante los primeros 14 meses de operación 6 roturas de varillas redujeron el flujo de caja y crearon Altos costos de mantenimiento.

Configuración previa del pozo:

- Sistema de Levantamiento = Lufkin 912
- Potencia = 150 HP
- Bomba = 2.25 pulgadas
- Profundidad= 6,335 ft
- Longitud de la carrera = 168 pulgadas

⁹ TOVAR, Saul. DynaPump project update. OXY Permian. Available from internet: <URL: <http://www.tundrasolutions.ca/files/DynaPump%20SPE%20Paper%20Saul%20Tovar%20Oxy%20Permian.pdf>>

- SPM = 7.9
- Flujo = 500 Bls/día
- Tiempo Inactivo= 32 días
- Produjo 50 BPD cuando trabajó
- Perdida de producción \$64,000 @ \$40/BI
- Costo total roturas de varilla \$117,080/año - Más \$197,100 producción extra/Año

Solución: Un Modelo 9 DynaPump con una unidad de potencia de 100 HP fue instalado a finales de Noviembre. Con 30% más de longitud de recorrido y la mitad de SPM. El sistema DynaPump produjo 20% más de fluido. No se han presentado problemas de rotura de varillas en los últimos 17 meses de operación.

Configuración del pozo con la unidad DynaPump:

- Sistema de Levantamiento = DynaPump
- Modelo = 9
- Potencia = 100HP
- Bomba = 2.25 pulgadas
- Profundidad = 6,335 pies
- Longitud del recorrido = 288 pulgadas
- SPM = 4.3
- Flujo = 657 BFPD

2.6.3 Aplicación de la unidad DynaPump, en un pozo CBM en la cuenca blackwarrior cerca a Tuscaloosa, AL.¹⁰ Antecedentes: El pozo fue puesto a producir a comienzos de enero del 2008 usando un sistema por cavidades progresivas (PCP). En los primeros dos meses el pozo experimento múltiples fallas, lo cual dio como resultado perdido de \$70000 solo en trabajos de workover. La sarta de varillas, la tubería de producción y la bomba de fondo fueron las partes que presentaron fallas.

Solución: El 25 de marzo del 2008, frustrado con el desempeño del sistema PCP el operador decidió instalar una unidad DynaPump modelo 7 con una unidad de potencia de 75 HP. Esto debido a que el DynaPump es un sistema de bombeo mediante varillas, de carrera larga, el cual es manejado hidráulicamente, y gracias a esto los esfuerzos sobre la sarta de varillas, la tubería de producción y la bomba de fondo, son reducidos de manera notable. Un beneficio adicional del DynaPump, es que este puede trabajar con velocidades variables, esto le permite ajustar automáticamente la velocidad y los SPM lo optimiza la producción de fluido y reduce el consumo de energía eléctrica.

¹⁰ http://www.tundrasolutions.ca/files/DP_Production_Optimization.pdf

3. DISEÑO DE INSTALACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECANICO.

¹¹El método de levantamiento artificial más común y antiguo del mundo es el bombeo mecánico. Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento artificial. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a profundidad y caudales a levantar.

El objetivo de un buen diseño en levantamiento artificial es lograr un sistema económicamente rentable, que logre el mayor Valor Presente Neto (VPN) considerando los costos asociados y la producción del pozo.

El diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico usando unidades DynaPump, es similar al del bombeo mecánico usando unidades tipo balancín, pero como se mencionó anteriormente, su gran diferencia radica, en que las unidades DynaPump dependen de un empuje hidráulico (similar al de las unidades balanceadas por aire), suministrado por una unidad de potencia conectada a una bomba de aceite, por esta razón no se hace necesario la medición de torque para efectos de balanceo, además se deben tener en cuenta las características que incorpora esta unidad, las cuales buscan maximizar la eficiencia del sistema de bombeo mecánico. Entre las características que más se destacan están:

- Carrera larga.
- Mayor capacidad de carga de la barra lisa.
- Menores velocidades de bombeo.
- Velocidad de bombeo variable.

En el presente capítulo se presentara inicialmente una parte teórica en la cual se trataran los aspectos relevantes del diseño del bombeo mecánico, como lo son:

- Consideraciones de diseño
- Procedimientos de diseño en bombeo mecánico
 - Desarrollo del método API RP-11L
 - Método API modificado
 - Método de la ecuación de onda
 - Diseño de la sarta de varillas

Adicionalmente se hablará de dos de los programas de mayor uso en la industria para el diseño de sistema de bombeo mecánico, como lo son:

¹¹ CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002

- Software de análisis de sistemas WellFlo
- Software de diseño Qrod.

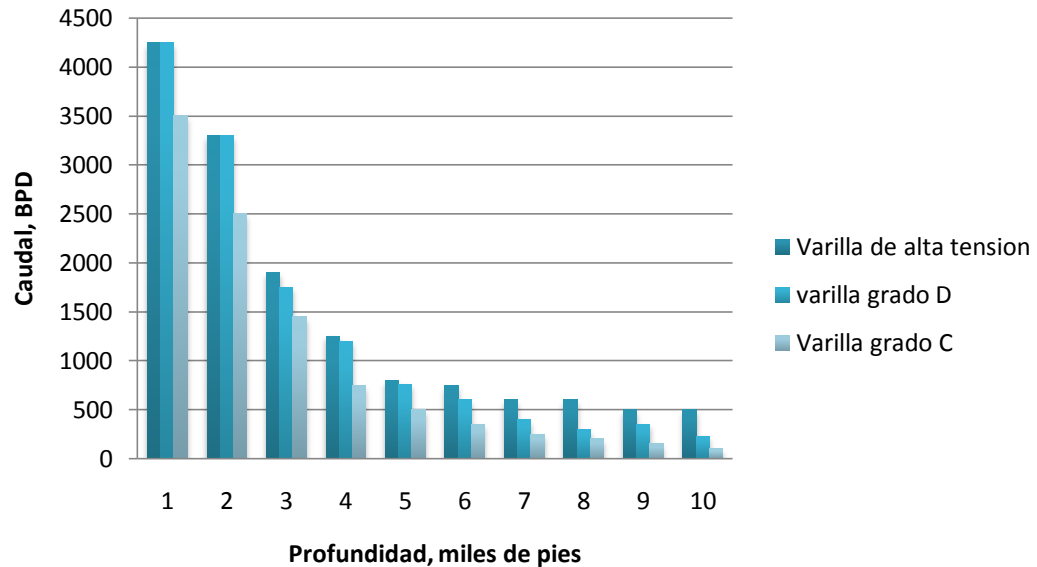
Estos programas deben su reputación a su fácil manejo y a la alta confiabilidad de sus datos.

3.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

3.1.1 Factores a considerar. Para una buena selección del equipo a utilizar es necesario conocer datos que soporten la decisión, entre estos datos se pueden citar: la tasa de producción esperada, las cargas a soportar por las varillas, costos de energía, aporte del yacimiento, etc. A continuación se describen algunos de los factores más importantes a considerar:

- **Bomba de subsuelo:** Las bombas de subsuelo pertenecen a la familia de bombas de desplazamiento positivo, del tipo reciprocante. Estas bombas son colocadas en el fondo del pozo, a profundidades que oscilan entre 200 y 7000 pies. La bomba de subsuelo es el primer elemento que se debe considerar al diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que de acuerdo al tipo, tamaño y ubicación, se dimensiona el resto de los componentes del sistema.
- **Tasa de producción:** En la figura se presenta el trabajo mostrado por J.D. Clegg titulado “High-Rate Artificial Lift” en donde se observa los caudales manejados por bombeo mecánico en función de la profundidad. En él se muestra que la cantidad de fluido manejado es inversamente proporcional a la profundidad, se habla de que a 1000 pies de profundidad ya se halla en capacidad de manejar hasta 4000 barriles de fluido por día, en cambio para profundidades por encima de 7000 pies, apenas se manejaría hasta 500 barriles de fluido diario.
- **Velocidad de bombeo:** La velocidad de bombeo es un parámetro importante en el diseño, que puede significativamente afectar la eficiencia de bombeo y las cargas del sistema de bombeo mecánico. Velocidades de bombeo altas es más desgaste del equipo y eficiencias bajas del sistema. Velocidades de bombeo bajas pueden también causar problemas, tales como, lubricación impropia de la caja reductora y más tiempo para que ocurra el escurrimiento de fluido a través del pistón. De acuerdo a Lufkin, si la velocidad de bombeo es menor a 5 spm, se debe usar un juego de lubricantes en los engranajes de baja velocidad para asegurar la lubricación apropiada.
- **Manejo de sólidos:** Los sólidos pueden generar efectos indeseables en la bomba, llegando al punto de paralizar el movimiento del pistón en el barril y a su vez crear incrementos de esfuerzos en las varillas y en la unidad de bombeo. Esto es debido a que la bomba de subsuelo es un conjunto de componentes metálicos en movimiento con un ajuste específico.

Figura 3.1. Caudal manejado por bombeo mecánico vs profundidad.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 6 p. (Modificada)

- **Profundidad y sarta de varillas:** La sarta de varillas es el medio de transporte de la energía desde el equipo de superficie hacia la bomba de subsuelo. Por supuesto, esta transmisión de energía está influenciada por el comportamiento de la sarta, que a su vez depende de la profundidad.

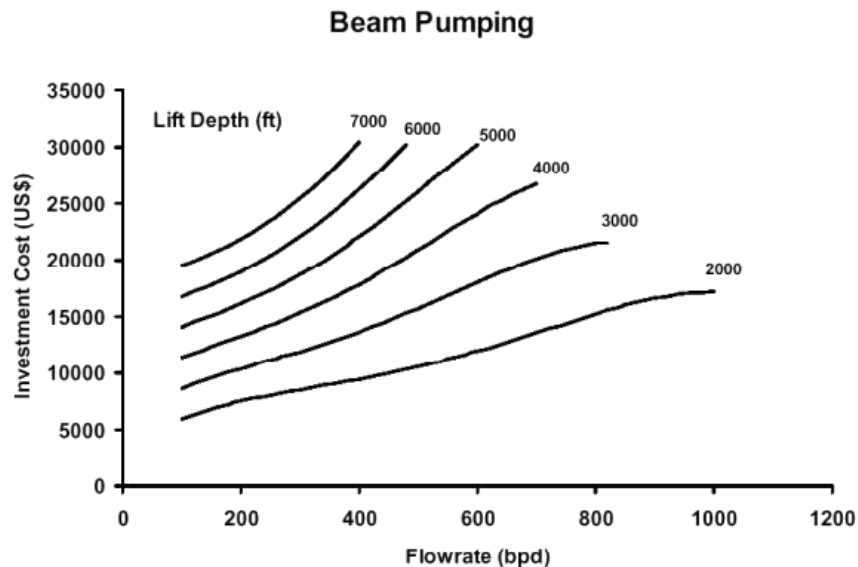
De manera sencilla se puede representar la sarta de varillas como un elemento de alta esbeltez, siendo la esbeltez la relación que existe entre la longitud del elemento y el ancho de su sección transversal, es decir, la longitud de la sarta de cabilla es mucho mayor que su diámetro, por ejemplo los órdenes de magnitud están en el orden de 2000 pies para la longitud de la sarta comparado con 1 pulgada (0.083 pies) para el diámetro.

Esto hace que la sarta de varillas se comporte como un cuerpo flexible y su movimiento este influenciado por la inercia que se genera a partir del movimiento transmitido desde la unidad de bombeo. En este sentido el sistema de bombeo mecánico es sensible a la profundidad, y se debe tomar en cuenta al momento de diseñar.

En la Figura 3.2. se da un ejemplo de cómo influye la profundidad en los costos de inversión, a su vez con la tasa de flujo manejado. En la gráfica se observa que a

medida que aumenta la profundidad los costos se incrementan, eso debido a que se tiene una sarta más larga y a su vez se requieren de unidades de bombeo de mayor capacidad para poder manejar una sarta de mayor peso, longitud y mayor demanda hidráulica. Por consiguiente a medida que se tiene una profundidad mayor la carrera efectiva de la bomba de subsuelo se reduce, debido a la elongación de la sarta de varillas y de la tubería (si ésta no está anclada), por lo tanto pierde parte del movimiento efectivo de la unidad de bombeo al convertirse este en elongación a lo largo de la sarta.

Figura 3.2. Costos de inversión en función de la profundidad y del caudal.



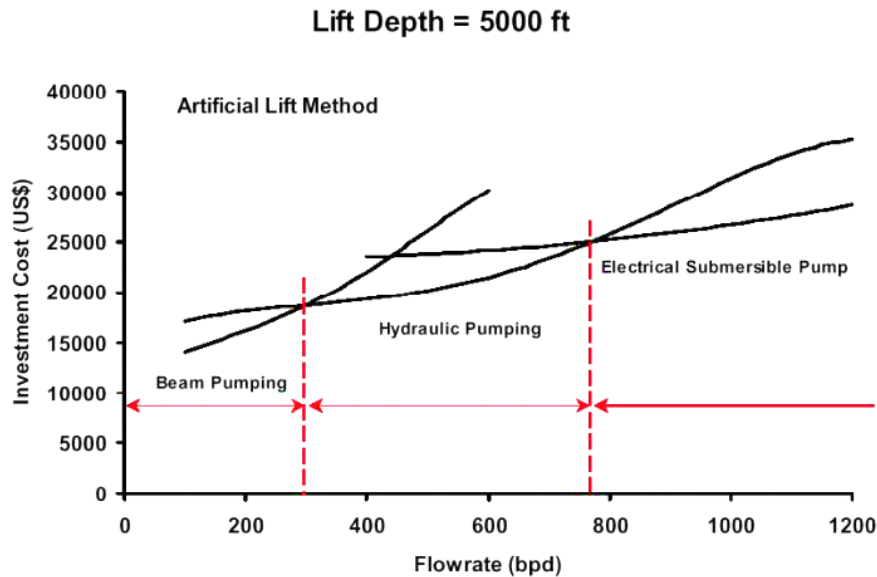
Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 7 p.

- **Costos de inversión:** El análisis económico soporta el diseño de un sistema de levantamiento artificial, ya que evalúa los costos de la inversión con respecto a la producción del pozo y asegura un flujo positivo de caja en la operación.

Como ejemplo, la Figura 3.3 compara los costos de inversión de tres tipos de levantamiento artificial (bombeo mecánico, bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible) con respecto a la tasa de flujo manejada y a una profundidad común de 5000 pies. De esta gráfica se puede decir que el Bombeo Mecánico se encuentra en ventaja, desde punto de vista económico con respecto a los otros métodos de levantamiento para un rango de producción hasta 300 barriles por día, caudales mayores a este valor, es preferible utilizar otro sistema de levantamiento, en

este caso bombeo hidráulico, y para el manejo de caudales por encima de 800 barriles por día la mejor opción es el bombeo electrosumergible.

Figura 3.3. Regiones de mínima inversión de diferentes métodos de levantamiento.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 8 p.

- **Cargas en las varillas y en la caja reductora:** Estos factores darán dimensión al equipo y a la sarta de varillas. Los mismos se calcularán a partir del potencial del pozo, la cantidad de flujo manejado y el diámetro de la bomba.
- **Costos de la energía y eficiencia del sistema:** Cuando se realiza un diseño en levantamiento artificial es importante tomar en cuenta cual debe ser la prioridad de diseño, es decir, si se requiere una configuración para la máxima producción de fluidos, o si se necesita una configuración con el óptimo consumo de energía. Esto es válido cuando los costos de energía afectan de manera sensible la rentabilidad del proyecto.

Por ejemplo, si la prioridad es minimizar los costos de energía, se puede utilizar bombas más grandes y velocidades de bombeo menor, pero a su vez, bombas más grandes incrementan las cargas en las varillas y los torques en la caja reductora, por lo tanto se requiere de unidades de bombeo más grande, por supuesto incide en los costos de inversión. Por otra parte, si se quiere utilizar bombas de menor dimensión, pero con igual producción, es necesario aumentar la velocidad y la carrera de bombeo, esto incrementa el consumo de energía pero podría reducir el requerimiento

del tamaño de la unidad de bombeo. Básicamente se tiene un compromiso entre eficiencia, carga en la sarta de varillas y el tamaño de la unidad de bombeo.

3.1.2 Comportamiento de producción. Las características de producción de un pozo están representadas por su relación de comportamiento de flujo, comúnmente expresadas por medio de gráficas conocidas como curvas de afluencia o IPR (Inflow Performance Relationship). Estas gráficas relacionan las presiones de formación con el caudal de petróleo a producir.

Para conocer el comportamiento de producción en los pozos, es necesario apoyarse en el concepto de Índice de Productividad (IP).

3.1.2.1 Índice de productividad. Es la razón de la tasa de producción, en barriles por día, a la presión diferencial ($P_e - P_f$) en el punto medio del intervalo productor. Es el inverso a la pendiente de la curva IPR, y está definido como:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_f} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde:

IP = Índice de productividad, B/D/Psi

Q = Tasa de producción, B/D

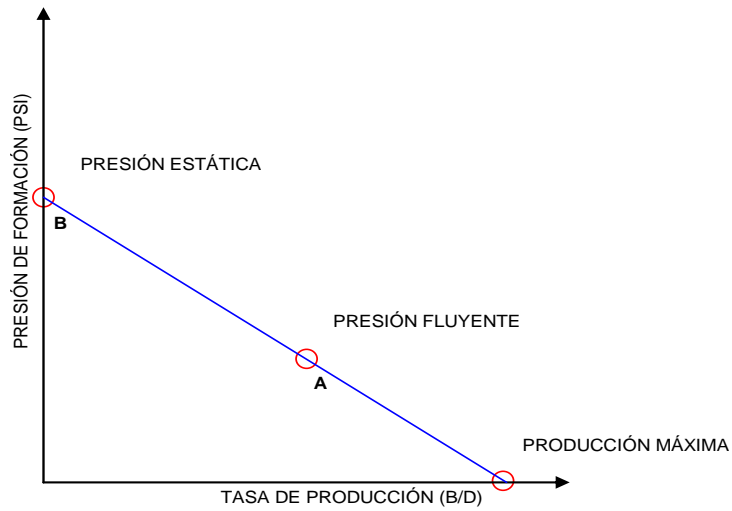
P_e = Presión estática, Psi

P_f = Presión de fondo fluyente, Psi

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir fluidos.

3.1.2.2 Índice de productividad constante. En algunos pozos, en particular los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial ($P_e - P_f$) de fondo.

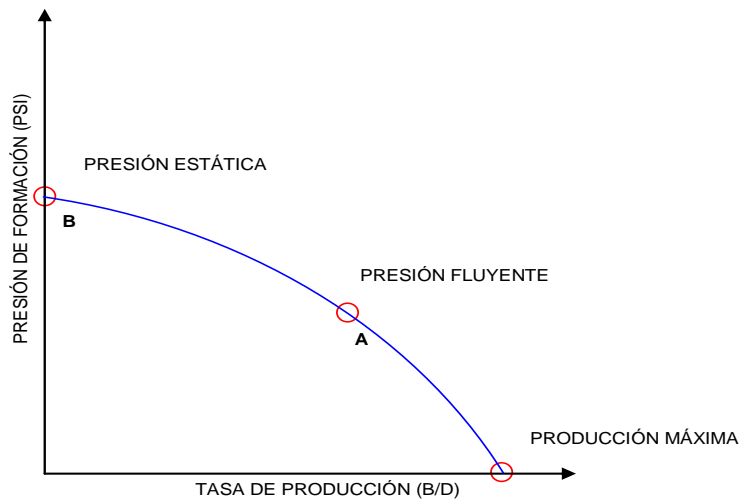
Figura 3.4. Comportamiento del pozo con índice de productividad constante



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 11 p.

3.1.2.3 Índice de productividad variable. En otros casos, como pozos de yacimientos con empuje de gas en solución, la proporcionalidad no es lineal y el índice de productividad disminuye, como lo muestra en la figura 3.5.

Figura 3.5. Comportamiento del pozo con índice de productividad variable.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 12 p.

La causa de este efecto se debe a varios factores:

- Efecto de turbulencia por el aumento de la tasa de flujo.
- Disminución en la permeabilidad relativa del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída de presión en el pozo.
- Aumento de la viscosidad del petróleo con la caída de presión por debajo del punto de burbujeo.
- Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

En la práctica los valores de IP son muy variados, dependiendo de las características de producción de cada pozo.

Cuando se trata de yacimientos con empuje por gas en solución, ya se ha establecido que el índice de productividad no es constante. Para esto, Vogel ha desarrollado una curva IPR adimensional, como se muestra en la figura 3.6, la cual establece una curvatura típica y una variación razonable del índice de productividad con presiones diferenciales adicionales.

Vogel realizó un estudio completo para un determinado número de yacimientos con dicho mecanismo de producción y llegó a la conclusión que la forma de la curva es siempre la misma, para cualquier momento en la vida productiva del yacimiento.

La curva de Vogel puede ser desarrollada utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - 0.20 \left(\frac{P_f}{P_e} \right) - 0.8 \left(\frac{P_f}{P_e} \right)^2 \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Siendo:

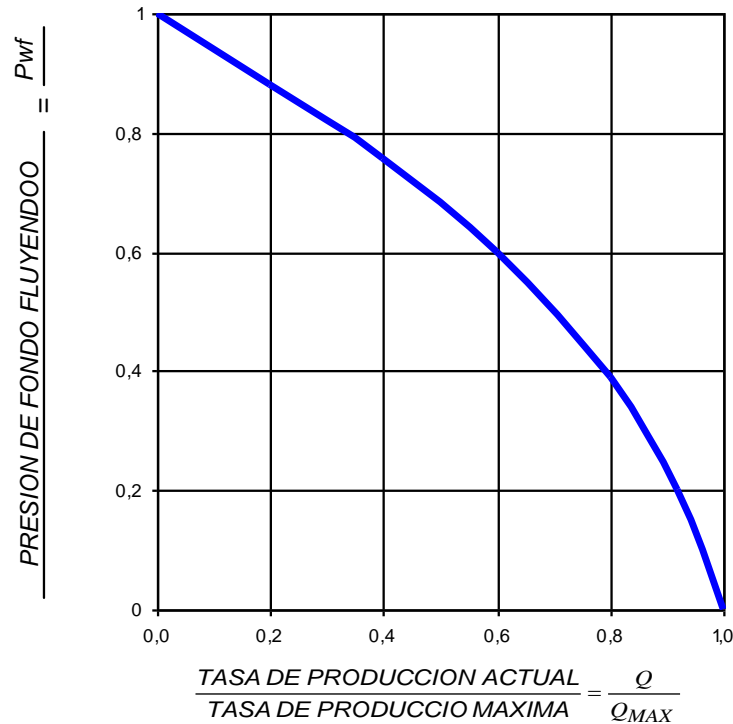
P_f = presión de fondo fluyente

P_e = presión estática

q = caudal de fluido a la presión de fondo fluyente referida (P_f)

$q_{\text{máx}}$ = caudal máximo del yacimiento

Figura 3.6. Comportamiento de producción según Vogel.



Fuente: VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive wells. J. P. T. 1968.

3.1.3 Comportamiento de producción de pozos horizontales. En el caso de pozos horizontales, el mecanismo de producción, o los regímenes de flujo en el yacimiento, son más complicados que para el caso de pozos verticales, especialmente si la sección horizontal es de considerable longitud. Algunas combinaciones de flujo lineal y radial existen, y el pozo puede comportarse de manera similar que aquellos pozos que han sido extensamente fracturados.

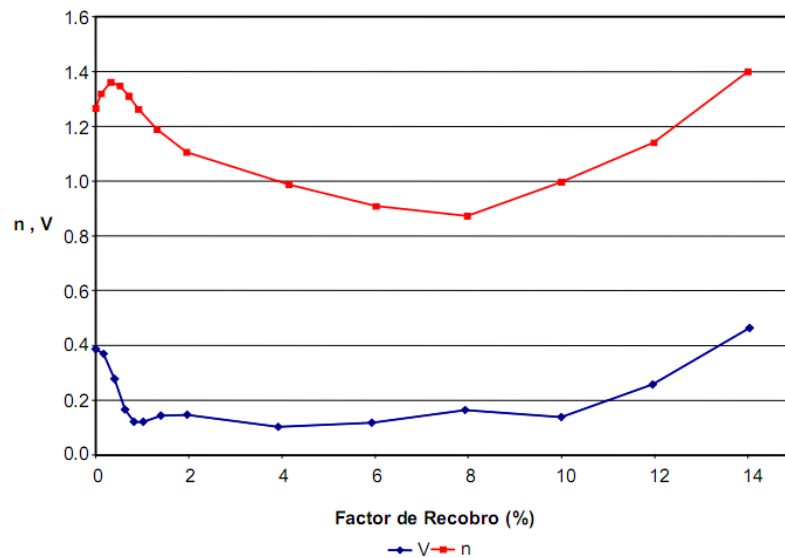
La complejidad del régimen de flujo existente alrededor del fondo de un pozo horizontal probablemente se obvia usando un método tan simple como el de Vogel al construir la curva de IPR.

Bendakhliá y Aziz usaron un modelo de yacimiento complejo para generar la curva de IPR, con un cierto número de pozos y encontraron que la ecuación de Vogel se puede adaptar a los datos generados si se expresa como:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = \left[1 - V \times \frac{P_{wf}}{P_r} - (1 - V) \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^{2-n} \right]^n \quad \text{Ecuacion 3.3}$$

Para aplicar esta ecuación a datos de prueba de pozos son requeridos un mínimo de tres pruebas estabilizadas para evaluar las tres variables desconocidas, q_{max} , V y n . O también se puede utilizar la relación que tienen las constantes V y n , con el factor de recobro, el cual se muestra en la figura 3.7.

Figura 3.7. Relación entre los parámetros n y V de Bendakhlia y Aziz con el factor de recobro.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 14 p.

3.1.4 Análisis nodal. El objetivo principal del análisis nodal es conocer el punto de operación de un sistema de levantamiento artificial, en donde se relaciona el aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento que incluye la tubería de producción hasta la superficie.

3.1.4.1 Análisis nodal en bombeo mecánico. Para realizar un análisis del sistema, se requiere el cálculo de las caídas de presión en función de la tasa de flujo para cada uno de los componentes. El procedimiento para el análisis requiere la selección de un nodo, en donde se calcularán las presiones que satisfagan la física del sistema (aguas arriba y aguas abajo del nodo). Este procedimiento es llamado análisis nodal. El nodo puede ser seleccionado en cualquier punto del sistema, los más comunes son el separador, el

cabezal del pozo, las perforaciones o el yacimiento. En métodos de levantamiento artificial por bombeo los nodos de mayor interés durante la etapa de diseño se ubican en la succión y en la descarga de la bomba.

Los dos criterios que se deben cumplir en un análisis nodal son:

- El flujo hacia el nodo debe ser igual al flujo que sale del mismo.
- Solo puede existir una presión en el nodo, a una tasa de flujo dada.

En el caso del bombeo mecánico, el sistema puede considerarse compuesto por los siguientes elementos principales:

- El yacimiento,
- El pozo, incluyendo los componentes y elementos de este tipo de levantamiento ubicados en el fondo del pozo, y
- La línea de flujo, la cual incluye separadores y tanques de almacenamiento.

Los nodos entre los elementos principales del sistema son (Figura 3.8):

- El tope de las perforaciones, este es el nodo común entre el yacimiento y el pozo
- el cabezal del pozo, el cual es el nodo común entre el pozo y la línea de flujo.

A su vez, el sistema puede tener más divisiones unidos por nodos, el número de estas divisiones no tiene limitación, pueden estar tan lejos o tan cerca como se quiera, con tal que sea posible establecer entre ellas la correspondiente relación flujo-presión.

La relación de presión a lo largo del sistema puede ser escrita de la siguiente manera:

$$P_{yacimiento} - DP_{nodo\ A} - DP_{nodo\ c} + DP_{bomba} - DP_{nodo\ D} - DP_{linea\ de\ flujo} - P_{separador} = 0$$

Donde:

$P_{yacimiento}$ = Presión del yacimiento

$DP_{nodo\ A}$ = Diferencial de presión del nodo ubicado entre el yacimiento y el tope de las perforaciones.

$DP_{nodo\ c}$ = presión diferencial del nodo ubicado entre el tope de las perforaciones y la entrada de la bomba.

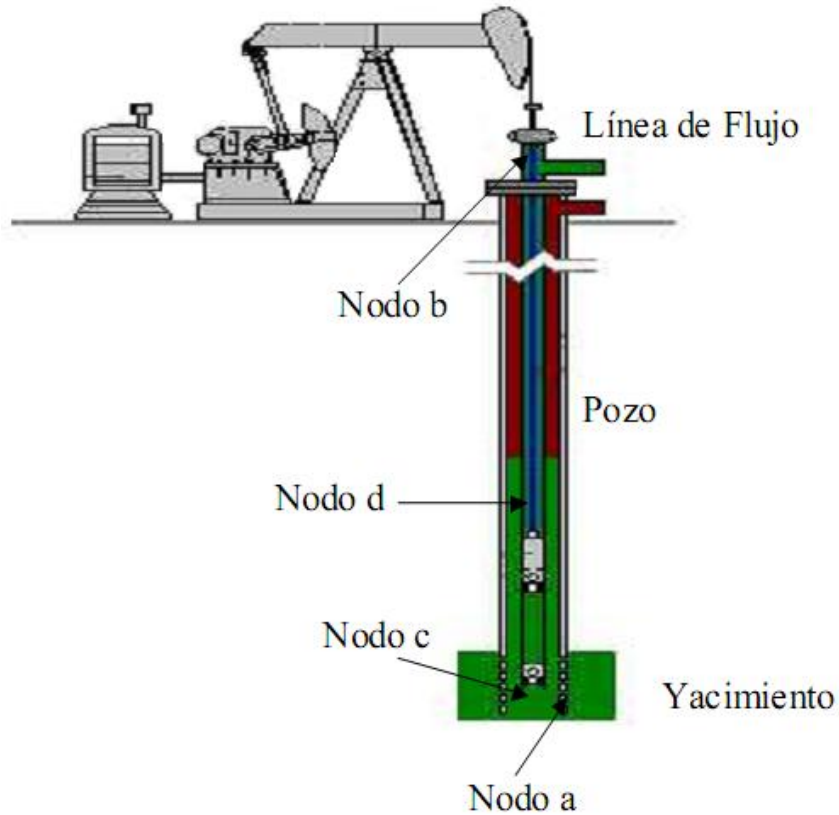
DP_{bomba} = presión diferencial originado por la bomba.

$DP_{nodo\ D}$ = presión diferencial del nodo ubicado entre la descarga de la bomba y el cabezal del pozo.

$DP_{linea\ de\ flujo}$ = presión diferencial del nodo ubicado entre el cabezal del pozo y el separador.

$P_{separador}$ = Presión del separador.

Figura 3.8. Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico.

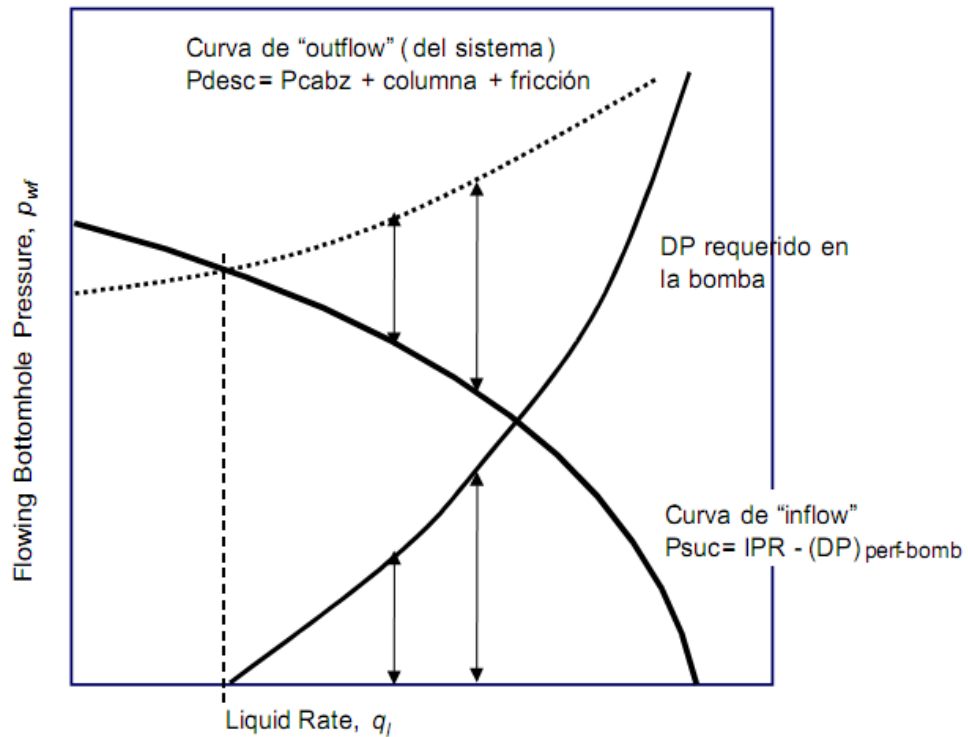


Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 17 p.

Uno de los componentes principales del análisis total del sistema, es la presión en las perforaciones o presión de fondo fluyente. Para obtener la presión en este punto, se recurre al estudio del comportamiento de afluencia de un pozo, IPR (“Inflow Performance Relationship”), el cual, cubre la región del yacimiento al fondo del pozo. Para completar el análisis, se cuentan con las ecuaciones de gradiente de presión en las tuberías.

Para visualizar el análisis, se realiza un gráfico de presión del nodo vs la tasa de flujo de las curvas de influjo y eflujo, esto con la finalidad de conseguir el punto de operación del sistema, que es exactamente la intersección entre estas dos curvas (Figura 3.9).

Figura 3.9. Grafico del análisis nodal.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 18 p.

Para analizar el efecto del cambio de configuración (velocidad de bombeo, diámetro del pistón, longitud de carrera, etc.) en la capacidad de producción, se deben generar nuevas curvas de eflujo. Este método puede ser usado para diagnóstico de sistemas, o también para la optimización del diseño.

A continuación se presenta un ejemplo de esta aplicación. En el primer gráfico (Figura 3.10) se observa una curva de afluencia de un pozo, que tiene una presión estática o de yacimiento de 600 psi, con un caudal máximo de aproximadamente 250 barriles netos por día, en él se observan cuatro curvas de eflujo ("outflow"), que representan el comportamiento del sistema a cuatro velocidades de bombeo diferentes (5, 6, 7 y 8 carreras por minuto).

Los puntos de operación para cada configuración se muestran en la intersección de cada una de las curvas de eflujo con la curva de influjo del pozo, en este caso se tendría lo siguiente:

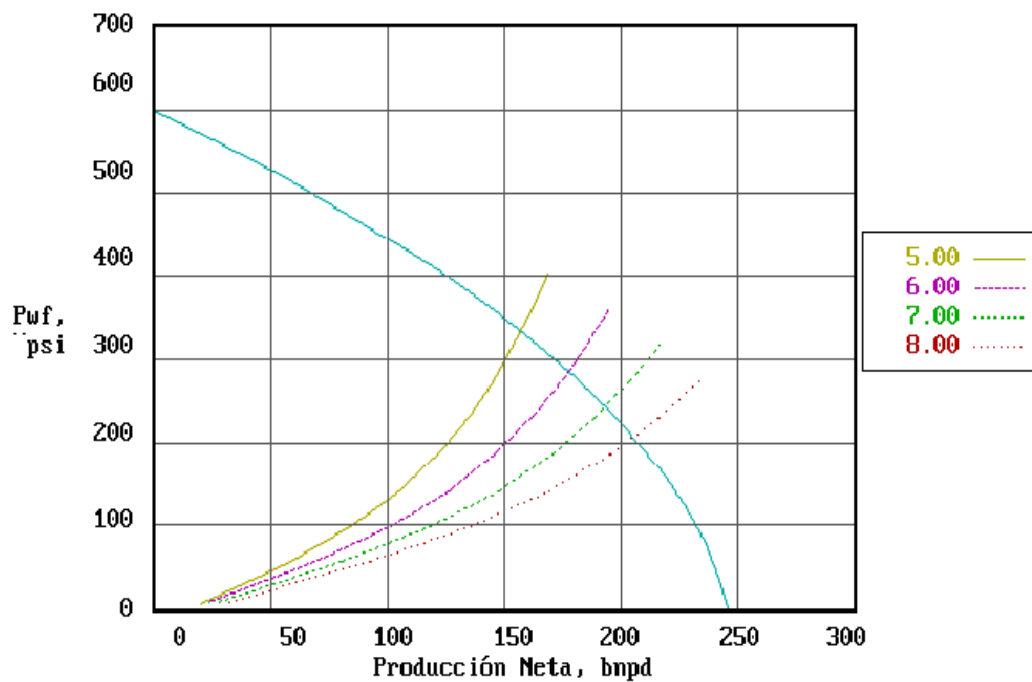
Tabla 3.1. Comportamiento del sistema, variando la velocidad de bombeo.

Velocidad de bombeo (spm)	Presión de fondo fluyendo (psi)	Producción (BNPD)
5	334	157
6	286	178
7	243	193
8	206	205

Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 18 p.

En donde se observa el aumento de la producción y la disminución de la presión de fondo fluyente a medida que aumenta la velocidad de bombeo.

Figura 3.10. Análisis nodal con sensibilidad a la velocidad de bombeo (SPM).



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 19 p.

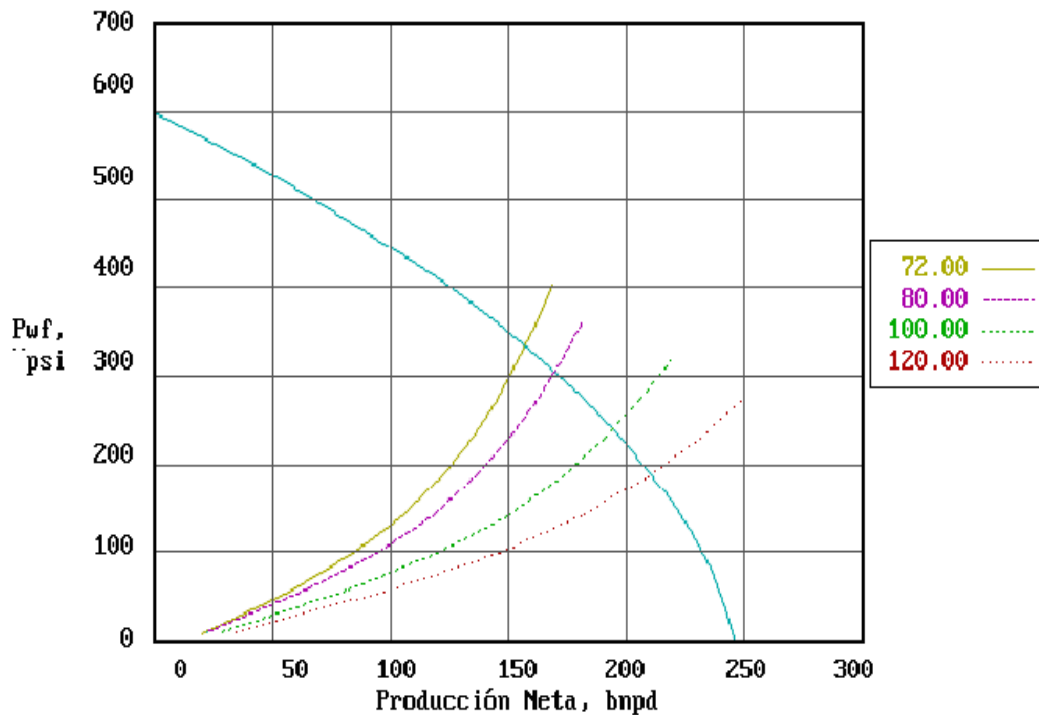
En la Figura 3.11) se muestra el mismo ejemplo, pero es vez variando la longitud de embolada, de 72 pulgadas hasta 120 pulgada Los puntos de operación son los siguientes:

Tabla 3.2. Comportamiento del sistema, variando la longitud de la carrera o embolada.

Longitud de embolada (pulgadas)	Presión de fondo fluyendo (Psi)	Producción (BNPD)
72	334	157
80	305	170
100	240	195
120	188	211

Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 19 p.

Figura 3.11. Análisis nodal con sensibilidad a la longitud de la embolada (pulgadas).



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 20 p.

3.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO EN BOMBEO MECANICO

Lo importante en el diseño de una instalación de bombeo mecánico es predecir los requerimientos de cargas, potencias y contrabalance, así como también, las relaciones de esfuerzo, torques y tasas de producción.

Una vez que estos parámetros son conocidos, el equipo apropiado puede ser seleccionado para cumplir los requerimientos establecidos.

Hasta la década de los 50, los métodos de diseño de sistemas de bombeo eran empíricos. El más conocido sobreviviente de estas viejas técnicas es el Método de Mill, luego se desarrollaron las "Prácticas Recomendadas 11L" de la API, hasta lograr métodos más exactos como lo es el Método de la Ecuación de Onda. Para este último método, se requiere el uso de programas de computadora para lograr rápida y eficientemente un buen diseño.

3.2.1 Desarrollo del Método API RP-11L. En 1954, en un intento de desarrollar métodos más precisos, un grupo de productores y fabricantes comisiona un estudio en el "MidwestResearchInstitute" para entender más acerca del complejo comportamiento de los sistemas de bombeo mecánico. La API publicó el resultado de este estudio en 1967 como "RecommendedPractice 11L". Desde su aparición, la API RP-11L se ha convertido en el método de diseño más popular, sin embargo, el método tiene muchas limitaciones debido a las suposiciones realizadas cuando fue desarrollado.

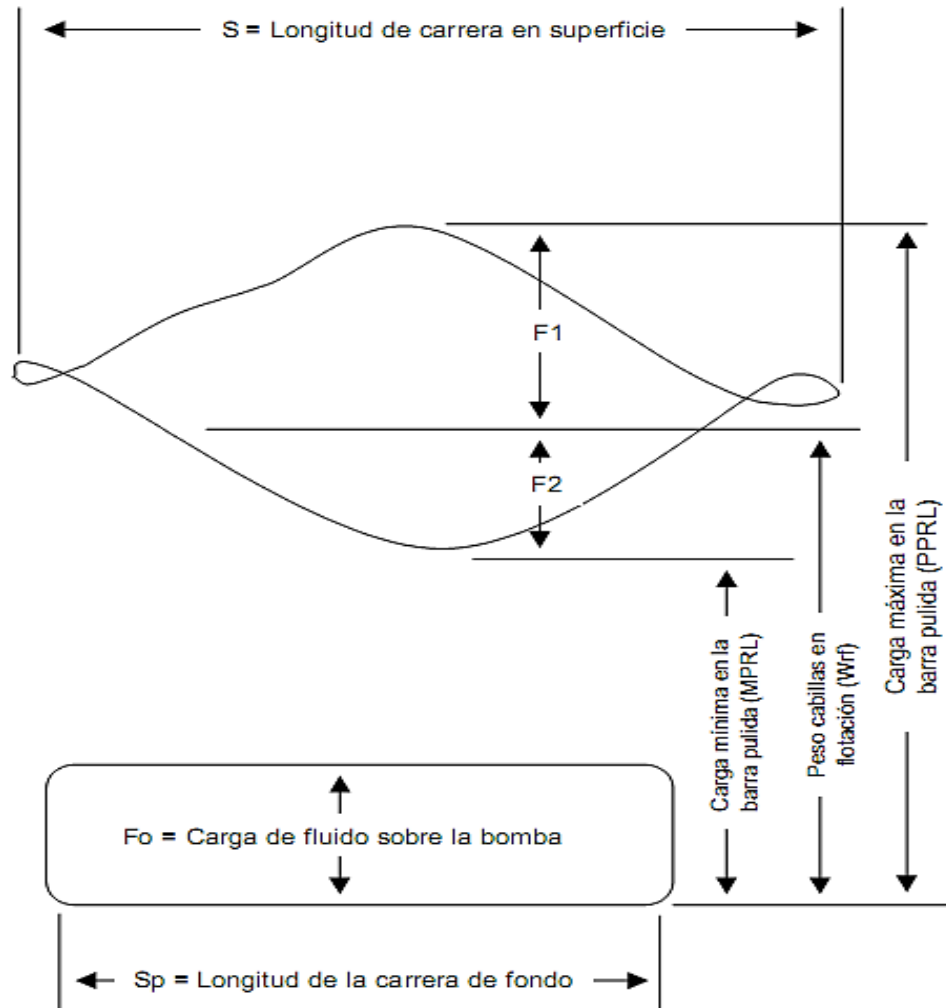
Consideraciones: Este método se basó en el uso de un computador para simular las condiciones de bombeo para luego generar cartas dinagráficas de fondo y de superficie. Estas simulaciones se hicieron bajo las siguientes consideraciones:

- Llenado completo de la bomba de subsuelo (sin interferencia de gas o golpe de fluido)
- Varillas de acero con diseño API.
- Unidades de bombeo de geometría convencional.
- Poco deslizamiento del motor.
- Unidad perfectamente balanceada.
- No debe existir grandes efectos de fricción o aceleración del fluido.
- No hay efectos por aceleración del fluido.
- Tubería de producción anclada.
- Profundidades mayores a 2000 pies.

