

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE EL CONTROL DE LA
INTERFERENCIA DE GAS EN LOS POZOS DEL ACTIVO LLANITO DE LA
GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A**

**RICARDO SUÁREZ PALACIOS
PABLO SUÁREZ POSADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE EL CONTROL DE LA
INTERFERENCIA DE GAS EN LOS POZOS DEL ACTIVO LLANITO DE LA
GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A**

**RICARDO SUÁREZ PALACIOS
PABLO SUÁREZ POSADA**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
Oscar Vanegas Angarita
Ing. De Petróleos**

**Codirector
Efrén Antonio Chávez Iriarte**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2013**

DEDICATORIA

A DIOS sobre todas las cosas, guía incansable en momentos académicos y personales difíciles en el diario vivir. A él por permitirme gozar de salud y bienestar en el cumplimiento de este gran y anhelado sueño, ser PROFESIONAL.

A mi Hermosa Madre NOEMY, significado de lucha insaciable por un sueño. A ella que se quita el pan de la boca por ver la felicidad en los ojos de sus hijos, a ella le debo este triunfo en su totalidad, gracias mamá. A mi Correcto Padre RAMIRO, significado de seriedad para asumir labores, por su apoyo y dedicación en sus oraciones por mi salud e inteligencia, cada una de ellas ha sido y serán hincapié en mi camino hacia la cima, gracias papá. A mi hermanita hermosa ADRIANA, porque sin su apoyo y orgullo por mí, esto hubiese sido casi imposible. Mi orgullo es tener una hermosa hermana que cuida de mí siempre, sin esperar nada a cambio, una mujer que se esmera y logra sus objetivos trazados con base en el esfuerzo, orden y dedicación, gracias "esto es de los dos".

Al ingeniero Pablo Suárez Posada, hombre de muchas anécdotas, inteligente y sabio en sus palabras, guía reconfortante en mi trayecto hacia mis metas, mi hermano.

A mis amigos de Universidad Naddia, Jaime, Schneider, Thelo, Tao y Ulloa. Cada uno de ellos con cualidades diferentes hacen parte de mi vida y de una u otra forma ayudan en mi formación integral como ser humano, pasamos muy lindos momentos que nos liberaron de la presión académica. Se goza y se sufre en esto de ser Profesional.

A Leidy Katherine y su familia, muy buenos momentos que me enseñaron que el amor existe.

A las familias Suárez Nuñez en Barbosa Y Palacios Tolosa en Yopal, me alojaron con total hospitalidad. Son una hermosa familia liderada por la humildad y el amor a los suyos.

Ricardo

DEDICATORIA

Dedicado a Dios primeramente por darme la vida, la familia a la cual pertenezco, la oportunidad de ingresar a la universidad y conquistar una de las metas más importantes en mi vida, ser Ingeniero de petróleos.

Dedicado a mis padres Julio Suarez campo y Doris posada Vargas quienes me han apoyado incondicionalmente en esta carrera profesional y en cada sueño que emprendo. Nunca podré pagarle sus esfuerzos por permitir que sus hijos pisaran un claustro universitario, todas aquellas veces que se endeudaron sin medir consecuencias, y de ser el primer Ingeniero de la familia, este logro se lo dedico a ustedes. La mayor parte de mis éxitos depende de ellos

Dedicado a mis hermanos Leonardo Suarez Posada y Karen Sharine Suarez Posada por el apoyo incondicional en los momentos que más los necesité, ellos han sido el motivo de emprender grandes ideales, gracias por creer en mí.

Dedicado a mi amigo y considerado hermano Ricardo Suarez Palacios con quien he compartido la mayor parte de mi formación profesional, donde se vivieron momentos agradables y de grandes presiones académicas.

Dedicado a la familia selección de Fútbol -UIS, encabezado por el profesor René Rincón Torres y mis compañeros de juego: John Alexander Arciniega, Fabián Ramírez Pita, Manuel barrera, Felipe Castellanos, Diego Enrique Pinzón Abril, Hernan Jerez, Carlos Andrés Ávila, Edwin Martínez Báez, Roger William Ardila, Robinson Castro, Ángel Santana, Carlos Ricardo Contreras Pico, Fabio Andrés García, Luis Osvaldo Perez Castellano, Andrés Garcés, un equipo considerado como mi segunda familia y caracterizado por el juego bonito.

Dedicado a mi primo y considerado hermano Miguel Ángel Ríos Posada, de quien tengo grandes anécdotas.

Dedicado a mi prima y psicóloga de la familia Mabel Ríos Posada, por su apoyo y grandes consejos.

Pablo

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Efrén Antonio Chaves Iriarte, nuestro Codirector, por creer en nosotros y brindarnos asesorías a pesar del tiempo limitado que tenía.

Al ingeniero Oscar Vanegas Angarita, nuestro Director y guía, hombre de grandes logros y anécdotas, fue quien nos arropó a lo largo del desarrollo de este proyecto.

A la universidad industrial de Santander por recibirnos como familia y por todos los beneficios prestados durante la culminación de la carrera profesional.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	23
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	25
1.1. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	25
1.2. RESEÑA HISTORICA	27
1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	28
1.4. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO	31
1.5. ESTRATIGRAFIA	33
1.5.1 Formación Colorado (Zona A).	33
1.5.2 Formación Mugrosa	33
1.5.2.1 Zona B.	33
1.5.2.2 Zona	34
1.5.3 Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D).	34
2. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	35
2.1. INTRODUCCION AL BOMBEO MECANICO	35
2.1.1 Métodos de levantamiento artificial	35
2.1.2 Levantamiento Artificial por gas	36
2.1.3 El Bombeo	36
2.1.4 Características Básicas del Bombeo Mecánico	38
2.2. COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	43
2.3. EQUIPO DE SUPERFICIE	44
2.3.1 Motor o fuentes de potencia.	44
2.3.1.1 Motores eléctricos.	45
2.3.1.2 Motores de Ultra Alto Deslizamiento	46
2.3.1.3 Motores a Gas	46
2.3.2 Unidad de Bombeo.	46
2.3.3 Cabezal de producción	47
2.3.3.1 La prensa Estopas	48
2.3.3.2 Líneas de flujo	50
2.3.4 Barra Lisa.	50
2.3.5 Líneas De Flujo	50
2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE BOMBEO	50
2.4.1 Unidades convencionales (clase I).	51
2.4.2 Unidades Balanceadas por Aire (Clase III).	53
2.4.3 Unidades de Geometría Especial o Mark II	55
2.4.4 Otras Unidades de bombeo mecánico	57
2.4.4.1 Reverse Mark II.	57
2.4.4.2 Unidad de bombeo Churchill.	57
2.4.4.3 Unidad de bombeo de bajo perfil	58
2.4.4.4 Unidades Rotaflex.	59

2.4.4.5 Unidad de bombeo DynaPump.	60
2.5 EQUIPO DE FONDO	62
2.5.1 Tubería de Revestimiento (casing).	62
2.5.2 Tubería de Producción o Tubing.	62
2.5.3 Sarta de Varillas de Succión.	62
2.5.3.1 sartas de varillas API	63
2.5.3.2 Varillas API UPCO	65
2.5.3.3 Varillas no API.	66
2.5.4 Bomba de Subsuelo.	68
2.5.4.1. Bombas Insertables.	69
2.5.4.2 Bombas de tuberías o no insertables	69
2.6 LAS BOMBAS DE SUBSUELO	70
2.6.1 El Ciclo de Bombeo.	70
2.6.2 Tipos de bombas.	73
2.6.2.1 Bombas API	76
2.7. ESPECIFICACIÓN DEL CONJUNTO DE PIEZAS DE LA BOMBA	86
2.8. PARTES ESTRUCTURALES DE UNA BOMBA DE SUBSUELO	89
2.8.1 Barriles (o Cilindros) Y Émbolos (o Pistones).	89
2.8.2 Los Barriles.	89
2.8.3 Los Émbolos.	90
2.8.4 Válvulas y Cámaras de la Válvula.	93
2.8.5 Colgadores (Anclas de Bombas).	95
2.9. FUNCIONAMIENTO NORMAL DE UNA BOMBA DE SUBSUELO	97
2.10 PROBLEMAS MÁS COMUNES EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO	98
2.10.1 Golpe de Fluido.	98
2.10.2 Interferencia por Gas.	100
2.10.3 Golpe de Gas (Gas Pound).	100
2.10.4 Bloqueo por Gas (Gas Lock).	100
2.10.5 Arena e Incrustaciones	101
2.10.6 Corrosiones.	102
3. PROBLEMAS QUE OCASIONA LA INTERFERENCIA O BLOQUEO POR GAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO.	103
3.1 SURGENCIA A NIVEL DE BOMBA	108
3.2 CANDADO DE GAS	111
4. SOLUCIONES IMPLEMENTADAS PARA CONTROLAR LA INTERFERENCIA O BLOQUEO POR GAS	114
4.1 EFICIENCIA VOLUMÉTRICA	115
4.2 EQUIPOS PARA EL MANEJO DE DOS FASES EN BOMBEO MECANICO	116
4.2.1 Separadores de gas de fondo o anclas de gas.	116
4.2.1.1 Anclas Tipo Niple Perforado (“POORBOY” O “POORMAN”).	119
4.2.1.2 Tipo Copas (GILBERT).	120
4.2.1.3 Tipo Empacadura	121
4.2.1.4 Separador de gas Poor-boy modificado.	122

4.2.1.5 Empacador con tubo de caída.	123
4.2.1.6 Separador de gas descentrado	124
4.2.2 Válvulas Antibloqueo	125
4.2.2.1 Jaula antibloqueo de gas superior	125
4.2.2.2 Válvula tipo Dartt.	127
4.2.2.3 Jaulas antibloqueo.	129
4.2.2.4 Jaula fija alta Compresión	130
4.2.2.5 Petrovalve plus y Gas Breaker.	130
4.2.3 Bombas Especiales	141
4.2.3.1. Bombas de varillas con ancla superior e inferior	141
4.2.3.2 Bomba con válvula de anillo	143
4.2.3.3 Bombas de tres tubos	145
4.2.3.4 Bombas con varillas de válvulas huecas.	147
4.2.3.5 "Panacea".	152
5. INSTRUMENTOS QUE SE USAN EN EL BOMBEO DE POZOS	161
5.1 DINAGRAFO DE LA BOMBA: DESCRIPCIÓN GENERAL	161
5.2 INTERPRETACIÓN DEL DINAGRAFO DE LA BOMBA DE SUBSUELO.	163
5.3 DINAMOMETRO SUPERFICIAL: DESCRIPCION GENERAL	164
5.4 INTERPRETACION CUALITATIVA DE LAS GRÁFICAS OBTENIDAS CON EL DINAMOMETRO SUPERFICIAL.	166
5.4.1 Alargamiento y contracción de las varillas	166
5.4.2 Fuerzas de aceleración	166
5.4.3 Vibración de las varillas.	167
5.5 BOMBEO CON EL ESPACIO ANULAR CERRADO Y BOMBEO CON EL ESPACIO ANULAR ABIERTO.	168
5.6 DETECCION DE LOS NIVELES DEL FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR	169
5.7 ECHOMETER	170
5.7.1 Prueba de pozo	171
5.7.1.1 Controlar si el pozo "produce".	172
5.7.1.2 Registrar y medir la producción.	172
5.7.1.3 Medir la Presión del Pozo.	175
5.7.2 Nivel de fluido	175
5.7.2.1 Registros Sonolog o Ecómetro	175
5.7.3 Estudios con el Dinamómetro	179
5.7.3.1 Principales cartas dinagráficas de una bomba de subsuelo.	182
6. SOLUCIONES PLANTEADAS PARA EL PROBLEMA DE INTERFERENCIA DE GAS EN LOS POZOS DE ESTUDIO.	200
6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	202
6.2 ANÁLISIS TÉCNICO CAMPO LLANITO	202
6.2.1 Descripción General.	203
6.2.2. Selección De Pozos Candidatos A Estudio.	203
6.2.3 Selección De Diseños De Bombas Especiales Y Separador De Gas En Fondo.	205

6.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	208
6.3.1 Descripción teórica del problema	208
6.3.2 Modificación de parámetros involucrados para facilitar el bombeo con gas	215
6.3.2.1 Modificación de P1.	215
6.3.2.2 Modificación de P2.	216
6.3.2.3 Aumento de Vp.	216
6.3.2.4 Disminución de m.	217
6.4. POZO LLANITO 23 (POZO DE ESTUDIO 1)	219
6.4.1 Minimizar la fracción de gas a la entrada de la bomba del pozo Llanito 23	221
6.4.1.1 Operación de Ancla de gas	221
6.4.2 Minimizar la expansión del gas en el volumen muerto pozo- en el pozo Llanito 23	254
6.5 POZO LLANITO 119 (POZO DE ESTUDIO 2)	256
6.5.1 Minimizar la fracción de gas a la entrada de la bomba	261
6.5.2 Minimizar la expansión del gas en el volumen muerto en el pozo Llanito 119.	272
6.6 POZO LLANITO 114	273
6.7 POZO LLANITO 123	275
6.8 POZO LLANITO 129	277
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	280
7.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	280
7.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	281
7.3 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RB/C)	281
7.4 PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)	282
7.5 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LOS POZOS DE ESTUDIO	282
7.5.1 Evaluación Llanito 23.	282
7.5.2 Evaluación Llanito 114.	293
7.5.3 Evaluación Llanito 119.	302
7.5.4 Evaluación Llanito 123.	311
7.5.5 Evaluación Llanito 129.	320
8. CONCLUSIONES	330
9. RECOMENDACIONES	332
BIBLIOGRAFIA	333
ANEXOS	335

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Característica del yacimiento del campo Llanito	32
Tabla 2. Propiedades del Fluidos del campo Llanito	33
Tabla 3. Rango de aplicación del sistema Bombeo mecánico	61
Tabla 4. Clasificación API de las varillas según su fuerza tensión mínima	63
Tabla 5. Especificaciones de fabricación API según el diámetro de las varillas	64
Tabla 6. Combinaciones de varillas según el diámetro del pistón de la bomba	65
Tabla 7. Varillas API UPCO	65
Tabla 8. Especificaciones de las sartas de varillas continuas	67
Tabla 9. Especificaciones de las varillas de fibras de vidrio.	68
Tabla 10. Designación con letras de las Bombas de Subsuelo de acuerdo con la Especificación API 11 AX	77
Tabla 11. Tamaño Estándar de la Bomba de Varillas de subsuelo de acuerdo con la Especificación API 11AX	87
Tabla 12. Screening cualitativo de diseños especiales para controlar la interferencia por gas.	201
Tabla 13. Screening bombas de subsuelo Pozos de estudio	205
Tabla 14. Constante de bombeo	213
Tabla 15. Información del pozo Llanito 23	219
Tabla 16. Área del Pistón y Constante de la bomba	237
Tabla 17. Tamaños, Dimensiones y áreas de tuberías estándar	246
Tabla 18. Diámetros y áreas del pistón y la Válvula fija	251
Tabla 19. Diseño Ancla de gas Poor boy Llanito 23	253
Tabla 20. Información del pozo Llanito 119	256
Tabla 21. Diseño Ancla de gas Poor boy Llanito 119	271
Tabla 22. Datos pozo Llanito 114 para diseño separador de gas en fondo	273
Tabla 23. Diseño Separador de gas fondo Poorboy modificado-pozo Llanito 114.	275
Tabla 24. Datos pozo Llanito 123 para diseño separador de gas en fondo	275
Tabla 25. Diseño Separador de gas fondo Poorboy modificado-pozo Llanito 129.	276
Tabla 26. Datos pozo Llanito 129 para diseño separador de gas en fondo.	277
Tabla 27. Diseño Separador de gas fondo Poorboy modificado-pozo Llanito 129.	277
Tabla 28. Datos de producción considerando declinación mensual del 4.8%, Llanito 23.	284
Tabla 29. Ingresos Mensuales Llanito 23	288
Tabla 30. Flujo de caja neto mensual-Llanito 23	290
Tabla 31. Datos de producción considerando declinación mensual del 7.5%, Llanito 114.	294
Tabla 32. Ingresos Mensuales Llanito 114	297
Tabla 33. Flujo de caja neto mensual-Llanito 114	299