Los datos obtenidos de estas cartas dinagráficas calculadas se utilizaron para desarrollar curvas adimensionales y luego fueron validadas con un gran número de casos de diseño

práctico. Las tablas elaboradas hacen más fácil la selección y evaluación de equipos de bombeo, sin necesidad de cálculos excesivos. Los parámetros de interés en la técnica API son mostrados en la figura 3.12.

Figura 3.12. Parámetros del método API RP 11L

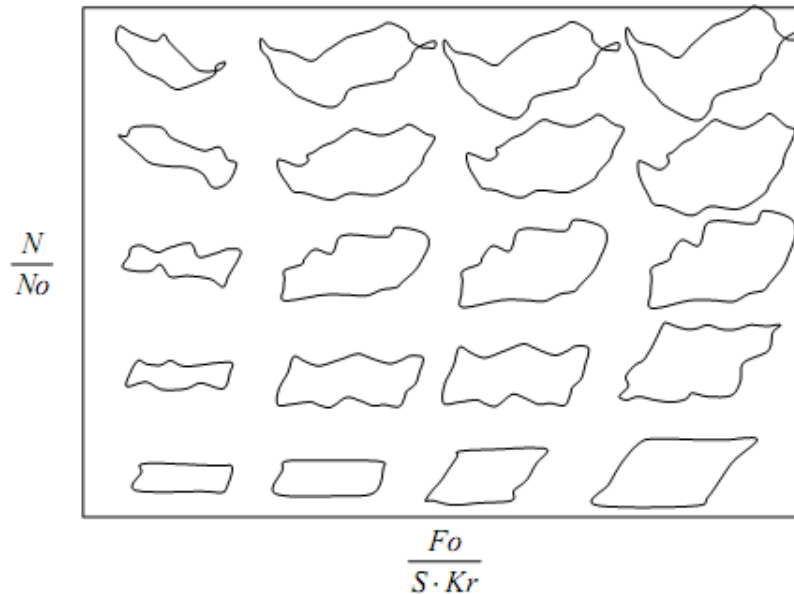


Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 38 p.

Fundamento: La base del método API es la similitud en la forma de las cartas dinagráficas y los factores adimensionales de velocidad y estiramiento de varillas. Los resultados de

las cartas simuladas de algunos pozos fueron correlacionados en términos de relaciones (cantidades adimensionales) y presentadas en forma gráficas, los cuales pueden ser extrapolados a una gran variedad de pozos con diferentes profundidades, diámetro de bombas, velocidades de bombeo y diseño de varillas.

Figura 3.13. Similitud de las cartas dinagráficas en función de los parámetros adimensionales API RP 11L.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 39 p.

Procedimiento de cálculo: En resumen, el cálculo de las RP 11L requiere de los siguientes pasos principales:

1. Recolección de datos, éstos pueden ser de una instalación existente o de datos calculados.
2. Calculo de los parámetros adimensionales independientes.
3. Utilizando las gráficas de diseño API, obtener los parámetros adimensionales dependientes.
4. A partir de los parámetros adimensionales dependientes, se determina los parámetros operacionales del sistema.

A continuación se presenta un ejemplo de la aplicación del método.

3.2.1.1 Ejemplo de aplicación. El método de diseño es descrito con detalles en el boletín RP 11L, el cual contiene un ejemplo completo, donde se explica cómo efectuar los cálculos de diseño. Un ejemplo más simple, se describe a continuación, utilizando el procedimiento y gráficas de dicho boletín.

Datos:

Unidad de bombeo: convencional
 Longitud de carrera en superficie, S: 100 pulgs.
 Combinación de varillas: 7/8" x 3/4"
 Profundidad de la bomba: 6000 pies
 Diámetro del pistón, D: 1,25 pulgs.
 Velocidad de bombeo, N: 11 spm
 Gravedad específica del fluido: 0,8
 Tubería de producción: anclada

Calcular las cargas, esfuerzos, potencia, contrabalanceo requerido y el torque para un pozo con éstas características de bombeo.

3.2.1.2 Solución.

a) Para una bomba con pistón de 1,25 pulgs. De diámetro y una combinación de varillas de 7/8" x 3/4", el método API sugiere la siguiente distribución por tamaño de varillas:

30,6 % de 7/8"	(1825 pies)
69,4 % de 3/4"	<u>(4175 pies)</u>
Total	6000 pies

b) El peso de las varillas en el aire (W_r) es igual a 1.814 lbs/pie (este dato también se encuentra tabulado en el boletín). Entonces, el peso total de la sarta (W) será:

$$W = \text{Longitud de la sarta} \times \text{Peso por unidad de longitud} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

$$W = 600 \text{ pies} \left(1.814 \frac{\text{Lbs}}{\text{pie}} \right) = 10884 \text{ Lbs..}$$

Como la sarta de varillas está sumergida en un fluido con gravedad específica de 0,8, su peso será menor, debido a la flotabilidad.

El peso total de la sarta de varillas en flotación (W_{rf}) sería:

$$W_{rf} = W[1 - 0,128G] \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Donde:

W_{rf} = Peso total varillas en flotación, Lbs.

W = Peso total varillas en el aire, Lbs.

G = Gravedad específica del fluido, adimensional

Entonces,

$$W_{rf} = 10884 \text{ Lbs}[1 - 0,128(0,8)]$$

$$W_{rf} = 9769 \text{ Lbs.}$$

- c) La carga de fluido sobre la bomba (F_o), depende de la gravedad específica del fluido (G) propiamente dicho, la profundidad de levantamiento (H) y el diámetro del pistón (D). Así que,

$$F_o = 0,340 \times G \times D^2 \times H \quad \text{Ecuación 3.6}$$

$$F_o = 0,340 \times 0,8 \times 125^2 \times 6000$$

$$F_o = 2550 \text{ Lbs.}$$

La información suministrada indica que la bomba está instalada en el fondo; por lo tanto, si el pozo tiene un nivel de fluido alto, el levantamiento neto (H) será menor de 6000 pies.

- d) El cálculo del estiramiento de varillas adimensional, (F_o/SK_r), es una de las relaciones claves para determinar una carta dinagráfica parecida. La constante elástica de la sarta de varillas (E_r) es un valor tabulado en el reporte. Esto es,

$$E_r = 0,812 \times 10^{-6} \text{ pulgs/Lbs} - \text{pie}$$

Las propiedades de estiramiento total de la sarta de varillas, están relacionadas con su constante K_r , cuyo recíproco es:

$$\frac{1}{K_r} = E_r \times L \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$$\frac{1}{K_r} = 0,812 \times 10^{-6} \times 6000 = 0,0049 \text{ pulg/Lbs}$$

Esto significa que los 6.000 pies de varillas se estirarán $4,87 \times 10^{-3}$ pulgs por cada libra aplicada sobre ella. Ahora se puede calcular la relación adimensional de estiramiento:

$$\frac{Fo}{SKr} = \frac{2550 (0,0049)}{100} = 0,125$$

Esto quiere decir, que los 6000 pies de varillas se estirarán alrededor del 12,5 % de la carrera de superficie, cuando levanta 2550 Lbs de carga de fluido. Entonces, la carrera del pistón (SP) será:

$$SP = \text{Longitud de la carrera} - \text{Estiramiento} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

$$SP = 100 - 12,5 = 87,5 \text{ pulg.}$$

- e) La otra relación importante es la velocidad de bombeo adimensional (N/No'). Este factor es el coeficiente entre la velocidad de bombeo y la frecuencia natural de las varillas. Esta última, es la frecuencia mediante la cual, la sarta de varillas vibrará sin fricción, y si estuviera fija en tope y libre en el fondo. Aplicando la siguiente ecuación:

$$\frac{N}{No'} = \frac{N L}{245000 Fc} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Despejando No':

$$No' = \frac{245000 Fc}{L} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

$$No' = \frac{245000 (1.077)}{6000} = 44 \text{ cpm}$$

El valor 1.077 es el factor de corrección de frecuencia (Fc) obtenido de la tabla 1, columna 5, el cual depende del diseño de varillas. Es importante destacar que, la frecuencia natural de una sarta combinada es mayor que una de un solo diámetro de igual longitud; es decir, Fc es mayor que uno (1) cuando se utiliza combinación de diámetros de varillas.

Para el ejemplo, significa que, la sarta utilizada vibrará naturalmente (si no existe fricción) a razón de 44 ciclos/minuto si está fija en el tope y libre en el fondo.

Igualmente la velocidad de bombeo adimensional, para la sarta combinada 7/8" x 3/4", sería:

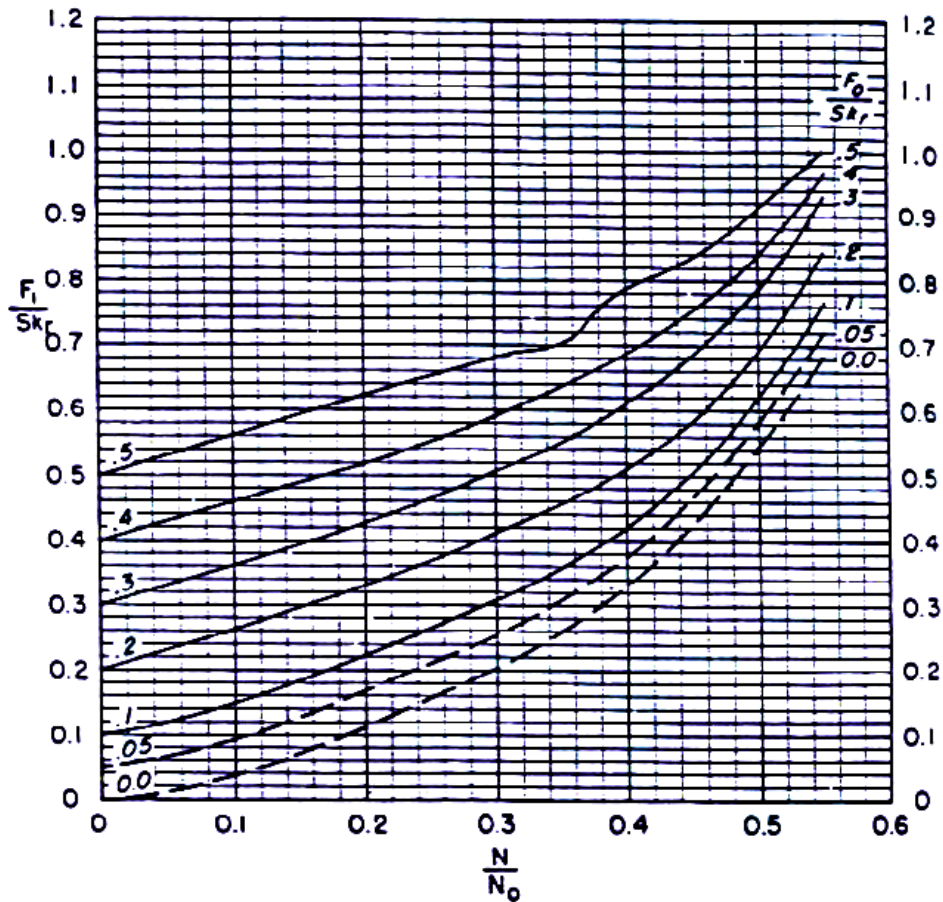
$$\frac{N}{No'} = \frac{11 (6000)}{245000 (1.047)} = 0,25$$

La relación de bombeo (N/No') significa que la velocidad de 11 spm es el 25 % de la frecuencia natural de la sarta combinada de 44 cpm.

Ambas relaciones de (N/N_0') son necesarias como información al computador para sus correlaciones.

- f) En la Figura 3.14 se muestra una gráfica que permite obtener una relación adimensional (F_1/Skr) , para calcular la carga máxima en la barra pulida, utilizando los factores adimensionales base conocidos; $N/N_0' = 0,269$ y $F_0/Skr = 0,125$.

Figura 3.14. Relación adimensional (F_1/Skr) para el calcular carga máxima en la barra lisa.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 45 p.

De dicha figura, obtenemos $F_1/Skr = 0,31$. Entonces,
 $F_1 = 0,31 (Skr)$

$$F_1 = 0,31 \left(\frac{100}{0,0049} \right) = 6327Lbs.$$

De acuerdo a la figura 3.10, se obtiene la siguiente relación para obtener la carga máxima en la barra lisa (PPRL):

$$PPRL = Wrf + F1$$

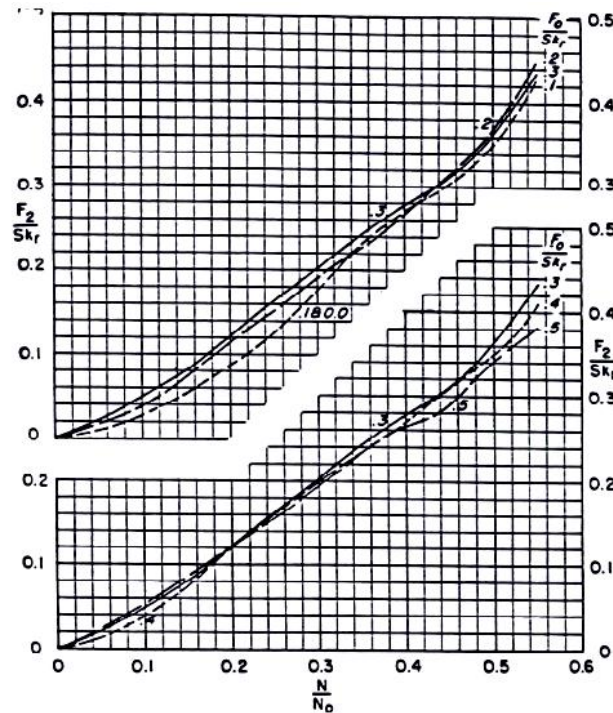
Siendo:

$$PPRL = 9769 + 6327 = 16096 \text{ Lbs.}$$

Esto significa que la máxima carga sobre la estructura o viga de la unidad será 16096 Lbs, y esto determina las especificaciones de carga de la unidad de bombeo. La selección, bien podría ser, un balancín con una capacidad estructural de 25,3 MLbs y trabajaría en 63,6 %. Pero, en ningún caso, se debería utilizar uno con capacidad 14.3 MLbs, porque estaría sobrecargado.

- g) De la Figura 3.15, se obtiene la relación adimensional $(F_2/Sk_r) = 0,151$, utilizando los mismos factores base de velocidad $(N/No') = 0,269$ y estiramiento de varillas $(Fo/Sk_r) = 0,125$.

Figura 3.15. Relación adimensional (F_2/Sk_r) para calcular carga mínima en la barra lisa.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 46 p.

De tal manera:

$$F2 = 0,151 (SKr)$$

$$F2 = 0,151 \left(\frac{100}{0,0049} \right) = 3082 \text{ Lbs.}$$

Haciendo referencia de la figura 3.11, se puede calcular la carga mínima en la barra pulida:

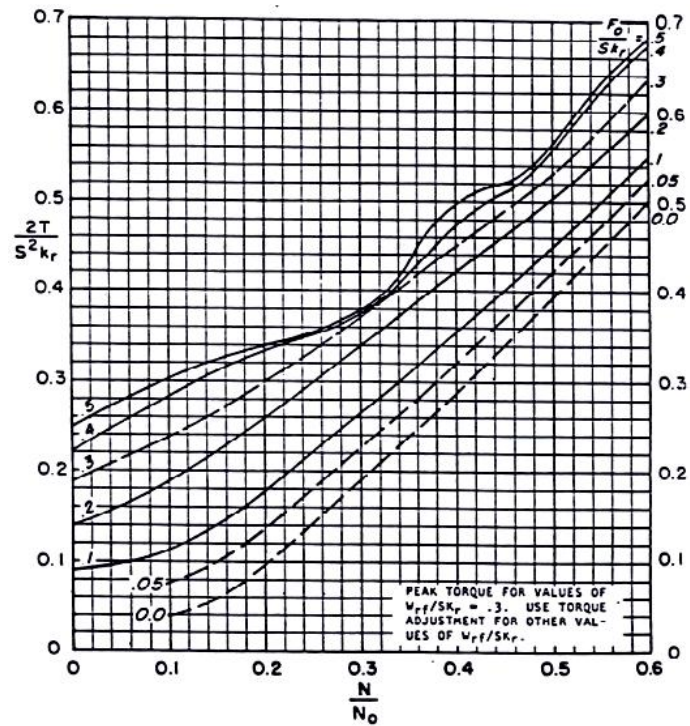
$$MPRL = Wrf - F2$$

$$MPRL = 9769 - 3082 = 6687 \text{ Lbs.}$$

La importancia del cálculo de ésta carga mínima es la siguiente:

- Si la carga es negativa, se requiere unas consideraciones diferentes de diseño; por ejemplo, una velocidad de bombeo más baja. Esto se explica, porque las varillas no bajarían lo suficientemente rápido en las carreras descendente; por lo tanto, produciría un fuerte golpe en el sistema elevador/espaciador, lo cual se traduce en daños sobre el equipo mecánico. Esto es conocido como “problemas de seno”. Este golpe puede ser imperceptible pero afectará la eficiencia de bombeo.
 - El rango entre las cargas máximas y mínimas en la barra pulida, gobiernan los límites de esfuerzos impuestos sobre la sarta de varillas, y son factores claves en la fatiga y vida útil de la misma.
- h) El torque máximo en la caja reductora, es otro parámetro importante en la selección de la unidad de bombeo. La Figura 3.16 muestra una gráfica para calcular una relación adimensional de torque ($2T/S^2$ Kr), usando los valores, también adimensionales, de velocidad y estiramiento de varillas, mencionados en los pasos anteriores.

Figura 3.16. Relación adimensional ($2T/S^2kr$) para calcular torque máximo en la caja de engranajes



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 48 p.

De dicha figura 12, se obtiene:

$$\frac{2T}{S^2Kr} = 0,255$$

Entonces:

$$T = \frac{0,255 (S)^2 Kr}{2}$$

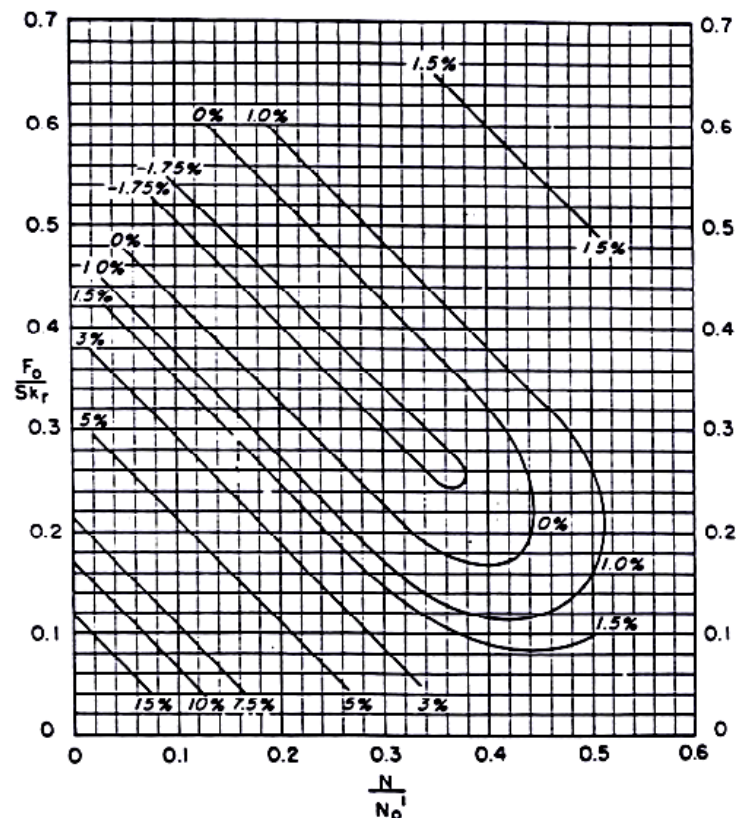
$$T = \frac{0,255 (100)^2}{2 (0,0049)} = 260,2 \text{ Mlbs-pulg}$$

Originalmente, cuando el computador fue utilizado para generar cartas dinagráficas calculadas, el peso específico de las varillas en flotación (W_{rf}) fue estimado y graficado para valores de $(W_{rf}/SKr) = 0,3$. Si el fluido del pozo bajo análisis es diferente a ésta relación, es necesario hacer una corrección al torque calculado. Para este ejemplo, sería:

$$\frac{W_{rf}}{SKr} = \frac{9769 (0,0049)}{100} = 0,478$$

Como (W_{rf}/SKr) es diferente a 0,3 se utiliza la Figura 3.17 para realizar la corrección respectiva al torque calculado.

Figura 3.17. Valor de ajuste (T_a) para corregir torque máximo (para $W_{rf}/SKr \neq 0.3$)



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 49 p.

Utilizando los factores adimensionales base de velocidad $N/No' = 0,25$ (No usar $No/No' = 0,269$) y de 32 % por cada valor de 0,1 en Wrf/SKr por encima de 0,3. Entonces, el valor de ajuste (Ta) al torque calculado es:

$$Ta = 1 + 0,032 \frac{(0,478 - 0,3)}{0,1} = 1,057$$

El torque máximo corregido (PT) será:

$$PT = Ta (T)$$

$$PT = 1,057 (260,2 \times 10^{-3}) = 275 \text{ MLbs-pulg}$$

Esto significa que una caja de engranajes con capacidad de 228 MLbs-pulgs estaría sobrecargada bajo estas condiciones; en cambio, una de 320 MLbs-pulgs no lo estaría y trabajaría en un 86 % de su capacidad máxima.

- i) La cantidad de peso necesario para el contrabalance de la unidad de bombeo, también debe ser considerado en el diseño. El método API, utiliza la siguiente ecuación para determinar el contrabalance efectivo (CBE):

$$CBE = 1,06 (Wrf + 0,5 Fo) \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Entonces,

$$CBE = 1,06 [(979 + 0,5 (2550))]$$

$$CBE = 11707 \text{ Lbs.}$$

En principio, 11707 Lbs de contrabalance efectivo en la barra lisa debe balancear la unidad, de tal manera que, el torque máximo en la carrera ascendente sea igual al de la carrera descendente. Este valor de contrabalance es equivalente a 5853,5 Lbs-pulgs.

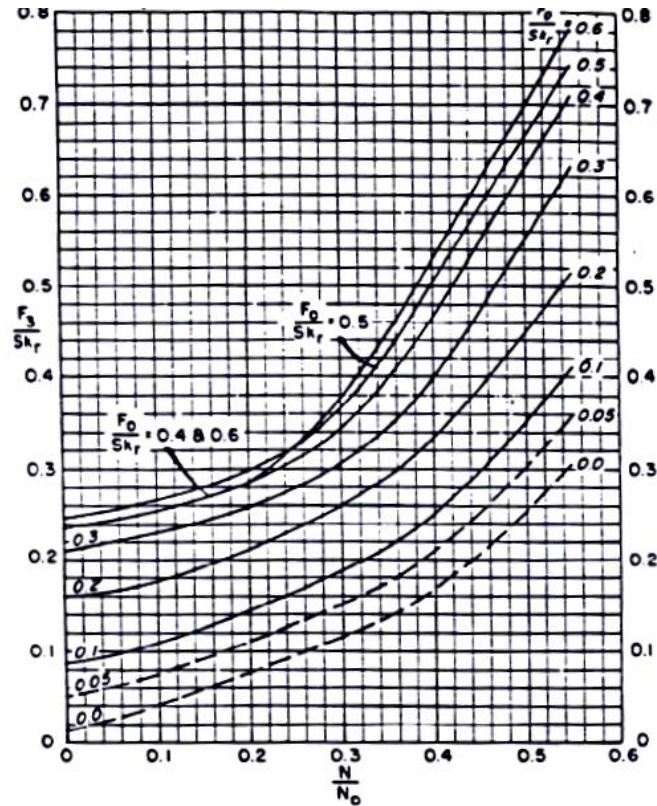
- j) La potencia requerida para mover la carga en la barra lisa (PRHP) se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$PRHP = \left(\frac{F_3}{SKr} \right) \times SKr \times S \times N \times 2,53 \times 10^{-6} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$PRHP = \left(\frac{F_3}{SKr} \right) S^2 Kr N (2,53 \times 10^{-6})$$

La relación adimensional ($F_3/S Kr$) se obtiene de la Figura 3.18, utilizando los valores adimensionales fundamentales de velocidad ($N/N_0' = 0,269$) y de estiramiento de varillas ($F_0/S Kr = 0,125$).

Figura 3.18. Relación adimensional (F_3/Skr) para calcular la potencia del motor



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 51 p.

Del gráfico se obtiene: $F_3/Skr = 0,19$
Entonces,

$$PRHP = \frac{(0,19)(100)^2(11)(2,53 \times 10^{-6})}{0,0049}$$

$$PRHP = 10,8$$

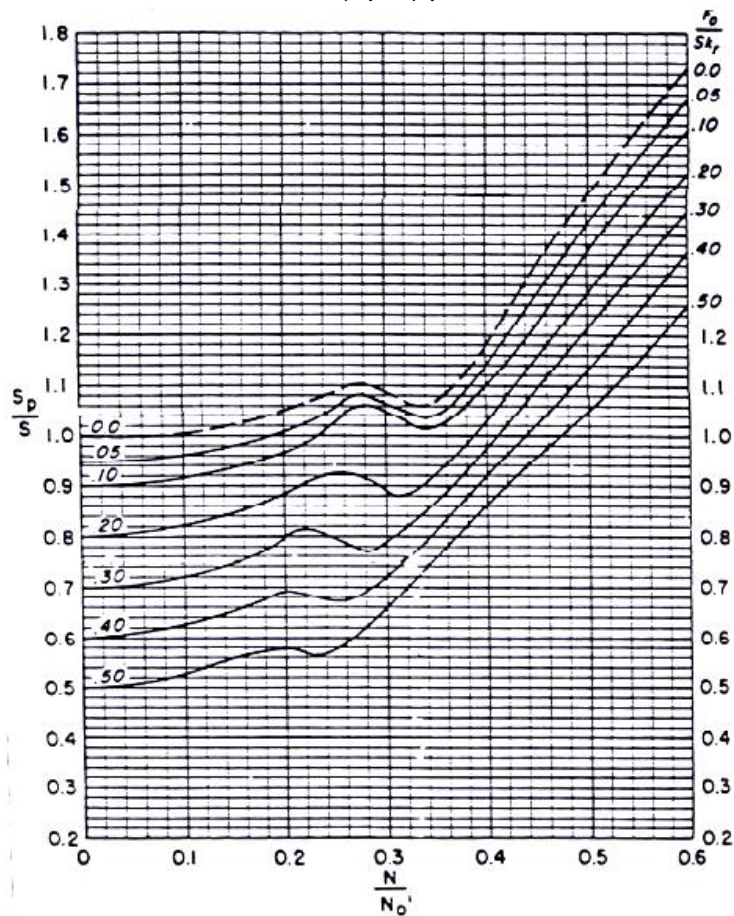
Esto indica que la potencia necesaria para mover las cargas del pozo, soportas por la barra lisa, es de 10,8 HP. Pero, el motor debe tener una capacidad o potencia mayor de 10,8 HP, debido a las cargas cíclicas del motor, pérdidas mecánicas en la caja de

engranajes y estructura de la unidad de bombeo. Probablemente, un motor con una potencia doble a la calculadora será el adecuado.

Entonces: Potencia del motor requerido = $2 \times 10,8 = 21,6$ HP.

- k) La carrera del pistón de la bomba de subsuelo, gobierna la tasa de producción, conjuntamente con la velocidad de bombeo, tamaño de la bomba y capacidad misma de producción del pozo. La relación adimensional de longitud de carrera (S_p/S) se obtiene de la Figura 3.19, con los valores adimensionales base de velocidad $N/N_o' = 0,25$ ($N_o/N_o' = 0,269$) y de estiramiento de varillas $F_o/S Kr = 0,125$.

Figura 3.19. Relación adimensional (S_p/S) para calcular la carrera efectiva del pistón



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 53 p.

Obteniéndose el valor de $S_p/S = 1,01$

El valor obtenido de $SP / S = 1,01$ significa que la carrera efectiva del pistón en el fondo (Sp) es 1 % mayor que la superficie (S). Es decir,

$$Sp = S \times 1,01 = 100 \times 1,01 = 101 \text{ pulgs.}$$

Como la tubería de producción está anclada, el estiramiento de ésta no tiene efecto sobre la carrera efectiva del pistón.

$$P = 0,1166 \times Sp \times N \times D^2$$

$$P = 0,1166 \times 101 \times 11 \times (1,25)^2$$

Esto significa que la bomba tiene la capacidad de levantar 202,4 BPD (Eficiencia 100 %), pero no quiere decir que esta sea la producción real del pozo. El efecto de escurrimiento mecánico, encogimiento asociado del petróleo y llenado de la bomba, deben ser considerados en la eficiencia volumétrica.

3.2.2 Método API modificado. Los fabricantes de las unidades de bombeos han modificado la API RP 11L para permitir el diseño con Mark II, Balanceado por Aire, entre otras unidades, y así ampliar el rango a pozos pocos profundos. Todas estas modificaciones usan constantes empíricas para modificar las ecuaciones originales.

Unidades balanceadas por aire

$$PPRL = W_{rf} - F_1 - 0,85 \left(\frac{F_1}{SK_r} SK_r - F_o \right)$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F_1}{SK_r} + \frac{F_2}{SK_r} \right) SK_r$$

$$CBE = 1,06 \frac{PPRL + MPRL}{2}$$

Unidades MARK II

$$PPRL = W_{rf} - F_0 - 0,75 \left(\frac{F_1}{SK_r} SK_r - F_o \right)$$

$$MPRL = PPRL - \left(\frac{F_1}{SK_r} + \frac{F_2}{SK_r} \right) SK_r$$

$$PT = (0,93 PPRL - 1,2MPRL) \frac{S}{4}$$

3.2.3 Método de la ecuación de onda. Mientras se desarrollaban las Prácticas Recomendadas 11L de la API, el Dr. Sam Gibbs desarrolló un método de diseño más sofisticado usando un modelo matemático basado en la ecuación de onda. Este método requiere el uso de computadoras para resolver el modelo de la ecuación de onda para una sarta de cabilla. Este método no tiene las limitaciones del API RP 11L, sin embargo, debido a su complejidad no goza de tanta popularidad como la API RP 11L. Hoy en día el uso de computadoras ha aumentado y muchas compañías de petróleo, de servicios y universidades han desarrollado sus propios métodos de solución para resolver las ecuaciones de ondas.

3.2.3.1 Simulación del comportamiento de una sarta de varillas. La clave para una buena predicción de un sistema de bombeo está en la correcta simulación del comportamiento de la sarta de varillas. Esto provee la exactitud necesaria en los cálculos de parámetros operacionales válidos para condiciones de superficie como de subsuelo. Todos aquellos modelos simplificados están propensos a un alto error y no proporcionan la exactitud requerida en el diseño y análisis de instalaciones de bombeo.

La característica más importante en una sarta de varillas es su elasticidad, la cual es la responsable de la complejidad de determinar las condiciones de subsuelo a partir de las condiciones de superficie. Debido a la naturaleza altamente elástica de la sarta de varillas, todos los impulsos generados por el movimiento de la unidad de superficie son transmitidos al fondo. Así como también la bomba de subsuelo envía señales similares hacia la superficie. Todos estos impulsos toman la forma de fuerza elástica u ondas de esfuerzo que viajan a lo largo de la sarta de varillas a la velocidad del sonido. Las interferencias y los reflejos de estas ondas tienen un drástico efecto en el desplazamiento y en las cargas que pueden ser observados en diferentes puntos a lo largo de la sarta.

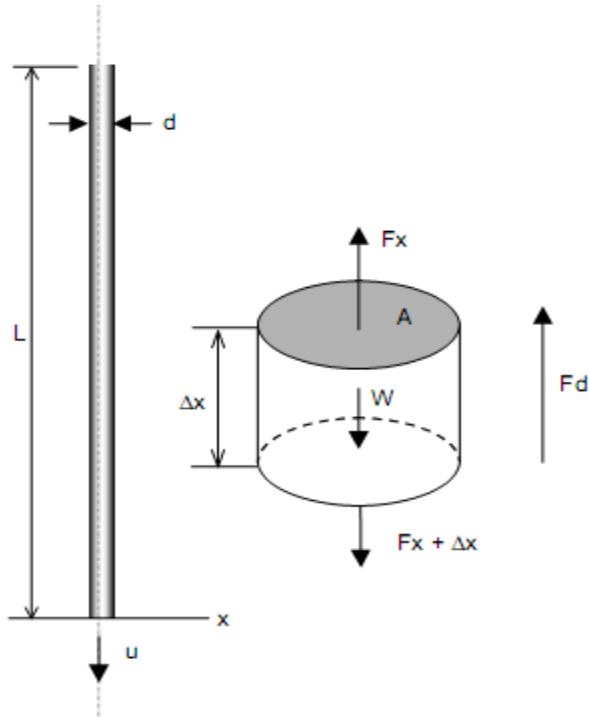
La sarta de varillas satisface el criterio físico de una barra idealmente esbelta, haciendo la propagación de las ondas de esfuerzo en un fenómeno de una dimensión. Han existido varios intentos por simplificar el cálculo de este fenómeno, de hecho, el método API RP 11L es el resultado de uno de estos estudios. Aunque el principio se entiende claramente, paso mucho tiempo hasta que Gibbs¹² publicó el primer método confiable para resolver la ecuación de onda unidimensional para una sarta de varillas.

3.2.3.2 El modelo de Gibbs. La Figura 3.20 muestra la sección de una sarta de varillas con una sección transversal uniforme, A y de longitud L . Los ejes coordenados x y u están dirigidos hacia abajo y representan la distancia axial y el desplazamiento de la cabilla a lo largo de la sarta respectivamente. Con el fin de encontrar la ecuación que gobierna el

¹² Gibbs, S. G.: "Method of Determining Sucker Rod Pump Performance." US Patent No. 3,343,409, (1967).

movimiento de la sarta, es necesario realizar un balance de fuerzas a un elemento diferencial de la varilla. Como se muestra en la figura, las siguientes fuerzas actúan sobre el elemento diferencial.

Figura 3.20. Balance de fuerzas en un elemento diferencial de la varilla.



Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 57 p.

W = el peso sumergido del elemento de sarta.

F_x = fuerza de tensión que representa el halado del elemento hacia arriba.

$F_x + D_x$ = fuerza de tensión que representa el empuje del elemento.

F_d = fuerza de amortiguamiento opuesto al movimiento del elemento, la cual resulta del efecto del fluido y de fricción.

Usando la segunda ley de Newton:

$$F_x - F_{x+\Delta x} + W - F_d = m \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

El peso del elemento de varilla, W , es una fuerza estática que es constante durante el ciclo de bombeo, por lo tanto se colocará luego de la solución de la ecuación de onda. Las fuerzas de tensión F_x y $F_{x+\Delta x}$ pueden ser expresados por los esfuerzos mecánicos presentes en la sección de la cabilla a la distancia axial x y $x+\Delta x$:

$$F_x = S_x A$$

$$F_{x+\Delta x} = S_{x+\Delta x} A$$

Donde:

S_x y $S_{x+\Delta x}$ = Esfuerzo en la varilla en la sección x y Δx

A = Área de la sección transversal de la varilla

Sustituyendo estas expresiones en la Ec.10

$$(S_x - S_{x+\Delta x})A - F_d = m \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad \text{Ecuación 3.14}$$

Sabiendo que la sarta de varillas está sometida a una deformación elástica, aplicamos la Ley de Hooke:

$$S = E \frac{\partial u}{\partial x} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Donde:

E = Módulo de Young del material de la Varilla

$\partial u / \partial x$ = Esfuerzo de la varilla

Usando la ecuación 12 definida para el esfuerzo en la varilla y sustituyendo los términos apropiados en la ecuación 11, obtenemos:

$$EA \left[\frac{\partial u}{\partial x} \Big|_{x+\Delta x} - \frac{\partial u}{\partial x} \Big|_x \right] - F_d = m \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad \text{Ecuación 3.16}$$

El multiplicador del término EA puede ser expresado con la segunda derivada de desplazamiento, u , con respecto a la distancia, x . Incluyendo esto y expresando la masa,

m, a través del volumen y la densidad del elemento de varilla, se llega a la siguiente expresión:

$$EA \times \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - F_d = \frac{x A}{144 g_c} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \quad \text{Ecuación 3.17}$$

Donde:

ρ = Densidad del material de la varilla

g_c = 32,2, Constante gravitacional

Falta por determinar las fuerzas de amortiguamiento (damping force), F_d . Esta es la suma de las fuerzas que actúan en dirección opuesta al movimiento de la varilla, que incluyen: la fuerza que ejerce el fluido sobre las varillas, acoples y la tubería; y la fricción mecánica entre varillas, acoples y tubería.

De estas fuerzas la más complicada de determinar es la fricción, ya que esta depende de muchos factores (a veces desconocidos), por ejemplo, daño por corrosión en las superficies metálicas, desviación del pozo, etc. Por otra parte, las fuerzas ejercidas por el fluido pueden ser aproximadas a las fuerzas viscosas. Esta es la razón por la cual prácticamente todos los investigadores aproximan las fuerzas de amortiguamiento a las fuerzas viscosas. Gibbs desarrolló la siguiente fórmula para F_d :

$$F_d = c \frac{\Delta x \rho A}{144 g_c} \frac{\partial u}{\partial t} \quad \text{Ecuación 3.18}$$

Donde

$c = \frac{\pi V_s v}{2L}$ = Coeficiente de amortiguamiento, 1/s

v = Factor de amortiguamiento adimensional

V_s = velocidad del sonido en el material de la varilla, pies/segundo

L = Longitud total de la varilla, pies

Sustituyendo la ecuación 14 en la ecuación 15 y dividiendo ambos lados por Δx , se tendrá:

$$EA \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - c \frac{A}{144 g_c} \frac{\partial u}{\partial t} = \frac{A}{144 g_c} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}$$

Esta ecuación es la forma final de la ecuación de onda unidimensional que describe la propagación de las fuerzas en la sarta de varillas. Esta es válida para sartas con diámetro de varillas diferentes (ahusadas).

A continuación se presenta la forma más familiar de la ecuación de onda para sarta de varilla con diámetro uniforme, que se logra con una simple sustitución de términos:

$$V_s^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} - c \frac{\partial u}{\partial t} = \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}$$

Donde:

$$V_s = \sqrt{144g_c E} = \text{Velocidad del sonido en el material de la cabilla (pies/segundo)}$$

Para la resolución de esta ecuación es necesario la aplicación de métodos matemáticos y principalmente la ayuda de computadora para conseguir rápida y eficientemente la solución de un sistema.

3.2.4 Diseño de la sarta de varillas. La sarta de varillas es uno de los más importantes elementos de un sistema de bombeo mecánico, éste transmite la energía desde la superficie hasta la bomba de subsuelo. El comportamiento de este elemento puede tener un impacto fundamental en la eficiencia de levantamiento de fluidos. Por lo tanto, un diseño apropiado de sarta de varillas puede asegurar una buena condición de operación, como también reducir los costos de producción.

3.2.4.1 Cargas en las varillas. Las posibles cargas que soportan las varillas durante el ciclo de bombeo, a cualquier profundidad, pueden clasificarse en:

1. **Peso de las varillas:** Esta fuerza está distribuida a lo largo de la sarta. En cada sección, esta carga es igual al peso de las varillas que se encuentran por debajo de dicha sección. Esta carga es positiva tanto en la carrera ascendente como en la descendente. De aquí en adelante, la carga es positiva si la dirección es hacia abajo.
2. **Fuerzas de flotación:** Esta fuerza es opuesta al peso de las varillas y es debido a la fuerza que ejerce el fluido sobre la varilla cuando es sumergida.
3. **Carga del fluido:** esta fuerza es debido al fluido manejado en la carrera ascendente. Esta carga es positiva.

4. Fuerzas dinámicas: Estas cargas son el resultado de cambios de aceleración y de movimiento durante el ciclo de bombeo.
5. Fuerzas de fricción: estas fuerzas son de dos tipos, fricción por el fluido y fricción mecánica.

Revisando estas fuerzas durante un ciclo completo se observa que la sarta de varillas está expuesta a cargas cíclicas. Aunque la varilla superior esta siempre en tensión, el nivel de tensión se incrementa considerablemente durante la carrera ascendente, debido al peso del fluido levantado, las fuerzas dinámicas y las fuerzas de fricción. Durante la carrera descendente la carga consiste solamente en el peso de la sarta de varillas en flotación. Es debido a esto que la sarta de varillas debe ser diseñada con resistencia a la fatiga.

Los diseños de sarta de varillas pueden ser de diámetro uniforme o combinado, siendo este último el más utilizado. La idea de realizar diseños con sargas telescópicas es reducir el peso total de la sarta de varillas y de esa manera disminuir la carga en la unidad de bombeo en superficie.

Para todo diseño de sarta de varillas, es recomendable realizar el análisis de esfuerzos utilizando el diagrama de Goodman Modificado, esto nos permite cuantificar el porcentaje de carga de cada sección de la sarta.

Los diseños de las sargas de varillas se encuentran tabulados en el API RP 11L, y dependen exclusivamente del diámetro del pistón. Estos diseños funcionan bajo el principio de igualar los esfuerzos en el tope de cada tramo de varillas.

El problema se presenta cuando se va a instalar en un pozo, un diseño diferente al API. La evaluación de los esfuerzos para estos diseños va a depender del tipo de bomba, profundidad de colocación y la presión de cabezal del pozo, para así determinar la longitud óptima de cada tramo de varillas con esfuerzos iguales en cada tope. Este método está basado en un proceso de ensayo y error, y el mismo considera los siguientes aspectos:

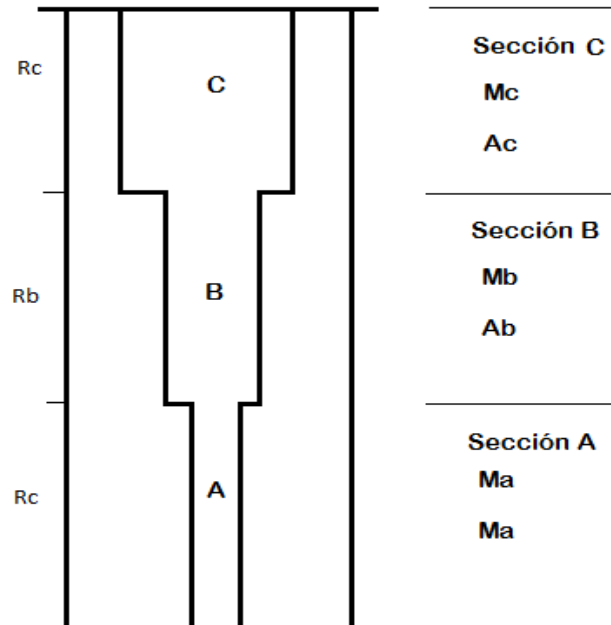
- Gravedad específica del fluido de trabajo.
- Profundidad de asentamiento de la bomba.
- Efecto de sobrecarga por presión en el cabezal.

Las ecuaciones que intervienen en el desarrollo del método son las siguientes:

$$\%Ra + \%Rb + \%Rc = 1 \qquad \text{Ecuación 3.19}$$

Siendo: %Ra, %Rb y %Rc, los porcentajes en longitud de cada sección en particular.

Figura 3.21. Diagrama esquemático de una sarta de varillas.



Fuente: Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 63 p. Modificada.