Tabla 34. Datos de producción considerando declinación mensual del 4.1%, Llanito 119.	303
Tabla 35. Ingresos Mensuales Llanito 119	306
Tabla 36. Flujo de caja neto mensual-Pozo Llanito 119	308
Tabla 37. Datos de producción considerando declinación mensual del 11%, Llanito 123.	312
Tabla 38. Ingresos Mensuales Llanito 123	315
Tabla 39. Flujo de caja neto mensual-Llanito123	317
Tabla 40. Datos de producción considerando declinación mensual del 3.5%, Llanito 129.	321
Tabla 41. Ingresos Mensuales Llanito 129	324

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del Campo Llanito	25
Figura 2. Campo Galán, Gala y Llanito	27
Figura 3. Producción histórica y acumulada del Campo Llanito	30
Figura 4. Diagrama de fase de un yacimiento de Aceite Negro (Black Oil)	31
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.	34
Figura 6. Unidad de bombeo mecánico Canasta	40
Figura 7. Caudal manejado en función de la profundidad	41
Figura 8. Componentes de un Sistema de Bombeo Mecánico	43
Figura 9. Componentes del cabezal de producción	47
Figura 10. Prensa estopas	48
Figura 11. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional	52
Figura 12. Unidad convencional de bombeo mecánico campo la Cira Infantas	53
Figura 13. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire	54
Figura 14. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Mark II.	55
Figura 15. Unidad de bombeo mecánico Mark II campo la Cira Infantas	56
Figura 16. Unidad de bombeo mecánico Reverse Mark II	57
Figura 17. Unidad de bombeo mecánico Churchill campo la Cira Infantas	58
Figura 18. Unidad de bombeo de bajo perfil	59
Figura 19. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Rotaflex.	60
Figura 20. Unidad de bombeo DynaPump	61
Figura 21. Sarta de varillas convencional y accesorios	64
Figura 22. Sarta de varillas de continuas	66
Figura 23. Ciclo de Bombeo	71
Figura 24. Las partes de una Bomba de Tubería	74
Figura 25. Partes Básicas de una Bomba de Varillas	75
Figura 26. Sección Transversal de una Bomba de Tubería API TH	78
Figura 27. Sección Transversal de una Bomba de Varillas API RHA	79
Figura 28. Sección Transversal de una Bomba de Varillas RHB API	81
Figura 29. Sección Transversal de una Bomba de Varillas API RHT	83
Figura 30. Designación completa del Conjunto de partes de una Bomba de Varillas de subsuelo de acuerdo a la Especificación API 11AX.	88
Figura 31. Barriles de la Bomba (Tubos de Barril): (a) Barril Tipo pin (b) Barril Tipo Caja	89
Figura 32. Embolo Metálico: (a) Embolo plano tipo pin, (b) Embolo acanalado tipo caja	91
Figura 33. Embolo Con empaque flexible de la U.S Steel Oilwell División	92
Figura 34. Válvula de Cheque y bola.	94
Figura 35. Tipos de Cámara de Válvula: (a) Cámara Abierta. (b) Cámara cerrada	95

Figura 36. Dispositivo de Anclaje o anclas: (a) Ancla Inferior mecánica. (b) Ancla Superior mecánica. (c) Ancla inferior o superior tipo copa	96
Figura 37. Funcionamiento normal de una Bomba de subsuelo	97
Figura 38. Bomba de subsuelo con traza de gas libre al comenzar la carrera descendente	104
Figura 39. Bomba de subsuelo con mezcla de gas/liquido entre la válvula fija y viajera	105
Figura 40. Carta Dinamométrica de una Bomba de subsuelo con interferencia por gas.	106
Figura 41. Bomba de subsuelo con Interferencia de gas	107
Figura 42. Surgencia a Nivel de Bomba	111
Figura 43. Candado de gas	112
Figura 44. Análisis Nodal con sensibilidad a la separación de gas en el fondo	116
Figura 45. Esquema de funcionamiento de un ancla de gas.	117
Figura 46. Separador o segregador de gas "Natural"	119
Figura 47. Ancla de Gas Tipo Niple Perforado	120
Figura 48. Ancla de Gas Tipo Copas	121
Figura 49. Ancla de Gas Tipo Empacadura	122
Figura 50. Separador de gas Poor-boy modificado	123
Figura 51. Empacador con tubo de caída	124
Figura 52. Separador de gas descentrado	125
Figura 53. Dispositivo antibloqueo de gas superior	126
Figura 54. Válvula Tipo DARTT	127
Figura 55. Funcionamiento de la válvula tipo Dartt	128
Figura 56. Carta Dinamométrica de una bomba de subsuelo con una Válvula tipo Dartt.	128
Figura 57. Bomba de subsuelo con Jaulas antibloqueo	130
Figura 58. Sistema de válvulas Petrovalve plus y Gas Breaker	132
Figura 59. Petrovalve Plus y sus accesorios	135
Figura 60. Comparación entre una sistema de válvula convencional y Petrovalve plus.	137
Figura 61. Válvula Gas Breaker	139
Figura 62. Partes de una Válvula Gas Breaker	140
Figura 63. Sección Transversal de una Bomba de Varilla no API con anclaje inferior y superior	142
Figura 64. La Operación de una Bomba de Varillas con Válvula de anillo	144
Figura 65. La operación de una Bomba de Varillas de Tres tubos	146
Figura 66. Sección Transversal de una Bomba de Varillas de dos etapas y Válvula Hueca	149
Figura 67. Prototipo de una bomba doble pistón	150
Figura 68. Funcionamiento de una bomba dos etapas	151
Figura 69. Bomba de subsuelo "Panacea"	152
Figura 70. Esquema del Dinógrafo de una bomba de subsuelo	162
Figura 71. Gráficas del dinógrafo de la bomba	163

Figura 72. Graficas del dinógrafo en la superficie: a) grafica ideal, se permite el alargamiento y la contracción de la varilla; b) grafica ideal, se permite las cargas de aceleración; c) tres graficas típicas.	167
Figura 73. Registro Resultante de la medición del nivel de fluido	170
Figura 74. Separadores móviles de prueba de producción	173
Figura 75. Tanque prueba de producción	174
Figura 76. Partes básica de una Analizador de pozos	176
Figura 77. Esquema de instalación de Echometer	178
Figura 78. Nivel de fluido de un pozo en estudio.	179
Figura 79. Carta de Dinagrama de un caso particular	181
Figura 80. Celda de carga y PRT	181
Figura 81. Bomba Llena-Condicionen ideales.	182
Figura 82. Carta de dinagrama interferencia de gas Echometer TWM	184
Figura 83. Carta de dinagrama Golpe de fluido, Echometer TWM.	185
Figura 84. Ciclo a-b-c-d-e-f, del Golpe de fluido en la bomba de subsuelo	186
Figura 85. Bloqueo por gas	188
Figura 86. Carta dinamométrica de la bomba de subsuelo-Golpe de la bomba	189
Figura 87. Falla en la válvula fija	190
Figura 88. Falla en la válvula viajera	191
Figura 89. Fugas en la Válvula fija.	193
Figura 90. Fugas en la válvula viajera	193
Figura 91. Pérdida de producción por Tubinga roto	194
Figura 92. Tubería desanclada	195
Figura 93. Carta Dinamométrica ruptura de varillas	196
Figura 94. Golpe del pistón al final del asiento	197
Figura 95. Fuga en el cilindro de la bomba de subsuelo	198
Figura 96. Pozo fluyendo	199
Figura 97. Bomba con interferencia por gas	209
Figura 98. Relación entre petróleo producido por carrera y el volúmen de desplazamiento del pistón.	212
Figura 99. Optimización de la producción mediante el aumento de V_p .	217
Figura 100. Estado mecánico Llanito 23	220
Figura 101. Carta Dinamométrica Llanito 23, pozo con interferencia por gas	221
Figura 102. Ancla de gas	222
Figura 103. Esquema del circuito de flujo de laboratorio utilizado para las mediciones en el separador de gas de fondo de pozo	224
Figura 104. Geometría del separador Patterson 8	227
Figura 105. Geometría del separador Echometer 7	228
Figura 106. Geometría del separador Poor boy	229
Figura 107. Efecto de los separadores en la geometría de los puertos de entrada	230
Figura 108. Efectos de orificios de ventilación de gas en el rendimiento, para los separadores Patterson 8 a 11.	232
Figura 109. Efecto del diámetro del tubo de inmersión en el rendimiento del separador Poorboy	233

Figura 110. Caída de presión a través del separador con 1 pulgada de diámetro externo del tubo de inmersión (Lisigurski 2004).	234
Figura 111. Caída de presión a través del separador con 1.5 pulgada de diámetro externo del tubo de inmersión (Lisigurski 2004).	235
Figura112. Definiciones de dinamometría y desplazamiento del pistón	236
Figura 113. Grafica de Standing, Factor de compresibilidad.	242
Figura 114. Región y las partes del separador de gas en fondo poorboy.	243
Figura 115. Diámetros del tubo de inmersión vs caída de presión	245
Figura116. Longitud de recorrido	248
Figura 117. Diseño ancla de gas Poorboy-Llanito 23	253
Figura 118. Análisis cualitativo carta dinagráfica del pozo Llanito 23	255
Figura 119. Estado mecánico pozo Llanito 119	257
Figura 120. Carta Dinamométrica Llanito 119, pozo con interferencia por gas	258
Figura 121. Carta Dinagráfica Pozo Llanito 114	273
Figura 122. Estado mecánico pozo Llanito 114	274
Figura 123. Carta Dinagráfica del pozo Llanito 123	276
Figura 124. Carta Dinagráfica del pozo Llanito 129	278
Figura 125. Estado mecánico pozo Llanito	279
Figura 126. Producción base e incremental Llanito23, 4.8% de declinación en el nuevo diseño	285
Figura 127. Caudal Optimizado Llanito 23	286
Figura 128. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito 23	291
Figura 129. Producción base e incremental Llanito 114, 7.5% de declinación en el nuevo diseño	295
Figura 130. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito 114	300
Figura 131. Producción base e incremental Llanito 119, 4.1% de declinación en el nuevo diseño	304
Figura 132. Diagrama de tiempo - valor, Pozo Llanito 119	309
Figura 133. Producción base e incremental Llanito 123, 11% de declinación en el nuevo diseño	313
Figura 134. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito123	318
Figura 135. Producción base e incremental Llanito 129, 3.5% de declinación en el nuevo diseño	322
Figura 136. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito129	327

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE SUPERIOR Y BARRIL DE PARED GRUESA (RHA)	335
ANEXO B. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE INFERIOR Y BARRIL DE PARED GRUESA (RHB)	336
ANEXO C. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES DE BARRIL MÓVIL DE PARED GRUESA (RHT)	337
ANEXO D. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE SUPERIOR Y BARRIL DE PARED FIN (RWA)	338
ANEXO E. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE INFERIOR Y BARRIL DE PARED FINA (RWB)	339
ANEXO F. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLA INFERIOR Y BARRIL DE PARED SEMIGRUESA (RXB)	340
ANEXO G. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES DE BARRIL MÓVIL DE PARED FINA (RWT)	341
ANEXO H. COMPONENTES DE LAS BOMBAS DE TUBING (TH)	342

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE EL CONTROL DE LA INTERFERENCIA DE GAS EN LOS POZOS DEL ACTIVO LLANITO DE LA GERENCIA REGIONAL DEL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A*

AUTORES: SUÁREZ PALACIOS, Ricardo
SUÁREZ POSADA, Pablo**

PALABRAS CLAVES:

Bombeo Mecánico, Interferencia de gas, bloqueo por gas, anclas de gas, Campo Llanito.

DESCRIPCIÓN:

El gigante a vencer por parte de los ingenieros de producción que tienen a cargo los pozos que producen bajo el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico de la región del Valle medio del Magdalena y especialmente el campo Llanito, ha sido la interferencia por gas. En realidad se está perdiendo una producción significativa de líquido por cada pozo que produce bajo este sistema debido a la obstrucción del gas en cada corrida de la bomba de profundidad. Por tal motivo muchos pozos se abandonan al no ser rentables.

Los autores tomaron la responsabilidad de hacer una investigación profunda acerca de los diferentes diseños de bombas de subsuelo y separadores de fondo que podrían ser utilizados para controlar la interferencia por gas. Este trabajo de grado presenta un Screening comparando los estados mecánicos de los pozos de estudio con los rangos de aplicación de cada diseño de bomba o separador de fondo y selecciona el diseño más apropiado que permita producir mayores caudales de petróleo líquido.

Las posibles soluciones y diseño realizados contribuyen a la optimización de la producción, de tal manera que al hacer la evaluación financiera pertinente, se concluye viable en un rango de aplicación a cualquier campo con un pozo o grupo de pozos que tienen una presencia marcada de gas en las bombas de subsuelo, como lo son en base ejemplo los pozos de estudio (Llanito 23, 114, 119, 123 y 129), mostrándose rentable en el tiempo de vida útil del diseño con un tiempo de recuperación de la inversión muy corto, haciendo atractivo para Ecopetrol S.A la implementación del separador de fondo.

**Trabajo de grado.

**Aspirantes al título de Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. VANEGAS ANGARITA Oscar. Codirector Ing. CHÁVEZ IRIARTE Efrén.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF THE PRODUCTION BY THE CONTROL OF THE GAS INTERFERENCE IN WELLS OF LLANITO FIELD ASSETS THE REGIONAL MANAGEMENT OF MAGDALENA MEDIO OF ECOPETROL S.A.*

AUTHORS: SUÁREZ PALACIOS, Ricardo
SUÁREZ POSADA, Pablo**

KEY WORDS: Rod Pumping, gas interference, gas lock, gas anchor, Llanito field.

DESCRIPTION:

The objective to production engineers who have in charge the wells that produce under artificial lifts as mechanical pumping of the Valle Medio del Magdalena and specially the Llanito field it has been the interference by gas. The wells with this production method have been lost a significant production of oil due to the obstruction of gas in each running of the depth pump. This is a reason to leave the wells by not to be economically sustainable.

The authors took responsibility to investigate about the different designs of bottom pumps and separators that could be used to control the interference by gas. This thesis research presents a screening comparing the mechanical states of wells whit the ranges of application of each design of pump or separator and select the best design that allows produce oil in great volumes.

The possible solutions contribute to the optimization of the production, this thesis concludes evaluation financiera possible in a rank from application to any field with a well or group of wells that have a marked gas presence in the bottom pumps as the example wells Llanito 23, 114, 119, 123 and 129, showing profitable life time design with a time of payback very short, making attractive for implementation Ecopetrol S.A gas anchor.

* Degree Project.

**** Petroleum Engineers Candidates of the Industrial University of Santander. Faculty of Phisycal Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director VANEGAS ANGARITA Oscar. Codirector CHÁVEZ IRIARTE Efrén.

INTRODUCCION

Optimizar los sistemas de producción se ha convertido en el objetivo primordial de la ingeniería de producción de pozos petrolíferos desde los años cincuenta por Gilbert, considerado el padre de la ingeniería de producción. Actualmente también se busca obtener la mayor producción de fluidos al menor costo posible, y para llevar a cabo estos objetivos se deben realizar estudios previos y detallados del caso. Por ejemplo el diseño exacto de cualquier sistema de levantamiento artificial requiere el conocimiento exacto de la cantidad de fluido que se puede producir en un yacimiento en un pozo determinado.