En la sección inferior, la carga viene dada por:

$$W_a = W_p + (M_a \times \%R_a \times L) \quad \text{Ecuación 3.20}$$

Siendo el esfuerzo:

$$E_a = \frac{W_a}{A_a} \quad \text{Ecuación 3.21}$$

W_p = Carga sobre el pistón ($W_p = W_f$)

La carga en la sección intermedia está dada por:

$$W_b = W_a + (M_b \times \%R_b \times L) \quad \text{Ecuación 3.22}$$

$$W_c = W_b + (M_c \times \%R_c \times L)$$

$$Ec = \frac{Wc}{Ac} \quad \text{Ecuación 3.23}$$

Igualando los esfuerzos en cada tope de varillas, se tiene:

$$Ea = Eb \quad y \quad Ea = Ec$$

$$\frac{Wa}{Aa} = \frac{Wb}{Ab} \quad y \quad \frac{Wa}{Aa} = \frac{Wc}{Ac}$$

Ecuación 3.24

Para determinar los porcentajes de cada sección, se debe utilizar las siguientes ecuaciones:

- Para una sarta doble:

Despejando Wb y sustituyendo las cargas Wb y Wa por sus ecuaciones correspondiente, se tiene:

$$\%Rb = \frac{(Wp + Ma \times Ra \times L) \times (Ab - 1)}{Mb \times L} \quad \text{Ecuación 3.25}$$

El procedimiento de ensayo y error es el siguiente:

Se asume un valor de $\%Ra$ y se calcula $\%Rb$, luego por diferencia $\%Ra = 1 - \%Rb$ se determina un valor de $\%Ra$ calculado y se compara con el valor asumido de $\%Ra$. Si difieren con un error mayor al supuesto, se debe realizar el cálculo de nuevo, utilizando ahora el valor calculado de $\%Ra$, hasta que cumpla con una tolerancia de error predeterminada.

En ese momento se obtiene el porcentaje de cada varilla, con esfuerzos iguales en cada tope.

- Para una sarta triple:

Se sustituyen los valores de Wa , Wb y Wc en las ecuaciones 16 y 21 y despejando $\%Rb$ y $\%Rc$ como función de $\%Ra$, se obtienen las siguientes expresiones:

$$\%Rb = \frac{(Wp + Ma \times \%Ra \times L) \times \left(\frac{Ab}{Aa} - 1\right)}{Mb \times L} \quad \text{Ecuación 3.26}$$

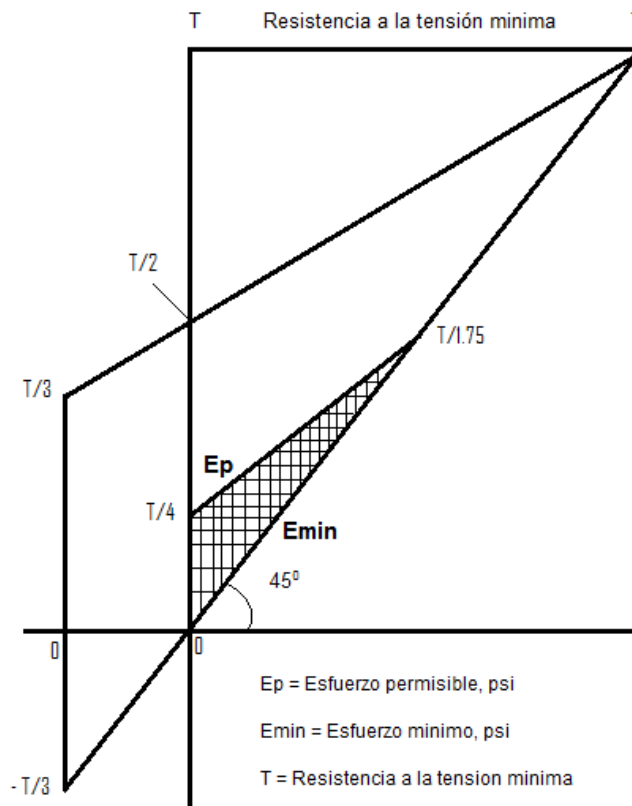
$$\%Rc = \left[(Wp + Ma \times \%Ra \times L) \times \left(\frac{Ac}{Aa} - 1\right) \right] - (Mb \times \%Rb \times L) \quad \text{Ecuación 3.27}$$

El procedimiento de cálculo de los porcentajes es idéntico al anterior, solo que este caso $\%Ra=1-(\%Rb+\%Rc)$.

3.2.4.2 Análisis de esfuerzos. Luego de calcular los esfuerzos máximos y mínimos en las varillas, se debe realizar un análisis de esfuerzos con el fin de identificar sobrecargas en estas. El rango de esfuerzos permitido por la varilla depende del material, grado de la cabilla y de la corrosión en el pozo.

3.2.4.3 Diagrama de Goodman modificado. El método más utilizado para la evaluación de cargas sobre la sarta de varillas se basa en el Diagrama de Goodman Modificado. En este se considera los rangos máximos de esfuerzos, así como también los esfuerzos máximos permisibles (ver Figura 3.22).

Figura 3.22 Diagrama de Goodman modificado



Fuente: Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 65 p. Modificada.

Con el siguiente ejemplo se describe el procedimiento para la evaluación gráfica de una sarta de varillas.

Ejemplo:

Carga máxima: 27.060 Lbs.

Carga mínima: 9020 Lbs.

Cabilla: 7/8" Grado D

- **Paso 1:** Determinar la resistencia mínima, (T), de la cabilla utilizada. La resistencia mínima establecida por la API, es la presentada en la segunda fila de la Tabla 1.
- **Paso 2:** En papel milimetrado se traza una línea a 45°, donde se establece el límite inferior del rango de esfuerzo permisible, es decir, el esfuerzo mínimo. En la ordenada se representa los esfuerzos en, psi, distribuida en una escala adecuada.
- **Paso 3:** Usando la escala de esfuerzo se marca el punto T/1,75 en la línea de 45° (esfuerzo mínimo).
- **Paso 4:** En el eje vertical, localizar el punto T/4 y se traza una línea entre los puntos T/4 y T/1,75. Esta línea define el esfuerzo máximo permisible, en este caso con factor de servicio igual a uno.
- **Paso 5:** Se localiza el punto de esfuerzo mínimo, (E_{min}):

$$E_{min} = \frac{\text{Carga mínima}}{\text{Area de la barilla}}$$

Para el ejemplo es 15000 psi.

- **Paso 6:** El máximo esfuerzo se obtiene al trazar verticalmente, desde el E_{min} hasta cortar la línea de esfuerzo máximo.
- **Paso 7:** Se ubica el esfuerzo máximo calculado o medido, en la vertical trazada en el paso anterior. Si sobrepasa la línea de esfuerzo máximo implica que las varillas están sobrecargadas, el porcentaje de sobrecarga se determina:
- $\%Sobrecarga = \frac{\text{Esfuerzo o maximo permisible}}{\text{Esfuerzo maximo calculado}}$

- Si cae por debajo de la línea de esfuerzo máximo permisible indica que la cabilla está en el rango de operación óptimo.

3.2.4.4 Factores de servicio. Cuando se usan varillas en ambientes corrosivos, se debe ajustar el esfuerzo permisible para asegurar la carga correcta y prevenir fallas prematuras. Esto se puede hacer con los Factores de Servicio. Un Factor de Servicio es un valor entre 0,7 y 1,0. Este multiplica al máximo esfuerzo permisible calculado a través del Diagrama de Goodman, para reducir el esfuerzo máximo permisible y así extender la vida útil de la sarta de varillas

Las condiciones del pozo difieren ampliamente dependiendo de los fluidos producidos: presencia de ácido sulfúrico (H₂S), dióxido de carbono (CO₂), etc. Los factores de servicio deben ser ajustados dependiendo de las condiciones locales de cada campo. Aquellos entre 0,7 a 0,75 son recomendados para corrosiones severas donde grandes cantidades de H₂S están presentes. Un factor entre 0,8 a 0,85 es recomendado para corrosión con CO₂ o pequeñas cantidades de H₂S. Finalmente un factor de servicio entre 0,9 a 0,95 es recomendado para ambientes de corrosión suaves (producción de salmuera).

3.2.4.5 Ecuación para el desarrollo del diagrama de Goodman. Utilizando la forma en ecuación del Diagrama de Goodman, se puede calcular los valores directamente en vez de leerlos del gráfico.

La ecuación de la línea del esfuerzo máximo permisible es:

$$S_A = (0,25T \times 0,5625S_{min}) \times SF \quad \text{Ecuación 3.28}$$

Donde:

S_A = Esfuerzo máximo permisible, psi

S_{min} = Esfuerzo máximo medido o calculado, psi

SF = Factor de servicio

El rango de esfuerzo permitido está dado por:

$$DS_A = S_A - S_{min} \quad \text{Ecuación 3.29}$$

El porcentaje de carga de cabilla nos muestra cómo son las cargas en las varillas, está definido como:

$$\%Carga \text{ en la varilla} = \frac{S_{max} - S_{min}}{DS_A} \times 100 \quad \text{Ecuación 3.30}$$

Como lo muestra la ecuación 27, si el rango de esfuerzo actual ($S_{max} - S_{min}$) es igual al rango de esfuerzo máximo permisible entonces las varillas se encuentran cargadas en un 100%. Si el actual rango de esfuerzo excede al rango de esfuerzo máximo permisible entonces la carga es mayor al 100% y debe ser calculada. Este valor indica que la varilla está sobrecargada.

3.2.4.6 Análisis de esfuerzo para varillas Electra. Las varillas Electra son varillas No API y soportan mayores esfuerzos que las varillas convencionales. Debido a que éstas están precomprimidas, se necesita solo el esfuerzo máximo para determinar su carga. El Diagrama de Goodman no se puede aplicar en estas varillas. Para calcular su esfuerzo máximo permisible se utiliza la siguiente ecuación:

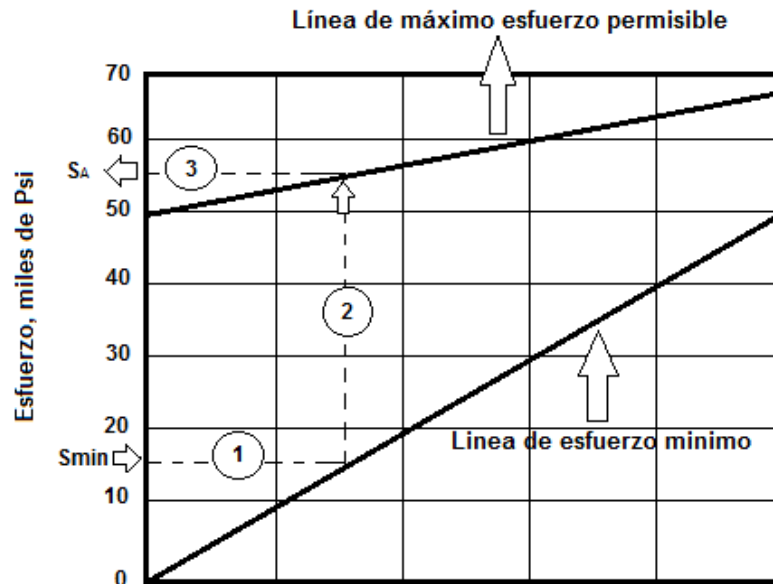
$$S_A = 50000 \times SF \quad \text{Ecuacion 3.31}$$

El porcentaje de carga viene dado por:

$$\%Carga \text{ en la varilla} = \frac{S_{max}}{S_A} \times 100$$

3.2.4.7 Análisis de esfuerzos para varillas Norris 97, LTV HS y UPCO 50K. Para calcular el porcentaje de carga de los esfuerzos para estas varillas, se utiliza el diagrama de rangos de esfuerzos de la figura 18. Como muestra esta figura, estas varillas están afectadas por las fluctuaciones de los esfuerzos, sin embargo, ellas pueden manejar esfuerzos más grandes que las varillas API. Se puede utilizar el diagrama de rango de esfuerzos de la figura 17 de igual forma que el Diagrama de Goodman Modificado en las direcciones que están indicadas en la figura. Después de encontrar el esfuerzo máximo permisible a partir del diagrama, se multiplica ese valor por el factor de servicio y se halla el porcentaje de carga en la varilla calculándolo de igual forma que para varillas API con las ecuaciones 26 y 27.

Figura 3.23.Diagrama de esfuerzos para varillas Norris 97, LTV HS, y UPCO 50K.



- 1) Localizar el esfuerzo mínimo real y dibujar la línea 1.
- 2) Dibujar una línea vertical hasta que core la línea de máximo esfuerzo permisible.
- 3) Leer el máximo esfuerzo permisible en la axisa y.

Fuente: Fuente: CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002. 70 p. Modificada.

3.3 PROGRAMAS QUE FACILITAN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

3.3.1 Wellflo software¹³. El software de análisis de sistemas WellFlo es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso-a-paso. Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del reservorio. El uso del software WellFlo resulta en una inversión de capital más efectiva al mejorar el diseño de pozos y

¹³ WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

completamientos, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.

3.3.2 Aplicaciones. El paquete de software WellFlo es una herramienta de pozo único que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado WellFlo puede ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo.
- Diseño de completamiento para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil del mismo
- Diseño de levantamiento artificial
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo
- Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de reservorio

Así como estas aplicaciones, el software tiene también dos sub-aplicaciones internas clave que pueden ser usadas de manera autónoma del resto del programa y ofrecer así al usuario un excelente kit de herramientas de ingeniería.

- Modelado detallado de desempeño de influjo de reservorio
- Múltiples modelos de completamiento y perforación
- Análisis detallado de skin
- Modelado detallado de PVT de fluidos
- Modelos de crudo negro para petróleo y gas
- Modelos de Ecuación de Estado para crudo condensado y volátil
- Ajuste de data de laboratorio
- Predicción de comportamiento del fluido

3.3.3 Modelado de Influjo de Pozo y Completamiento. El influjo de pozo es un factor importante en el desempeño de un pozo. La interfaz de WellFlo permite ingresar un PI, presión de reservorio y modelo de influjo tal como Vogel, si la información es limitada. Alternativamente, data detallada de completamiento, incluyendo zona dañada, desviación del pozo, penetración parcial, especificación de perforación, información de empaque de grava y geometría de la fractura puede ser toda ingresada para predecir el efecto sobre la

productividad del pozo (esto puede ser lograda para pozos tanto verticales como horizontales).

Un modelo multicapas es incluido para sistemas compuestos, con cada capa teniendo su propio modelo de fluido, completamiento e influjo. Esto beneficia a los ingenieros petroleros que diseñan nuevos completamientos o diagnostican problemas de desempeño. Un sofisticado modelo de influjo de tasa de flujo másico constante puede ser usado para incluir efectos de permeabilidad relativa. Estos pueden ser ingresados a través de tablas o coeficientes de Corey. Esto provee una técnica extremadamente precisa para pronóstico de desempeño en reservorios de condensado y casquete gaseoso, y es especialmente útil al predecir el desempeño al cambiar las condiciones del reservorio y de las fracciones de fase en dichos campos.

3.3.4 Software de diseño Qrod ¹⁴.

El software Qrod es utilizado para diseñar sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Este permite determinar en base al tipo de unidad de superficie, sarta de varillas, tamaño del pistón de la bomba, presiones en el pozo y la gravedad específica del fluido, las cartas dinagráficas respectivas para el análisis del comportamiento de producción a condiciones ideales asumiendo fricciones bajas en la sarta de varillas y en la bomba, permitiendo simular velocidades de bombeo con el fin de diseñar a razón de la situación más crítica (nivel en la bomba) en la dinámica de todo el sistema de levantamiento.

Cabe mencionar que Qrod es el programa más usado en el mundo y es gratuito. Esto se debe a que permite un trabajo más fácil y simplificado ya que elimina la necesidad de ingresar demasiados detalles

¹⁴ SANCHEZ, Joel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico corlift. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Zulia: Universidad del Zulia. Programa de Ingeniería de Petróleo. 2010. 4.p.

4. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANATAMIENTO POR BOMBEO MECANICO PARA UN CAMPO DE PRODUCCION DE PETROLEO, UTILIZANDO UNIDADES DYNAPUMP.

En el presente capitulo se realizará el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, utilizando unidades DynaPump para un campo de producción de petróleo, como lo es el campo Llanito de ECOPETROL S.A. De este campo se seleccionaron 5 pozos que cumplieran con los requerimientos necesarios para la efectiva aplicación del sistema DynaPump.

Para una completa evaluación de la unidad, se diseñará este mismo sistema de levantamiento pero utilizando unidades tipo balancín, para cada uno de los pozos y así poder comparar el desempeño de ambas unidades.

Entre los factores a evaluar, se encuentran:

- Longitud de carrera.
- Máxima carga sobre la barra pulida (PPRL).
- Mínima carga sobre la barra pulida (MPRL).
- Potencia en l barra pulida (PRHP).
- Eficiencia del sistema.
- Consumo de energía.

A continuación se presentan las propiedades y el diseño para el pozo UIS 75, la información correspondiente a los demás pozos (UIS 99, UIS 18, UIS 23 y UIS 36) se encuentra en los anexos de la A la H.

4.1 CARACTERISTICAS DEL POZO UIS 75

El pozo UIS 75 produce actualmente a través de bombeo mecánico con una unidad tipo balancín (A-640D-305-168), Lo que hace suponer que cumple con las características necesarias, para la aplicación efectiva de la unidad DynaPump. No obstante a continuación se mencionan las propiedades del pozo (propiedades del fluido producido, características de las zonas productoras), al igual que su estado mecánico y finalmente su curva IPR.

Tabla 4.1. Propiedades del fluido. Pozo UIS 75.

Propiedades del fluido	
Gravedad API	22 °API
GOR	200 SCF/STB
Gravedad específica del fluido	0,98
BSW	70%
Salinidad del agua	26700 ppm
Viscosidad del crudo	19,4 cp

Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.2. Propiedades de las zonas productoras. Pozo UIS 75.

Propiedades de las zonas productoras		
B3	Presión promedio	1750 psi
	Temperatura promedio	134 °F
	Profundidad media	6000 ft
	Permeabilidad efectiva	72 md
	Espesor	256 ft
	Espesor perforado	21 ft
C1	Presión promedio	1800
	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	6424 ft
	Permeabilidad efectiva	30.6 md
	Espesor	107 ft
	Espesor perforado	41 ft
C3	Presión promedio	1950 psi
	Temperatura promedio	137 °F
	Profundidad media	6990 ft
	Permeabilidad efectiva	82.6 md
	Espesor	316 ft
	Espesor perforado	47 ft

Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.3. Propiedades del pozo. Pozo UIS 75.

Características del pozo	
Radio del pozo	2,75 in
Área de drenaje	35 acres
Radio de drenaje	696.631 ft
Angulo de desviación	0°
Presión en el casing	105 psi
Presión en el tubing	160 psi

Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

4.1.1 Estado mecánico del pozo UIS 75.

Tabla 4.4. Tubería de revestimiento

Tubería de revestimiento				
OD (In)	Grado	Peso (#/ft)	Desde (ft)	Hasta (ft)
9-5/8	J55	40	SUP	467
5-1/2	J55	15,5	SUP	7512

Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.5. Tubería de producción.

Sarta de producción		
Sarta Tubería	OD (In)	Long. (ft)
117 Tubería j-55 R-8 RII	2-7/8	3592
35 Tubería j-55 R-8 RII	2-7/8	1074,5
19 Tubería j-55 R-8 RII	2-7/8	583,3
1 Ancla cátcher B-2	5-1/2	3
1 Tubería j-55 R-8 RII	2-7/8	31
1 Barril THC	2-1/2 X 2-1/4	20 X 24 No 14429
3 Tubería j-55 R-8 RII	2-7/8	92,1
TOTAL		5376

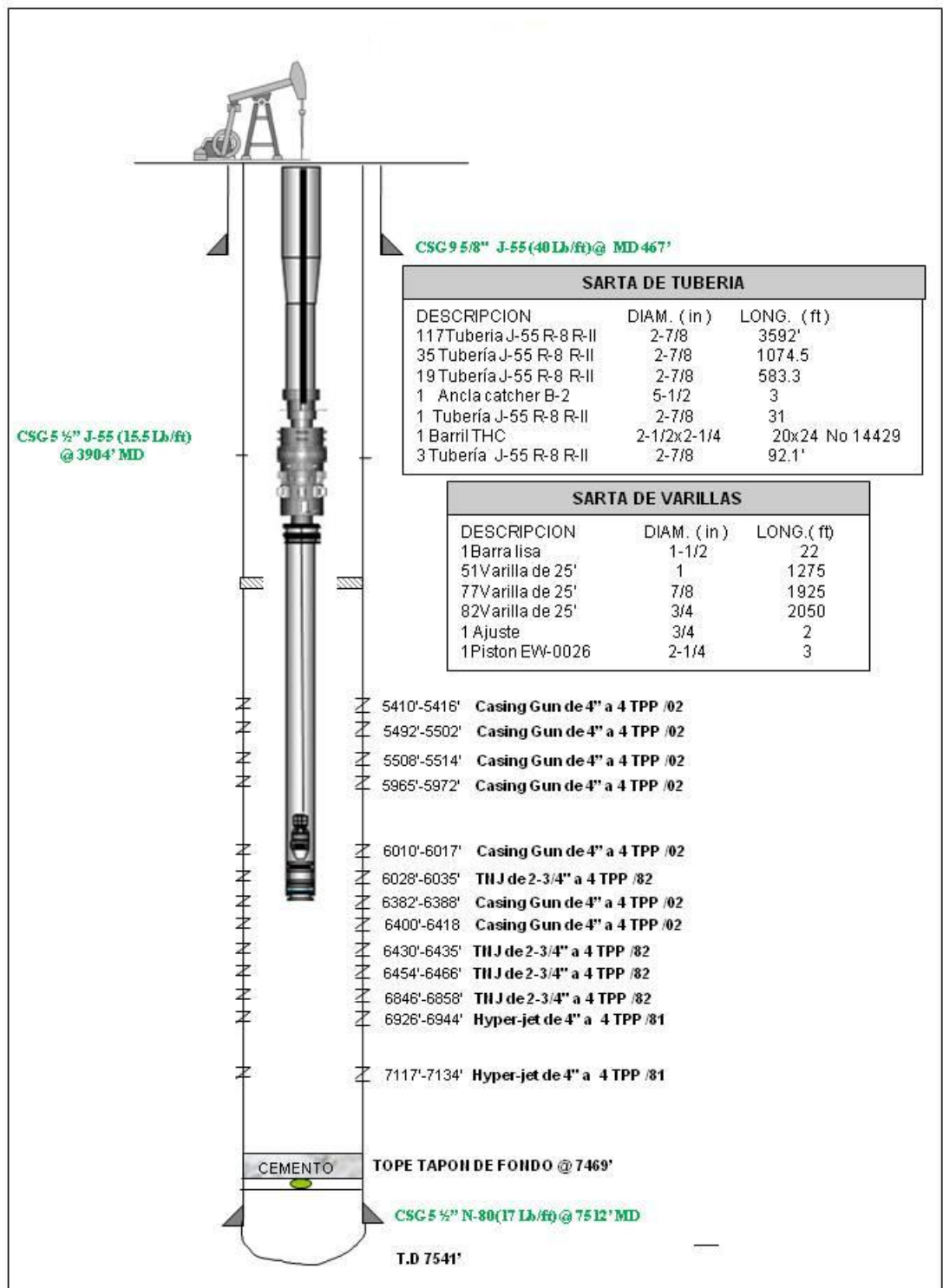
Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.6. Sarta de varillas

Sarta Varilla	Long. (ft)
1 Barra Lisa 1-1/2"	22
51 Varillas de 25'	1275
51 Varillas de 25'	1925
77 Varillas de 25'	2050
82 Varillas de 1" Grado D	2
1 Ajuste	3
1 Pistón EW-0026	5277

Fuente: Campo Llanito. ECOPELROL S.A. Modificada

Figura 4.1. Estado mecánico del pozo perteneciente al campo llanito.



Fuente: Campo llanito. ECOPELROL S.A.

Del estado mecánico del pozo UIS 99, se observó que este posee una tubería de producción de 2.875 pulgadas, lo que indica que se puede correr bombas con un diámetro máximo de 2.25 pulgadas. Este es un dato a tener muy en cuenta ya que como se mencionó en la sección 2.4, una de las principales desventajas que presenta la unidad DynaPump, es que necesita de bombas de gran tamaño para poder trabajar a bajas velocidades.

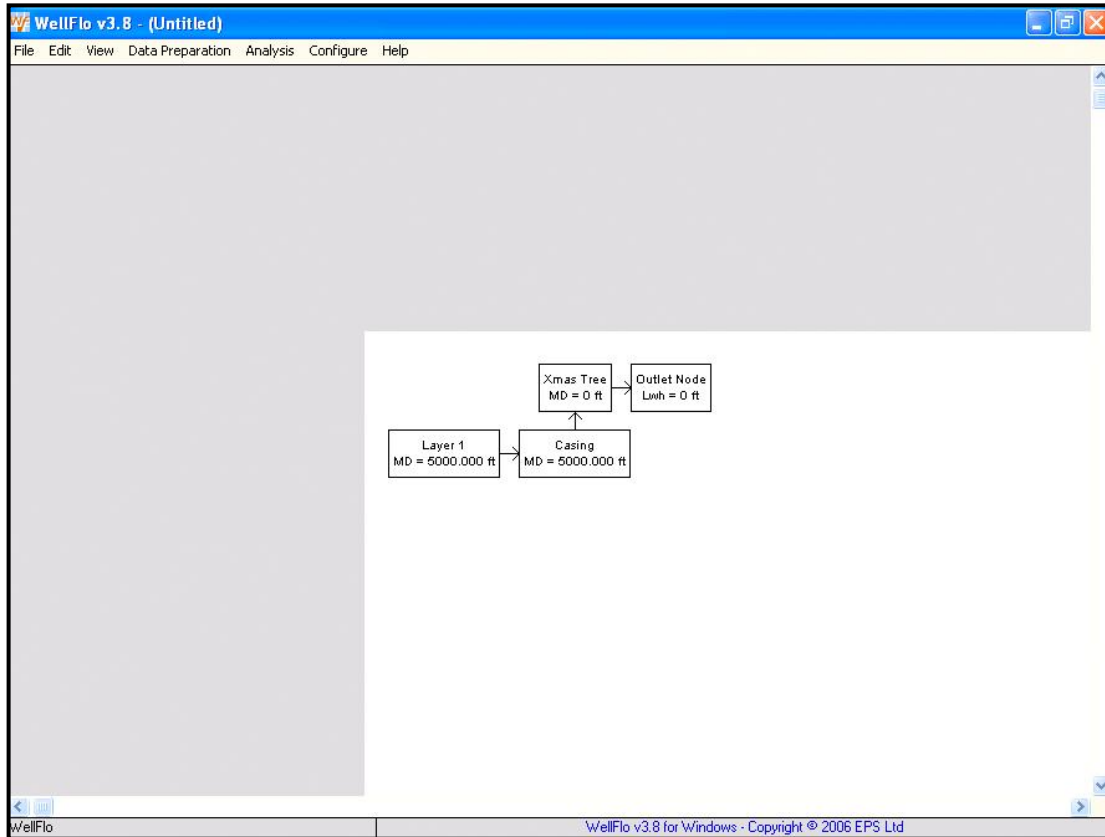
4.1.2 Índice de productividad del pozo UIS 75. La curva del IPR para el pozo se obtuvo gracias a los datos suministrados por la empresa Ecopetrol S.A. y además se contó con la ayuda del software de análisis de sistemas *WellFloTM*. El proceso para obtener el IPR del pozo se describe a continuación:

La Figura 4.2 corresponde a la ventana inicial del programa Wellflo. Como se puede observar, en esta parte se deben seleccionar cada uno de los componentes del sistema para su posterior caracterización. Entre estos componentes se tiene:

- Tubería de revestimiento (Casing).
- Tubería de producción (Tubing)
- Estratos productores (Layers)
- Cabeza de pozo (xmastree)
- Línea de flujo (Flow Line)
- Separador (outletNode).

Para obtener el IPR del pozo solo se hace necesario caracterizar los estratos productores así como el fluido que estos aportan.

Figura 4.2 ventana inicial del programa Wellflo.



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

Para caracterizar el estrato productor se debe seleccionar el componente "Layer", al hacer esto se despliega la ventana mostrada en la figura 4.5. En esta ventana, se pueden agregar el número de capas productoras que aportan fluido al pozo. Para el caso del pozo bajo estudio, se tiene tres capas productoras (ver Tabla 4.2). A continuación se selecciona la opción "Edit layer" (ver Figura 4.3) para caracterizar el estrato y la opción "Fluid parameters" para caracterizar el fluido.

En la opción "Edit layer" se especifican parámetros como:

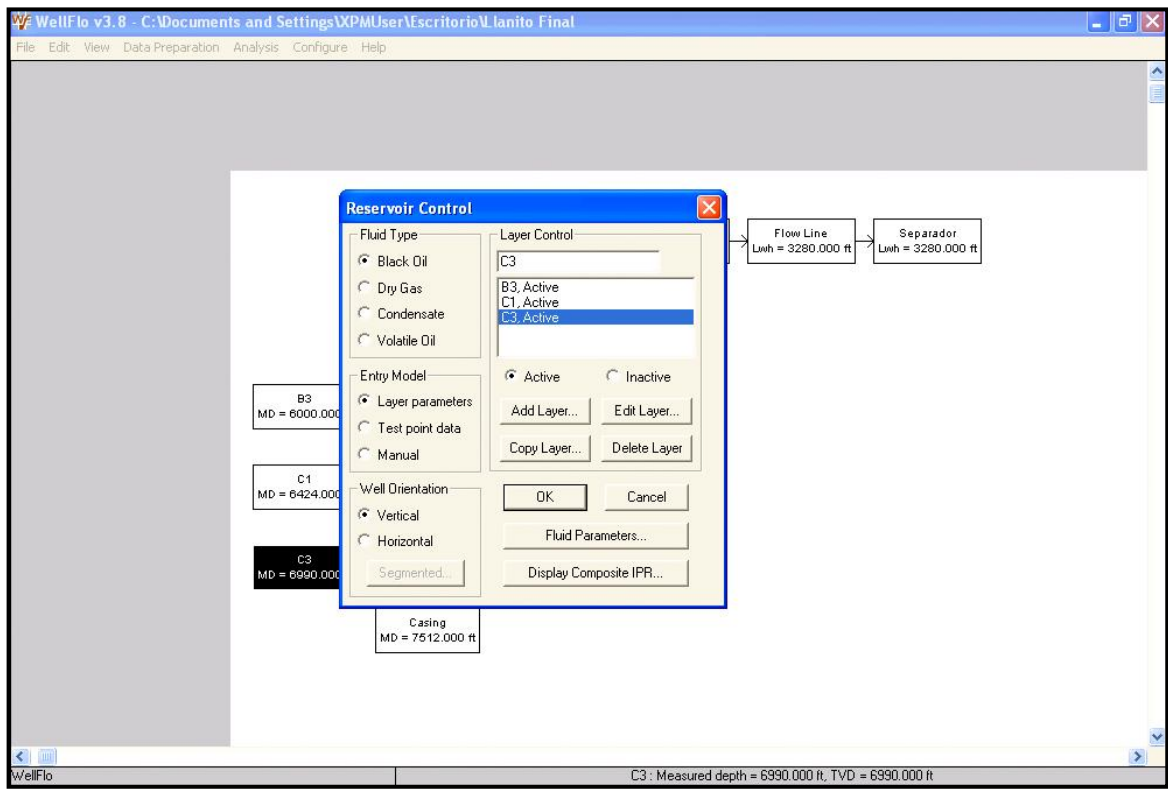
- Radio del pozo
- Radio de drenaje
- Área de drenaje del pozo
- Permeabilidad efectiva del estrato.
- Profundidad del estrato

- Se elige el modelo para el índice de productividad

Mientras, en la opción “Fluid parameters” se especifican parámetros como:

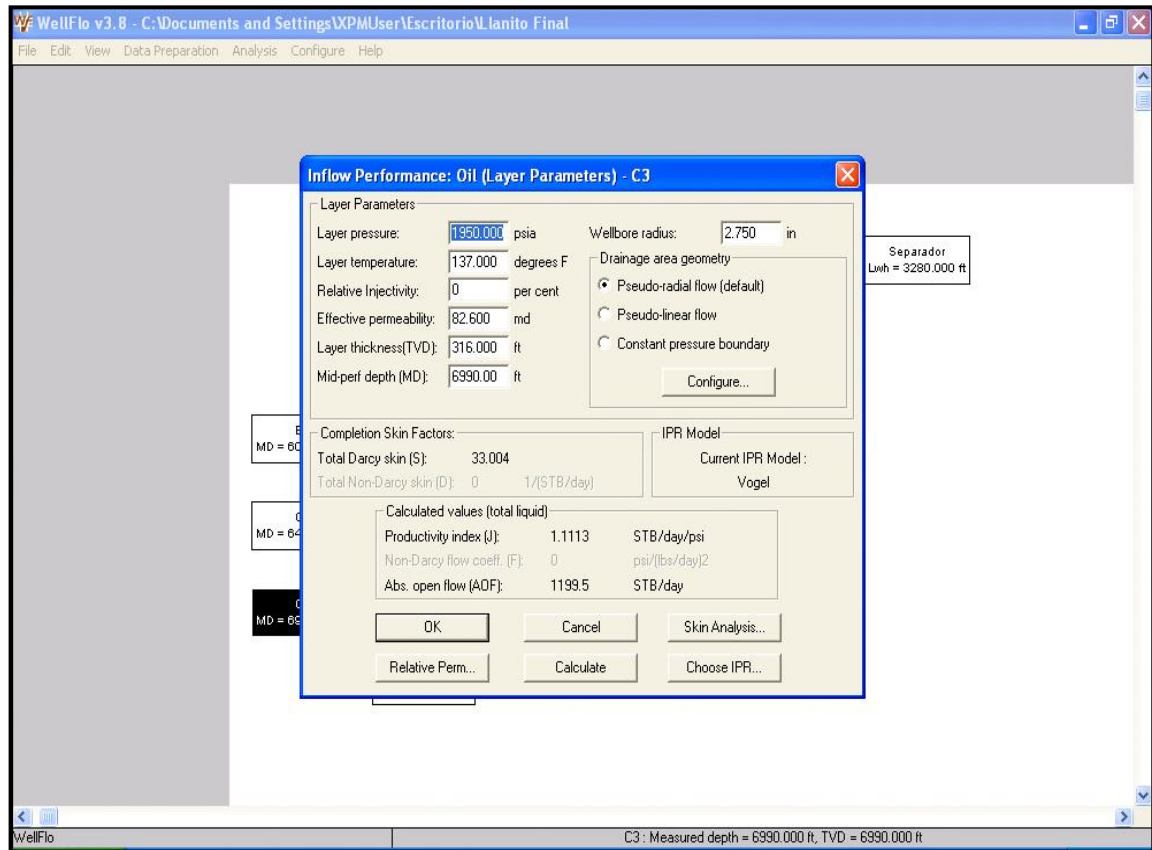
- Corte de agua
- Relación gas líquido.
- Gravedad específica del fluido

Figura 4.3 Ventana que se despliega al seleccionar el componente “Layer” del sistema.



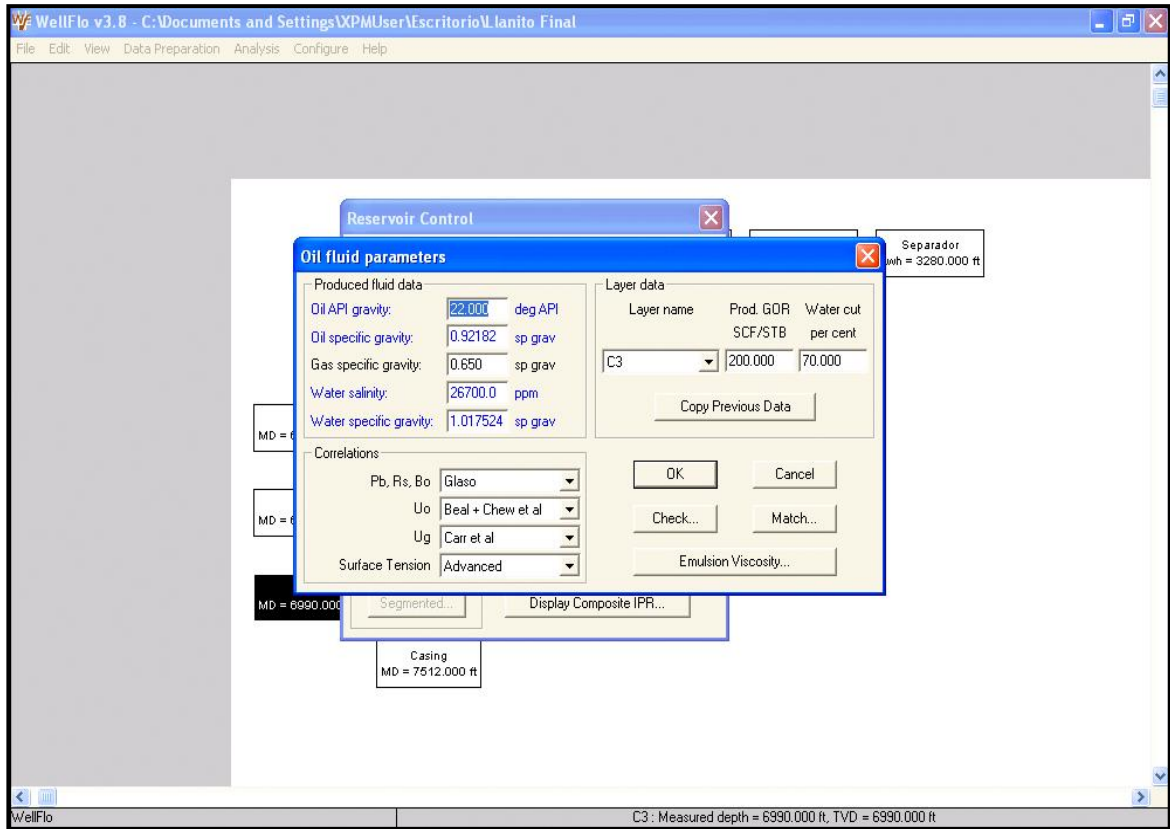
Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

Figura 4.4 Ventana en la cual se caracteriza la(s) capa productora(s).



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

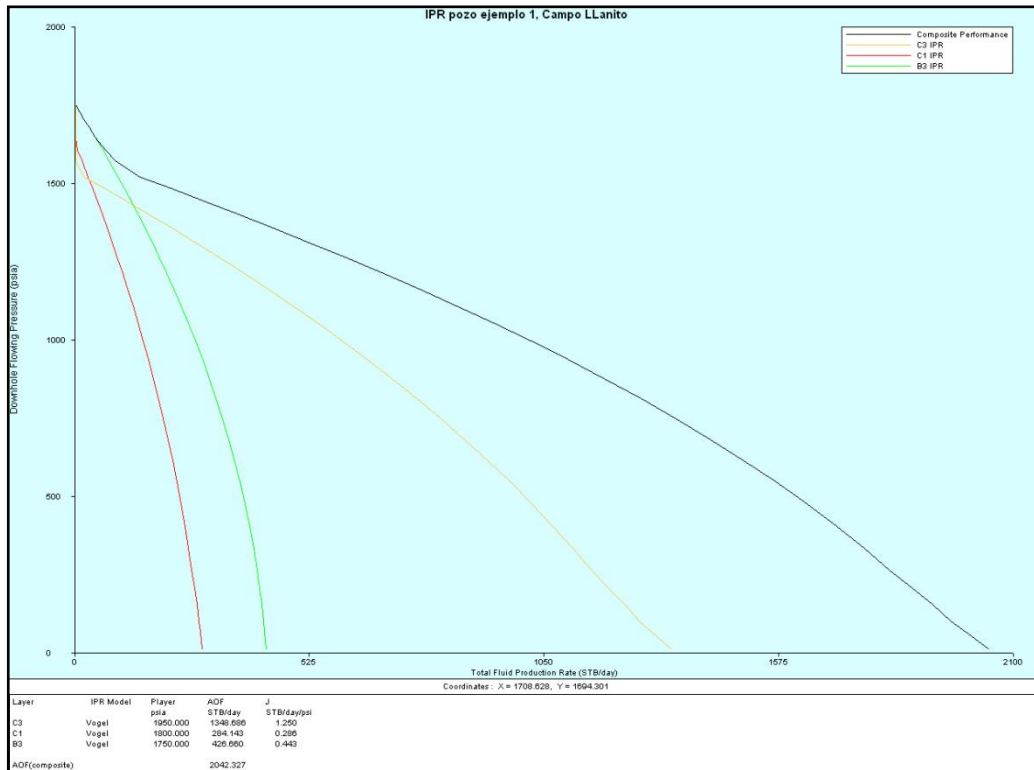
Figura 4.5 Ventana en donde se caracteriza el fluido aportado por la capa productora.



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

Finalmente, en la ventana mostrada en la Figura 4.3, se selecciona la opción “Display composite IPR”. Como se puede ver en la Figura 4.6 el programa presenta la curva de IPR para cada uno de los estratos productores que aportan fluido al pozo así como el IPR compuesto de los mismos.

Figura 4.6 IPR del pozo perteneciente al campo llanito.



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

4.1.3 Análisis nodal del pozo perteneciente al campo llanito.

Antes de comenzar a diseñar la unidad, se debe calcular el potencial de flujo del pozo, ya que el diseño se realizará en torno a este valor. Para obtener el potencial máximo del pozo, teniendo en cuenta su configuración actual, es necesario realizar un análisis nodal, con el nodo ubicado en cabeza de pozo (en este punto se tiene en cuenta la caídas de presión tanto en la tubería de producción así como en la línea de flujo).

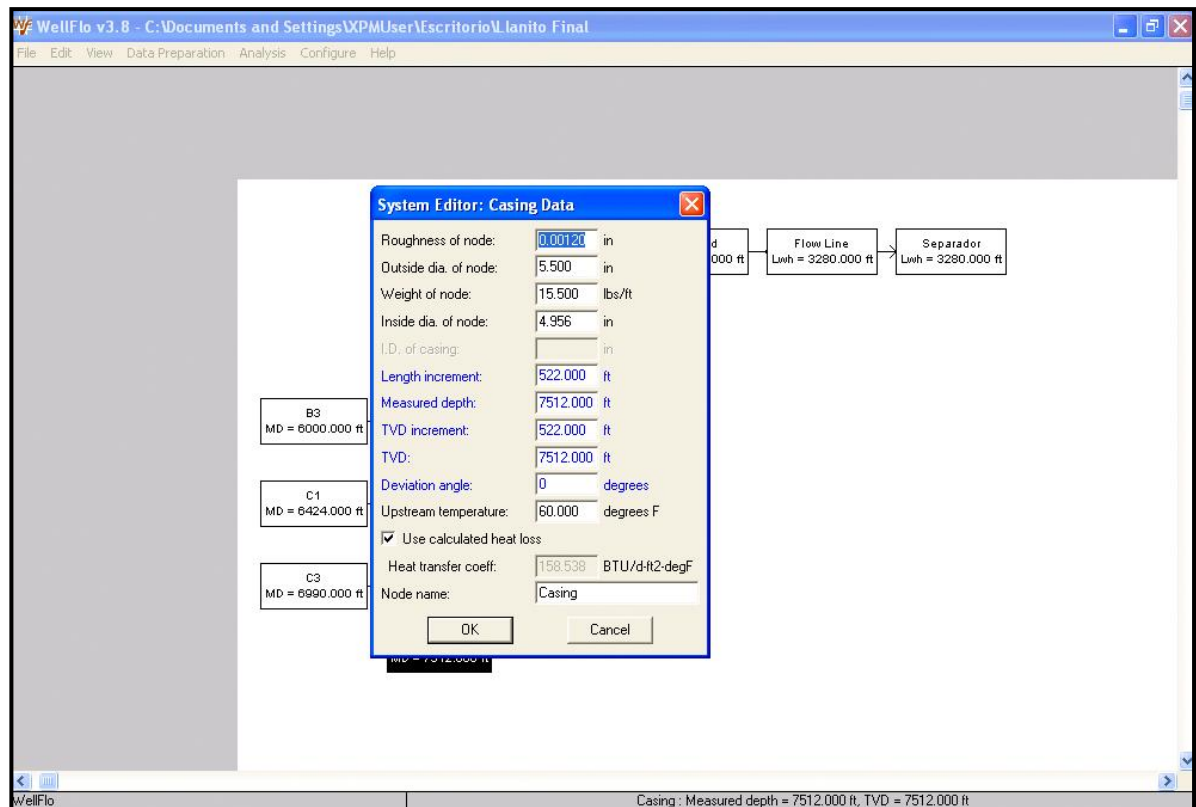
El análisis se realizó gracias a los datos suministrados por Ecopetrol S.A, y también se contó con la ayuda del software *WellFloTM*.

Habiendo caracterizado en la sección 4.1.2 los estratos productores (B3, C1, C3) así como el fluido que estos aportan al pozo, queda por definir los demás componentes que forman parte del sistema.