Durante las cátedras de métodos de producción en la universidad Industrial de Santander se mencionaba que muchos pozos petroleros en las primeras etapas de su vida fluyen naturalmente a la superficie. Convencionalmente eran llamados pozos en producción, y para que un pozo pueda producir se requiere que la presión de fondo de pozo sea suficiente como para superar las sumas de las pérdidas de presión que ocurren en la trayectoria del flujo hasta la superficie, cuando este criterio no se cumple el pozo deja de fluir naturalmente y muere. Seguidamente después de que el pozo se consideraba muerto se utilizaba un equipo para el levantamiento artificial. El sistema de levantamiento artificial más antiguo y utilizado actualmente es el Bombeo mecánico con sarta de varillas. Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. Sin embargo presenta limitaciones tales como profundidad y caudales a levantar. Este sistema de levantamiento artificial actualmente representa más del 80% de uso en todos los campos petroleros del mundo, es por ello que hacer un diseño exacto traería efectos positivos.

Las bombas de subsuelo del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico presentan problemas operacionales cuando se está bombeando a superficie fluidos gasíferos o cuando hay presencia de gas libre, entre esos encontramos las bajas eficiencia de bombeo, las elevadas fallas en la varilla y la bomba ocasionada por el golpeteo de fluido y gas y las pérdidas en la producción de líquido. En consecuencia los costos del levantamiento son más altos y la economía en la producción desciende enormemente. Por esta razón es que la interferencia del gas o bloqueo por gas es considerada como uno de los mayores enemigos que enfrenta el ingeniero de producción al trabajar con el bombeo mecánico.

Una de las razones principales por las cuales el activo llanito presenta interferencia por gas es debido a su mecanismo de producción primaria (gas en

solución) y que la presión del yacimiento ha declinado por debajo de la presión de burbuja.

Existen dos soluciones para mejorar las operaciones de bombeo en los pozos gasíferos: (1) separar la mayor cantidad de gas libre en el fondo y no permitir que ingrese a la bomba. (2) seleccionar bombas que minimicen los efectos nocivos del gas libre. En el primer caso se utilizan separadores de gas en fondo y en este hay una línea de investigación amplia y para el segundo caso por lo general implica el empleo de las bombas especiales.

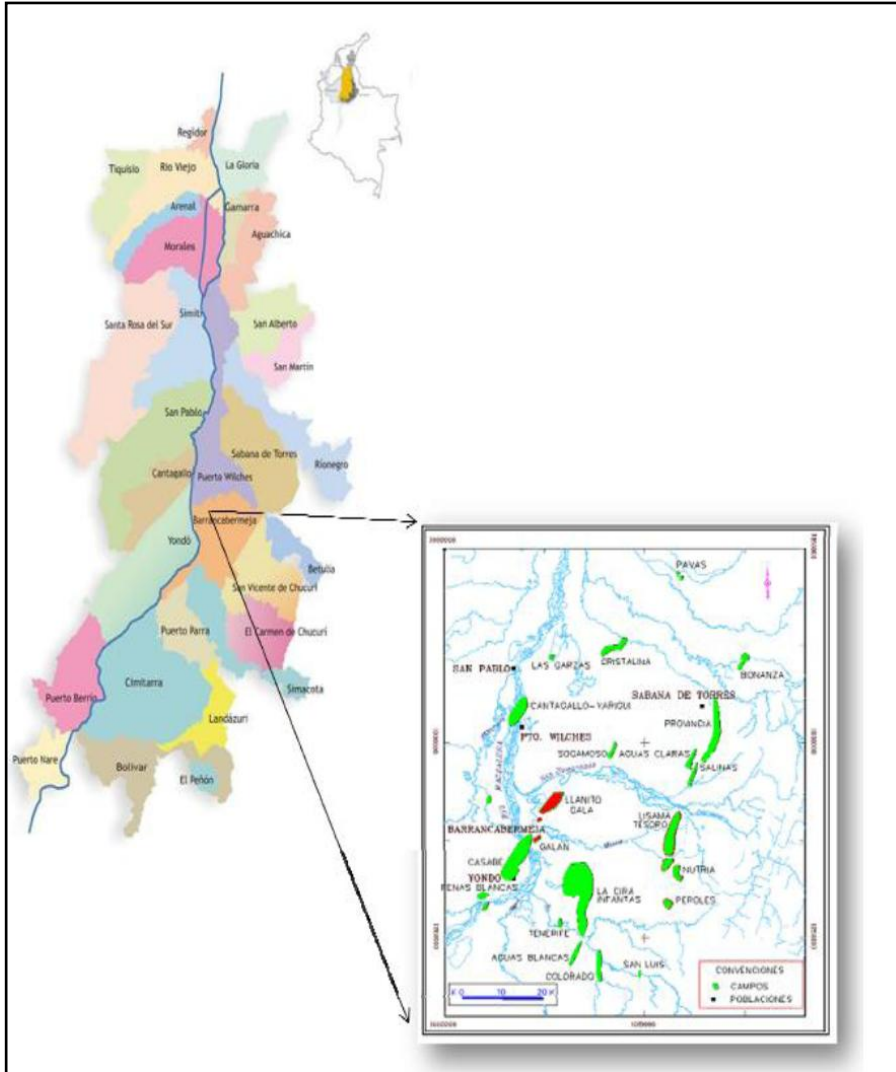
En las entrevistas que han dado los ingenieros de producción que tienen a cargo los campos de la región del valle medio del Magdalena todos hablan explícitamente de los diferentes tipos de diseños que se les han hecho a las bombas de subsuelo pero llegan a la conclusión de que no existe un diseño convencional que controle la producción de gas para todos los campos de petróleo y/o gas, ya que todos los yacimientos son diferentes. Una de las frases que se encontraron en las literaturas consultadas para la presente tesis fue la siguiente “si alguien pudiera construir una bomba que no se bloqueara con gas haría una fortuna” podría ser una sorpresa pero esto ya se hizo y nadie puede hacer un centavo con ello.

El siguiente trabajo presenta una investigación profunda acerca de los distintos tipos de soluciones empleadas para controlar la interferencia por gas en las bombas de subsuelo de los pozos del mundo que producen bajo el sistema de bombeo mecánico. Seguidamente se realiza un screening de este tipo de soluciones, conforme al estado mecánico de los pozos de estudio (Llanito 23 y 119) se selecciona la solución más adecuada.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO

1.1. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Figura 1. Localización del Campo Llanito



Fuente: CAMACHO, Wilmer y TRIANA, Juan. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico.2011

El campo Llanito se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena medio en el departamento de Santander, al Norte de la concesión “De

mares". Limita al Norte con el río Sogamoso, al sur con la ciudad de Barrancabermeja, al oriente con la Ciénaga de San Silvestre y al Occidente con la Ciénaga el Llanito. Este campo tiene como vecinos cercanos a los campos Gala-Galán, Estos campos están conformados por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos dadas sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. Estos Campo, se encuentran sobre una estructura formada por un anticlinal asimétrico, alargado con su eje principal en dirección SW-NE, limitado al este y oeste por fallas inversas que buzanan hacia el oeste en dirección NE-SW; el cierre de la estructura en el norte es erosivo (las capas se truncan contra la discordancia de Eoceno) y hacia el sur es por buzamiento.

Cartográficamente está comprendida dentro de las coordenadas geográficas (gauss):

N: 1'288.000 a 1'277.000
E: 1'022.000 a 1'030.000.