Para caracterizar la tubería de revestimiento, se selecciona la opción “casing” en la ventana mostrada en la Figura 4.2, al hacer esto se despliega la ventana que aparece en la Figura 4.7. En esta ventana se introducen las características de la tubería de revestimiento, como lo son:

- Diámetro interno.
- Diámetro externo
- Peso del casing
- Longitud del casing

Figura 4.7. Ventana en la cual se introduce la data correspondiente a la tubería de revestimiento.



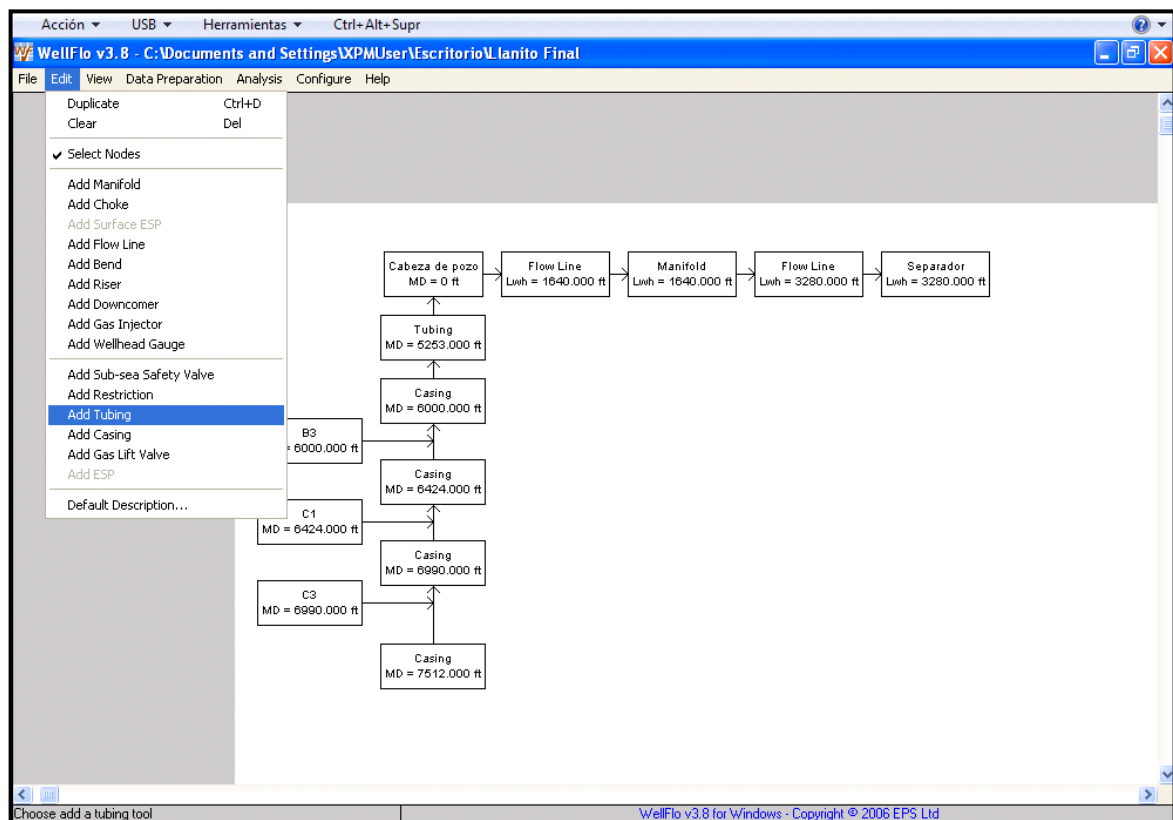
Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

A continuación se caracterizan la tubería de producción (Tubing), la línea de flujo (Flow line) y el manifold. Primero que todo se deben incluir estos componente al sistema. Para este fin se selecciona la opción “Edit” en la barra de herramientas que se encuentra en la parte superior de la ventana inicial del programa, seguidamente se seleccionan los componentes que se desee agregar:

- “Tubing”
- Flow line
- Manifold (este Manifold se encuentra ubicado a aproximadamente 1640 ft del pozo, sobre la línea de flujo).

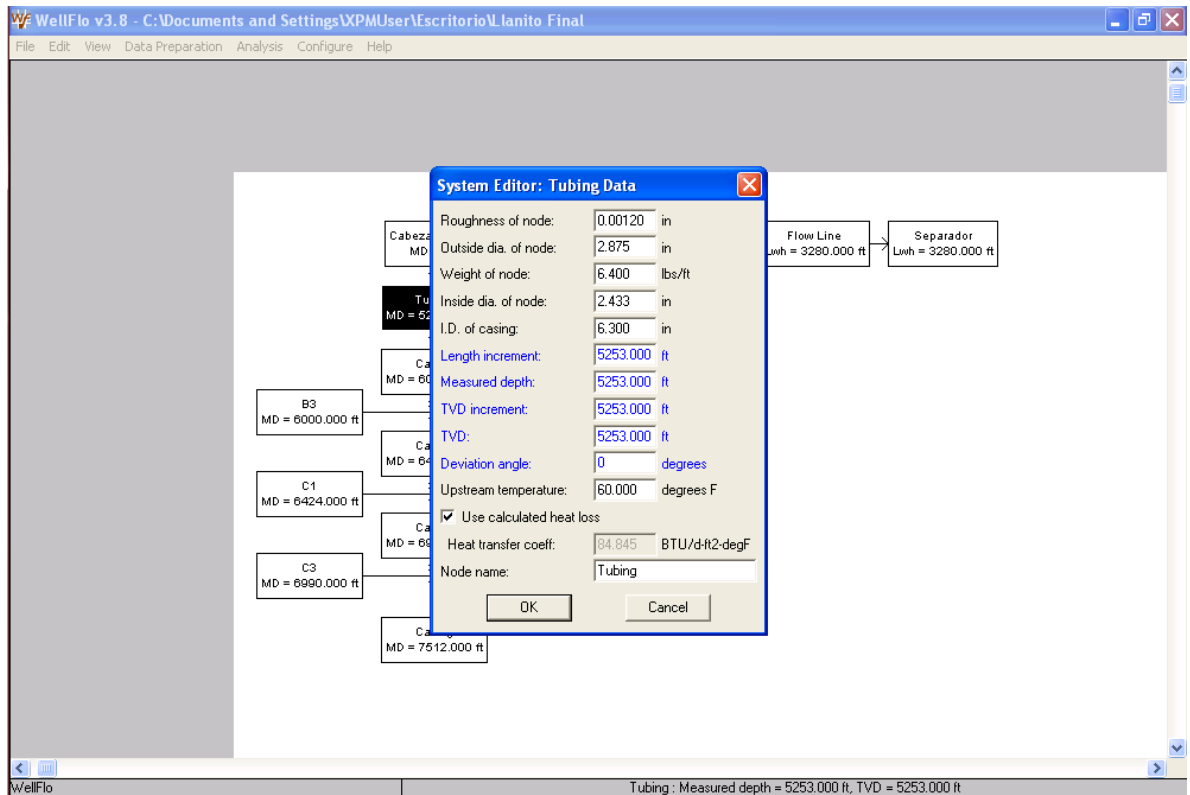
Y para terminar se caracterizan cada uno de estos componentes (Ver Figura 4.9 y 4.10).

Figura 4.8 Ventana en donde se muestra la forma de agregar un componente al sistema.



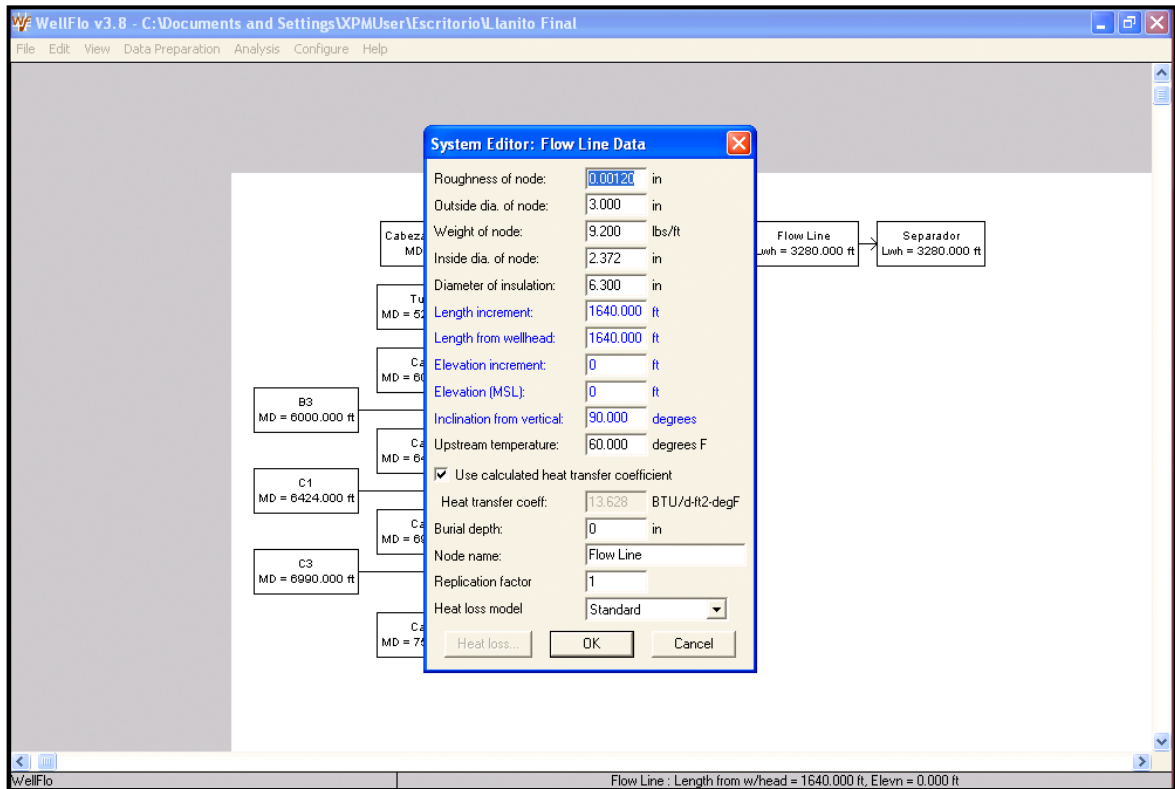
Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

Figura 4.9 Ventana en la cual se introduce la data correspondiente a la tubería de producción.



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFlo*TM. Modificada.

Figura 4.10 Ventana en la cual se introduce la data correspondiente a la línea de flujo.

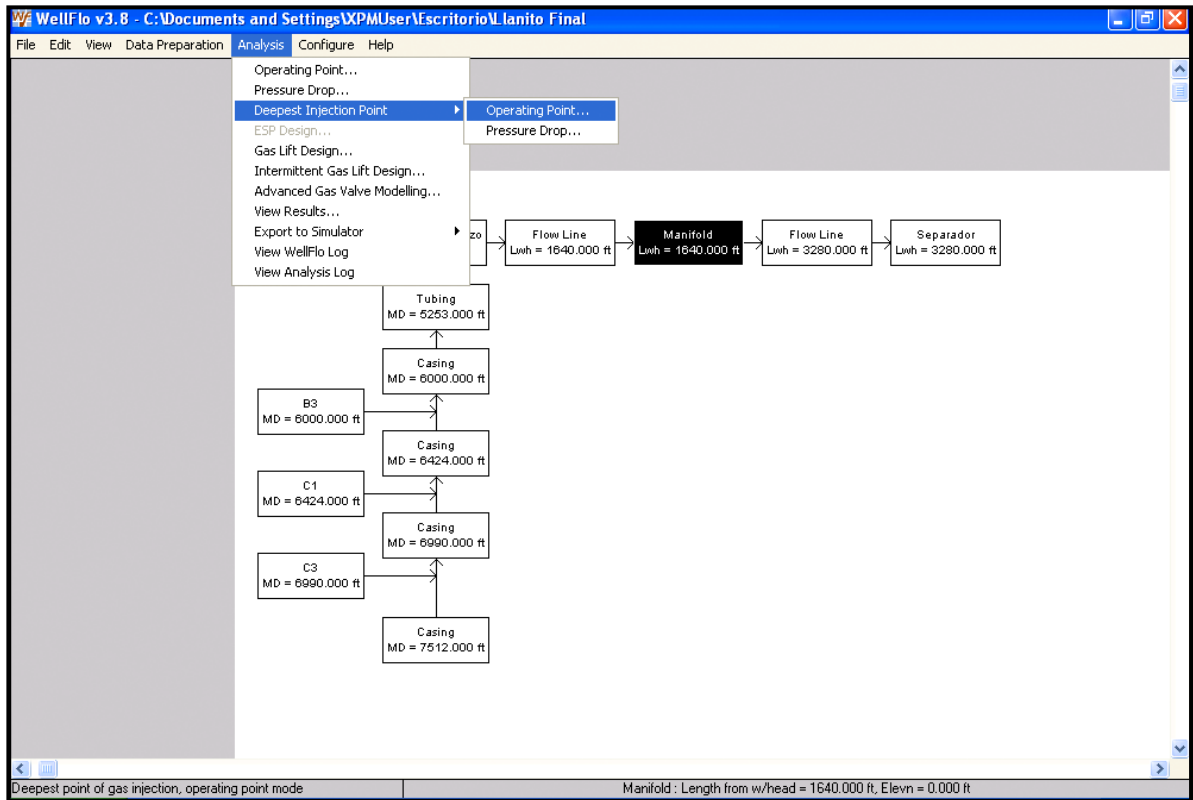


Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

Se debe mencionar que la longitud de la línea de flujo desde la cabeza del pozo hasta el separador es: 3280 ft. A demás, cabe resaltar que posee un diámetro de 3 pulgadas desde la cabeza del pozo hasta el Manifold y desde este punto en adelante su diámetro es de 4 pulgadas.

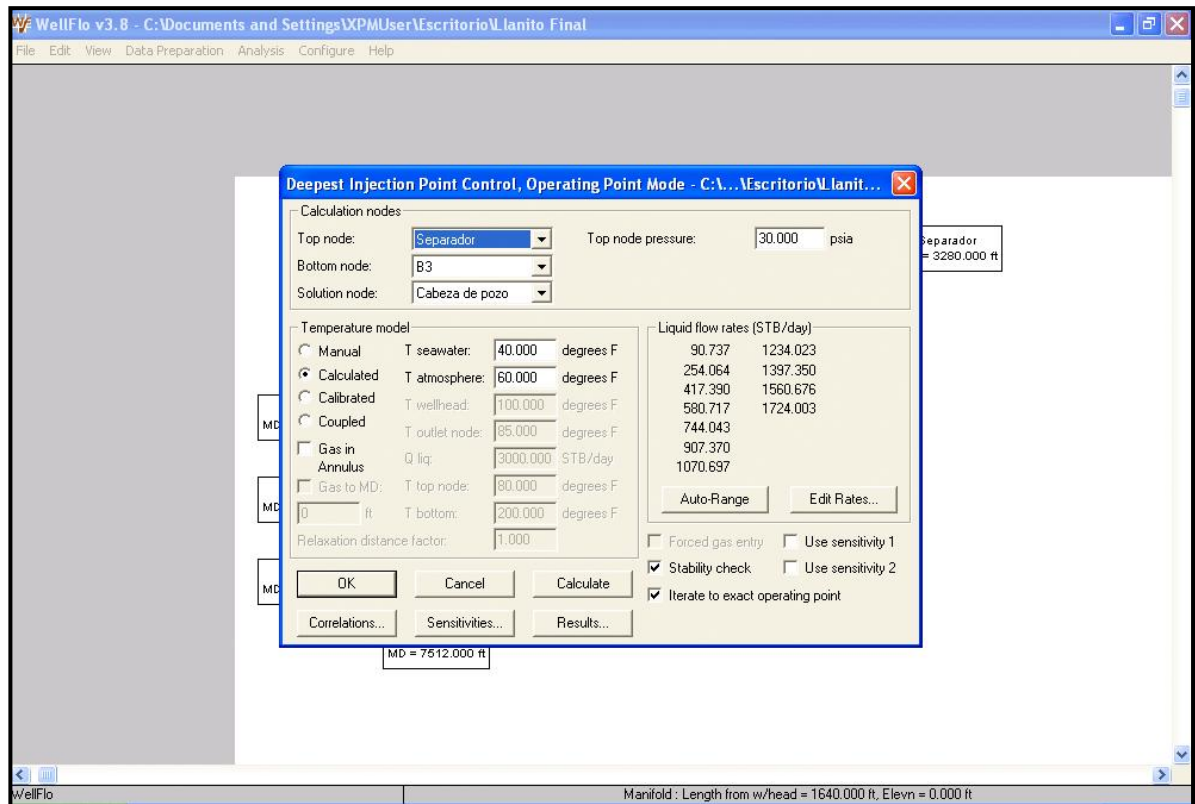
Habiendo ingresado todos los datos del sistema, se procede a realizar el análisis nodal, para esto se selecciona la opción "Analisis" en la barra de herramientas, que se encuentra en la parte superior de la ventana inicial (ver figura 4.11) seguidamente se elige la opción "Deepest injection point" y a continuación se escoge la opción "operatingpoint", al hacer esto se despliega la ventana mostrada en la Figura (4.12).

Figura 4.11 Procedimiento para realizar el análisis nodal.



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

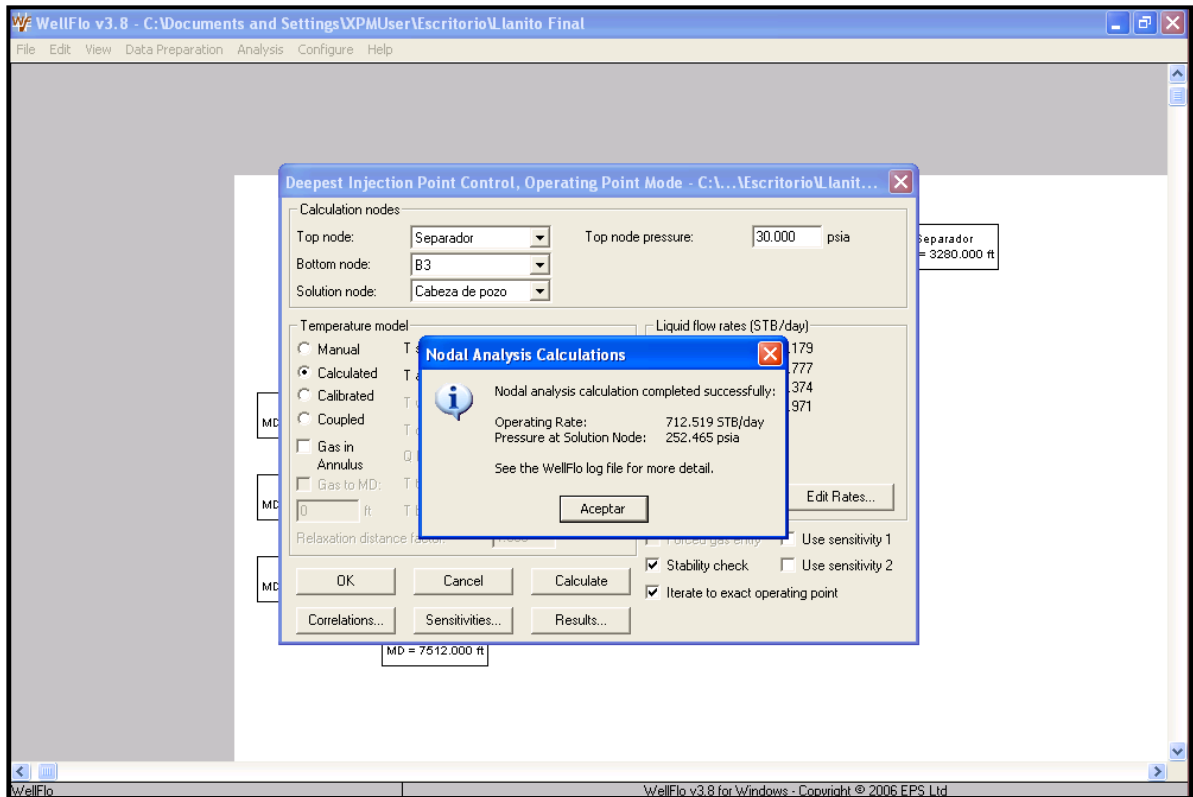
Figura 4.12. Ventana en la cual se realiza el esquema del análisis nodal.



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

En la ventana mostrada en la Figura 4.12 se realiza el esquema del análisis nodal, es decir, se elige el nodo de fondo, el nodo de tope, el nodo solución y además se ingresa la presión del componente, en el cual se encuentra ubicado el nodo de tope, (en este caso el separador con una presión de 30 psia). Finalmente se selecciona la opción “calculate” y el programa Wellflo calcula la presión y el caudal en el nodo solución (para este estudio el nodo se ubicó en la cabeza del pozo). Ver Figura 4.13.

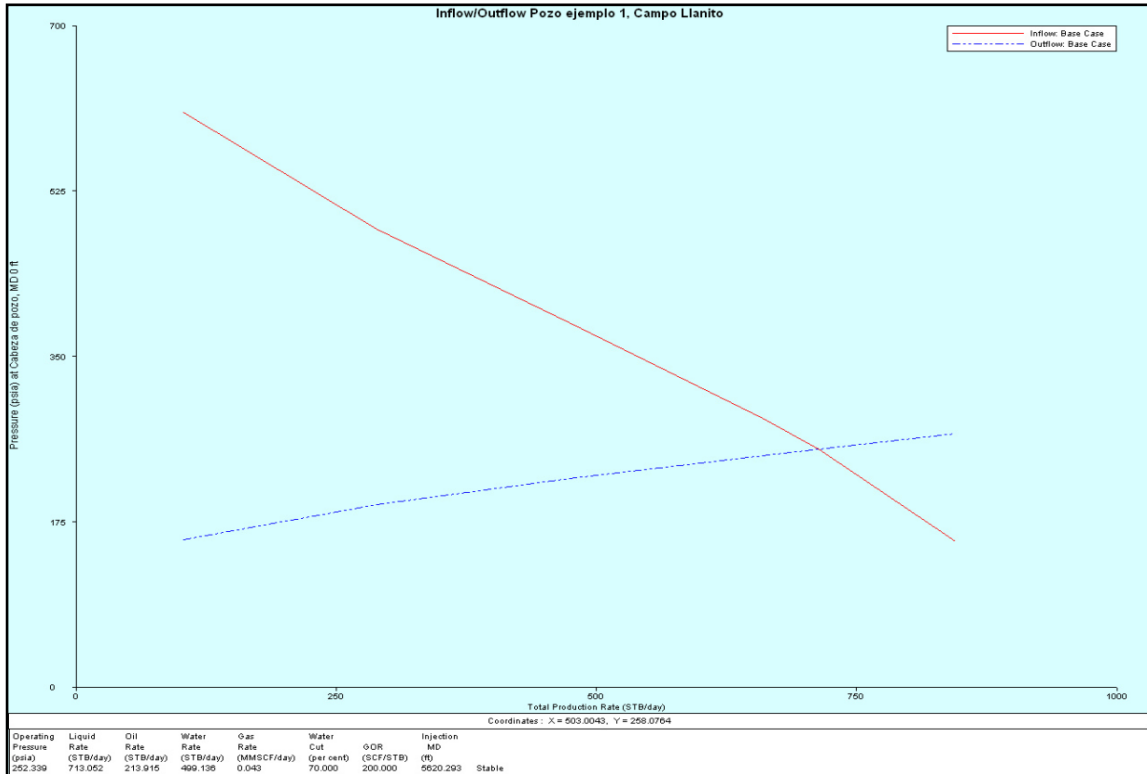
Figura 4.13. Ventana que muestra el caudal y la presión en el nodo solución.



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

Para observar la curva del inflow vs el outflow se selecciona la opción "results" y en esta se elige la opción "plot".

Figura 4.14 Curva *Inflows outflow* para el pozo del campo Llanito. Nodo en cabeza de pozo.



Fuente: WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

Como se puede observar el potencial de producción, con las condiciones de pozo actuales es de 713 BFPD.

Finalmente teniendo en cuenta el rango de aplicación del sistema de levantamiento por bombeo mecánico (discutido en la sección 1.5) y las características del pozo seleccionado para la evaluación, se concluye que la tasa de producción objetivo (713 BFPD) puede ser alcanzada con este sistema de bombeo.

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO UTILIZANDO UNA UNIDAD TIPO BALANCIN.

El diseño de la unidad tipo balancín, se llevó a cabo con la ayuda del programa Qrod y se tuvo como objetivo obtener el sistema de mayor eficiencia posible, para esto, el diseño se basó en los parámetros básicos mencionados en la sección 1.6.3 entre los cuales se destacan:

- Mayor longitud de carrera.
- Mayor diámetro del pistón.
- Baja velocidad de bombeo. Teniendo en cuenta lo mencionado en la sección 3.1.1 y por experiencia de campo del personal de producción de ECOOETROL S.A y de la consultora GOW, E&S, una velocidad optima de bombeo, cuando se utilizan unidades tipo balancín se encuentra entre los 5 y 8 spm).
- Baja PRHP (potencia en la barra lisa).

También se tuvo en cuenta la facilidad de transporte de la unidad, su operación y mantenimiento.

A continuación se realizara el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico utilizando una unidad tipo balancín.

Los datos de entrada necesarios para la corrida son los siguientes:

Tabla 4.7 Datos de entrada, para correr el programa Qrod.

Tipo de balancín	Balaceada por aire
Profundidad de la bomba	5305 ft
Diámetro del pistón:	2,25 in
Carrera de la unidad	240 in
Diámetro de la tubería:	2.875"OD(6.4 Lb/ft)
Sarta de varillas	86 grado E
Gravedad específica del fluido	0.98
Presión de la tubería:	160 psi
Presión del revestidor:	105 psi.
Presión de entrada a la bomba (PIP)	300
Eficiencia del balancín	95 %
Eficiencia de la bomba	80%
Producción objetivo	713

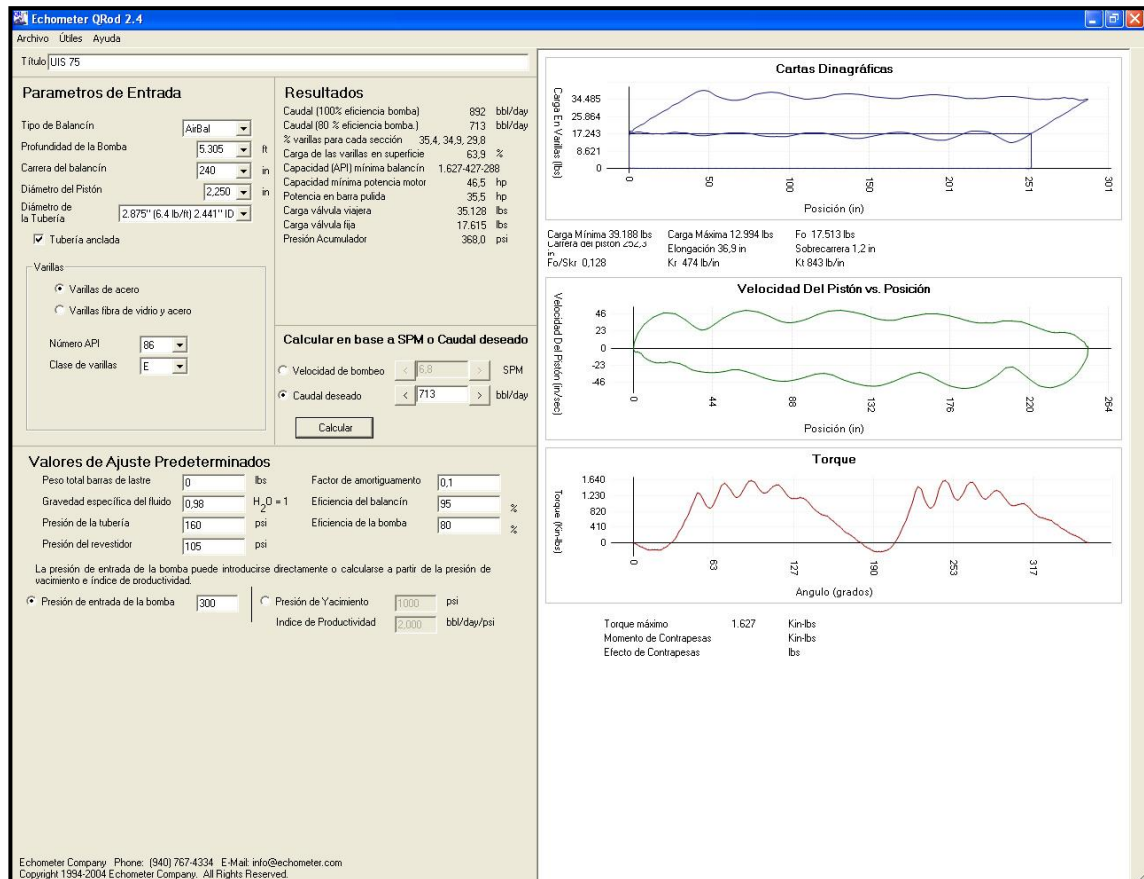
Fuente: Los autores.

Se deben considerar los siguientes aspectos:

- Se seleccionó una unidad balanceada por aire, ya que este tipo de unidades posee un recorrido mayor al que presenta las unidades tipo balancín y Mark II. A demás estas unidades son de fácil transporte y balanceo.
- Se seleccionó un diámetro de pistón de 2,25 in ya que es el máximo permitido para la configuración actual del pozo.
- El diseño de la sarta de varillas se basó en lo mencionado en la sección 3.2.4.1, el cual expone realizar diseños con sartas telescópicas es reduce el peso total de la sarta de varillas y de esa manera disminuye la carga en la unidad de bombeo en superficie.
- Como es bien sabido, cuando se diseñan instalaciones para bombeo mecánico, por lo general se diseña para el peor escenario, es decir con el nivel de fluido al nivel de la bomba. Pero para pozos como el UIS 75, los cuales poseen un alto corte de agua, esta condición crítica no es común que suceda, por tal razón para su diseño se usa un nivel de fluido considerable por encima de la bomba, esto previene la conificación y que el pozo se venga en agua.

En la Figura 4.15 se muestra la corrida del programa Qrod.

Figura 4.15 Diseño de la unidad tipo balancín para el pozo UIS 75. Programa Qrod.



Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Para calcular los Kwh/día que consumen la unidad balanceada por aire, se deben realizar los siguientes pasos:

1. Ya que gracias al programa Qrod se obtiene la potencia requerida en la barra pulida (PRHP = 41.1 HP) y sabiendo que la eficiencia asumida para la unidad balanceada por aire es del 95%. Se calcula la eficiencia mecánica del sistema (η_{mech}) teniendo en cuenta lo discutido en la sección 1.8.1.2, con la siguiente ecuación¹⁵:

$$\eta_{mech} = \frac{PRHP}{HP_{out\ of\ mot}} \times 100 \quad \text{Ecuación 4.1}$$

¹⁵ AMERADA, Hess, MCCOY, Jim y ROWLAN, Lynn. Artificial lift efficiency. Echometer Company. United State of America. 1999. 61 p.

Donde:

η_{mech} es la eficiencia mecánica del sistema (Unidad de bombeo)

PRHP es la potencia requerida por la barra pulida, HP

$\text{HP}_{\text{out of mot}}$ es la potencia que entra a la unidad proveniente del motor, HP

Despejando $\text{HP}_{\text{out of mot}}$ se obtiene:

$$\text{HP}_{\text{out of mot}} = \frac{41.1 \text{ HP}}{\frac{95}{100}}$$

$$\text{HP}_{\text{out of mot}} = 43.3 \text{ HP}$$

2. A continuación, se calcula la potencia de entrada al motor, teniendo en cuenta lo mencionado en la sección 1.8.1.2, asumiendo un eficiencia del motor del 89%, con la siguiente ecuación¹⁶:

$$\eta_{\text{mot}} = \frac{\text{HP}_{\text{out mot}}}{\text{HP}_{\text{in mot}}} \times 100 \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde

$\text{HP}_{\text{in mot}}$ es la potencia de entrada al motor, HP

Despejando $\text{HP}_{\text{in mot}}$ se obtiene:

$$\text{HP}_{\text{in mot}} = \frac{43.3 \text{ HP}}{\frac{89}{100}}$$

$$\text{HP}_{\text{in mot}} = 48.6 \text{ HP}$$

3. Se hace la conversión de los Hp a Kwh/día, de la siguiente forma¹⁷:

¹⁶ AMERADA, Hess, MCCOY, Jim y ROWLAN, Lynn. Artificial lift efficiency. Echometer Company. United State of America. 1999. 61 p.

¹⁷ AMERADA, Hess, MCCOY, Jim y ROWLAN, Lynn. Artificial lift efficiency. Echometer Company. United State of America. 1999. 58 p.

$$HP_{in\ mot} = \frac{Kw}{0,746} \quad Ecuacion\ 4.3$$

Se despejan los Kw y se obtiene:

$$Kw = 48.6\ HP \times 0.746$$

$$Kw = 36.3\ Kw$$

$$36.3\ Kw \times \frac{24\ horas}{1\ día} = 871\ Kwh/día$$

Lo que quiere decir que el motor de la unidad consume 871 Kwh/día.

4. Finalmente, se calcula la eficiencia del sistema utilizando la siguiente ecuación¹⁸:

$$\eta_{sistema} = \frac{Q \times \left(H - \frac{PIP}{0.433 * SG} \right) \times SG \times 7.368 \times 10^{-6}}{PRHP} \quad Ecuacion\ 4.4$$

Donde

H es la profundidad de la bomba, ft

PIP es la presión de entrada a la bomba, psi

SG es la gravedad específica del fluido

Por lo tanto la eficiencia del sistema es:

$$\eta_{sistema} = \frac{713\ BFPD \times \left(5305\ ft - \frac{300\ psi}{0.433 * 0.98} \right) \times 0.98 \times 7.368 \times 10^{-6}}{41.1\ HP} \times 100$$

$$\eta_{sistema} = 57.6\ \%$$

¹⁸ AMERADA, Hess, MCCOY, Jim y ROWLAN, Lynn. Artificial lift efficiency. Echometer Company. United State of America. 1999. 63 p.

Tabla 4.8 Resumen de resultados. Unidad tipo balancín.

Diseño sistema de bombeo mecánico utilizando unidad tipo balancín	
Tipo de unidad	A-1280D-470-240
Producción de fluido	713BFPD
Producción de aceite	214 BOPD
Longitud máxima de carrera	240 in
Velocidad de bombeo	6.85spm
Carrera del pistón	220.7 in
Carga máxima que soporta la barra lisa	47000 Lbs.
PPRL	25647 Lbs.
MPRL	4761 Lbs.
PRHP	41.1 HP
Capacidad mínima potencia motor	56.1HP
Consumo de energía	871Kwh/Día
Eficiencia del sistema	57.6%

Fuente: Los Autores

4.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO UTILIZANDO UNA UNIDAD DYNAPUMP.

Para el diseño de la unidad Dynapump se contó nuevamente con la ayuda del programa Grod, ya que como se menciona en el capítulo 3, esta unidad se puede diseñar como una unidad balanceada por aire, teniendo muy en cuenta las características que hacen de la unidad Dynapump más eficiente.

Cabe mencionar que la compañía Dynapump inc. Ofrece un programa para realizar este diseño, pero este posee muchas limitaciones, tales como:

- No se puede especificar el grado de las sartas de varillas a utilizar.
- No se puede ingresar la presión de entrada a la bomba.
- No proporciona el tamaño del motor.
- No proporciona PRHP así, como la carta dinagráfica de superficie y de fondo.

Sin embargo este programa sirve de guía para seleccionar la unidad de bombeo apropiada, para un caso en particular.

Para correr el programa ofrecido por Dynapump, los datos necesarios son los siguientes:

Tabla 4.9. Datos de entrada para el programa Dynapump selection Guide.

Profundidad de la bomba	5305 ft
Diámetro del pistón	3.25 in
Sarta de varillas	108 grado E
Presión de la tubería	160 psi
Producción objetivo	713 BFPD
Eficiencia de la bomba	80%

Fuente: Los autores

La corrida del programa Dynapump selection Guide se muestra a continuación:

Figura 4.16 Programa Dynapump selection Guide.

DynaPump, Inc.
9324 Corbin Avenue
Northridge, Ca. 91324
818-407-7577
info@dynamumpinc.com

DYNAPUMP SELECTION GUIDE

WELL DATA ENTRY

WELL # LLAN-75

PUMP DEPTH 5,305

ROD STRING 108

BHP 3,25

SURFACE PSI 160

DESIRED FLOW 713

BHP Efficiency 80 %

PWR: Kwh/DAY 756

CALCULATED MACHINE LOADS

BUOYANT ROD WEIGHT	17.814	PRESSURE AT MID STROKE	
COLUMN WT	19.045	PUMPING UNIT	11 13
FRICTION	1.326	CWT PSI	604 458
SURFACE LOAD	1327	HYD PSI	1.513 1.137
PEAK POLISH ROD LOAD	39.512	ROD WT. OVERRIDE	
MIN POLISH ROD LOAD	16.487	ROD STRING OVERRIDE 108	

Type of Oil Medium

STROKE LENGTH 336 BHP COEF. 1,232

DYNAPUMP SYSTEM

HP 100 MODEL 11

PUMPING UNIT OVERRIDE 11

SPM 2,15

MAX SPM 3,00

PART NUMBER D11-60-336:E100A

MAX FLOW RANGE @	
80 Percent	
298 TO	993

SPM WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

POWER UNIT HYDRAULIC PSI WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

BOTH BOXES MUST BE GREEN FOR PROPER CONFIGURATION

WITHIN RANGE OF DYNAPUMP SYSTEM

Fuente: DYNAPUMP INC. Dynapump selection Guide. [Programa de computador], versión 1.0. California, Estados Unidos de América. 2008.

Teniendo en cuenta el tamaño de unidad arrojado por el programa Dynapump selection Guide, se realiza el diseño con el programa Qrod.

Los datos de entrada necesarios para la corrida del programa Qrod son los siguientes:

Tabla 4.10 Datos de entrada, para correr el programa Qrod.

Tipo de balancín	Balaceada por aire
Profundidad de la bomba	5305 ft
Diámetro del pistón:	3.25 in
Carrera de la unidad	336 in
Diámetro de la tubería:	2.875"OD(6.4 Lb/ft)
Sarta de varillas	108 grado E
Gravedad específica del fluido	0.98
Presión de la tubería:	160 psi
Presión del revestidor:	105 psi.
Presión de entrada a la bomba (PIP)	300
Eficiencia del balancín	95 %
Eficiencia de la bomba	80%
Producción objetivo	713

Fuente: Los autores.

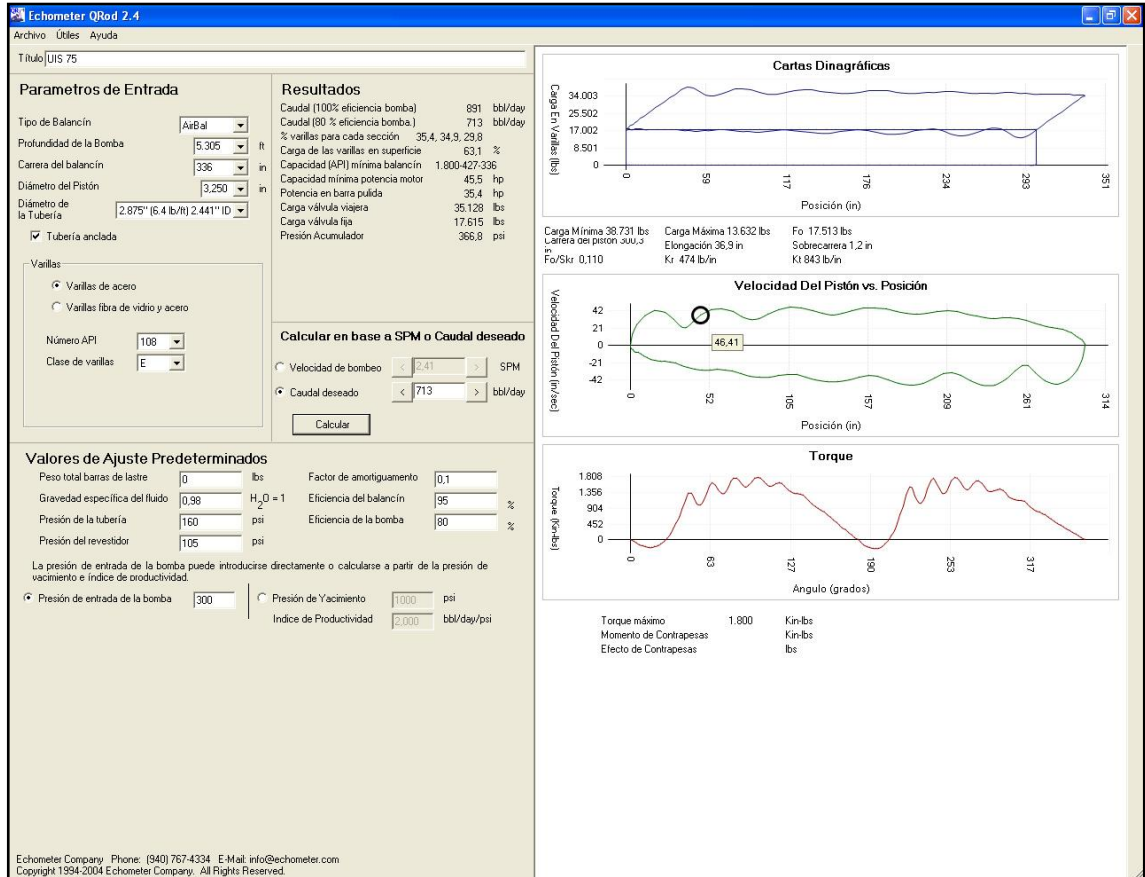
Aspectos a tener en cuenta:

- Debido a que la unidad Dynapump trabaja a bajas velocidades, la cual es restringida por la unidad de potencia (ver sección 2.1.1), se hace necesario la instalación de una bomba de tubería oversize¹⁹, este tipo de bombas se usan en casos en las que la configuración del pozo no permite correr bombas de gran tamaño, para la obtención de la producción objetivo.
- El uso de la bomba de tubería oversize de 3,25 implica el uso de una sarta de varillas de mayor diámetro, para este caso se usó una sarta de varillas 108 grado E.

En la Figura 4.17 se muestra la corrida del programa Qrod para este diseño.

¹⁹ <http://www.hfpumps.com/catalog/rod-pumps-high-volume-production>

Figura 4.17 Diseño de la unidades Dynapump para el pozo UIS 75. Programa Qrod.



Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

El consumo de energía y la eficiencia del sistema se calculan de igual forma que en la sección anterior.

1. Se calcula la $HP_{out\ of\ mot}$, teniendo en cuenta que para este diseño la PRHP es igual a 35.4 HP, Por lo tanto:

$$HP_{out\ of\ mot} = \frac{35.4\ HP}{\frac{95}{100}}$$

$$HP_{out\ of\ mot} = 37.3\ HP$$

2. Se calcula la potencia de entrada al motor:

$$HP_{in\ mot} = \frac{37.3\ HP}{\frac{89}{100}}$$

$$HP_{in\ mot} = 42\ HP$$

3. Se convierten los Hp en Kwh/dia.

$$Kw = 42\ HP \times 0.746$$

$$Kw = 31.3\ Kw$$

Se pasan a Kwh/dia:

$$31.3\ Kw \times \frac{24\ horas}{1\ día} = 751.9\ Kwh/día$$

Lo que quiere decir que el motor de la unidad consume 752Kwh/dia

4. Finalmente, se calcula la eficiencia del sistema.

$$\eta_{sistema} = \frac{713\ BFPD \times \left(5305\ ft - \frac{300\ psi}{0.433 * 0.98}\right) \times 0.98 \times 7.368 \times 10^{-6}}{35.4\ HP} \times 100$$

$$\eta_{sistema} = 66.7\ \%$$

Tabla 4.11 Resumen de resultados. Unidad tipo balancín.

Diseño sistema de bombeo mecánico utilizando unidad tipo balancín	
Tipo de unidad	D11-60-336:E100A
Producción de fluido	713 BFPD
Producción de aceite	214 BOPD
Longitud máxima de carrera	336 in
Velocidad de bombeo	2.41spm
Carrera del pistón	300.3 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	60000 Lbs.
PPRL	38731 Lbs.
MPRL	13632 Lbs.

Tabla 4.11 (continuación)

PRHP	35.4 HP
Capacidad mínima potencia motor	45.5 HP
Consumo de energía	752Kwh/día
Eficiencia del sistema	66.76%

Fuente: Los autores.

4.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se analizarán los resultados obtenidos por los diseños realizados a cada uno de los pozos del campo Llanito.