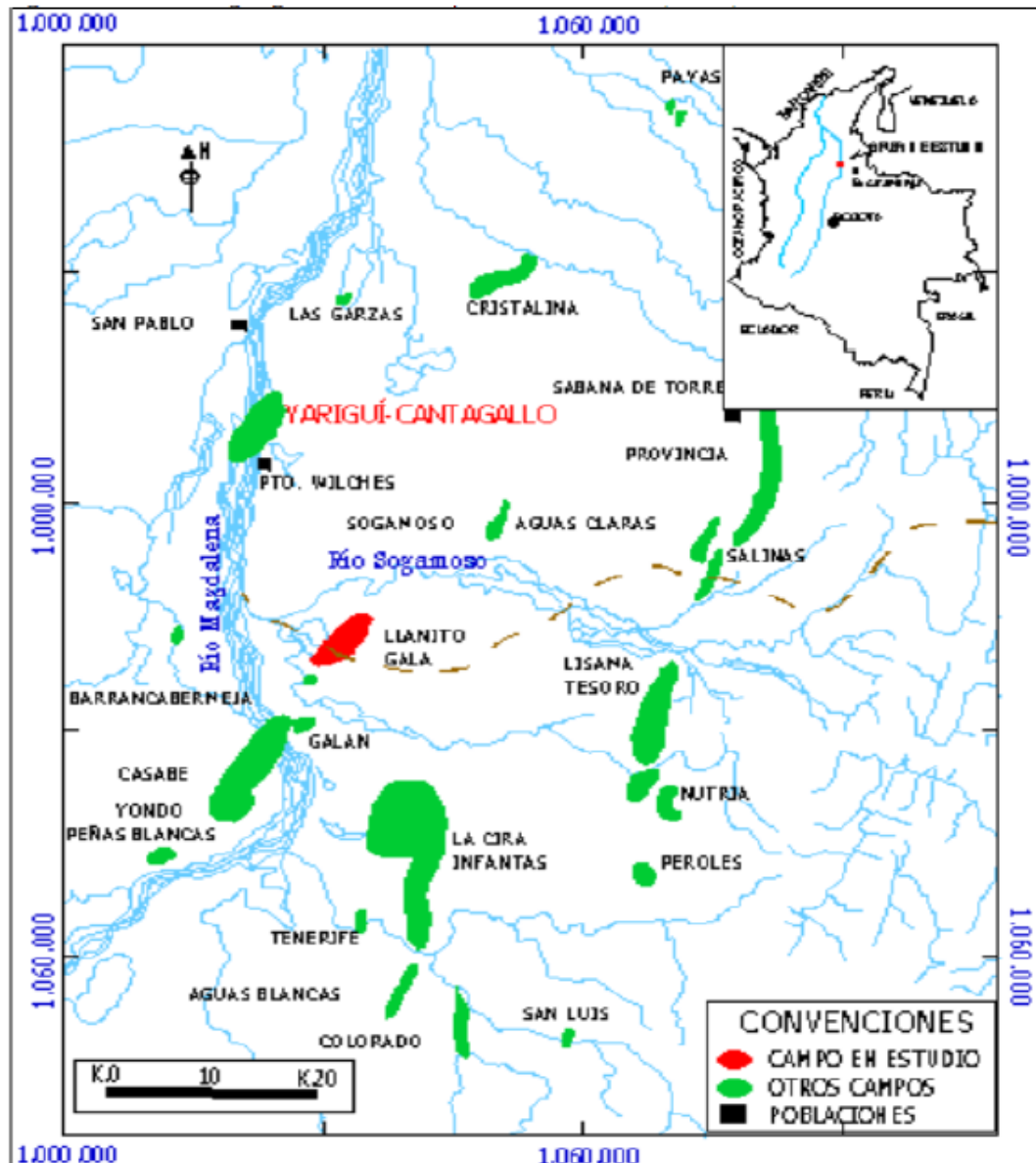
La extensión del campo es de aproximadamente 70 Km^2 y se divide en 7 bloques, donde se han perforado aproximadamente 270 pozos con áreas de drenaje de para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres. El principal intervalo productivo lo constituye la Formación Mugrosa del Terciario Zona B y C, con una presión original de yacimiento estimada en 2400 psi a -5.200 pies bajo nivel del mar para la Zona B y en 2.800 psi a -6200 pies bajo nivel del mar para la Zona C.

En el activo Llanito han identificado como mecanismo de producción: el gas en solución, empuje parcial de agua y se han implementado sistemas de levantamiento artificial por medio de bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas.¹

La figura 2 muestra de manera ampliada la ubicación del campo Llanito junto a sus campos vecinos, Galán y Gala.

¹ CAMACHO CADENA, Wilmer Jair y TRIANA SANTAMARIA, Juan Alid. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011

Figura 2. Campo Galán, Gala y Llanito



Fuente: Ecopetrol S.A

1.2. RESEÑA HISTORICA

El campo Llanito, la exploración inicio el 19 de Febrero de 1955 con la perforación de Llanito, el cual perforo las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13.561 ft, encontrando manifestaciones de hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta Octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (Zonas B y C de la Formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. Dos de estos pozos (Llanito 5 y Llanito 8) fueron abandonados como acuíferos. En Diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en Zonas B y D, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1, con el objetivo de delimitar el campo hacia el norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del campo Llanito con una perforación de 8 Pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores. A finales de 1985 se descubre el campo Gala ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perfora el pozo Cardales 1 ubicado en la parte sur del campo Gala.

1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

(1961-1964): Se inicia la explotación del campo Llanito con una producción de 1,400 BOPD, porcentaje de agua menor del 10% y relación gas-aceite de 600 SCF/Bbl. En este periodo se completó lo que se conoce como el primer ciclo de desarrollo, habiéndose perforado hasta entonces 42 pozos productores.

1964-1976: Este periodo se caracterizó inicialmente por el mantenimiento en la producción del área en un promedio de 3,400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediales.

A partir de 1968, se observa una declinación constante en la producción de aceite, del 6% anual aproximadamente y un incremento paulatino del porcentaje de agua del área, finalizado este periodo con una producción promedio de 2,200 BOPD, 50% BSW y relación gas-aceite de 350 scf/Bbl.

(1976-1981): Se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1,800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales.

(1981-1984): Se observa la tendencia ascendente en la producción del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5,500 BOPD y un corte de agua del 40%.

(1985-1989): A partir de enero de 1985 se produce el descubrimiento y desarrollo del campo Gala, el cual aportó inicialmente 590 BOPD con relación gas-aceite de 200 Scf/Bbl.

Entre 1985 y 1987 se perforaron 10 pozos en el campo Gala alcanzando una producción de 2,300 BOPD, con un corte de agua del 20%, y una relación gas aceite de 460 scf/Bbl. La producción total para el área de 6,500 BOPD, 42% de BSW.

Adicionalmente en mayo de 1988, se produce el descubrimiento del campo cardales, el cual aportó inicialmente 628 BOPD con un BSW del 2% y relación gas aceite de 57 scf/Bbl.

(1989-1999): La producción del área ha venido con una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de cañoneo adicional especialmente en los campos Llanito y Gala.

La figura 3, muestra el comportamiento de la producción de fluidos totales, petróleo agua y gas acumulado.