Tabla 4.12 Unidad Dynapump vs Balancín. Pozo UIS 75.

	Unidad Dynapump	Unidad tipo balancín
Tipo de unidad	D11-60-336:E100A	A-1280D-470-240
Producción objetivo	713 BFPD	713 BFPD
Longitud máxima de carrera	336 in	240 in
Velocidad de bombeo	2.41spm	6.85spm
Carrera del pistón	300.3 in	220.7 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	60000 Lbs.	47000 Lbs.
PPRL	38731 Lbs.	25647 Lbs.
MPRL	13632 Lbs.	4761 Lbs.
PRHP	35.4 HP	41.1 HP
Capacidad mínima potencia motor	45.5 HP	56.1HP
Consumo de energía	752 Kwh/día	871 Kwh/Día
Eficiencia del sistema	66.76%	57.6%

Fuente: Los autores.

Tabla 4.13 Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 99.

	Unidad DynaPump	Unidad tipo balancín
Tipo de unidad	D13-80-360:E125A	A-1824D-470-240
Producción objetivo	886 BFPD	886 BFPD
Longitud máxima de carrera	360 in	240 in
Velocidad de bombeo	2.2spm	5.84spm
Carrera del pistón	307.5 in	215.3 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	80000 Lbs.	47000 Lbs.
PPRL	50424Lbs.	40273 Lbs.
MPRL	16145Lbs.	9489 Lbs.
PRHP	46.1 HP	52.9 HP
Capacidad mínima potencia motor	61.2 HP	72.9 HP
Consumo de energía	977 Kwh/día	1120 Kwh/dia
Eficiencia del sistema	68.7 %	60%

Fuente: Los autores.

Tabla 4.14 Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 18.

	Unidad Dynapump	Unidad tipo balancín
Tipo de unidad	D9-40-288:E60A	C-1824D-365-216
Producción objetivo	599 BFPD	599 BFPD
Longitud máxima de carrera	288 in	216 in
Velocidad de bombeo	3.43spm	6.5spm
Carrera del pistón	248 in	195.1 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	40000 Lbs.	36500 Lbs.
PPRL	29324Lbs.	25862Lbs.
MPRL	8798 Lbs.	5997 Lbs.
PRHP	29.7 HP	33.1 HP
Capacidad mínima potencia motor	44.9 HP	54.5 HP
Consumo de energía	631 Kwh/dia	701Kwh/dia
Eficiencia del sistema	66.9%	60%

Fuente: Los autores.

Tabla 4.15 Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 23.

	Unidad DynaPump	Unidad tipo balancín
Tipo de unidad	D7-25-240:E25A	C-456D-256-100
Producción objetivo	162 BFPD	162 BFPD
Longitud máxima de carrera	240 in	100 in
Velocidad de bombeo	2.06 spm	5.79 spm
Carrera del pistón	210.8 in	75 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	25000 Lbs.	25600 Lbs.
PPRL	20390 Lbs.	21640 Lbs.
MPRL	9984 Lbs.	8943 Lbs.
PRHP	9.1 HP	9.4 HP
Capacidad mínima potencia motor	11.9 HP	14.7 HP
Consumo de energía	194 Kwh/día	199 Kwh/día
Eficiencia del sistema	72 %	69.7 %

Fuente: Los autores.

Tabla 4.16 Unidad DynaPump vs Balancín. Pozo UIS 36.

	Unidad DynaPump	Unidad tipo balancín
Tipo de unidad	D7-25-240:E40A	C-456D-256-100
Producción objetivo	232 BFPD	232 BFPD
Longitud máxima de carrera	240 in	100 in
Velocidad de bombeo	2.32spm	6.46spm
Carrera del pistón	212.2 in	76.1 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	25600Lbs.	25600Lbs.
PPRL	20769 Lbs.	22543 Lbs.
MPRL	9501 Lbs.	10929 Lbs.
PRHP	9.4 HP	11.2 HP
Capacidad mínima potencia motor	14.1 HP	17.8 HP
Consumo de energía	230 Kwh/día	238Kwh/día
Eficiencia del sistema	65.6 %	63.8 %

Fuente: Los autores.

Al analizar las comparaciones entre la unidad DynaPump y la unidad tipo balancín, para cada uno de los pozos pertenecientes al campo Llanito, se observa lo siguiente:

- **Mayor eficiencia de la unidad DynaPump para cada una de las corridas.** Como se explicó en la sección 1.8 y 2.3, las características que posee la unidad DynaPump tales como, mayor longitud de bombeo, mayor capacidad de carga en la barra lisa y trabajar a bajas velocidades ayudan a maximizar la eficiencia de sistema de bombeo, como resultado de esto se obtiene un menor consumo de energía y por ende motores de menor capacidad. Este efecto es más evidente en pozos con altas tasas de producción (Pozos UIS 75, UIS 99 y UIS 18) ya que en estos, se usan bombas de gran tamaño y largas carreras, lo que da como resultado una menor potencia requerida en la barra pulida.
- **Las unidades DynaPump trabajan a una velocidad de bombeo mucho menor que la tipo balancín,** este factor aumenta la vida útil de la sarta de varillas, ya que se reducen el número de golpes por minuto de esta, disminuyendo su desgaste. Esta característica se destaca en pozo de baja producción (pozo UIS 23 y UIS 36) en donde el rango entre la carga máxima y mínima que experimenta la barra lisa es menor para la unidad DynaPump que para la tipo balancín, lo que ocasiona que la sarta de varillas sufran menores esfuerzos compresivos y de tensión.

Por otro lado en pozos de alto potencial de producción (Pozos UIS 75, UIS 99 y UIS 18) el rango de esfuerzos máximos y mínimos sobre la barra pulida, es considerablemente mayor para la unidad DynaPump, este es el resultado de trabajar con bombas de gran tamaño.

- **Trabajar con bombas que poseen pistones de gran tamaño, también trae desventajas.** En pozos con alto potencial de producción, que poseen configuraciones que no permiten correr bombas de este tipo y cuya pay zone se encuentre a una profundidad razonable (>4000 ft), (un claro ejemplo es el Pozo UIS 75) se hace necesaria utilizar bombas de tubería especiales (bombas oversize) que además de ser más costosas que las bombas de insertos, representan un inconveniente a la hora de realizarles algún cambio o reparación, ya que para estos trabajos se debe sacar la tubería de producción a superficie.

Otra consecuencia que conlleva este factor, es la necesidad de usar sartas de varillas de grados especiales²⁰ (grados KD special, Grado D alloy etc), las cuales presentan mayor capacidad de carga y mayor resistencia a los esfuerzos de tensión y compresión.

²⁰ http://www.prudentialsteel.com/common/content/rods/es/files/SuckerRods_GeneralCat_es.pdf

- Existen factores de gran importancia que no pueden ser evaluados mediante el diseño, los cuales juegan un papel muy importante a la hora de evaluar el desempeño de la unidad DynaPump. Entre estos se destacan:
 - ✓ Velocidad de subida y de bajada de la bomba variable.
 - ✓ Control en la tasa de aceleración y desaceleración.
 - ✓ Controlador de bomba vacía (pump off) instalado.
 - ✓ Monitoreo constante del desempeño tanto de la bomba como de la unidad.

Para finalizar, se concluye que la aplicación de la unidad DynaPump en los pozos tomados bajo estudio es viable bajo el punto de vista técnico, ya que se pudo comprobar que el conjunto de características que incorpora la unidad aumentan su eficiencia con respecto a la unidad tipo balancín, reduciendo costos en consumo de energía.

5. ANALISIS ECONÓMICO

Con el fin de realizar la evaluación de la viabilidad económica de la aplicación del sistema de levantamiento por bombeo mecánico DynaPump y de hacer una comparación de la rentabilidad entre el bombeo mecánico con unidades convencionales y con DynaPump; se realizó un estudio en cinco (5) pozos piloto del Campo Llanito (teniendo en cuenta el análisis técnico realizado en el capítulo 4) del cual se presentarán a continuación los flujos de caja y los valores presentes netos obtenidos.

El análisis, para el proyecto en cuestión, se realizó evaluando los flujos de caja correspondientes a un periodo de 12 meses (1 año).

Los pozos son pozos piloto UIS 18, UIS 23, UIS 36, UIS 75 Y UIS 99; se utilizaron estos nombres para tener un orden claro en la caracterización de sus propiedades, tales como estados mecánicos, propiedades del fluido, potenciales, entre otras.

5.1 DESARROLLO DEL ANÁLISIS

Es necesario aclarar que a continuación solo se mostrarán los cálculos hechos para el pozo UIS 75, los cálculos para los otros pozos se detallan en los Anexos I a la M, sin embargo, fue indispensable mostrar los resultados parciales y globales para lograr las comparaciones y las conclusiones respectivas.

En el estudio para el pozo UIS 75 se trabajó con una tasa de declinación de la producción de petróleo de 0.23% mensual que es campo Llanito teniendo en cuenta la información a partir de la curva de declinación y los datos obtenidos con el programa WellFlo (Figura 5.1 y Tabla 5.2) y a partir de los cálculos que se detallan en la sección 5.1.2.

Se asumió constante la producción total del pozo, es decir, los barriles de petróleo más, los barriles de agua; esto para notar que el corte de agua se incrementa debido a que el yacimiento tiene empuje constante (un barril de petróleo que ya no se produce es reemplazado por uno de agua). Se partió con un corte de agua del 70%²¹.

Se utilizó como indicador de rentabilidad el Valor Presente Neto (VPN), con una tasa de oportunidad del 12%. Por otra parte, y para efecto de los cálculos se fijó un tiempo de vida útil de cinco (5) años para los equipos adquiridos, para el diseño propuesto, como son: unidad de bombeo, unidad de potencia, motor y la bomba. Esto se consideró para efectos de la depreciación, que se estudia más adelante.

²¹ Fuente: ECOPELROL S.A.

Para la evaluación de la viabilidad económica fue necesario tener en cuenta todos aquellos aspectos, que intervienen en los cálculos del flujo de caja. Dichos aspectos se explican a continuación.

5.1.1 Inversión inicial. Se refiere al capital requerido para adquirir todos los equipos necesarios para la instalación y puesta en marcha del proyecto. En éste ítem se deben relacionar los costos por compra de maquinaria y materiales, transporte, instalación y workover.

En la Tabla 5.1 se relacionan valores de la inversión inicial correspondiente al pozo UIS 75. La relación de dicha inversión para los demás pozos se observa en el Anexo I.

Tabla 5.1. Inversión inicial pozo UIS 75

UIS 75				
Inversión inicial	Balancín		DynaPump	
	Detalle	Precio	Detalle	Precio
Instalación		\$ 5.000,00		\$ 5.000,00
Transporte		\$ 2.700,00		\$ 2.500,00
Unidad	A-1280D-470-240	\$ 350.000,00	D11-60-336:E100A	\$ 410.000,00
Bomba	2,25 in	\$ 1.870,00	3,25 in	\$ 3.600,00
Motor	70 HP	\$ 1.300,00	50 HP	\$ 1.000,00
Sarta de varillas	86 grado E	\$ 30.000,00	108 grado E	\$ 55.000,00
TOTAL		\$ 390.870,00		\$ 477.100,00

Fuente. Los autores. Datos: ECOPETROL S.A. y DynaPump Inc.

En la tabla anterior, en los valores de los costos de la tubería y la bomba, está incluido el costo de la operación de workover para su instalación.

5.1.2 Ingresos. En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. Para obtener la producción de petróleo a lo largo de los 12 meses, se trabajó con la función de declinación que venía presentando el pozo, teniendo en cuenta la información a partir de los datos obtenidos con el programa WellFlo (Figura 5.1 y Tabla 5.2) y a partir de los cálculos que se detallan en la sección 5.1.2; pero se tomó como caudal inicial el potencial en cabeza de pozo que se obtuvo a partir del análisis nodal realizado el capítulo 4 del presente trabajo. Los datos fueron tomados de ECOPETROL S.A.

Figura 5.1. Curva de declinacion de la produccion de aceite del Campo Llanito



Fuente: SCHLUMBERGER. *Oilfield Manager* (OFM) Software. [Programa de computador], Versión 2009.1. 2009.

A partir de la figura anterior se halló el D_i mensual, que es un dato de entrada para la función de declinación (Ecuación 5.1). El otro dato corresponde a la producción inicial mensual, que se halló multiplicando el caudal de diseño para UIS 75 por 30.4 (factor de conversión de BOPD a BOPM). Los datos se relacionan en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Datos de entrada de la función de declinación (Di mensual y Qi).

Pozo	Di mensual	Q (BOPD)	Qi (BOPM)
UIS 75	0,0023600	214	6505,60

Fuente: Los autores. Datos: Schlumberger, Oilfield Manager (OFM), software.

A partir de estos datos, y con la función de declinación, se inició el cálculo de la producción del pozo UIS 75 que se obtendría durante los 12 meses.

La función de declinación de la producción es:

$$Q(t) = Qi \times e^{(-Di \times t)} \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Fuente: SCHLUMBERGER. Oilfield Manager (OFM) Software. [Programa de computador], Versión 2009.1. 2009.

Los datos de los resultados de la producción para los doce meses, utilizando la ecuación 5.1, se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Cálculo de la producción para UIS 75.

t	Q (BOPM)	Q (BOPD)	Decl (BOPM)	Decl %
0	6505,60	214,00		
1	6490,26	213,50	15,34	0,24
2	6474,97	212,99	15,30	0,24
3	6459,70	212,49	15,26	0,23
4	6444,48	211,99	15,23	0,23
5	6429,29	211,49	15,19	0,23
6	6414,13	210,99	15,16	0,23
7	6399,01	210,49	15,12	0,23
8	6383,93	210,00	15,08	0,23
9	6368,88	209,50	15,05	0,23
10	6353,87	209,01	15,01	0,23
11	6338,89	208,52	14,98	0,23
12	6323,95	208,02	14,94	0,23
		Declinación promedio		0,23

Fuente: Los autores.

Como se muestra en la tabla anterior, el pozo UIS 75 presentó una tasa de declinación promedio de 0.23% mensual aproximadamente.

5.1.3 Costos de operación y mantenimiento. En este ítem se incluyen aquellos gastos generados por la operación del equipo; estos son:

- Costos de energía eléctrica.
- Costos de mantenimiento.
- Costos de operación.

Para facilitar los cálculos del flujo de caja de la sección 5.1.6; estos costos se agruparon bajo la denominación: Costos de levantamiento; que para todos los casos es 8 US \$ por barril de fluido producido²².

Según la información recopilada en la Sección 2,3; una de las ventajas significativas de las unidades DynaPump, es el ahorro de energía que presenta frente a las unidades tipo balancín. Por esta razón fue necesario separar este valor, del costo de levantamiento, para ver con más detalle dicha cualidad en el flujo de caja.

5.1.4 Impuestos²³. La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la tabla 5.4. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 5.4. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos.

Producción diaria promedio mes (MBPD)	Porcentaje
Igual o menor a 5	8%
Mayor a 5 e inferior o igual a 125	X %*
Mayor a 125 e inferior o igual a 400	20%

²² Fuente: ECOPETRO S.A.

²³ AFANADOR, Carlos Augusto y DELGADO, Luis Eduardo. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2008.

Tabla 5.4. (Continuación)

Producción diaria promedio mes (MBPD)	Porcentaje
Mayor a 400 e inferior o igual a 600	Y %**
Myor a 600	25%

* Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

** Donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756 del 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 44.878, de 25 de julio de 2002. Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Dea acuerdo a la tabla anterior y a los datos de producción, la regalías de Campo Llanito deberían ser del 8% de la producción en boca de pozo. Sin embargo las regalías actuales son del 20%²⁴.

El impuesto de renta es de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es del 34,5% anual. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

5.1.5 Depreciación. La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los mismos, de manera que se conserve su capacidad operativa o productiva. Su distribución debe hacerse empleando los criterios de tiempo y productividad, mediante uno de los siguientes métodos: línea recta, suma de los dígitos de los años, saldos decrecientes, número de unidades producidas o número de horas de funcionamiento, o cualquier otro de reconocido valor técnico.

²⁴ Fuente: ECOPELROL S.A.

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Años de vida útil}} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

La depreciación, para éste análisis económico, se evalúo por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco (5) años y el valor de salvamento cero. Entonces, según la ecuación anterior, el valor de la depreciación para las unidades en el pozo UIS 75 sería:

Para Balancín:

$$\text{Depreciación} = \frac{353170 - 0}{5} = 70634 \frac{\$}{\text{año}} = 5886 \frac{\$}{\text{mes}}$$

Para DynaPump:

$$\text{Depreciación} = \frac{414600 - 0}{5} = 82320 \frac{\$}{\text{año}} = 6860 \frac{\$}{\text{mes}}$$

5.1.6 Flujo de efectivo²⁵. Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

Flujos De Efectivo Para El Proyecto. Son flujos generalizados para el desarrollo el proyecto. Este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La inversión, solo se encuentra en el primer periodo o periodo cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el impuesto de renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer periodo de operación hasta el fin del proyecto.
- Los costos por operación y mantenimiento; para este caso son los costos de levantamiento del fluido.
- La depreciación, se evalúa por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco años y el valor de salvamento cero. Por lo tanto, en el flujo de efectivo, aplica solo para los primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, por

²⁵ AFANADOR, Carlos Augusto y DELGADO, Luis Eduardo. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2008.

efectos de contabilidad; sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.

A continuación, en la Tablas 5.5 y 5.6, se muestra el flujo de caja correspondiente al pozo UIS 75,

Tabla 5.5. Flujo de Caja Balancín, pozo UIS 75

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Precio Crudo US \$	50						
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		6505,60	6490,64	6475,71	6460,81	6445,95	6431,13
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		5192,51	5180,57	5168,65	5156,76	5144,90
Producción Agua (BWPM)		15179,73	15194,70	15209,62	15224,52	15239,38	15254,20
Producción total (BFPM)		21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33
Ingresos por ventas			259.625,5	259.028,3	258.432,6	257.838,2	257.245,2
Costo energía (US \$/BO)	1,5		7.633,0	7.615,4	7.597,9	7.580,4	7.563,0
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,5		162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0
Egresos Totales US \$			170.273,0	170.255,4	170.237,9	170.220,4	170.203,0
Depreciación a descontar	5.886,2		5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2
Utilidad antes de impuesto			83.466,3	82.886,7	82.308,5	81.731,6	81.156,0
Impuesto de Renta	0,0		2.399,7	2.383,0	2.366,4	2.349,8	2.333,2
Inversión	390.870,0	-390.870,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	5.886,2		5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2
Flujo de Caja Neto US \$		-390.870,0	86.952,8	86.389,9	85.828,3	85.268,0	84.708,9
Flujo de Caja Acumulado US \$		-390.870,0	-304.922,7	-220.519,4	-137.634,6	-56.243,1	23.679,7

Fuente: Los autores.

Tabla 5.6. Flujo de Caja DynaPump, pozo UIS 75

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Precio Crudo US \$	50						
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		6505,60	6490,64	6475,71	6460,81	6445,95	6431,13
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		5192,51	5180,57	5168,65	5156,76	5144,90
Producción Agua (BWPM)		15179,73	15194,70	15209,62	15224,52	15239,38	15254,20
Producción total (BFPM)		21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33
Ingresos por ventas			259.625,5	259.028,3	258.432,6	257.838,2	257.245,2
Costo energía (US \$/BO)	1,3		6.594,5	6.579,3	6.564,2	6.549,1	6.534,0
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,5		162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0
Egresos Totales US \$			169.234,5	169.219,3	169.204,2	169.189,1	169.174,0
Depreciación a descontar	6.860,0		6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0
Utilidad antes de impuesto			83.531,0	82.949,0	82.368,4	81.789,1	81.211,1
Impuesto de Renta	0,0288		2.401,5	2.384,8	2.368,1	2.351,4	2.334,8
Inversión	483.725,0	-483.725,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	6.860,0		6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0
Flujo de Caja Neto US \$		-483.725,0	87.989,5	87.424,2	86.860,3	86.297,7	85.736,3
Flujo de Caja Acumulado US \$		-483.725,0	-396.753,1	-311.339,2	-227.457,7	-145.083,4	-64.191,3

Fuente: Los autores.

Sobre las tablas anteriores se hace necesario anotar los detalles de los cálculos realizados, estos son:

- Los cálculos están hechos para un (1) año, pero se muestran los primeros cinco meses por efectos de espacio en el documento. La tabla completa del flujo de caja se puede observar en el Anexo M.
- Se utilizó un precio promedio del crudo de US \$50 por barril²⁶.
- Los ingresos por ventas se hallaron multiplicando el precio del barril de crudo por la producción de petróleo.
- Los egresos son los costos de operación y mantenimiento (costos de levantamiento de fluido y costo de electricidad).

²⁶ Fuente: ECOPEL S.A.

- Los costos de levantamiento y los de electricidad varían de acuerdo a la producción de petróleo.
- Como se estableció en la sección 5.1.6, los costos anteriores (costos de operación, electricidad y mantenimiento) se sintetizaron bajo los costos de levantamiento, para facilitar los cálculos.

Después de realizar los cálculos para el flujo de caja, se procedió a la evaluación de la viabilidad del proyecto con tres indicadores de rentabilidad, estos son: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), tiempo de recuperación de la inversión (PayBack Time) y la relación beneficio costo (RBC).

5.2 EVALUACIÓN DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

5.2.1 Valor presente neto (VPN). Se halla el valor presente neto de los flujos de efectivo para diferentes tasas de interés, o para una, si ya se conoce la que va a aplicar al proyecto o la que está manejando el mercado en ese momento; esto se logra aplicando la Ecuación 5.1. Esto proporciona una medida inicial de que tan aceptable es el proyecto, si según la tasa de interés fijada el VPN es positivo, es conveniente aceptar al proyecto, si el VPN es negativo, aceptar el proyecto, no es una buena opción, porque estaría generando pérdidas, y ya si el VPN es igual a cero, se incurre en un punto riesgoso, ya que es incierto si en un futuro, el proyecto genera ganancia o pérdida.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 5.3.}$$

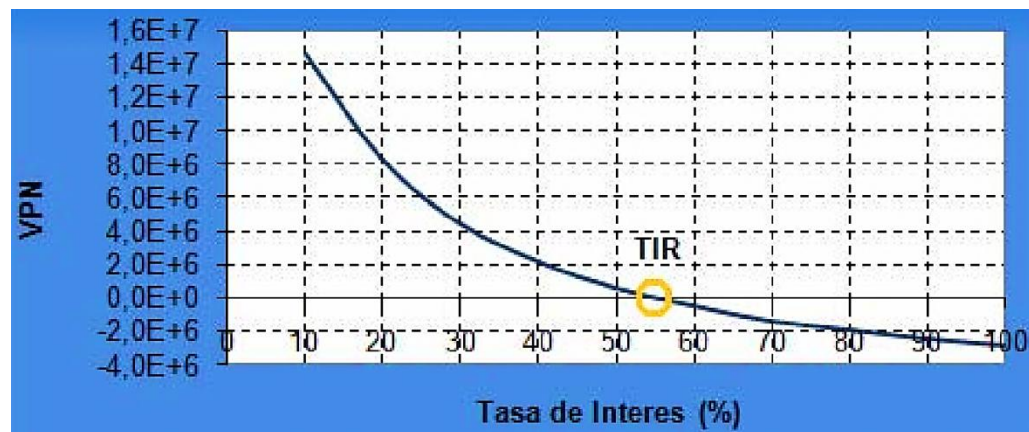
5.2.2 Tasa interna de retorno (TIR). Después de haber hallado el valor presente neto, y con los flujos de caja del proyecto, se aplica la Ecuación 5.2. para encontrar el valor del TIR o la tasa de interés en la cual se equilibrarían los ingresos con los egresos a lo largo del proyecto, es decir una tasa de interés en la que el VPN sea cero. Este valor representa la tasa de oportunidad del proyecto.

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 5.4}$$

Donde C es la inversión inicial del proyecto.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que Tio (tasa interna de oportunidad) el proyecto se acepta, si el TIR es menor que Tio el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a Tio el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo Tio la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

Figura 5.2. Representación gráfica del TIR



Fuente: AFANADOR, Carlos Augusto y DELGADO, Luis Eduardo. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingenieria de Petroleos, 2008. 118 p.

5.2.3 Tiempo de la Recuperación de la Inversión O PAYBACK TIME. El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como payback time, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

5.2.3.1 Payback Simple. Se halla mediante la Ecuación 5.3. y muestra los años que tomara la inversión en ser recuperada, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Su metodología de cálculo, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo netos generados por el proyecto, con la inversión inicial, para determinar el número de años que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

$$\text{Payback Simple} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo Efectivo Anual}} \quad \text{Ecuación 5.5}$$

5.2.3.2 Payback Ajustado. Es el que más conviene al proyecto y se halla mediante la ecuación [13], ya que considera el valor que van adquiriendo tanto los ingresos como los egresos con el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo netos con el valor presente de la inversión inicial requerida. Es decir, este método calcula el tiempo necesario para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo.

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP_{\text{Inversión inicial}}}{VP_{\text{Flujo Efectivo Anual}}} \quad \text{Ecuación 5.6}$$

5.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

El objetivo de esta sección es presentar los resultados de los cálculos realizados con los índices de rentabilidad, para proceder con la evaluación que permita identificar si el proyecto es viable o no, tanto para balancín como para DynaPump, y proceder a la comparación de dichas viabilidades para obtener la más rentable en cada pozo para la industria petrolera.

Como se mencionó en la Sección 5.1, a continuación se muestran los resultados de los cálculos hechos para todos los pozos (UIS 18, UIS 23, UIS 36, UIS 75 y UIS 99).

5.3.1 Valor Presente Neto (VPN). Se presenta a continuación la tabulación de los flujos de cajas, el neto y el acumulado, reportados en las Tablas 5.5 y 5.6 llevados a Valor Presente (ver Tabla 5.7).

Tabla 5.7. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 75

UIS 75					
Mes	periodo	B		D	
		Flujo de caja	FC acum	Flujo de caja	FC acum
	0	-390870	-390870	-483725	-483725
Enero	1	85947,2557	-304922,744	86971,90996	-396753,09
Febrero	2	84403,32703	-220519,417	85413,86495	-311339,225
Marzo	3	82884,86403	-137634,553	83881,48021	-227457,745
Abril	4	81391,46688	-56243,0864	82374,35326	-145083,392
Mayo	5	79922,74184	23679,6555	80892,0877	-64191,3039
Junio	6	78478,30116	102157,957	79434,29318	15242,9893
Julio	7	77057,763	179215,72	78000,58527	93243,5745
Agosto	8	75660,75133	254876,471	76590,58541	169834,16
Septiembre	9	74286,89584	329163,367	75203,92078	245038,081
Octubre	10	72935,83186	402099,199	73840,22425	318878,305
Noviembre	11	71607,2003	473706,399	72499,13428	391377,439
Diciembre	12	70300,64753	544007,046	71180,29484	462557,734
	VPN	544007,0465		462557,7341	

Fuente: Los autores.

Las siguientes tablas representan los Valores Presentes Netos de los flujos de caja correspondientes a los pozos: UIS 18, UIS 23, UIS36 y UIS 99.

Tabla 5.8. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 18

UIS 18					
Mes	periodo	B		D	
		Flujo de caja	FC acum.	Flujo de caja	FC acum.
	0	-420.770,00	-420.770,00	-\$ 306.860,00	-306.860,00
Enero	1	88.519,16	-332.250,84	\$ 86.600,85	-220.259,15
Febrero	2	87.032,29	-245.218,55	\$ 85.134,84	-135.124,31
Marzo	3	85.569,03	-159.649,52	\$ 83.692,20	-51.432,11
Abril	4	84.129,01	-75.520,51	\$ 82.272,59	30.840,49
Mayo	5	82.711,88	7.191,37	\$ 80.875,65	111.716,14
Junio	6	81.317,29	88.508,66	\$ 79.501,03	191.217,17

Tabla 5.8. (Continuación)

UIS 18					
Mes	periodo	B		D	
		Flujo de caja	FC acum.	Flujo de caja	FC acum.
Julio	7	79.944,88	168.453,54	78.148,39	269.365,56
Agosto	8	78.594,33	247.047,87	76.817,38	346.182,94
Septiembre	9	77.265,28	324.313,15	75.507,68	421.690,61
Octubre	10	75.957,43	400.270,58	74.218,95	495.909,56
Noviembre	11	74.670,43	474.941,00	72.950,88	568.860,44
Diciembre	12	73.403,96	548.344,97	71.703,14	640.563,58
	VPN		548.344,97		640.563,58

Fuente: Los autores.

Tabla 5.9. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 23

UIS 23					
Mes	periodo	B		D	
		Flujo de caja	FC acum.	Flujo de caja	FC acum.
	0	-320430	-320430	-204410	-204410
Enero	1	68095,38397	-252334,616	67987,27334	-136422,7267
Febrero	2	67076,04316	-185258,5729	66969,08853	-69453,63813
Marzo	3	66071,69891	-119186,874	65965,88822	-3487,749904
Abril	4	65082,13341	-54104,74055	64977,45472	61489,70481
Mayo	5	64107,13195	10002,39141	64003,57344	125493,2783
Junio	6	63146,48295	73148,87435	63044,0329	188537,3111
Julio	7	62199,97782	135348,8522	62098,62466	250635,9358
Agosto	8	61267,41103	196616,2632	61167,14328	311803,0791
Septiembre	9	60348,57996	256964,8432	60249,38628	372052,4654
Octubre	10	59443,28493	316408,1281	59345,15408	431397,6194
Noviembre	11	58551,32914	374959,4572	58454,24999	489851,8694
Diciembre	12	57672,51861	432631,9758	57576,48014	547428,3496
	VPN		432631,9758		547428,3496

Fuente: Los autores.

Tabla 5.10. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 36

UIS 36					
Mes	periodo	B		D	
		Flujo de caja	FC acum	Flujo de caja	FC acum
	0	-320550	-320550	-237420	-237420
Enero	1	82458,12479	-238091,875	82469,9525	-154950,048
Febrero	2	81201,92022	-156889,955	81213,48829	-73736,5592
Marzo	3	79964,43071	-76925,5243	79975,74383	6239,18461
Abril	4	78745,38186	1819,85758	78756,44467	84995,6293
Mayo	5	77544,50328	79364,3609	77555,32032	162550,95
Junio	6	76361,52848	155725,889	76372,10423	238923,054
Julio	7	75196,19483	230922,084	75206,53368	314129,588
Agosto	8	74048,24352	304970,328	74058,3498	388187,937
Septiembre	9	72917,41947	377887,747	72927,29744	461115,235
Octubre	10	71803,47132	449691,218	71813,12516	532928,36
Noviembre	11	70706,15135	520397,37	70715,58516	603643,945
Diciembre	12	69625,21541	590022,585	69634,43324	673278,378
	VPN	590022,5852		673278,3783	

Fuente: Los autores.

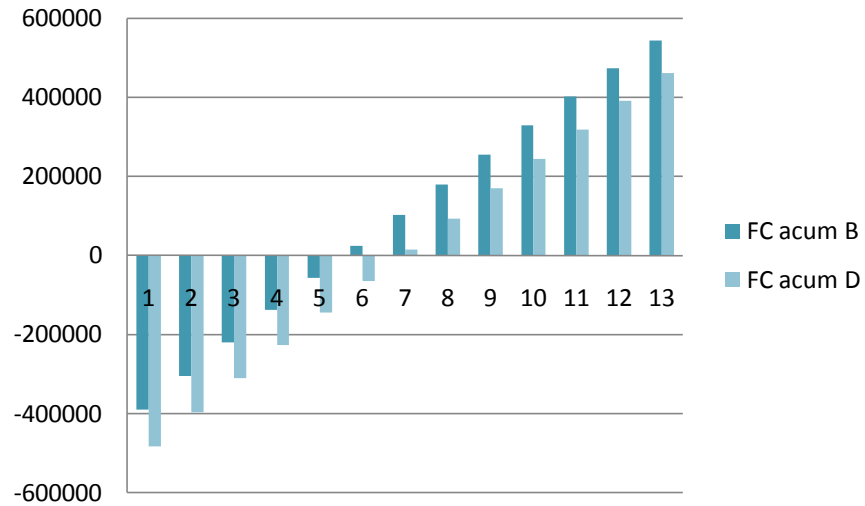
Tabla 5.11. Valor Presente de los Flujos de Caja, Neto y Acumulado UIS 99

UIS 99					
Mes	periodo	B		D	
		Flujo de caja	FC acum B	Flujo de caja	FC acum D
	0	-501360	-501360	-621000	-621000
Enero	1	150816,8682	-350543,1318	145662,5721	-475337,4279
Febrero	2	148326,2317	-202216,9001	143231,5435	-332105,8843
Marzo	3	145874,7286	-56342,17149	140838,9589	-191266,9254
Abril	4	143461,7634	87119,59188	138484,2308	-52782,69462
Mayo	5	141086,7494	228206,3413	136166,7804	83384,08583
Junio	6	138749,1087	366955,4499	133886,0377	217270,1235
Julio	7	136448,272	503403,7219	131641,4409	348911,5644
Agosto	8	134183,6785	637587,4004	129432,437	478344,0014
Septiembre	9	131954,7757	769542,1762	127258,4808	605602,4822
Octubre	10	129761,0194	899303,1956	125119,0358	730721,518
Noviembre	11	127601,8735	1026905,069	123013,5729	853735,0909
Diciembre	12	125476,8098	1152381,879	120941,5715	974676,6625
	VPN	1152381,879		974676,6625	

Fuente: Los autores.

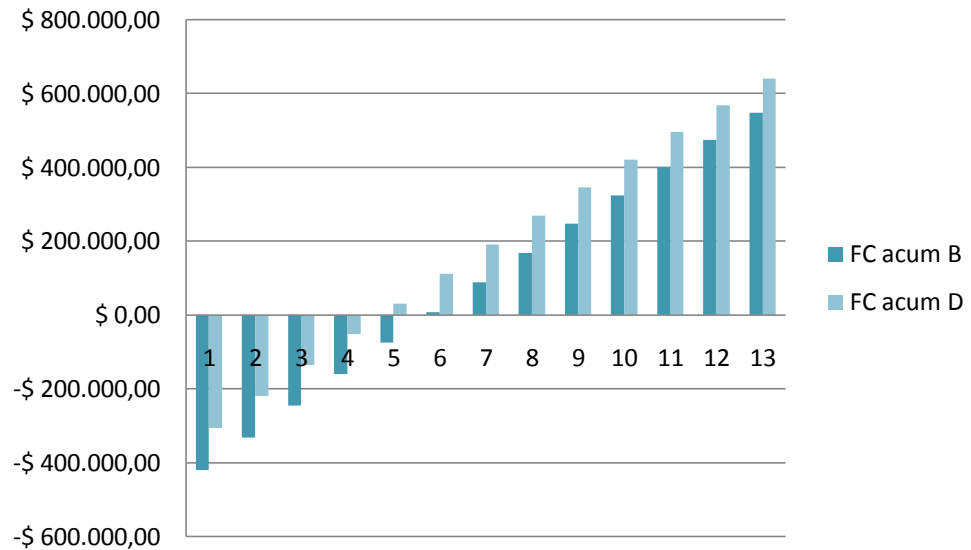
A partir de las tablas anteriores se elaboraron los gráficos correspondientes para comparar el VPN acumulado de cada unidad en cada uno de los pozos en estudio.

Figura 5.3. Comportamiento VPN acumulado, UIS 75



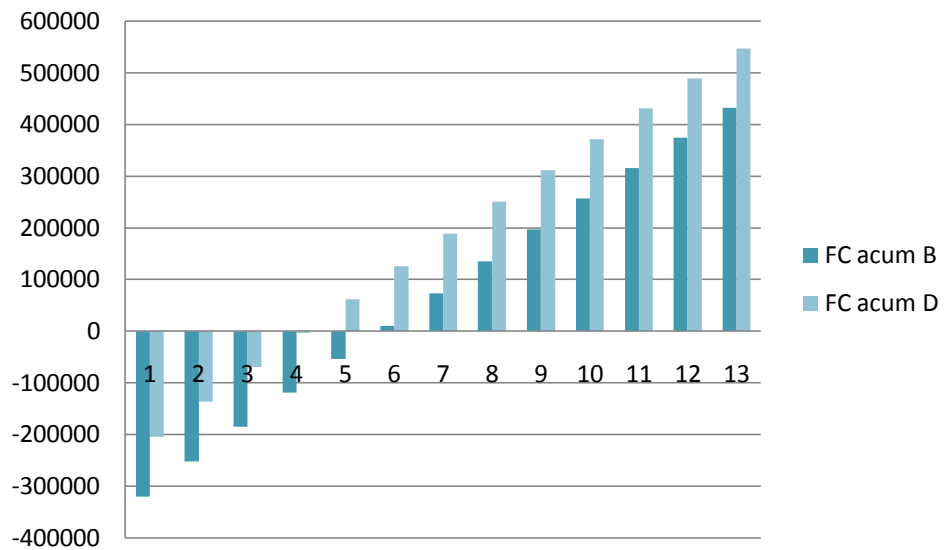
Fuente: Los autores.

Figura 5.4. Comportamiento VPN acumulado, UIS 18



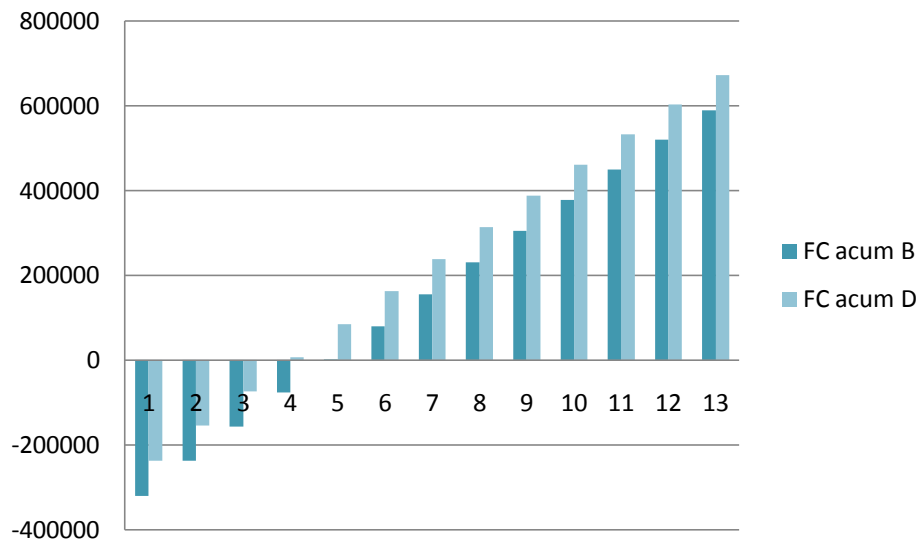
Fuente: Los autores.

Figura 5.5. Comportamiento VPN acumulado, UIS 23



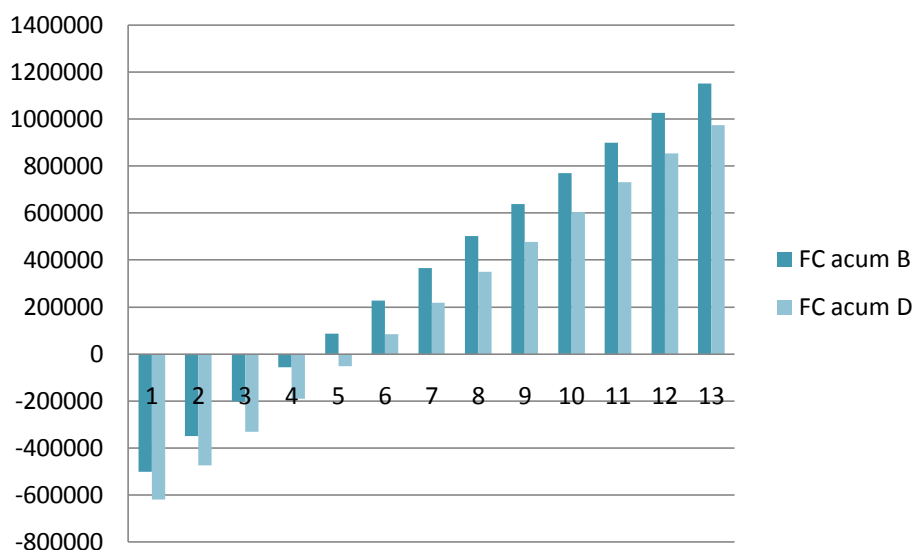
Fuente: Los autores.

Figura 5.6. Comportamiento VPN acumulado, UIS 36



Fuente: Los autores.

Figura 5.7. Comportamiento VPN acumulado, UIS 99



Fuente: Los autores.

Tabla 5.12. Resumen VPN, por unidad y por pozo.

	VPN	
	B	D
UIS 18	\$ 368.833,50	\$ 482.669,27
UIS 23	\$ 416.109,36	\$ 525.971,71
UIS 36	\$ 590.022,59	\$ 673.278,38
UIS 75	\$ 544.007,05	\$ 462.557,73
UIS 99	\$ 837.236,42	\$ 712.234,77

Fuente: Los autores.

5.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). Se halló el VPN de cada pozo y para cada unidad a diferentes tasas de interés, para tabular los resultados y graficarlos posteriormente, esto permitió calcular la TIR.

Tabla 5.13. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 75

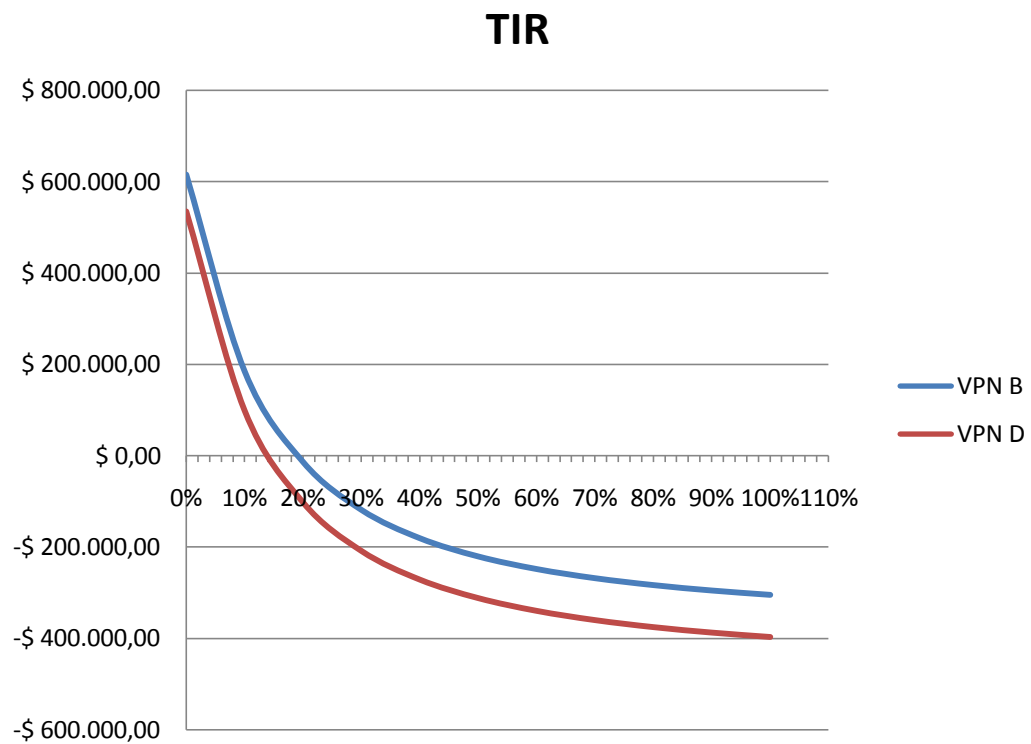
i	Datos TIR	
	VPN B	VPN D
0%	\$615.694,73	\$535.127,50
10%	\$184.882,17	\$99.021,64
20%	-\$13.522,03	-\$101.810,82

Tabla 5.13. (Continuación)

Datos TIR		
i	VPN B	VPN D
30%	-\$118.461,42	-\$208.029,84
40%	-\$180.466,19	-\$270.788,26
50%	-\$220.426,42	-\$311.232,86
60%	-\$247.976,28	-\$339.115,92
70%	-\$267.991,65	-\$359.372,92
80%	-\$283.142,00	-\$374.705,90
90%	-\$294.988,92	-\$386.695,46
100%	-\$304.498,26	-\$396.319,17

Fuente: Los autores.

Figura 5.8. Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 75



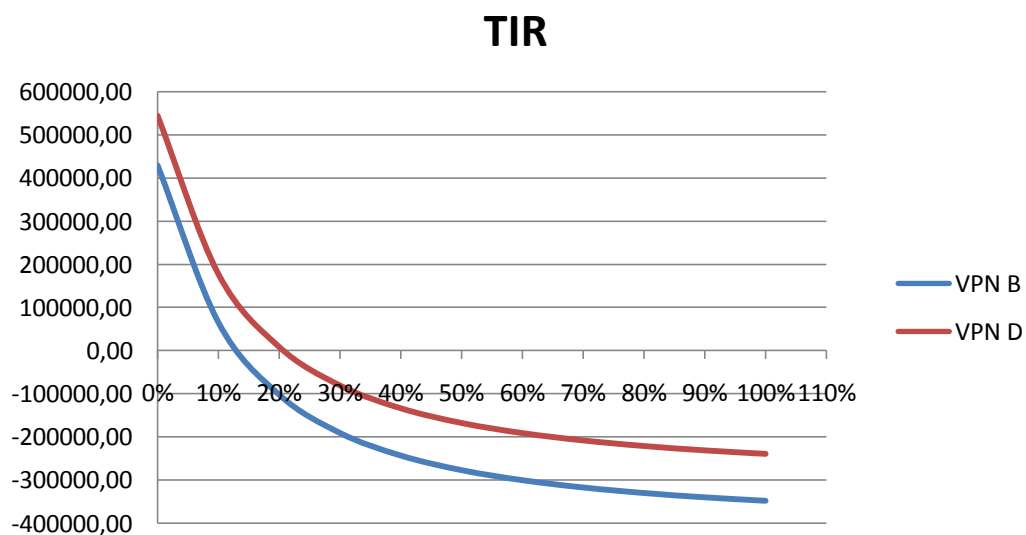
Fuente: Los autores.

Tabla 5.14. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 18

Datos TIR		
i	VPN B	VPN D
0%	\$429.383,67	\$543.677,45
10%	\$65.505,16	\$177.050,16
20%	-\$102.070,70	\$8.212,98
30%	-\$190.703,02	-\$81.084,19
40%	-\$243.071,82	-\$133.844,64
50%	-\$276.821,54	-\$167.846,13
60%	-\$300.089,46	-\$191.287,26
70%	-\$316.993,80	-\$208.317,24
80%	-\$329.789,23	-\$221.207,62
90%	-\$339.794,64	-\$231.287,21
100%	-\$347.825,79	-\$239.377,85

Fuente: Los autores.

Figura 5.9. Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 18



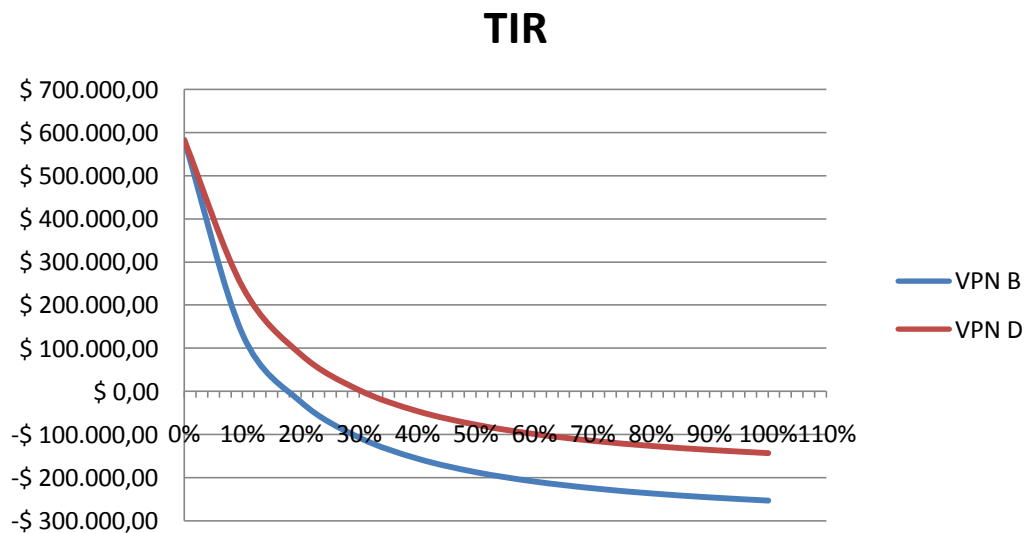
Fuente: Los autores.

Tabla 5.15. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 23

Datos TIR		
i	VPN B	VPN D
0%	\$472.927,21	\$582.777,15
10%	\$131.821,95	\$241.746,11
20%	-\$24.838,34	\$85.119,60
30%	-\$107.485,10	\$2.490,51
40%	-\$156.207,11	-\$46.221,16
50%	-\$187.546,95	-\$77.554,39
60%	-\$209.119,74	-\$99.122,66
70%	-\$224.772,74	-\$114.772,40
80%	-\$236.608,86	-\$126.606,05
90%	-\$245.856,43	-\$135.851,70
100%	-\$253.274,19	-\$143.267,93

Fuente: Los autores.

Figura 5.10. Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 23



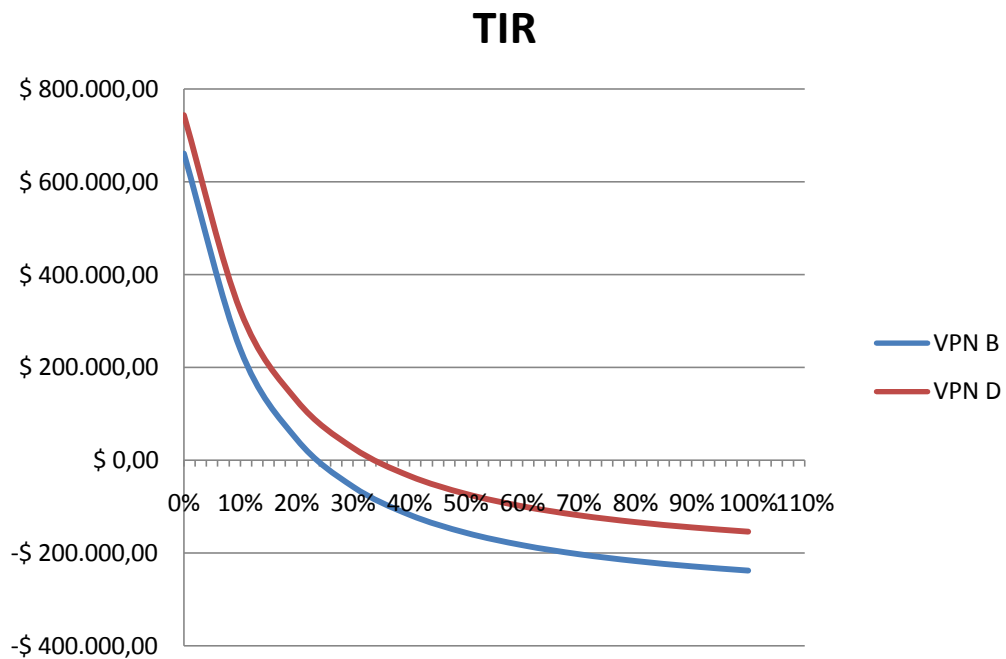
Fuente: Los autores.

Tabla 5.16. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 36

Datos TIR		
i	VPN B	VPN D
0%	\$660.238,75	\$743.504,11
10%	\$238.669,60	\$321.877,40
20%	\$45.020,46	\$128.201,65
30%	-\$57.156,82	\$26.010,24
40%	-\$117.401,29	-\$34.242,60
50%	-\$156.157,57	-\$73.004,30
60%	-\$182.838,19	-\$99.688,65
70%	-\$202.198,97	-\$119.052,16
80%	-\$216.839,72	-\$133.694,97
90%	-\$228.279,18	-\$145.136,04
100%	-\$237.455,53	-\$154.313,69

Fuente: Los autores.

Figura 5.11. Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 36



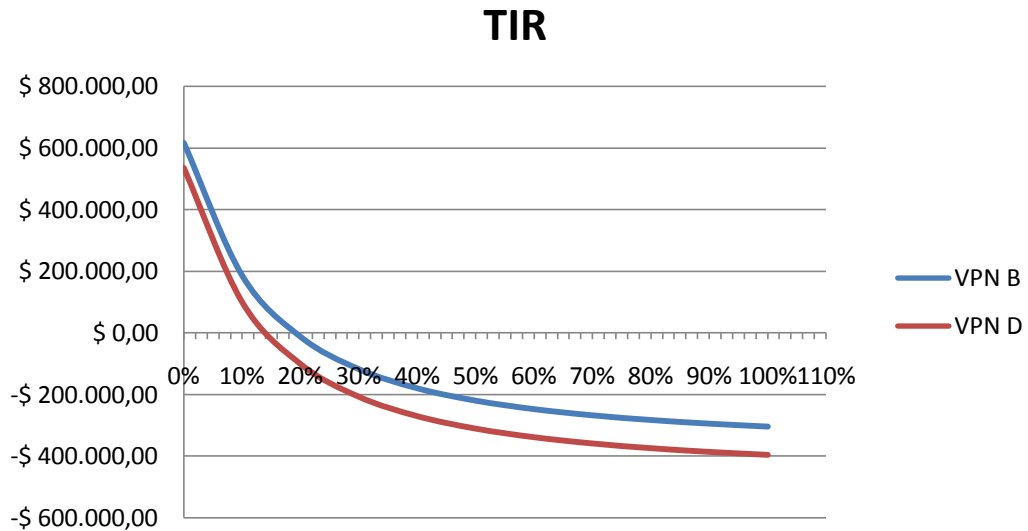
Fuente: Los autores.

Tabla 5.17. VPN a diferentes tasas de oportunidad UIS 99

Datos TIR		
i	VPN B	VPN D
0%	\$939.950,85	\$814.998,78
10%	\$322.751,11	\$197.501,73
20%	\$38.596,74	-\$86.788,78
30%	-\$111.653,93	-\$237.111,04
40%	-\$200.408,90	-\$325.908,11
50%	-\$257.596,61	-\$383.122,84
60%	-\$297.016,75	-\$422.561,55
70%	-\$325.651,99	-\$451.210,24
80%	-\$347.324,55	-\$472.892,96
90%	-\$364.269,98	-\$489.846,31
100%	-\$377.870,76	-\$503.453,45

Fuente: Los autores.

Figura 5.12. Análisis gráfico para el cálculo de la TIR. UIS 99



Fuente: Los autores.

En la Tabla 5.17 se observa el resumen de los resultados de la TIR para cada unidad y para cada pozo.

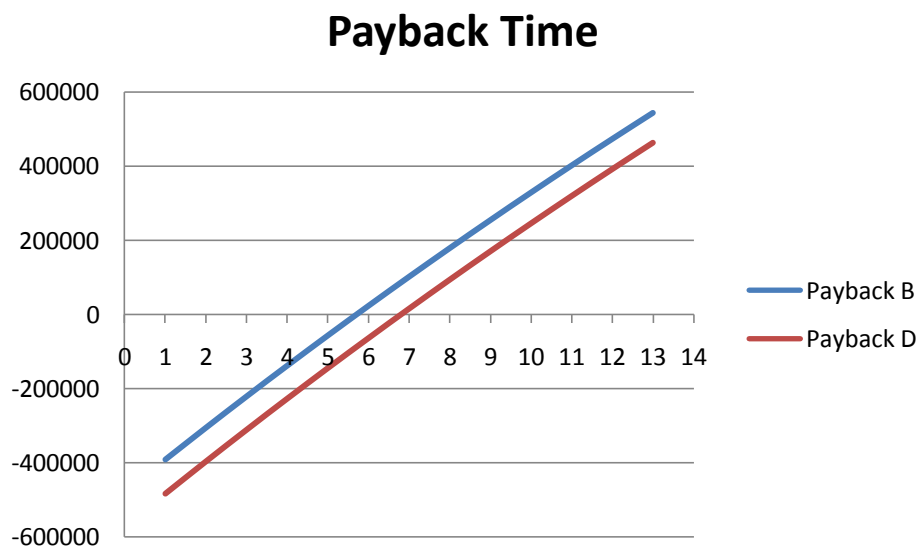
Tabla 5.18. Resumen TIR por unidad y por pozo.

	TIR	
	B	D
UIS 18	13%	21%
UIS 23	18%	30%
UIS 36	24%	34%
UIS 75	19%	14%
UIS 99	22%	16%

Fuente: Los autores.

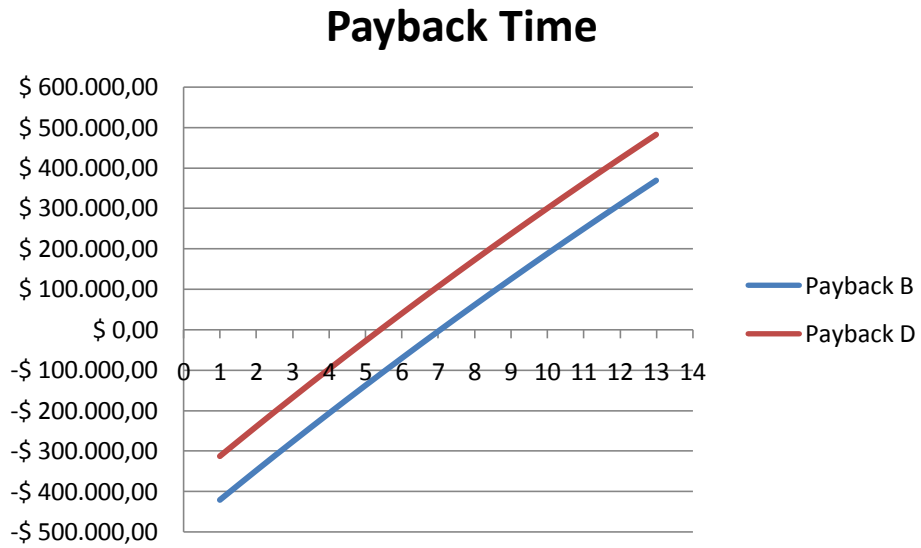
5.3.3 PayBack Ajustado. Utilizando nuevamente los datos del Flujo de Caja Acumulado se elaboraron las gráficas que se observan a continuación, También contempla el comportamiento por pozo y por unidad.

Figura 5.13. PayBack Ajustado. UIS 75



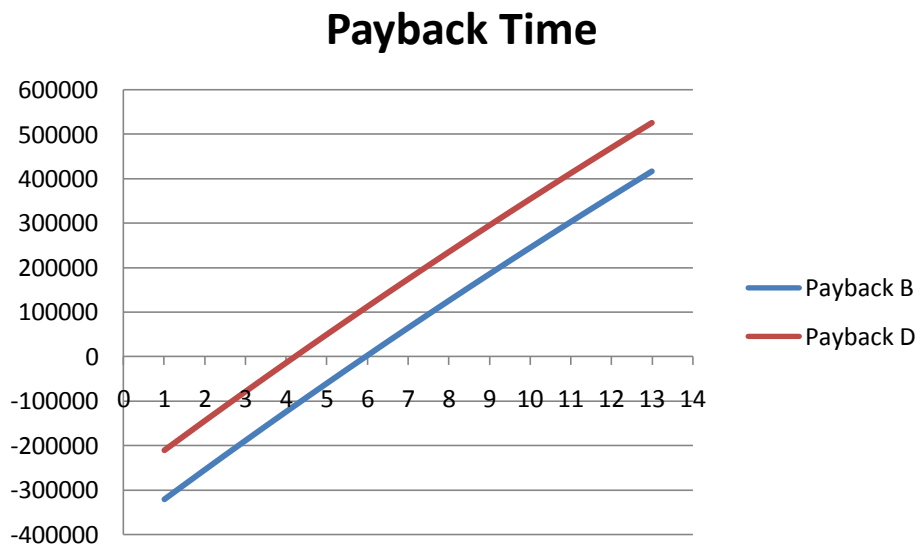
Fuente: Los autores.

Figura 5.14. PayBack Ajustado. UIS 18



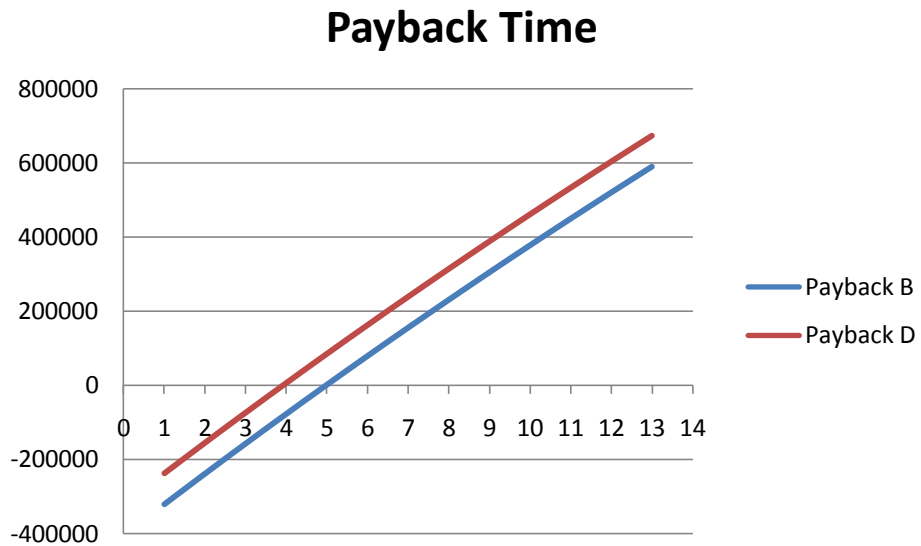
Fuente: Los autores.

Figura 5.15. PayBack Ajustado. UIS 23



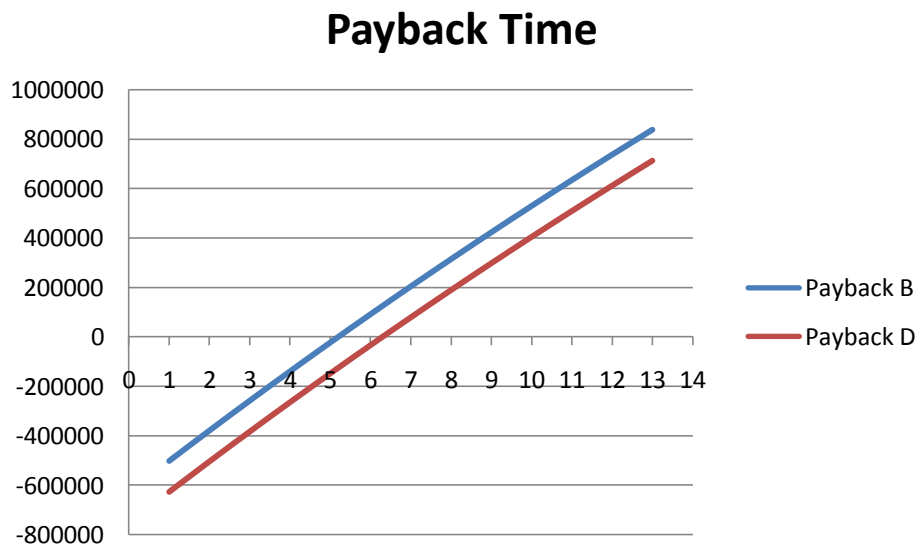
Fuente: Los autores.

Figura 5.16. PayBack Ajustado. UIS 36



Fuente: Los autores.

Figura 5.17. PayBack Ajustado. UIS 99



Fuente: Los autores.

Tabla 5.19 Resumen Payback por unidad y por pozo.

Payback Ajustado		
	B	D
UIS 18	6,1 meses	5,4 meses
UIS 23	6 meses	4,3 meses
UIS 36	4 meses	5 meses
UIS 75	5 meses	5,8 meses
UIS 99	5,3 meses	6,4 meses

Fuente: Los autores.

5.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

- A partir de los tres criterios de evaluación de la viabilidad económica del sistema de levantamiento por bombeo mecánico DynaPump, se puede concluir que el proyecto es rentable; sin embargo fue necesario hacer la comparación de dicha rentabilidad, con la de la unidad tipo balancín que es la que compite directamente con DynaPump.
- La implementación de unidades tipo balancín así como las de DynaPump, es viable económicamente porque todos los VPN son positivos. Lo que indica que para todos los pozos, para ambas unidades, se obtienen ganancias. Sin embargo es lógico que un inversionista elija para cada pozo la unidad con el mayor VPN, tal como se muestra en la Tabla 5.20.

Tabla 5.19. Elección de la unidad para cada pozo a partir del VPN

Selección	
UIS 18	DynaPump
UIS 23	DynaPump
UIS 36	DynaPump
UIS 75	Balancín
UIS 99	Balancín

Fuente: Los autores.

- Según la Tabla 5.18 y los criterios de evaluación sobre la TIR estudiados en la sección 5.22, se pudo establecer que la rentabilidad de DynaPump en los pozos UIS 18, UIS 23 Y UIS 36, es mayor que la del balancín. Por el contrario, de acuerdo al análisis, para los pozos UIS 75 y UIS 99, la rentabilidad del balancín supera la del

DynaPump. Esto se debe a que en estos pozos se usaron bombas especiales de gran tamaño y se diseñó una sarta de varillas diferente (UIS 99 y UIS 75)

- El cálculo del Payback demostró una vez más, que la elección de la unidad para cada pozo llevada a cabo en la Tabla 5.19, es la configuración de unidades de bombeo más rentable.

6. CONCLUSIONES

- La aplicación del sistema de levantamiento por bombeo mecánico utilizando unidades DynaPump en un campo de producción de petróleo es viable tanto técnica (cada pozo estudiado poseía las características necesarias para la aplicación efectiva de la unidad) como económicamente (La tasa interna de retorno fue mayor al 12% en cada uno de los pozos en que se aplicó la unidad).
- El modo de bombeo es el factor que presenta mayor influencia sobre la eficiencia del sistema de bombeo mecánico, como se explicó en este estudio usar largas carreras de bombeo, Bomba con pistones de grandes diámetros y bajos spm, incrementan la eficiencia del sistema de manera notoria, esto se ve reflejado en un menor consumo de energía y por ende el uso de motores más pequeños. No obstante tratar de conseguir el sistema de mayor eficiencia posible, conduce a el uso de grandes unidades de bombeo (como se observó en los pozos UIS 99 y UIS 75), lo cual conlleva a una inversión inicial significativamente alta, lo que traslada los ahorros que se pueden generar por un menor consumo de energía a un segundo plano.
- Otro aspecto negativo que puede generar la búsqueda de un sistema de alta eficiencia, es el uso de bombas de tubería especiales (Bombas de tubería oversize), en pozos cuya configuración no permite la corrida de bombas con pistones de gran tamaño, esta desventaja cobra mayor relevancia cuando se usan unidades DynaPump de alta capacidad de carga, que trabajan a velocidades de bombeo relativamente bajas (DynaPump modelo 11 y DynaPump modelo 13) en pozos con profundidades mayores a 5000 ft y tasas superiores a los 700BFPD (Pozo UIS 75).
- Lo mencionado anteriormente muestra que a la hora de diseñar una instalación para bombeo mecánico se debe tener en cuenta tanto la eficiencia del sistema como el tamaño de la unidad de bombeo a utilizar, ya que pequeño ahorros en el consumo de energía no compiten con una inversión inicial significativamente alta. Esto queda demostrado en el diseño de los sistemas de bombeo para los pozos UIS 18 y UIS 23 (DynaPump modelo 9 y 7 respectivamente) en el cuales se tuvo en cuenta tanto la eficiencia del sistema, como el tamaño de la unidad.
- Es de vital importancia detallar cuidadosamente cada variable que se estudia en un análisis económico, más aún si en este se contemplan inversiones de capital bastante significativas como las que se observaron en el desarrollo de éste trabajo, ya que una de las razones de aceptación o negación de un proyecto en la industria petrolera es que sea rentable.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio del desempeño de las unidades Dynapump que se encuentran funcionando actualmente en el mundo. Con esto se pretende evaluar ciertas características que presenta la unidad cuya influencia no se aprecian en el diseño. Entre estas propiedades se destacan: reducción en el escurrimiento de fluido a través de la bomba como resultado de rápidas carreras ascendentes, reducción de fallas en la sarta de varillas debido a las bajas velocidades de bombeo, disminución del golpe de fluido gracias a que posee un controlador de bombeo integrado, etc. El papel que juegan estas propiedades en el desempeño de la unidad Dynapump, pueden resultar determinante a la hora de evaluar la viabilidad de su aplicación.
- Para obtener mayores beneficios económicos a la hora de implementar una unidad Dynapump en un campo petrolero el diseño debe enfocarse en tratar de usar siempre la unidad más pequeña posible.
- Realizar un estudio comparativo entre el desempeño de la unidad DynaPump modelo 13 y un sistema ESP de bajo rango; ya que entre estos dos sistemas la diferencia en el consumo de energía tiene mayor relevancia.
- Realizar un estudio sobre la aplicación de la unidad Dynasave en pozos con bajo potencial de producción. Esta unidad es ofrecida por la compañía Dynapump inc, para pozos someros de bajo potencial y su principio de funcionamiento es el mismo que el de las unidades DynaPump.
- Es de gran importancia que las compañías petroleras apliquen nuevas tecnologías con las cuales se pueda obtener las mejores condiciones de producción de un campo y no ver limitada su producción por tener que acoplarse a las condiciones de un sistema de levantamiento artificial convencional.

8. BIBLIOGRAFIA

AFANADOR, Carlos Augusto y DELGADO, Luis Eduardo. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2008.

DÍAZ, Jorge Antonia y LÓPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007.

MESA, Argemiro y LOPEZ, Nohora. Análisis y determinación del volumen de deslizamiento de fluido en bombas mecánicas de subsuelo con pistón concéntrico. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2010.

MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultas de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos, 2007.

SANCHEZ, Joel. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico corlift. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Zulia: Universidad del Zulia. Programa de Ingeniería de Petroleo. 2010.

TAKACS, Gabor. Ways to decrease production costs for sucker-rod pumping. Petroleum Engineering Department, Hungary: University of Miskolc. Available from Internet: URL:[http://www.ogbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease .pdf](http://www.ogbus.com/eng/authors/takacs/Waystodecrease.pdf)

TOVAR, Saul. DynaPump project update. OXY Permian. Available from internet: <URL: <http://www.tundrasolutions.ca/files/DynaPump%20SPE%20Paper%20Saul%20Tovar%20Oxy%20Permain.pdf>>

URBINA, Karina and GONZALES, Carlos. DynaPump reduces diluent costs by 63% in Venezuela. ITS Venezuela. Available from internet: <URL:http://www.dynapumpinc.com/pdf/DP_reduces_diluent_costs.pdf>

VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive wells. J. P. T. 1968.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756 del 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 44.878, de 25 de julio de 2002. Bogota. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

CIED. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico. PDVSA. 2002.

DYNAPUMP, INC. DynaPump 5-13 SP Operations manual. 9321 Melvin Avenue Northridge. 2006

GOW, E & S. Operación Básica del DynaPump, [diapositivas]. 2007. 28 diapositivas, color.

GOW, E & S. Sistemas de bombeo de recorrido largo controlado por computador, [diapositivas]. 2007. 39 diapositivas, color.

THETA INTERPRICES, Inc. Optimización de bombeo mecánico. Traducido por Ing. Herdly Escalante y Tsu. Cherry Cardona. 2005.

Campo Llanito. ECOPETROL S.A..

DYNAPUMP, INC. DynaPump selection guide. Software. [Programa de computador]. 2008.

ECHOMETER COMPANY. Echometer Q-Rod Software. [Programa de computador], Versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

SCHLUMBERGER. *Oilfield Manager* (OFM) Software. [Programa de computador], Versión 2009.1. 2009.

WEATHERFORD INTERNATIONAL. EPS WellFlo Software. [Programa de computador], Versión 3.8.4. Desarrollado por E Production Solutions. 2007

http://www.dynapumpinc.com/content/prod_pmp05.html

http://www.dynapumpinc.com/content/prod_power.html

http://www.prudentialsteel.com/common/content/rods/es/files/SuckerRods_GeneralCat_es.pdf

http://www.tundrasolutions.ca/files/DP_Production_Optimization.pdf

9. ANEXOS

ANEXO A. PROPIEDADES Y ANALISIS NODAL DEL POZO UIS 99

Tabla. Propiedades del fluido. Pozo UIS 99.

Gravedad API	22 °API
GOR	200 SCF/STB
Gravedad especifica del fluido	0,92
BSW	70%
Salinidad del agua	26700 ppm
Viscosidad del crudo	15,7cp

Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Tabla. Propiedades de las zonas productoras. Pozo UIS 99.

	Presión promedio	1300 psi
B1	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	5352.5 ft
	Permeabilidad efectiva	61.6 md
	Esesor	192 ft
	Esesor perforado	17 ft
B2	Presión promedio	1500 psi
	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	5450 ft
	Permeabilidad efectiva	44.77 md
	Esesor	292 ft
	Esesor perforado	22 ft
B4	Presión promedio	1700 psi
	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	6192 ft
	Permeabilidad efectiva	48.4 md
	Esesor	311 ft
	Esesor perforado	16 ft
	Presión promedio	1800
Temperatura promedio	140 °F	
C1	Profundidad media	6411 ft
	Permeabilidad efectiva	30.6 md
	Esesor	133 ft
	Esesor perforado	36 ft

Tabla. Propiedades de las zonas productoras. Pozo UIS 99. (Continuación)

C3	Presión promedio	1950 psi
	Temperatura promedio	140 °F
	Profundidad media	6894 ft
	Permeabilidad efectiva	82.6 md
	Espesor	306 ft
	Espesor perforado	14 ft

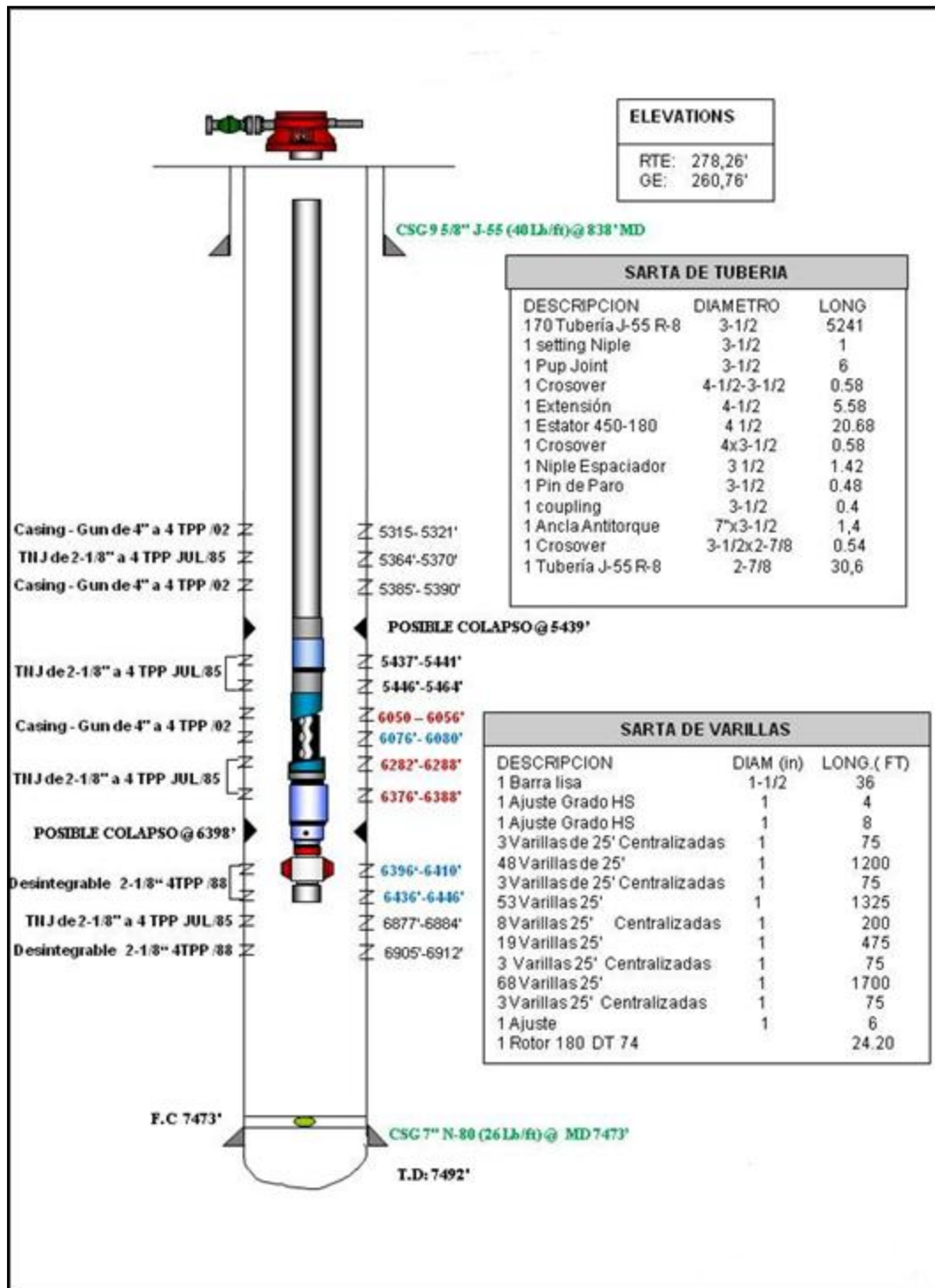
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Tabla. Propiedades del pozo. Pozo UIS 99.

Radio del pozo	3.5 in
Área de drenaje	35 acres
Radio de drenaje	696.631 ft
Angulo de desviación	0°
Presión en el casing	86 psi
Presión en el tubing	160 psi

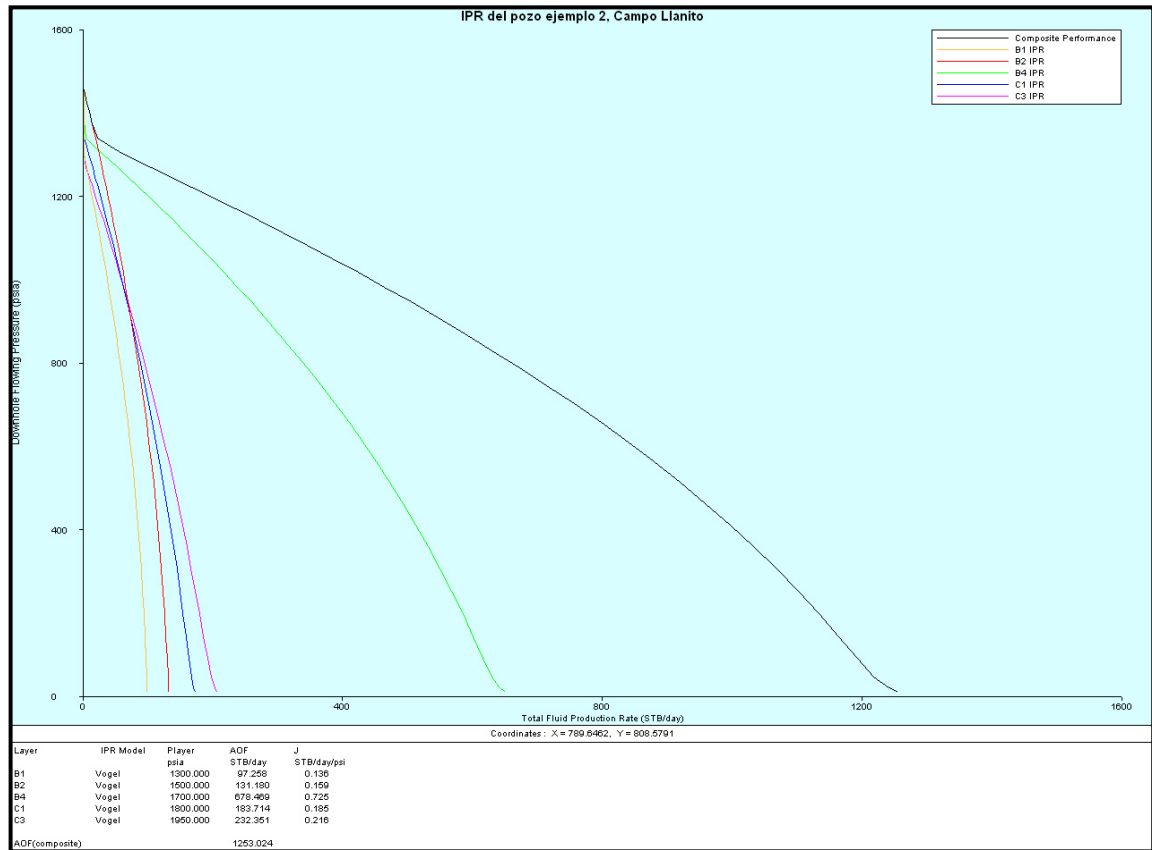
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada

Figura. Estado mecánico del pozo UIS 99.



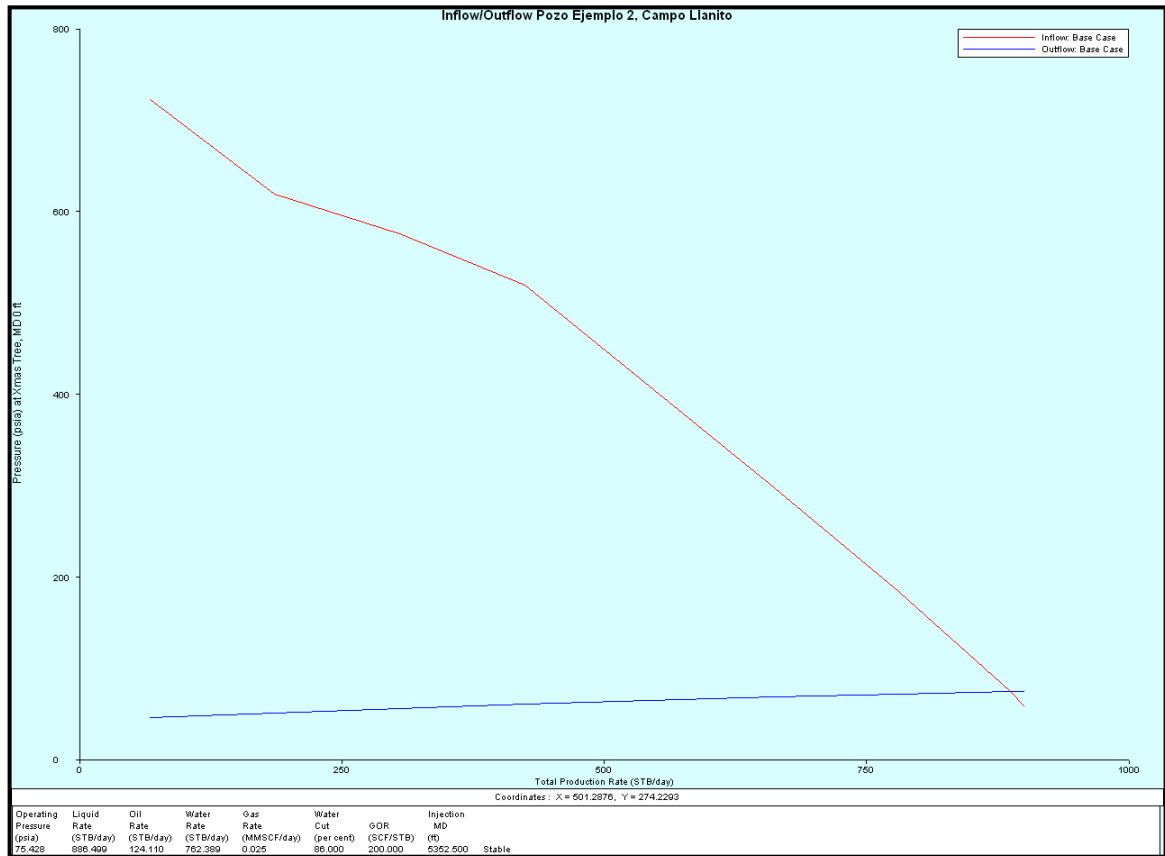
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A.

Figura. IPR del pozo UIS 99



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFloTM*. Modificada.

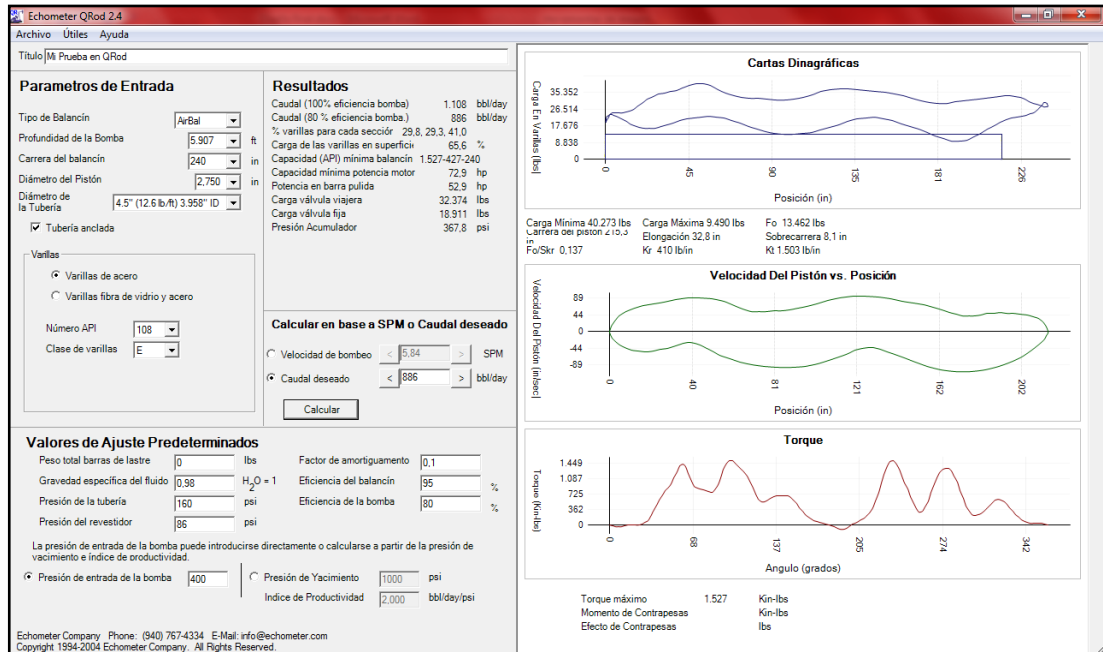
Figura. Inflow/outflow del pozo UIS 99.



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFloTM*. Modificada.

ANEXO B. DISEÑO DE LAS UNIDADES TIPO BALANCIN Y DYNAPUMP, PARA EL POZO UIS 99.

Figura. Diseño de la unidad tipo balancín, usando el programa Qrod para el pozo UIS 99.




Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos el diseño de la unidad tipo Balancín para el pozo UIS 99.

Tipo de unidad	A-1824D-470-240
Producción de fluido	886 BFPD
Producción de aceite	266 BOPD
Longitud máxima de carrera	240 in
Velocidad de bombeo	5.84spm
Carrera del pistón	215.3 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	47000 Lbs.
PPRL	40273 Lbs.
MPRL	9489 Lbs.
PRHP	52.9 HP
Capacidad mínima potencia motor	72.9 HP
Consumo de energía	1120 Kwh/dia
Eficiencia del sistema	60%

Fuente: Los autores.

Figura. Diseño de la unidad DynaPump, usando el programa DynaPump selection guide, para el pozo UIS 99.