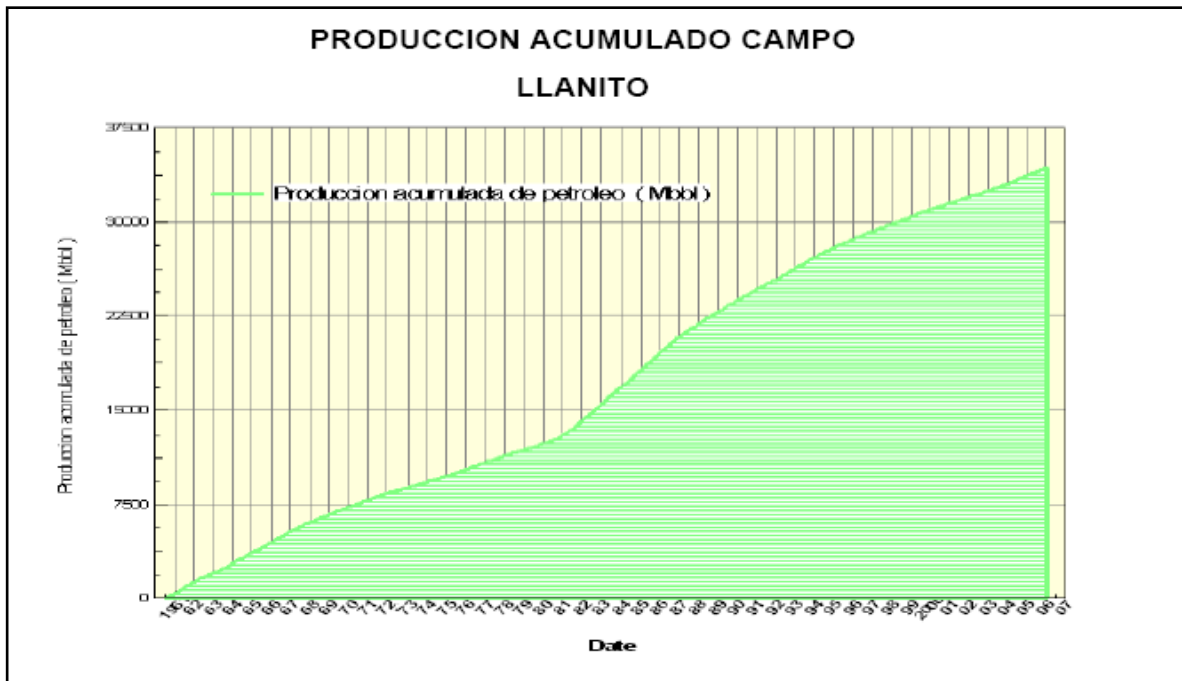
La presión original de yacimiento de la formación Mugrosa se estima en 2300 psi a 5200 pies para la zona B y en 2600 psi a 6200 pies para la zona C. este campo no cuenta con una historia de presiones definidas debido a la ausencia de información.

De acuerdo con el comportamiento de la producción, el yacimiento ha mostrado un descenso de la presión que se observa más drástico en los primeros cinco años de producción, sin embargo después de este tiempo la presión trata de mantenerse, así que se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

Figura 3. Producción histórica y acumulada del Campo Llanito



Fuente: MARTINES, Miguel y DIAZ, Jennifer. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A

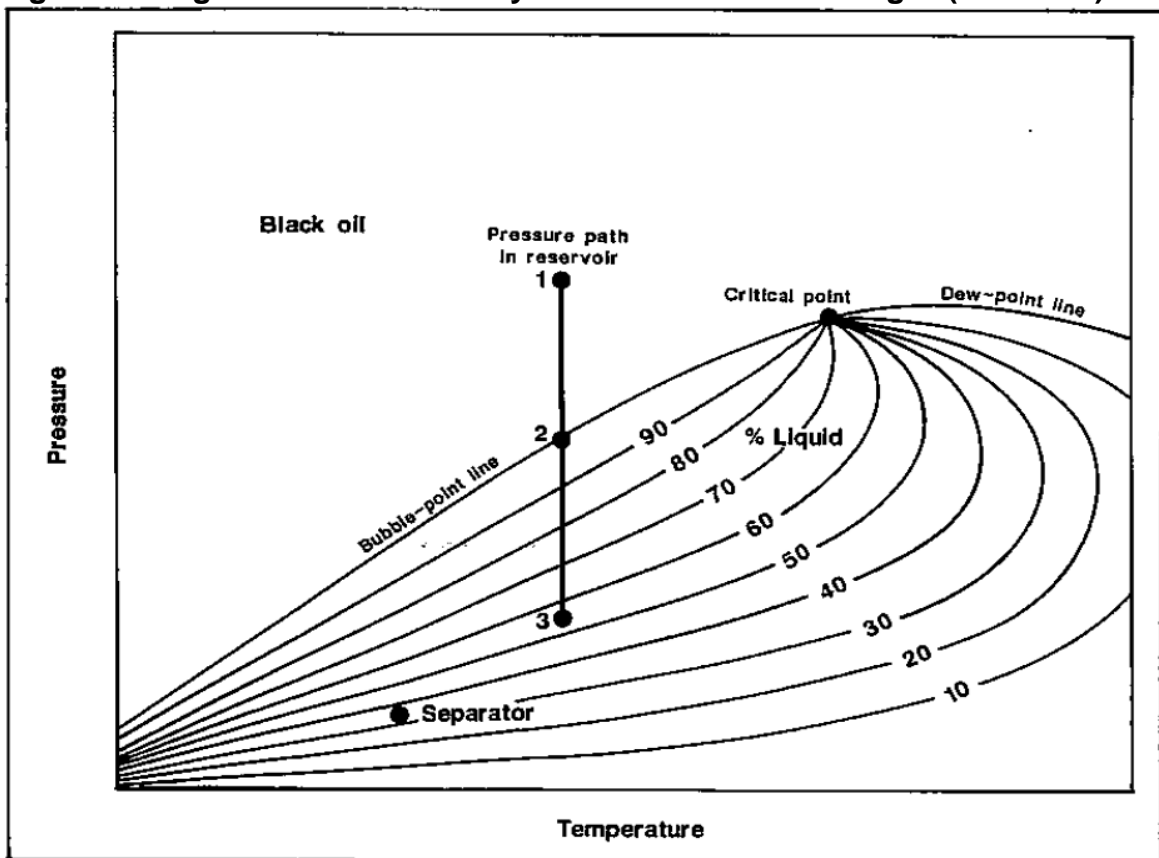


Fuente: MARTINES, Miguel y DIAZ, Jennifer. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A

1.4. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

Campo Llanito al igual que sus campos vecinos (Galán y Gala) tiene un yacimiento complejo, dadas sus características geológicas y petrofísicas. El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, junto con los de los campos Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose de esta manera como un Aceite Negro (Black Oil, Figura 4). La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

Figura 4. Diagrama de fase de un yacimiento de Aceite Negro (Black Oil)



Fuente. Diagrama de fase de un aceite negro típico, con línea de reducción isotérmica de la presión del yacimiento, 123, y condiciones de separación de superficie. The properties of Petroleum Fluids, WILLIAN D. McCAIN

La Tabla 1 muestra los resultados obtenidos mediante análisis realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en cuanto a la descripción de los fluidos. La zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C pertenecen a la formación Mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeralda y la Paz

Tabla 1. Característica del yacimiento del campo Llanito

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 pies	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250 md	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua Formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880 Psi	2400 Psi	2800 Psi	3200 Psi
Presión Actual	1600 Psi	900-1500 psi	110 Psi	900 Psi
Temperatura de Yacimiento	130 F	135 ° F	140 °F	140 °F
Gravedad API	-	21 °API	23 ° API	24 °API
GOR (inicial)	150 scf/stb	200 scf/stb	200 scf/stb	320 scf/stb
Factor Volumétrico de Formación	-	1.094 Resbl/stb	1.105 scf/stb	1.206 Resbl/stb
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

Fuente: Estudio Integrado de Yacimientos Campo Llanito-Gala Ecopetrol, 2003

Actualmente, el campo presenta problemas de arenamiento, en las zonas de interés. La interpretación o análisis de los corazones es muy difícil debido a que las arenas friables y no consolidadas dificultan las mediciones; es por esto que la interpretación de registros eléctricos y de resistividad juega un papel importante en la determinación de zonas productoras de arena.

Ecopetrol opera este campo actualmente y hace parte de la superintendencia de mares, produce actualmente aceite y gas. Y uno de los principales problemas es la producción de gas porque reduce la eficiencia volumétrica en las bombas de subsuelo de los sistemas de bombeo mecánico, provocando una pérdida significativa de producción de petróleo (fase líquida).