DYNAPUMP SELECTION GUIDE

DynaPump, Inc.
 9324 Corbin Avenue
 Northridge, Ca. 91324
 818-407-7577
 info@dynamumpinc.com

WELL DATA ENTRY

WELL #	UIS 99
PUMP DEPTH	5.907
ROD STRING	108
BHP	3,75 <input type="text"/>
SURFACE PSI	160
DESIRED FLOW	886
BHP Efficiency	80 <input type="text"/>
PWR: Kwh/DAY	1.047

CALCULATED MACHINE LOADS

BUOYANT ROD WEIGHT	20.590	PRESSURE AT MID STROKE	
COLUMN WT	28.253	PUMPING UNIT	13
FRICTION	1.477	CWT PSI	576 #N/A
SURFACE LOAD	1767	HYD PSI	1.547 #N/A
PEAK POLISH ROD LOAD	52.087	ROD WT. OVERRIDE	<input type="text"/>
MIN POLISH ROD LOAD	19.113	ROD STRING OVERRIDE	108 <input type="text"/>
Type of Oil	Medium <input type="text"/>	STROKE LENGTH	360
		BHP COEF.	1,640

DYNAPUMP SYSTEM

HP	100	MODEL	13
PUMPING UNIT OVERRIDE	13	SPM	1,88
		MAX SPM	2,00
PART NUMBER	D13-80-360:E100A		

MAX FLOW RANGE @

80 Percent

283 TO 945

SPM

WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

POWER UNIT HYDRAULIC PSI

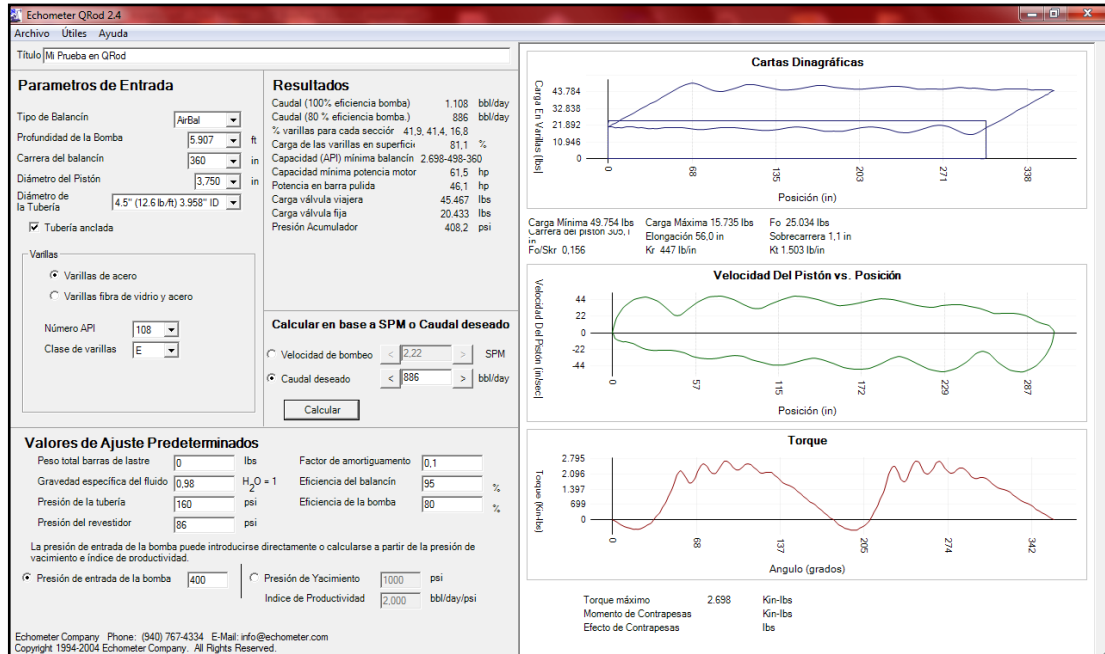
WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

BOTH BOXES MUST BE GREEN FOR PROPER CONFIGURATION

WITHIN RANGE OF DYNAPUMP SYSTEM

Fuente: DYNAPUMP INC. Dynapump selection Guide. [Programa de computador], versión 1.0. California, Estados Unidos de América. 2008.

Figura. Diseño de la unidad Dynpump, usando el programa Qrod para el pozo UIS 99.



Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos el diseño de la unidad Dynapump para el pozo UIS 99.

Diseño sistema de bombeo mecánico utilizando unidad tipo balancín	
Tipo de unidad	D13-80-360:E125A
Producción de fluido	886 BFPD
Producción de aceite	266 BOPD
Longitud máxima de carrera	360 in
Velocidad de bombeo	2.2spm
Carrera del pistón	307.5 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	80000 Lbs.
PPRL	50424Lbs.
MPRL	16145Lbs.
PRHP	46.1 HP
Capacidad mínima potencia motor	61.2 HP
Consumo de energía	977Kwh/día
Eficiencia del sistema	68.7 %

Fuente: Los autores.

ANEXO C. PROPIEDADES Y ANALISIS NODAL DEL POZO UIS 18

Tabla. Propiedades del fluido. Pozo UIS 18.

Gravedad API	22 °API
GOR	200 SCF/STB
Gravedad especifica del fluido	0,98
BSW	70%
Salinidad del agua	26700 ppm
Viscosidad del crudo	15,7cp

Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada

Tabla. Propiedades de las zonas productoras.

	Presión promedio	1750 psi
B3	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	6183 ft
	Permeabilidad efectiva	8.94 md
	Esesor	140 ft
	Esesor perforado	19 ft
	Presión promedio	1700 psi
B4	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	6192 ft
	Permeabilidad efectiva	48.95 md
	Esesor	373 ft
	Esesor perforado	55 ft

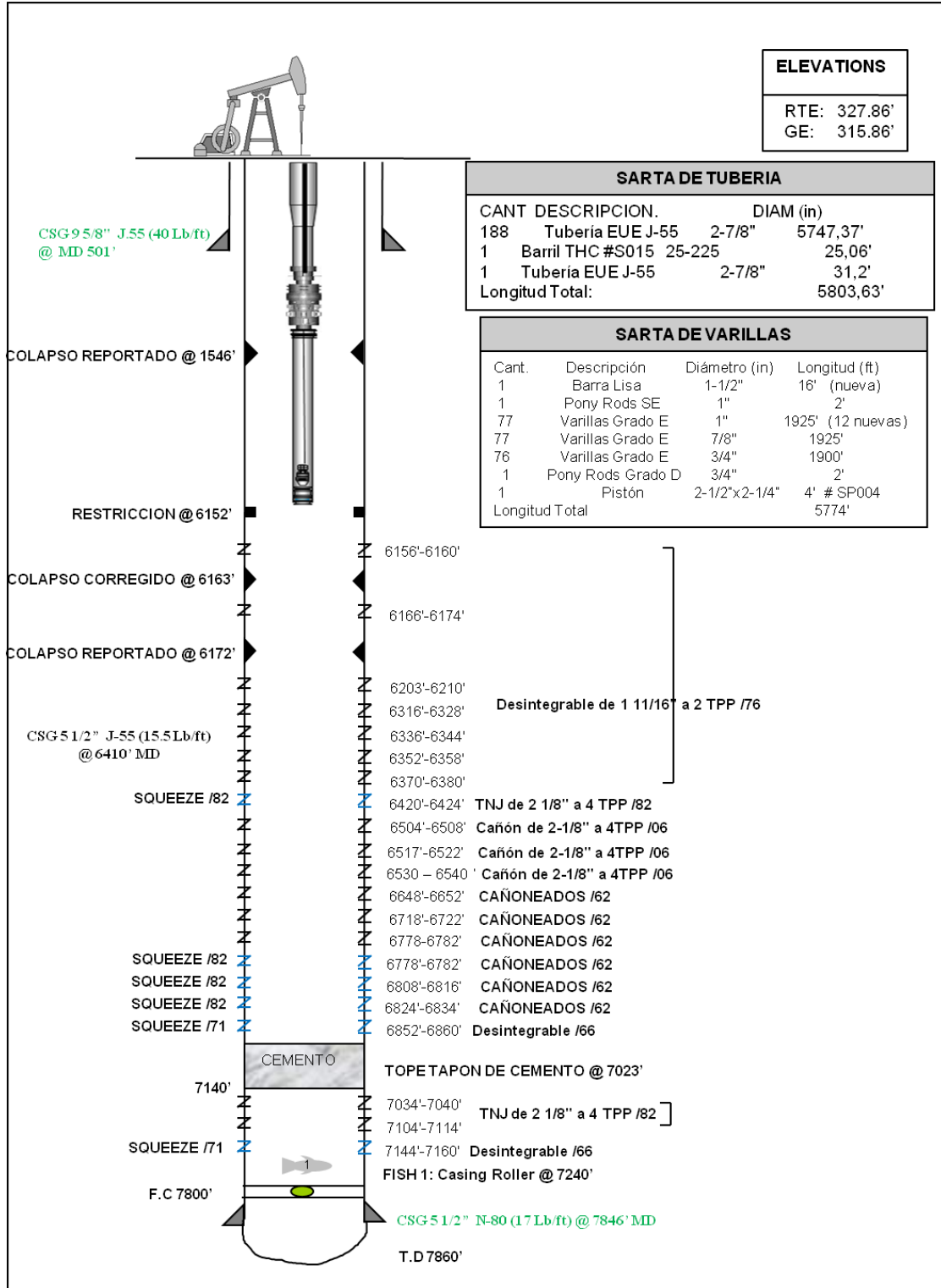
Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.3. Propiedades del pozo

	Características del pozo
Radio del pozo	2.75in
Área de drenaje	35 acres
Radio de drenaje	696.631 ft
Angulo de desviación	0°
Presión en el casing	118 psi
Presión en el tubing	120 psi

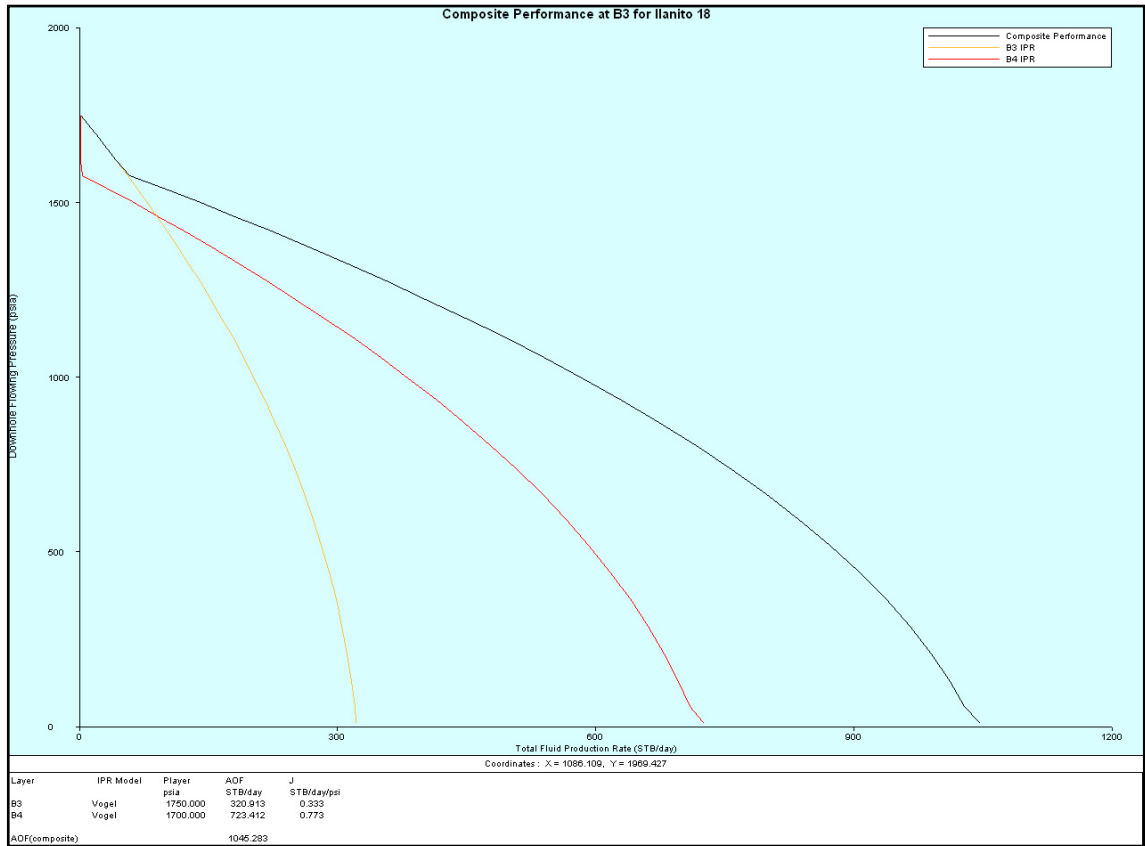
Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Figura. Estado mecánico del pozo UIS 18.



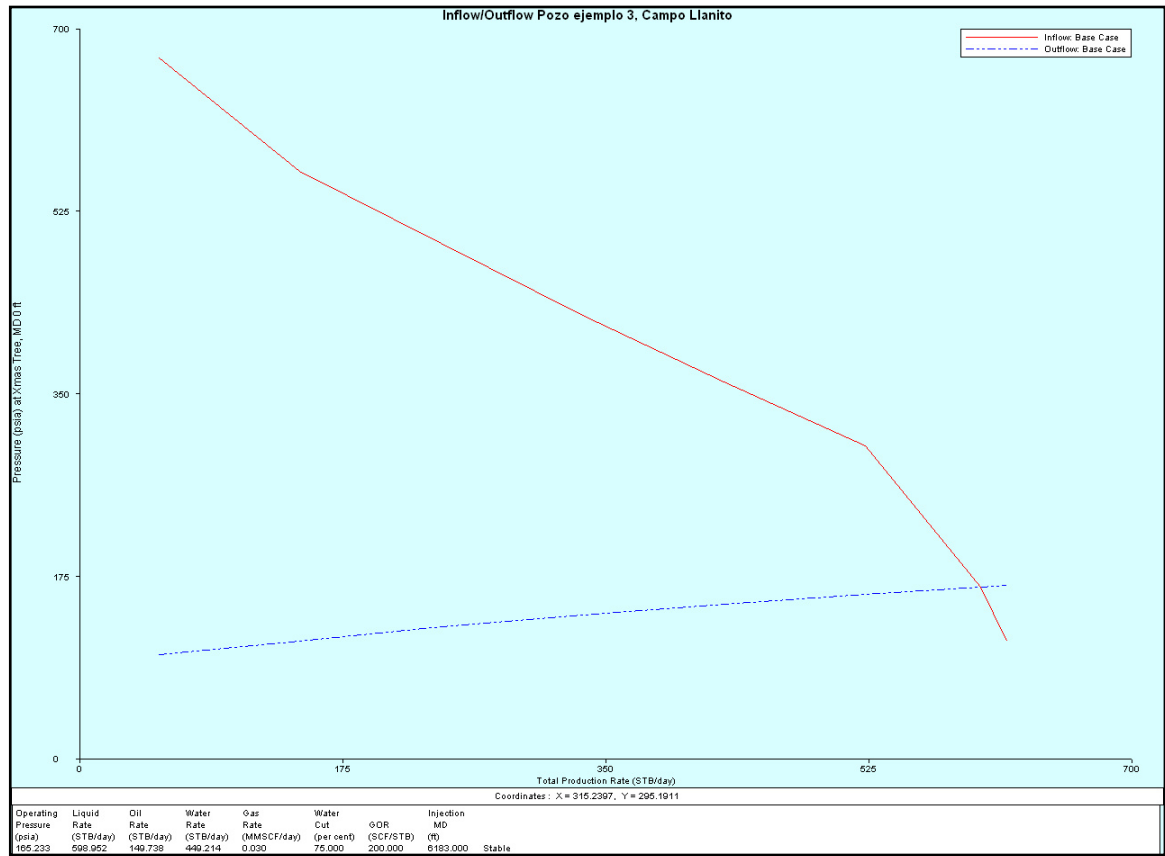
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Figura. IPR del pozo UIS 18



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFlo™*. Modificada.

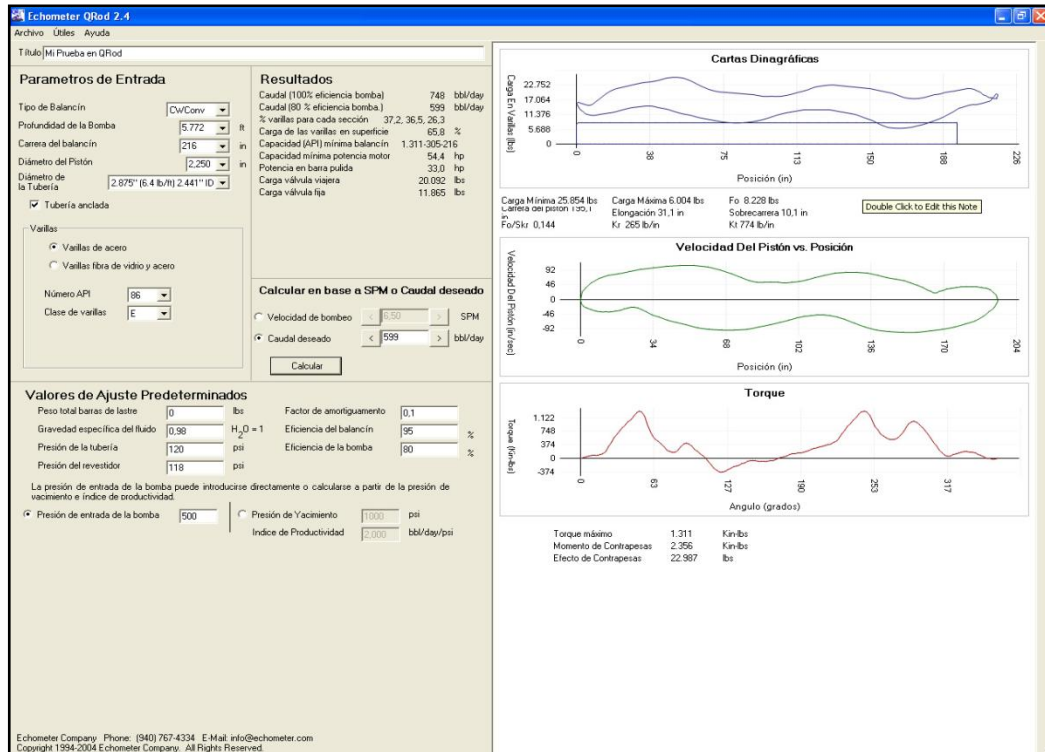
Figura. Inflow/outflow del pozo UIS 99.



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFloTM*. Modificada.

ANEXO D. DISEÑO DE LAS UNIDADES TIPO BALANCIN Y DYNAPUMP, PARA EL POZO UIS 18.

Figura. Diseño de la unidad tipo balancín, usando el programa Qrod para el pozo UIS 18.




Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos del diseño de la unidad tipo balancín para el pozo UIS 18.

Tipo de unidad	C-1824D-365-216
Producción de fluido	599 BFPD
Producción de aceite	180 BOPD
Longitud máxima de carrera	216 in
Velocidad de bombeo	6.5spm
Carrera del pistón	195.1 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	36500 Lbs.
PPRL	25862Lbs.
MPRL	5997 Lbs.
PRHP	33.1 HP
Capacidad mínima potencia motor	54.5 HP
Consumo de energía	701Kwh/dia
Eficiencia del sistema	60%

Fuente: Los autores

Figura. Diseño de la unidad Dynapump, usando el programa Dynapump selection guide, para el pozo UIS 18.



DYNAPUMP SELECTION GUIDE

DynaPump, Inc.
 9324 Corbin Avenue
 Northridge, Ca. 91324
 818-407-7577
 info@dynamumpinc.com

WELL DATA ENTRY

WELL #	UIS 18
PUMP DEPTH	5.772
ROD STRING	86
BHP	2,75
SURFACE PSI	120
DESIRED FLOW	599
BHP Efficiency	80 %
PWR: Kwh/DAY	691

CALCULATED MACHINE LOADS

BUOYANT ROD WEIGHT	12.753	PRESSURE AT MID STROKE	
COLUMN WT	14.846	PUMPING UNIT	9 11
FRICION	1.443	CWT PSI	665 450
SURFACE LOAD	713	HYD PSI	1.494 1.244
PEAK POLISH ROD LOAD	29.755	ROD WT. OVERRIDE	
MIN POLISH ROD LOAD	11.310	ROD STRING OVERRIDE	86
Type of Oil	Medium	STROKE LENGTH	288
		BHP COEF.	0,881

DYNAPUMP SYSTEM

HP	100	MODEL	9
PUMPING UNIT OVERRIDE	9	SPM	2,95
		MAX SPM	4,00
PART NUMBER	D9-40-288:E100A		

MAX FLOW RANGE @

80 Percent

244 TO 812

SPM

WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

POWER UNIT HYDRAULIC PSI

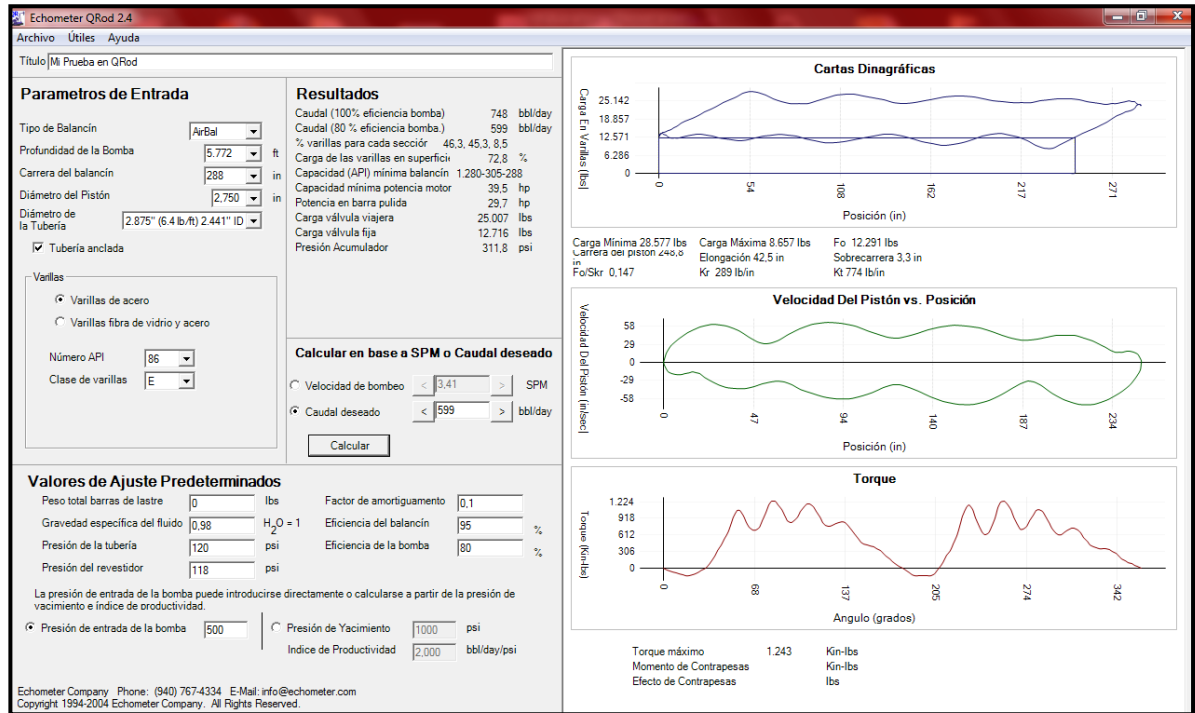
WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

BOTH BOXES MUST BE GREEN FOR PROPER CONFIGURATION

WITHIN RANGE OF DYNAPUMP SYSTEM

Fuente: DYNAPUMP INC. Dynapump selection Guide. [Programa de computador], versión 1.0. California, Estados Unidos de América. 2008.

Figura. Diseño de la unidad Dynpump, usando el programa Qrod para el pozo UIS 18.



Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos el diseño de la unidad Dynapump para el pozo UIS 18.

Tipo de unidad	D9-40-288:E60A
Producción de fluido	599 BFPD
Producción de aceite	180 BOPD
Longitud máxima de carrera	288 in
Velocidad de bombeo	3.43spm
Carrera del pistón	248 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	40000 Lbs.
PPRL	29324Lbs.
MPRL	8798 Lbs.
PRHP	29.7 HP
Capacidad mínima potencia motor	44.9 HP
Consumo de energía	631 Kwh/dia
Eficiencia del sistema	66.9%

Fuente: Los autores.

ANEXO E. PROPIEDADES Y ANALISIS NODAL DEL POZO UIS 23

Tabla Propiedades del fluido. Pozo UIS 23.

Gravedad API	22 °API
GOR	200 SCF/STB
Gravedad especifica del fluido	0,98
BSW	45%
Salinidad del agua	26700 ppm
Viscosidad del crudo	15,7cp

Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.2. Propiedades de las zonas productoras. Pozo UIS 23.

	Presión promedio	1300 psi
B1	Temperatura promedio	135°F
	Profundidad media	5387.00
	Permeabilidad efectiva	37.537md
	Espesor	123
	Espesor perforado	24
B2	Presión promedio	1500 psi
	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	5487 ft
	Permeabilidad efectiva	23 md
	Espesor	300 ft
B3	Espesor perforado	12 ft
	Presión promedio	1750 psi
	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	5910 ft
	Permeabilidad efectiva	5 md
	Espesor	301 ft
	Espesor perforado	26 ft

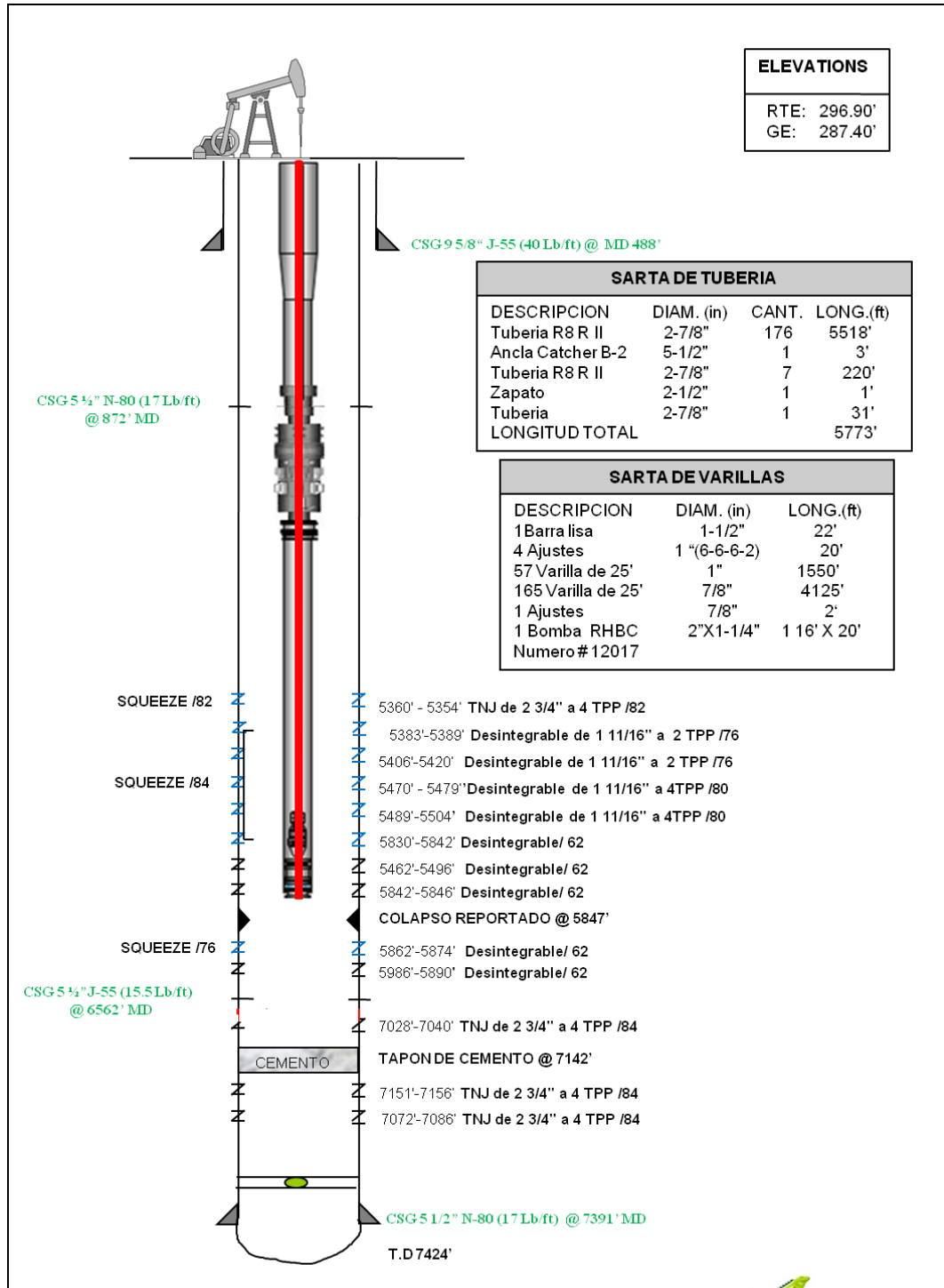
Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.3. Propiedades del pozo

Radio del pozo	2.75 in
Área de drenaje	35 acres
Radio de drenaje	696.631 ft
Angulo de desviación	0°
Presión en el casing	59.4 psi
Presión en el tubing	60 psi

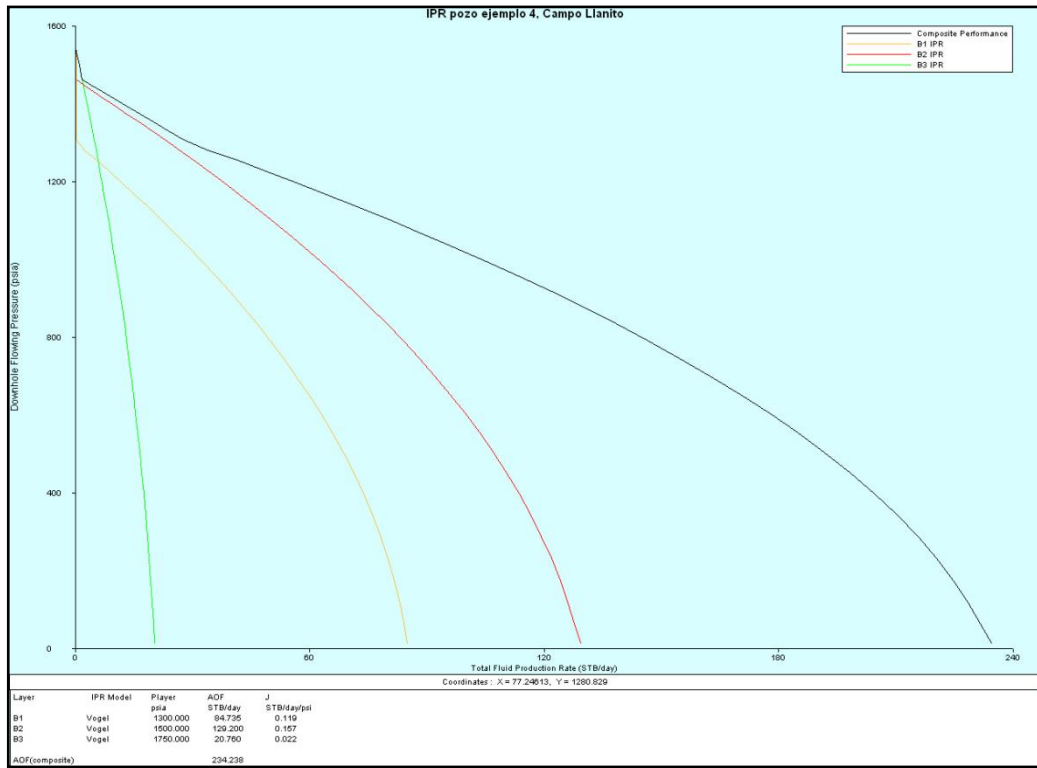
Fuente: Campo Llanito. ECOPEPETROL S.A. Modificada.

Figura. Estado mecánico del pozo UIS 23.



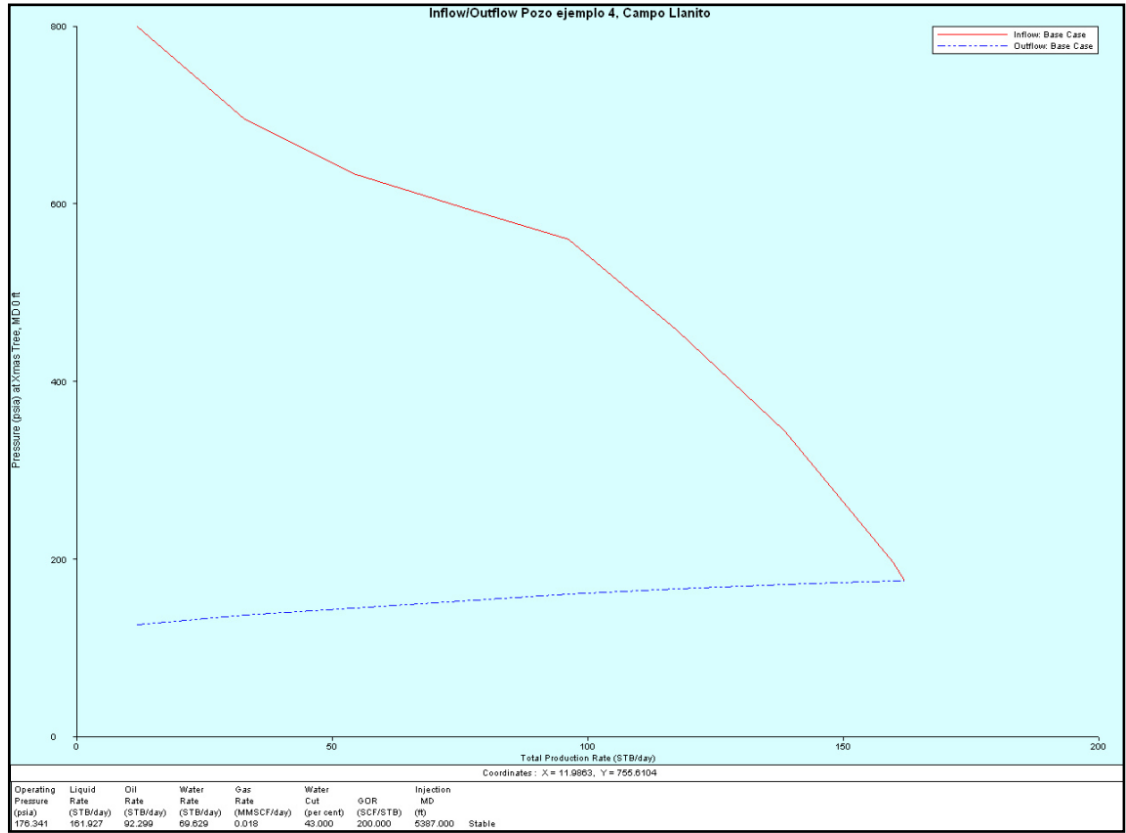
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Figura. IPR del pozo UIS 23.



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFlo*TM. Modificada.

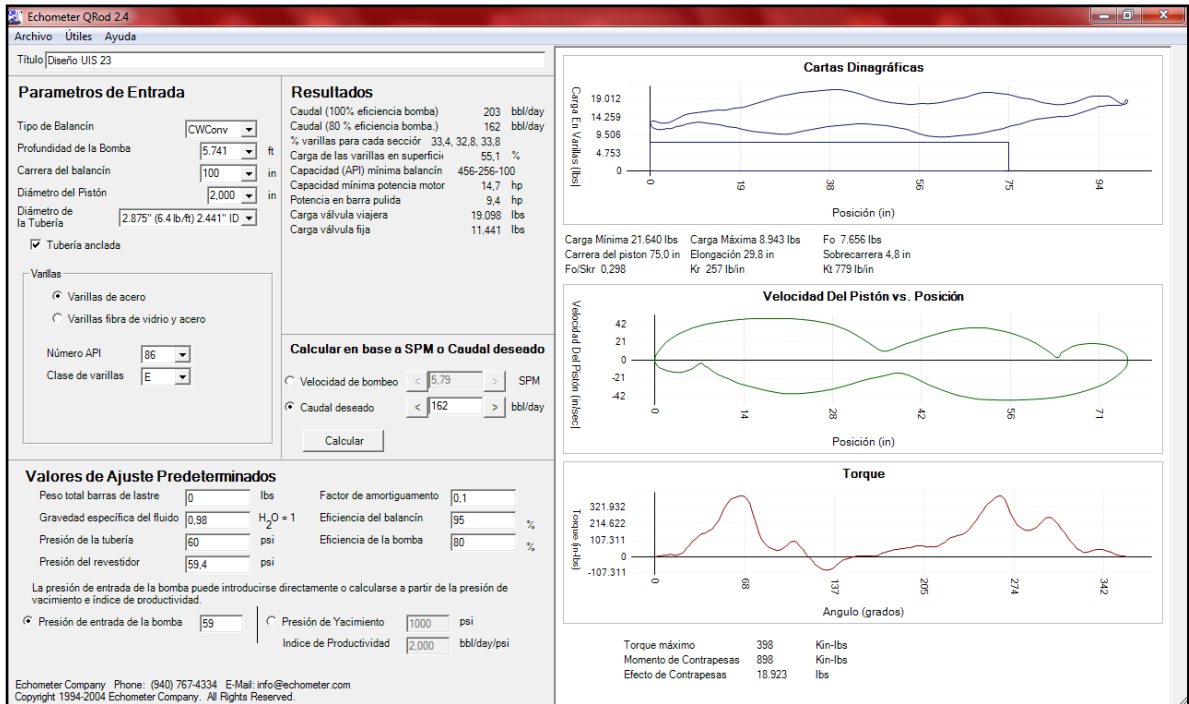
Figura. Inflow/outflow del pozo UIS 23.



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFloTM*. Modificada.

ANEXO F. DISEÑO DE LAS UNIDADES TIPO BALANCIN Y DYNAPUMP, PARA EL POZO UIS 23.

Figura. Diseño de la unidad tipo balancín, usando el programa Qrod para el pozo UIS 23.




Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos del diseño de la unidad tipo balancín para el pozo UIS 23.

Tipo de unidad	C-456D-256-100
Producción de fluido	162 BFPD
Producción de aceite	89 BOPD
Longitud máxima de carrera	100 in
Velocidad de bombeo	5.79 spm
Carrera del pistón	75 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	25600 Lbs.
PPRL	21640 Lbs.
MPRL	8943 Lbs.
PRHP	9.4 HP
Capacidad mínima potencia motor	14.7 HP
Consumo de energía	199 Kwh/día
Eficiencia del sistema	69.7 %

Fuente: Los autores

Figura. Diseño de la unidad Dynapump, usando el programa Dynapump selection guide, para el pozo UIS 23.



DYNAPUMP SELECTION GUIDE

DynaPump, Inc.
 9324 Corbin Avenue
 Northridge, Ca. 91324
 818-407-7577
 info@dynamumpinc.com

WELL DATA ENTRY

WELL #	UIS 23
PUMP DEPTH	5.741
ROD STRING	86
BHP	2
SURFACE PSI	60
DESIRED FLOW	162
BHP Efficiency	80 %
PWR: Kwh/DAY	186

CALCULATED MACHINE LOADS

BUOYANT ROD WEIGHT	11.610		PRESSURE AT MID STROKE		
COLUMN WT	7.814		PUMPING UNIT	7	9
FRICTION	1.435		CWT PSI	773	512
SURFACE LOAD	188		HYD PSI	1.486	962
PEAK POLISH ROD LOAD	21.047				
MIN POLISH ROD LOAD	10.175		ROD WT. OVERRIDE		
Type of Oil	Medium		ROD STRING OVERRIDE	86	
STROKE LENGTH	240		BHP COEF.	0.466	

DYNAPUMP SYSTEM

HP	25	MODEL	7
PUMPING UNIT OVERRIDE	7	SPM	1,81
		MAX SPM	2,20
PART NUMBER	D7-25-240:E25A		

MAX FLOW RANGE @

80	Percent	
59	TO	197

SPM

WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

POWER UNIT HYDRAULIC PSI

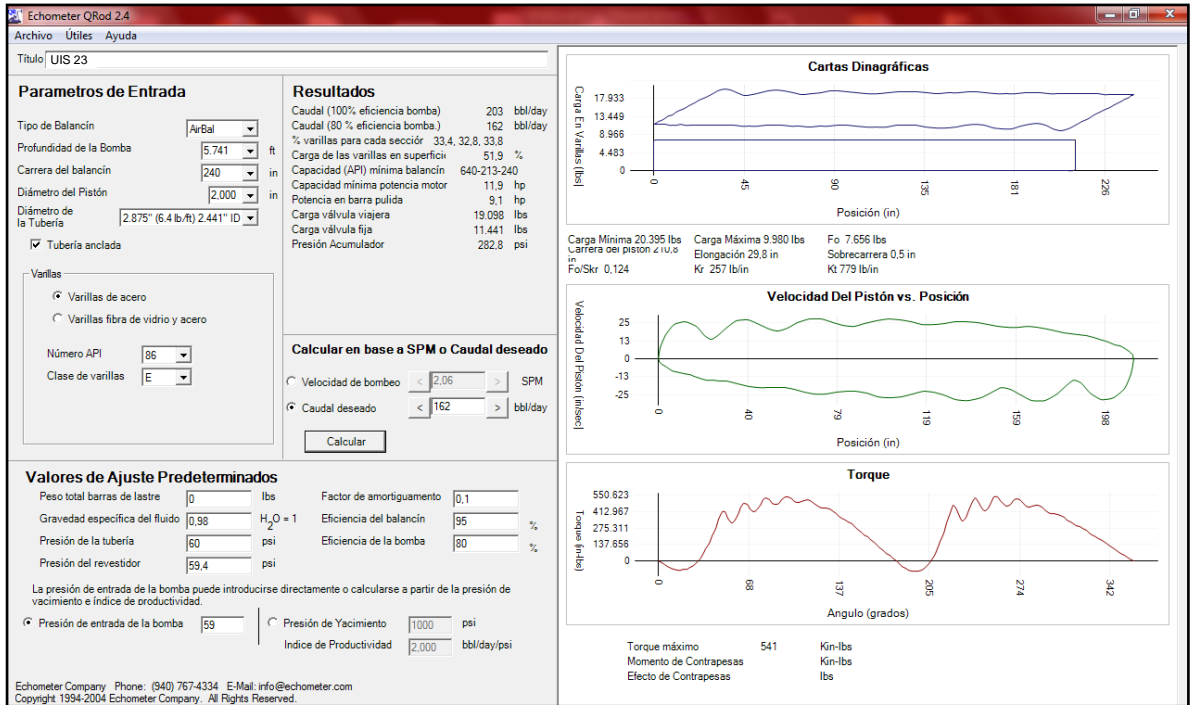
WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

BOTH BOXES MUST BE GREEN FOR PROPER CONFIGURATION

WITHIN RANGE OF DYNAPUMP SYSTEM

Fuente: DYNAPUMP INC. Dynapump selection Guide. [Programa de computador], versión 1.0. California, Estados Unidos de América. 2008.

Figura. Diseño de la unidad Dynpump, usando el programa Qrod para el pozo UIS 23.



Fuente: ECHOMETER COMPANY. Ecometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos el diseño de la unidad Dynapump para el pozo UIS 23.

Tipo de unidad	D7-25-240:E25A
Producción de fluido	162 BFPD
Producción de aceite	89 BOPD
Longitud máxima de carrera	240 in
Velocidad de bombeo	2.06 spm
Carrera del pistón	210.8 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	25000 Lbs.
PPRL	20390 Lbs.
MPRL	9984 Lbs.
PRHP	9.1 HP
Capacidad mínima potencia motor	11.9 HP
Consumo de energía	194 Kwh/día
Eficiencia del sistema	72 %

Fuente: Los autores.

ANEXO G. PROPIEDADES Y ANALISIS NODAL DEL POZO UIS 36

Tabla. Propiedades del fluido. Pozo UIS 36.

Gravedad API	22 °API
GOR	200 SCF/STB
Gravedad especifica del fluido	0,98
BSW	50%
Salinidad del agua	26700 ppm
Viscosidad del crudo	15,7cp

Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.2. Propiedades de las zonas productoras. Pozo UIS 36.

	Presión promedio	1700 psi
B4	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	6356 ft
	Permeabilidad efectiva	12 md
	Espesor	240 ft
	Espesor perforado	8 ft
	Presión promedio	1800 psi
C1	Temperatura promedio	135 °F
	Profundidad media	6441 ft
	Permeabilidad efectiva	95 md
	Espesor	135 ft
	Espesor perforado	15 ft

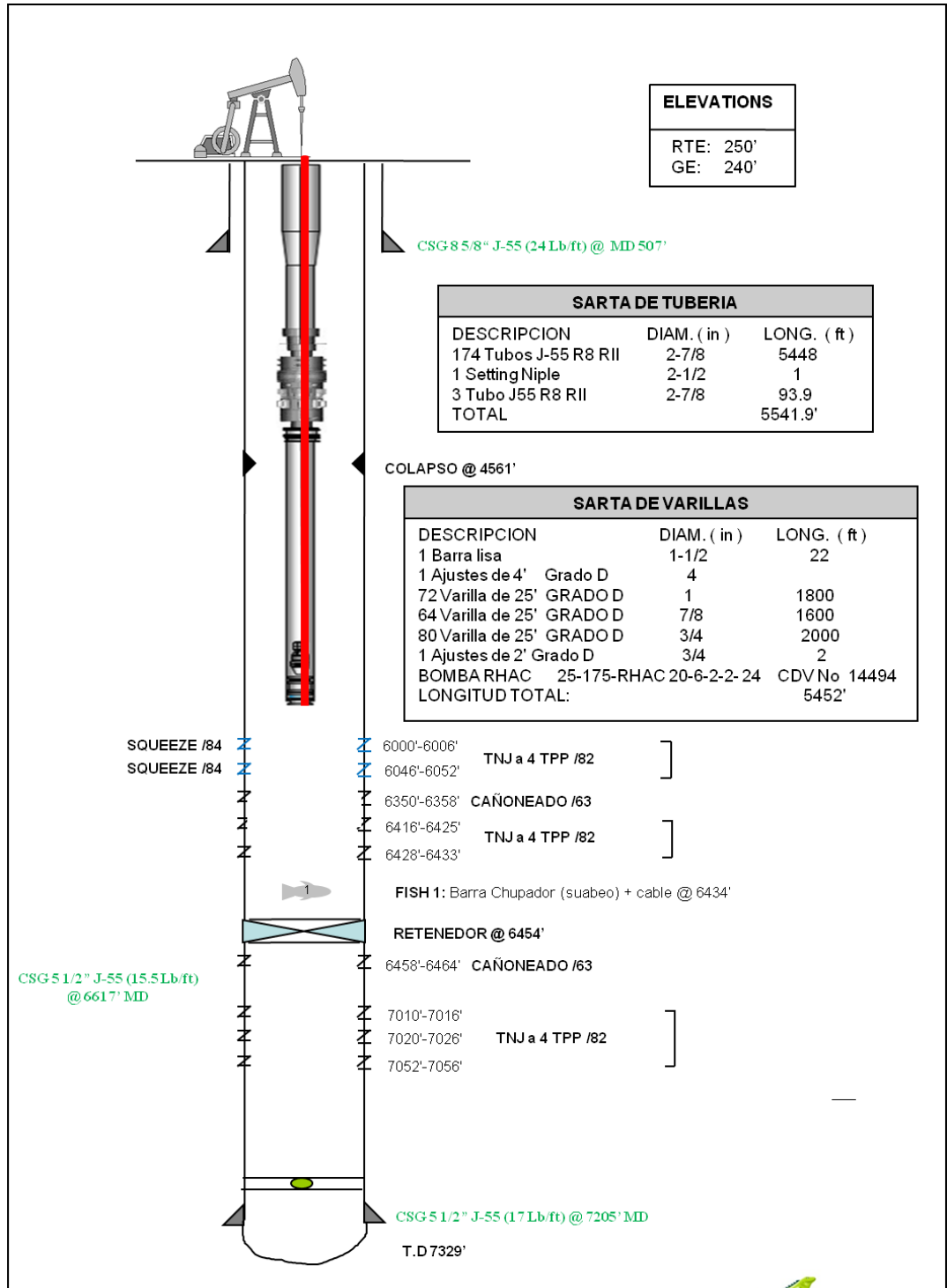
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Tabla 4.3. Propiedades del pozo UIS 36.

Radio del pozo	2.75 in
Área de drenaje	35 acres
Radio de drenaje	696.631 ft
Angulo de desviación	0°
Presión en el casing	0.2 psi
Presión en el tubing	200 psi

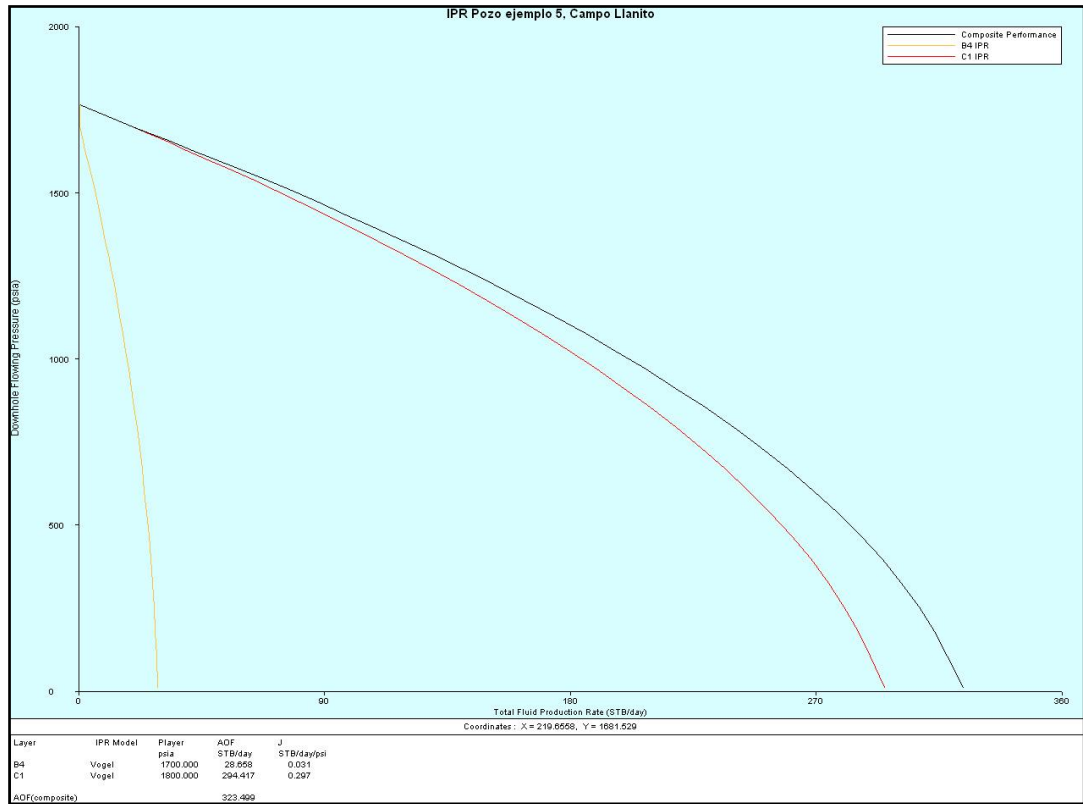
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Figura. Estado mecánico del pozo UIS 36.



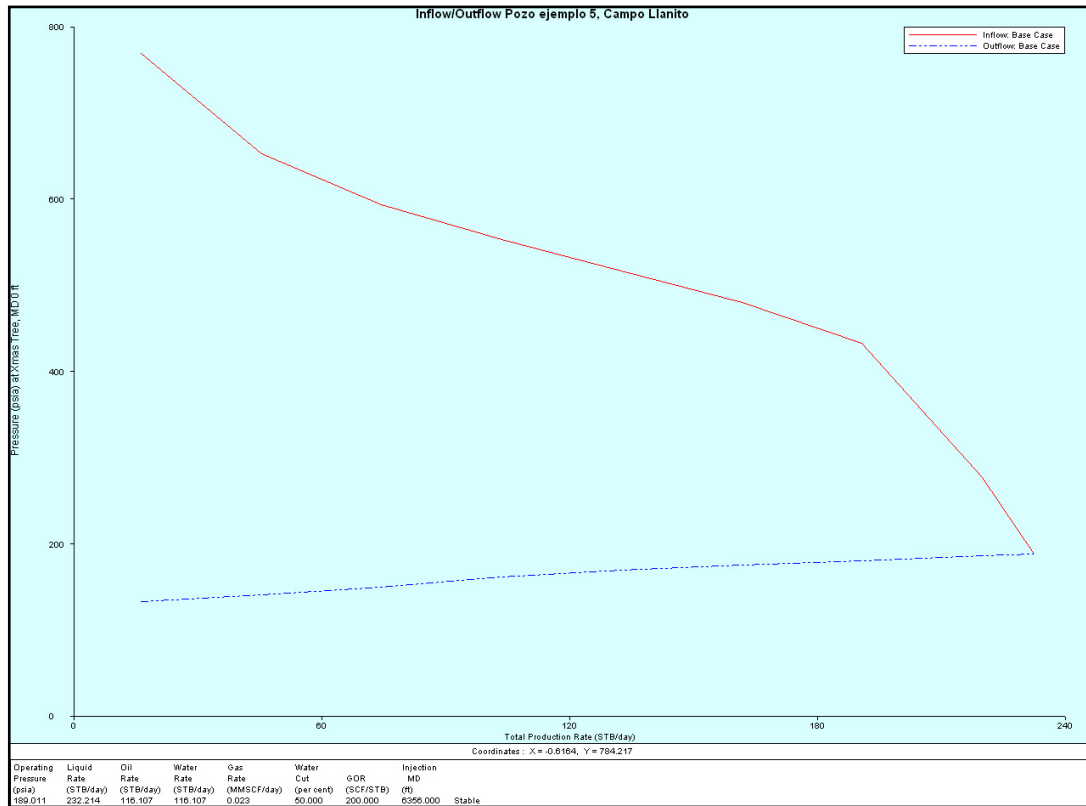
Fuente: Campo Llanito. ECOPETROL S.A. Modificada.

Figura. IPR del pozo UIS 36.



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFlo™*. Modificada.

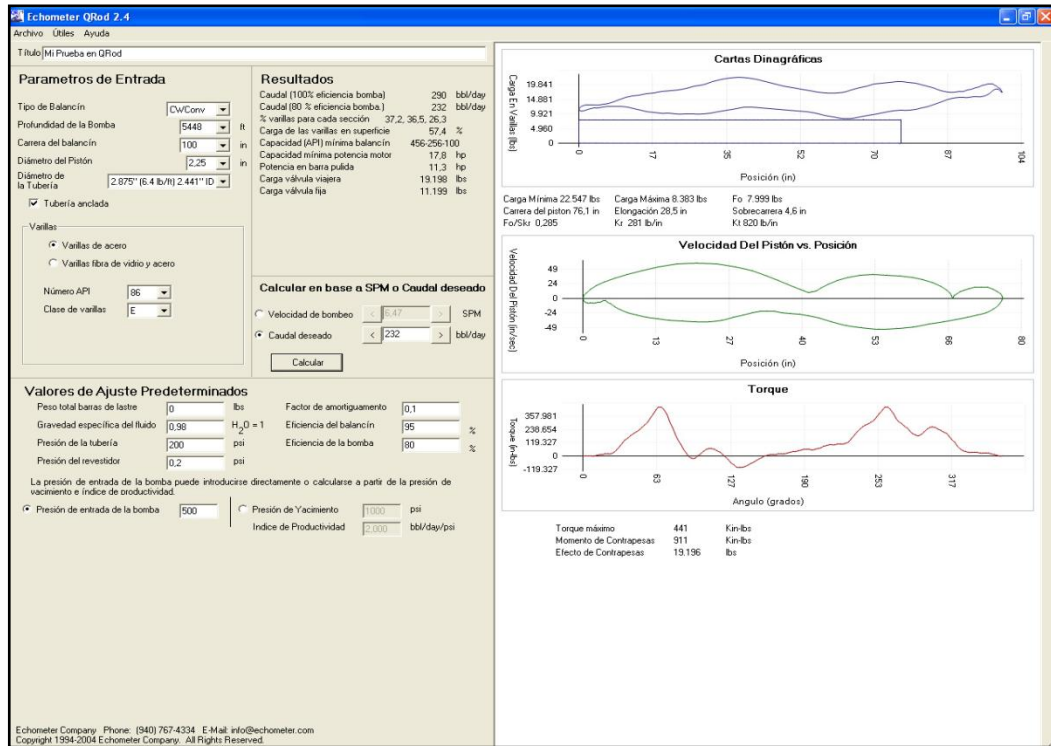
Figura. Inflow/outflow del pozo UIS 36.



Fuente: Software de análisis de sistemas *WellFloTM*. Modificada.

ANEXO H. DISEÑO DE LAS UNIDADES TIPO BALANCIN Y DYNAPUMP, PARA EL POZO UIS 23.

Figura. Diseño de la unidad tipo balancín, usando el programa Qrod para el pozo UIS 36.




Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos del diseño de la unidad tipo balancín para el pozo UIS 36.

Tipo de unidad	C-456D-256-100
Producción de fluido	232 BFPD
Producción de aceite	116 BOPD
Longitud máxima de carrera	100 in
Velocidad de bombeo	6.46spm
Carrera del pistón	76.1 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	25600Lbs.
PPRL	22543 Lbs.
MPRL	10929 Lbs.
PRHP	11.3 HP
Capacidad mínima potencia motor	17.8 HP
Consumo de energía	238Kwh/día
Eficiencia del sistema	63.8 %

Fuente: Los autores

Figura. Diseño de la unidad Dynapump, usando el programa Dynapump selection guide, para el pozo UIS 36.



DYNAPUMP SELECTION GUIDE

DynaPump, Inc.
 9324 Corbin Avenue
 Northridge, Ca. 91324
 818-407-7577
 info@dynamumpinc.com

WELL DATA ENTRY

WELL #

PUMP DEPTH

ROD STRING

BHP

SURFACE PSI

DESIRED FLOW

BHP Efficiency %

PWR: Kwh/DAY

CALCULATED MACHINE LOADS

BUOYANT ROD WEIGHT	11.351	<u>PRESSURE AT MID STROKE</u>	
COLUMN WT	9.381	PUMPING UNIT	<input type="text" value="7"/> <input type="text" value="9"/>
FRICTION	1.362	CWT PSI	<input type="text" value="746"/> <input type="text" value="538"/>
SURFACE LOAD	795	HYD PSI	<input type="text" value="1.474"/> <input type="text" value="1.101"/>
PEAK POLISH ROD LOAD	22.890	ROD WT. OVERRIDE	<input type="text"/>
MIN POLISH ROD LOAD	9.989	ROD STRING OVERRIDE	<input type="text" value="86"/>

Type of Oil STROKE LENGTH BHP COEF.

DYNAPUMP SYSTEM

HP MODEL

PUMPING UNIT OVERRIDE

SPM

MAX SPM

PART NUMBER

MAX FLOW RANGE @
<input type="text" value="80"/> Percent
<input type="text" value="75"/> TO <input type="text" value="249"/>

SPM

WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

POWER UNIT HYDRAULIC PSI

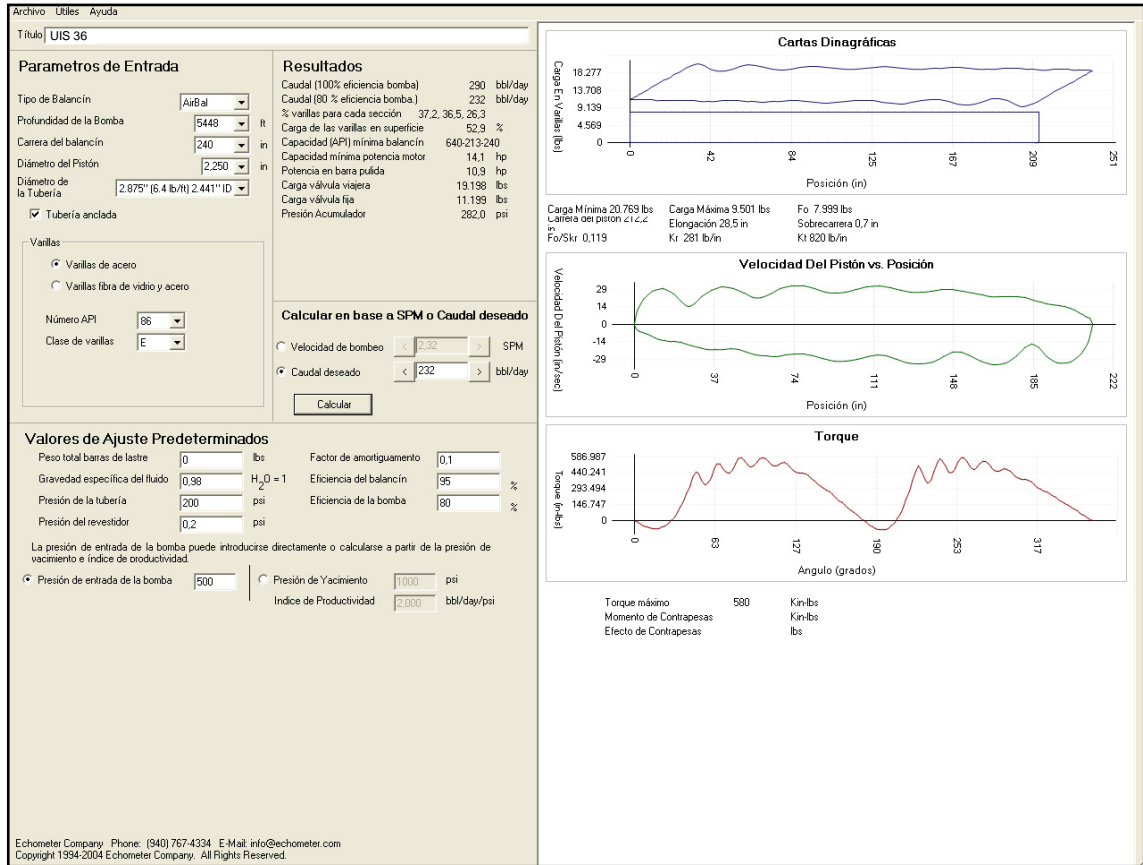
WITHIN RANGE OF PUMPING UNIT

BOTH BOXES MUST BE GREEN FOR PROPER CONFIGURATION

WITHIN RANGE OF DYNAPUMP SYSTEM

Fuente: DYNAPUMP INC. Dynapump selection Guide. [Programa de computador], versión 1.0. California, Estados Unidos de América. 2008.

Figura. Diseño de la unidad Dynpump, usando el programa Qrod para el pozo UIS 36.



Fuente: ECHOMETER COMPANY. Echometer Qrod Software. [Programa de computador], versión 2.4. Texas, Estados Unidos de América. 2010.

Tabla. Resultados obtenidos el diseño de la unidad Dynapump para el pozo UIS 36.

Tipo de unidad	D7-25-240:E40A
Producción de fluido	232 BFPD
Producción de aceite	116 BOPD
Longitud máxima de carrera	240 in
Velocidad de bombeo	2.32spm
Carrera del pistón	212.2 in
Carga máxima que soporta la barra pulida	25600Lbs.
PPRL	20769 Lbs.
MPRL	9501 Lbs.
PRHP	9.4 HP
Capacidad mínima potencia motor	14.1 HP
Consumo de energía	230 Kwh/día
Eficiencia del sistema	65.6 %

Fuente: Los autores.

ANEXO I. Tabla. Inversión inicial por unidad de bombeo y por pozo.

UIS 18				
Inversión inicial	Balancín		DynaPump	
	Detalle	Precio	Detalle	Precio
instalación		\$ 5.000,00		\$ 5.000,00
Transporte		\$ 2.700,00		\$ 2.700,00
Unidad	C-1824D-365-216	\$ 380.000,00	D9-40-288:E60A	\$ 266.000,00
Bomba	2,25 in	\$ 1.870,00	Oversize 2,75 in	\$ 2.160,00
Motor	60 HP	\$ 1.200,00	50 HP	\$ 1.000,00
Sarta de varillas	86 grado E	\$ 30.000,00	86 grado E	\$ 30.000,00
TOTAL		\$ 420.770,00		\$ 306.860,00

UIS 23				
Inversión inicial	Balancín		DynaPump	
	Detalle	Precio	Detalle	Precio
Instalación		\$ 5.000,00		\$ 5.000,00
Transporte		\$ 2.700,00		\$ 2.700,00
Unidad	C-456D-256-100	\$ 280.000,00	D7-25-240:E25A	\$ 164.000,00
Bomba	2 in	\$ 1.750,00	2 in	\$ 1.750,00
Motor	20 HP	\$ 980,00	14,6 HP	\$ 960,00
Sarta de varillas	86 grado E	\$ 30.000,00	86 grado E	\$ 30.000,00
TOTAL		\$ 320.430,00		\$ 204.410,00

UIS 36				
Inversión inicial	Balancín		DynaPump	
	Detalle	Precio	Detalle	Precio
Instalación		\$ 5.000,00		\$ 5.000,00
Transporte		\$ 2.700,00		\$ 2.700,00
Unidad	C-456D-256-100	\$ 280.000,00	D7-25-240:E40A	\$ 190.870,00
Bomba	2,25 in	\$ 1.870,00	2,25 in	\$ 1.870,00
Motor	20 HP	\$ 980,00	20 HP	\$ 980,00
Sarta de varillas	86 grado E	\$ 30.000,00	86 grado E	\$ 30.000,00
TOTAL		\$ 320.550,00		\$ 231.420,00

ANEXO I. (Continuación)

UIS 99				
Inversión inicial	Balancín		DynaPump	
	Detalle	Precio	Detalle	Precio
Instalación		\$ 5.000,00		\$ 5.000,00
Transporte		\$ 2.700,00		\$ 2.700,00
Unidad	A-1824D-470-240	\$ 380.000,00	D13-80-360:E125A	\$ 499.000,00
Bomba	2,75 in	\$ 2.160,00	3,75 in	\$ 3.000,00
Motor	80 HP	\$ 1.500,00	70 HP	\$ 1.300,00
Sarta de varillas	4,5 in	\$ 50.000,00	4,5 in	\$ 50.000,00
TOTAL	108 grado KD Special	\$ 60.000,00	108 grado KD Special	\$ 60.000,00
inversión inicial (USD)		\$ 501.360,00		\$ 621.000,00

Fuente: Los autores.

ANEXO J. Tabla. Producción por pozo en (BOPM)

t	UIS 18	UIS 23	UIS 36	UIS 99
0	5472,00	2705,60	3526,40	8086,40
1	5459,10	2699,22	3518,09	8067,34
2	5446,23	2692,86	3509,79	8048,32
3	5433,40	2686,51	3501,52	8029,35
4	5420,59	2680,18	3493,27	8010,42
5	5407,81	2673,86	3485,03	7991,54
6	5395,06	2667,56	3476,82	7972,70
7	5382,35	2661,27	3468,62	7953,91
8	5369,66	2655,00	3460,45	7935,16
9	5357,00	2648,74	3452,29	7916,46
10	5344,37	2642,50	3444,15	7897,80
11	5331,77	2636,27	3436,03	7879,18
12	5319,21	2630,05	3427,93	7860,61

Fuente: Los autores

ANEXO K. Tabla. Depreciación por unidad y por pozo.

Depreciación mensual (USD)			
UIS 18	\$	6.384,50	\$ 4.486,00
UIS 23	\$	4.712,17	\$ 2.778,50
UIS 36	\$	4.714,17	\$ 3.228,67
UIS 99	\$	4.714,17	\$ 8.388,33

Fuente: Los autores.

ANEXO M. Flujo de caja por campo y por unidad.

Tabla. Flujo de caja Balancín UIS 75

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		6505,60	6490,64	6475,71	6460,81	6445,95	6431,13	6416,34	6401,58	6386,86	6372,17	6357,51	6342,89	6328,30
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		5192,51	5180,57	5168,65	5156,76	5144,90	5133,07	5121,26	5109,48	5097,73	5086,01	5074,31	5062,64
Producción Agua (BWPM)		15179,73	15194,70	15209,62	15224,52	15239,38	15254,20	15269,00	15283,75	15298,48	15313,17	15327,82	15342,45	15357,03
Producción total (BFPM)		21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33
Ingresos por ventas			259.625,5	259.028,3	258.432,6	257.838,2	257.245,2	256.653,5	256.063,2	255.474,2	254.886,7	254.300,4	253.715,5	253.132,0
Costo energía (US \$/BO)	1,5		7.633,0	7.615,4	7.597,9	7.580,4	7.563,0	7.545,6	7.528,3	7.510,9	7.493,7	7.476,4	7.459,2	7.442,1
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,5		162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0
Egresos Totales US \$			170.273,0	170.255,4	170.237,9	170.220,4	170.203,0	170.185,6	170.168,3	170.150,9	170.133,7	170.116,4	170.099,2	170.082,1
Depreciación a descontar	5.886,2		5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2
Utilidad antes de impuesto			83.466,3	82.886,7	82.308,5	81.731,6	81.156,0	80.581,7	80.008,8	79.437,1	78.866,8	78.297,8	77.730,1	77.163,7
Impuesto de Renta	0,0		2.399,7	2.383,0	2.366,4	2.349,8	2.333,2	2.316,7	2.300,3	2.283,8	2.267,4	2.251,1	2.234,7	2.218,5
Inversión	390.870,0	-390.870,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	5.886,2		5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2	5.886,2
Flujo de Caja Neto US \$		-390.870,0	86.952,8	86.389,9	85.828,3	85.268,0	84.708,9	84.151,2	83.594,7	83.039,5	82.485,6	81.932,9	81.381,5	80.831,4
Flujo de Caja Acumulado US \$		-390.870,0	-304.922,7	-220.519,4	-137.634,6	-56.243,1	23.679,7	102.158,0	179.215,7	254.876,5	329.163,4	402.099,2	473.706,4	544.007,0

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja DyanPump UIS 75

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		6505,60	6490,64	6475,71	6460,81	6445,95	6431,13	6416,34	6401,58	6386,86	6372,17	6357,51	6342,89	6328,30
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		5192,51	5180,57	5168,65	5156,76	5144,90	5133,07	5121,26	5109,48	5097,73	5086,01	5074,31	5062,64
Producción Agua (BWPM)		15179,73	15194,70	15209,62	15224,52	15239,38	15254,20	15269,00	15283,75	15298,48	15313,17	15327,82	15342,45	15357,03
Producción total (BFPM)		21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33	21685,33
Ingresos por ventas			259.625,5	259.028,3	258.432,6	257.838,2	257.245,2	256.653,5	256.063,2	255.474,2	254.886,7	254.300,4	253.715,5	253.132,0
Costo energía (US \$/BO)	1,3		6.594,5	6.579,3	6.564,2	6.549,1	6.534,0	6.519,0	6.504,0	6.489,0	6.474,1	6.459,2	6.444,4	6.429,6
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,5		162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0	162.640,0
Egresos Totales US \$			169.234,5	169.219,3	169.204,2	169.189,1	169.174,0	169.159,0	169.144,0	169.129,0	169.114,1	169.099,2	169.084,4	169.069,6
Depreciación a descontar	6.860,0		6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0
Utilidad antes de impuesto			83.531,0	82.949,0	82.368,4	81.789,1	81.211,1	80.634,5	80.059,2	79.485,2	78.912,5	78.341,2	77.771,2	77.202,4
Impuesto de Renta	0,0288		2.401,5	2.384,8	2.368,1	2.351,4	2.334,8	2.318,2	2.301,7	2.285,2	2.268,7	2.252,3	2.235,9	2.219,6
Inversión	483.725,0	-483.725,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	6.860,0		6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0	6.860,0
Flujo de Caja Neto US \$		-483.725,0	87.989,5	87.424,2	86.860,3	86.297,7	85.736,3	85.176,3	84.617,5	84.060,0	83.503,8	82.948,9	82.395,2	81.842,9
Flujo de Caja Acumulado US \$		-483.725,0	-396.753,1	-311.339,2	-227.457,7	-145.083,4	-64.191,3	15.243,0	93.243,6	169.834,2	245.038,1	318.878,3	391.377,4	462.557,7

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja Balancín UIS 18

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		5472,00	5459,41	5446,86	5434,33	5421,83	5409,36	5396,92	5384,51	5372,12	5359,77	5347,44	5335,14	5322,87
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		4367,53	4357,49	4347,46	4337,46	4327,49	4317,54	4307,61	4297,70	4287,81	4277,95	4268,11	4258,29
Producción Agua (BWPM)		12768,00	12780,59	12793,14	12805,67	12818,17	12830,64	12843,08	12855,49	12867,88	12880,23	12892,56	12904,86	12917,13
Producción total (BFFPM)		18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00
Ingresos por ventas			218.376,6	217.874,3	217.373,2	216.873,2	216.374,4	215.876,8	215.380,3	214.884,9	214.390,6	213.897,5	213.405,6	212.914,7
Costo energía (US \$/BO)	1,4		6.158,2	6.144,1	6.129,9	6.115,8	6.101,8	6.087,7	6.073,7	6.059,8	6.045,8	6.031,9	6.018,0	6.004,2
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	6,6		120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6	120.201,6
Egresos Totales US \$			126.359,8	126.345,7	126.331,5	126.317,4	126.303,4	126.289,3	126.275,3	126.261,4	126.247,4	126.233,5	126.219,6	126.205,8
Depreciación a descontar	6.384,5		6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5
Utilidad antes de impuesto			85.632,3	85.144,2	84.657,2	84.171,3	83.686,6	83.202,9	82.720,4	82.239,0	81.758,7	81.279,5	80.801,4	80.324,5
Impuesto de Renta	0,029		2.461,9	2.447,9	2.433,9	2.419,9	2.406,0	2.392,1	2.378,2	2.364,4	2.350,6	2.336,8	2.323,0	2.309,3
Inversión	420.770,0	-420.770,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	6.384,5		6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5	6.384,5
Flujo de Caja Neto US \$		-420.770,0	89.554,8	89.080,8	88.607,8	88.135,9	87.665,1	87.195,4	86.726,7	86.259,2	85.792,7	85.327,2	84.862,9	84.399,6
Flujo de Caja Acumulado US \$		-420.770,0	-332.250,8	-245.218,6	-159.649,5	-75.520,5	7.191,4	88.508,7	168.453,5	247.047,9	324.313,2	400.270,6	474.941,0	548.345,0

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja DyanPump UIS 18

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		5472,00	5459,41	5446,86	5434,33	5421,83	5409,36	5396,92	5384,51	5372,12	5359,77	5347,44	5335,14	5322,87
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		4367,53	4357,49	4347,46	4337,46	4327,49	4317,54	4307,61	4297,70	4287,81	4277,95	4268,11	4258,29
Producción Agua (BWPM)		12768,00	12780,59	12793,14	12805,67	12818,17	12830,64	12843,08	12855,49	12867,88	12880,23	12892,56	12904,86	12917,13
Producción total (BFFPM)		18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00	18240,00
Ingresos por ventas			218.376,6	217.874,3	217.373,2	216.873,2	216.374,4	215.876,8	215.380,3	214.884,9	214.390,6	213.897,5	213.405,6	212.914,7
Costo energía (US \$/BO)	1,3		5.546,8	5.534,0	5.521,3	5.508,6	5.495,9	5.483,3	5.470,7	5.458,1	5.445,5	5.433,0	5.420,5	5.408,0
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	6,7		122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2	122.755,2
Egresos Totales US \$			128.302,0	128.289,2	128.276,5	128.263,8	128.251,1	128.238,5	128.225,9	128.213,3	128.200,7	128.188,2	128.175,7	128.163,2
Depreciación a descontar	4.491,0		4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0
Utilidad antes de impuesto			85.583,6	85.094,1	84.605,7	84.118,5	83.632,3	83.147,3	82.663,4	82.180,6	81.698,9	81.218,3	80.738,9	80.260,5
Impuesto de Renta	0,0		2.460,5	2.446,5	2.432,4	2.418,4	2.404,4	2.390,5	2.376,6	2.362,7	2.348,8	2.335,0	2.321,2	2.307,5
Inversión	306.860,0	-306.860,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	4.491,0		4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0	4.491,0
Flujo de Caja Neto US \$		-306.860,0	87.614,1	87.138,6	86.664,3	86.191,1	85.718,9	85.247,8	84.777,8	84.308,9	83.841,1	83.374,3	82.908,6	82.444,0
Flujo de Caja Acumulado US \$		-306.860,0	-220.259,1	-135.124,3	-51.432,1	30.840,5	111.716,1	191.217,2	269.365,6	346.182,9	421.690,6	495.909,6	568.860,4	640.563,6

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja Balancín UIS 23

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		2705,60	2699,38	2693,17	2686,97	2680,79	2674,63	2668,48	2662,34	2656,22	2650,11	2644,01	2637,93	2631,86
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		2159,50	2154,53	2149,58	2144,64	2139,70	2134,78	2129,87	2124,97	2120,09	2115,21	2110,34	2105,49
Producción Agua (BWPM)		2222,63	2228,86	2235,06	2241,26	2247,44	2253,60	2259,76	2265,89	2272,02	2278,13	2284,22	2290,30	2296,37
Producción total (BFFPM)		4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23
Ingresos por ventas			107.975,1	107.726,7	107.479,0	107.231,8	106.985,1	106.739,1	106.493,6	106.248,6	106.004,3	105.760,5	105.517,2	105.274,5
Costo energía (US \$/BO)	0,8		1.749,2	1.745,2	1.741,2	1.737,2	1.733,2	1.729,2	1.725,2	1.721,2	1.717,3	1.713,3	1.709,4	1.705,4
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,2		35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0	35.434,0
Egresos Totales US \$			37.183,2	37.179,2	37.175,2	37.171,2	37.167,2	37.163,2	37.159,2	37.155,2	37.151,3	37.147,3	37.143,4	37.139,4
Depreciación a descontar	4.712,2		4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2
Utilidad antes de impuesto			66.079,7	65.835,4	65.591,6	65.348,5	65.105,8	64.863,7	64.622,2	64.381,2	64.140,8	63.901,0	63.661,7	63.422,9
Impuesto de Renta	0,0		1.899,8	1.892,8	1.885,8	1.878,8	1.871,8	1.864,8	1.857,9	1.851,0	1.844,0	1.837,2	1.830,3	1.823,4
Inversión	320.430,0	-320.430,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	4.712,2		4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2	4.712,2
Flujo de Caja Neto US \$		-320.430,0	68.892,1	68.654,8	68.418,1	68.181,8	67.946,2	67.711,1	67.476,5	67.242,4	67.008,9	66.776,0	66.543,6	66.311,7
Flujo de Caja Acumulado US \$		-320.430,0	-252.334,6	-185.258,6	-119.186,9	-54.104,7	10.002,4	73.148,9	135.348,9	196.616,3	256.964,8	316.408,1	374.959,5	432.632,0

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja DyanPump UIS 23

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		2705,60	2699,38	2693,17	2686,97	2680,79	2674,63	2668,48	2662,34	2656,22	2650,11	2644,01	2637,93	2631,86
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		2159,50	2154,53	2149,58	2144,64	2139,70	2134,78	2129,87	2124,97	2120,09	2115,21	2110,34	2105,49
Producción Agua (BWPM)		2222,63	2228,86	2235,06	2241,26	2247,44	2253,60	2259,76	2265,89	2272,02	2278,13	2284,22	2290,30	2296,37
Producción total (BFFPM)		4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23	4928,23
Ingresos por ventas			107.975,1	107.726,7	107.479,0	107.231,8	106.985,1	106.739,1	106.493,6	106.248,6	106.004,3	105.760,5	105.517,2	105.274,5
Costo energía (US \$/BO)	0,8		1.706,0	1.702,1	1.698,2	1.694,3	1.690,4	1.686,5	1.682,6	1.678,7	1.674,9	1.671,0	1.667,2	1.663,3
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,2		35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6	35.532,6
Egresos Totales US \$			37.238,6	37.234,6	37.230,7	37.226,8	37.222,9	37.219,0	37.215,2	37.211,3	37.207,4	37.203,6	37.199,7	37.195,9
Depreciación a descontar	2.778,5		2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5
Utilidad antes de impuesto			67.958,0	67.713,6	67.469,7	67.226,4	66.983,7	66.741,5	66.499,9	66.258,8	66.018,3	65.778,4	65.539,0	65.300,1
Impuesto de Renta	0,0		1.953,8	1.946,8	1.939,8	1.932,8	1.925,8	1.918,8	1.911,9	1.904,9	1.898,0	1.891,1	1.884,2	1.877,4
Inversión	204.410,0	-204.410,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	2.778,5		2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5	2.778,5
Flujo de Caja Neto US \$		-204.410,0	68.782,7	68.545,3	68.308,5	68.072,2	67.836,4	67.601,2	67.366,5	67.132,4	66.898,8	66.665,7	66.433,2	66.201,2
Flujo de Caja Acumulado US \$		-204.410,0	-136.422,7	-69.453,6	-3.487,7	61.489,7	125.493,3	188.537,3	250.635,9	311.803,1	372.052,5	431.397,6	489.851,9	547.428,3

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja Balancín UIS 36

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		3526,40	3518,29	3510,20	3502,12	3494,07	3486,03	3478,01	3470,02	3462,03	3454,07	3446,13	3438,20	3430,29
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		2814,63	2808,16	2801,70	2795,26	2788,83	2782,41	2776,01	2769,63	2763,26	2756,90	2750,56	2744,23
Producción Agua (BWPM)		3526,40	3534,51	3542,60	3550,68	3558,73	3566,77	3574,79	3582,78	3590,77	3598,73	3606,67	3614,60	3622,51
Producción total (BFPM)		7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80
Ingresos por ventas			140.731,6	140.407,9	140.085,0	139.762,8	139.441,3	139.120,6	138.800,6	138.481,4	138.162,9	137.845,1	137.528,0	137.211,7
Costo energía (US \$/BO)	0,7		2.082,8	2.078,0	2.073,3	2.068,5	2.063,7	2.059,0	2.054,2	2.049,5	2.044,8	2.040,1	2.035,4	2.030,7
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,5		52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0
Egresos Totales US \$			54.978,8	54.974,0	54.969,3	54.964,5	54.959,7	54.955,0	54.950,2	54.945,5	54.940,8	54.936,1	54.931,4	54.926,7
Depreciación a descontar	4.714,2		4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2
Utilidad antes de impuesto			81.038,6	80.719,7	80.401,5	80.084,1	79.767,4	79.451,4	79.136,2	78.821,7	78.507,9	78.194,8	77.882,5	77.570,8
Impuesto de Renta	0,0		2.329,9	2.320,7	2.311,5	2.302,4	2.293,3	2.284,2	2.275,2	2.266,1	2.257,1	2.248,1	2.239,1	2.230,2
Inversión	320.550,0	-320.550,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	4.714,2		4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2	4.714,2
Flujo de Caja Neto US \$		-320.550,0	83.422,9	83.113,2	82.804,1	82.495,8	82.188,3	81.881,4	81.575,2	81.269,7	80.964,9	80.660,9	80.357,5	80.054,8
Flujo de Caja Acumulado US \$		-320.550,0	-238.091,9	-156.890,0	-76.925,5	1.819,9	79.364,4	155.725,9	230.922,1	304.970,3	377.887,7	449.691,2	520.397,4	590.022,6

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja DyanPump UIS 36

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		3526,40	3518,29	3510,20	3502,12	3494,07	3486,03	3478,01	3470,02	3462,03	3454,07	3446,13	3438,20	3430,29
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		2814,63	2808,16	2801,70	2795,26	2788,83	2782,41	2776,01	2769,63	2763,26	2756,90	2750,56	2744,23
Producción Agua (BWPM)		3526,40	3534,51	3542,60	3550,68	3558,73	3566,77	3574,79	3582,78	3590,77	3598,73	3606,67	3614,60	3622,51
Producción total (BFPM)		7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80	7052,80
Ingresos por ventas			140.731,6	140.407,9	140.085,0	139.762,8	139.441,3	139.120,6	138.800,6	138.481,4	138.162,9	137.845,1	137.528,0	137.211,7
Costo energía (US \$/BO)	0,7		2.026,5	2.021,9	2.017,2	2.012,6	2.008,0	2.003,3	1.998,7	1.994,1	1.989,5	1.985,0	1.980,4	1.975,8
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	7,5		52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0	52.896,0
Egresos Totales US \$			54.922,5	54.917,9	54.913,2	54.908,6	54.904,0	54.899,3	54.894,7	54.890,1	54.885,5	54.881,0	54.876,4	54.871,8
Depreciación a descontar	3.228,7		3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7
Utilidad antes de impuesto			82.580,4	82.261,3	81.943,1	81.625,5	81.308,7	80.992,6	80.677,2	80.362,6	80.048,6	79.735,4	79.423,0	79.111,2
Impuesto de Renta	0,0		2.374,2	2.365,0	2.355,9	2.346,7	2.337,6	2.328,5	2.319,5	2.310,4	2.301,4	2.292,4	2.283,4	2.274,4
Inversión	237.420,0	-237.420,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	3.228,7		3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7	3.228,7
Flujo de Caja Neto US \$		-237.420,0	83.434,9	83.125,0	82.815,9	82.507,4	82.199,7	81.892,7	81.586,4	81.280,8	80.975,9	80.671,7	80.368,2	80.065,4
Flujo de Caja Acumulado US \$		-237.420,0	-154.950,0	-73.736,6	6.239,2	84.995,6	162.550,9	238.923,1	314.129,6	388.187,9	461.115,2	532.928,4	603.643,9	673.278,4

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja Balancín UIS 99

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		8570,50	8550,79	8531,12	8511,50	8491,92	8472,39	8452,91	8433,46	8414,07	8394,71	8375,41	8356,14	8336,92
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		6840,63	6824,90	6809,20	6793,54	6777,91	6762,32	6746,77	6731,25	6715,77	6700,32	6684,91	6669,54
Producción Agua (BWPM)		19997,83	20017,55	20037,21	20056,83	20076,41	20095,94	20115,43	20134,87	20154,27	20173,62	20192,93	20212,19	20231,41
Producción total (BFPM)		28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33
Ingresos por ventas			342.031,5	341.244,8	340.460,0	339.676,9	338.895,7	338.116,2	337.338,5	336.562,7	335.788,6	335.016,2	334.245,7	333.476,9
Costo energía (US \$/BO)	1,5		10.397,8	10.373,8	10.350,0	10.326,2	10.302,4	10.278,7	10.255,1	10.231,5	10.208,0	10.184,5	10.161,1	10.137,7
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	6,5		185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8
Egresos Totales US \$			185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8	185.122,8
Depreciación a descontar	6.394,3		6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3
Utilidad antes de impuesto			150.514,4	149.727,7	148.942,8	148.159,8	147.378,5	146.599,1	145.821,4	145.045,5	144.271,4	143.499,1	142.728,6	141.959,8
Impuesto de Renta	0,0		4.327,3	4.304,7	4.282,1	4.259,6	4.237,1	4.214,7	4.192,4	4.170,1	4.147,8	4.125,6	4.103,4	4.081,3
Inversión	501.360,0	-501.360,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	6.394,3		6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3	6.394,3
Flujo de Caja Neto US \$		-501.360,0	152.581,4	151.817,4	151.055,1	150.294,5	149.535,7	148.778,7	148.023,4	147.269,8	146.518,0	145.767,9	145.019,5	144.272,8
Flujo de Caja Acumulado US \$		-501.360,0	-350.543,1	-202.216,9	-56.342,2	87.119,6	228.206,3	366.955,4	503.403,7	637.587,4	769.542,2	899.303,2	1.026.905,1	1.152.381,9

Fuente: Los autores.

Tabla. Flujo de caja DyanPump UIS 99

Detalle	Valor	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Precio Crudo US \$	50													
Producción Petróleo Bruta (BOPM)		8570,50	8550,79	8531,12	8511,50	8491,92	8472,39	8452,91	8433,46	8414,07	8394,71	8375,41	8356,14	8336,92
Producción Petróleo con regalías (BOPM)	20%		6840,63	6824,90	6809,20	6793,54	6777,91	6762,32	6746,77	6731,25	6715,77	6700,32	6684,91	6669,54
Producción Agua (BWPM)		19997,83	20017,55	20037,21	20056,83	20076,41	20095,94	20115,43	20134,87	20154,27	20173,62	20192,93	20212,19	20231,41
Producción total (BFPM)		28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33	28568,33
Ingresos por ventas			342.031,5	341.244,8	340.460,0	339.676,9	338.895,7	338.116,2	337.338,5	336.562,7	335.788,6	335.016,2	334.245,7	333.476,9
Costo energía (US \$/BO)	1,3		9.098,0	9.077,1	9.056,2	9.035,4	9.014,6	8.993,9	8.973,2	8.952,6	8.932,0	8.911,4	8.890,9	8.870,5
Costo de levantamiento de fluido (US \$ / BF)	6,7		190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8
Egresos Totales US \$			190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8	190.550,8
Depreciación a descontar	8.388,3		8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3
Utilidad antes de impuesto			143.092,4	142.305,7	141.520,9	140.737,8	139.956,5	139.177,1	138.399,4	137.623,5	136.849,4	136.077,1	135.306,6	134.537,8
Impuesto de Renta	0,0		4.113,9	4.091,3	4.068,7	4.046,2	4.023,8	4.001,3	3.979,0	3.956,7	3.934,4	3.912,2	3.890,1	3.868,0
Inversión	621.000,0	-621.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciación a adicionar	8.388,3		8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3	8.388,3
Flujo de Caja Neto US \$		-621.000,0	147.366,8	146.602,8	145.840,5	145.079,9	144.321,1	143.564,1	142.808,8	142.055,2	141.303,4	140.553,2	139.804,9	139.058,2
Flujo de Caja Acumulado US \$		-621.000,0	-475.337,4	-332.105,9	-191.266,9	-52.782,7	83.384,1	217.270,1	348.911,6	478.344,0	605.602,5	730.721,5	853.735,1	974.676,7

Fuente: Los autores.