En la tabla 2 se muestra las propiedades de los fluidos del yacimiento del campo Llanito

Tabla 2. Propiedades del Fluidos del campo Llanito

Parámetros	Campo Llanito			
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cp)	50	19.4	12.1	5
Factor Volumetrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor Volumetrico @ Pb	1.061	1.094	1.09	1.206
GOR (SCF/STB)	150	500	400	600
Presión de burbuja (psi)	1600	2175	2240	2900

Fuente: Autores

1.5. ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica perforada por los pozos en esta área se inicia en Superficie con la Formación Real y continuando con las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas-La Paz (Zona D) pasando la Discordancia del Eoceno. Los pozos finalizan en la Formación Umir o la Luna dependiendo de su posición en el área.²

1.5.1 Formación Colorado (Zona A). Su tope lo constituye el horizonte la CiraShale, compuesto por lutita gris verdosa, subliminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silícea color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

1.5.2 Formación Mugrosa. El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

1.5.2.1 Zona B. Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

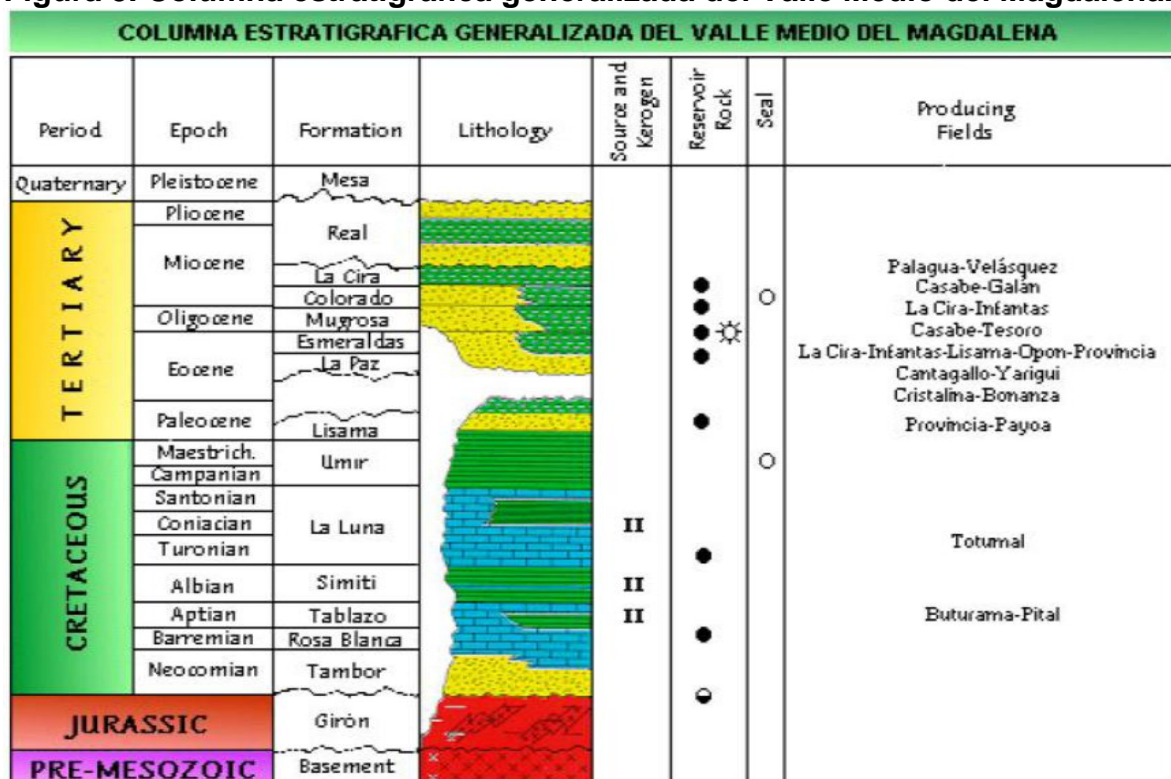
² RIVERA DE LA OSSA, Juan Eduardo; evaluación de la inyección de gas de combustión de la refinería de Barrancabermeja como método de Recobro en el campo Llanito, Bucaramanga, 2010

1.5.2.2 Zona C. Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcilolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

1.5.3 Formación Esmeraldas-La Paz (Zona D). Predominan los sedimentos limoarcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

Figura 5. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito-Galán vigencia 2008.

2. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

2.1. INTRODUCCION AL BOMBEO MECANICO

2.1.1 Métodos de levantamiento artificial. Muchos de los pozos petroleros en las primeras etapas de su vida fluyen naturalmente a la superficie. Esos son llamados pozos en producción. El pre-requisito básico para asegurar la producción de un pozo es que la presión de fondo sea suficiente como para superar la suma de las pérdidas de presión que ocurre en la trayectoria del flujo hasta la superficie. Cuando no se cumple este criterio el pozo deja de fluir naturalmente y muere.

Existen dos causas principales por la extinción de un pozo: ya sea porque la presión de fondo cae a un nivel en el cual no hay suficiente como para superar las pérdidas de presión dentro del pozo o porque las pérdidas de presión son más grandes que la presión de fondo necesaria para que el pozo comience a producir. El primer caso sucede por la remoción de fluidos en el subsuelo del yacimiento y ocasiona una disminución gradual en la presión. En el segundo caso los problemas mecánicos (tubería demasiado pequeña, restricciones al fondo del pozo, etc.) o un cambio en la composición del flujo de líquido (usualmente una disminución en la producción de gas) tiende a incrementar la resistencia del flujo en el pozo. Las condiciones de la superficie como por ejemplo la presión del separador o el tamaño de la línea de flujo, también tienen un efecto directo sobre las pérdidas totales de presión y pueden evitar la producción de un pozo.

Para poner a producir pozos que ya están muertos o para incrementar la producción de los pozos productores, se requiere de algún tipo de equipo para el levantamiento artificial. Varios sistemas de levantamiento están disponibles para su elección y todos trabajan sobre el principio de suministrar, desde la superficie la fuerza necesaria para hacer subir los fluidos del pozo hasta dicha superficie. Un mecanismo básico de levantamiento artificial es el de utilizar una bomba en el fondo del pozo para incrementar la presión del pozo y poder superar las pérdidas de presión. Otros métodos de levantamiento utilizan el gas comprimido, inyectando periódicamente por debajo del líquido presente en el pozo. El tercer mecanismo trabaja sobre un principio completamente diferente. En lugar de incrementar la presión del pozo, se hace disminuir las pérdidas de presión mediante la inyección continua de gas de alta presión dentro del torrente de flujo del pozo. Esto hace posible que la presión real de fondo haga mover los fluidos hacia la superficie.

Aunque todos los métodos de levantamiento artificial se pueden distinguir entre sí con base en los tres mecanismos descritos anteriormente, la clasificación usual de cierto modo es diferente y se discute a continuación.

2.1.2 Levantamiento Artificial por gas. El levantamiento artificial por gas es un grupo principal de levantamiento artificial y utiliza el gas comprimido, el cual es inyectado en el torrente del pozo en algún punto pozo abajo. En el levantamiento por gas con flujo continuo, una relación uniforme de gas es inyectada en la tubería de producción del pozo. La cual airea el líquido y reduce así las pérdidas de presión que ocurren en la trayectoria del flujo. Como consecuencia de esta reducción de la resistencia de flujo en la tubería de producción del pozo, la presión de fondo original resulta ser suficiente como para mover la mezcla de gas/líquido hacia la superficie. Por ello es que el mecanismo de este método de levantamiento artificial por gas continuo requiere presiones de fondo relativamente altas para poder funcionar a satisfacción.

En la levantamiento artificial por gas intermitente el gas es inyectado periódicamente donde quiera que un gran volumen de líquido se haya acumulado en la tubería. El volumen de gas relativamente alto inyectado por debajo de la columna de líquido, empuja esa columna hasta como un tarugo. Luego, la inyección de gas es interrumpida hasta incorporar nuevamente un nivel apropiado de líquido. Por lo tanto, la producción de líquidos en un pozo se hace por ciclos.

El levantamiento artificial por émbolo es muy similar al levantamiento por gas intermitente y utiliza una trayectoria libre del émbolo en la tubería de producción del pozo para separar el tarugo de líquido hacia arriba a partir del gas que se encuentra por debajo de éste. Dichas versiones de levantamiento por gas, físicamente desplazan los líquidos acumulados en el pozo, lo cual se construyen en un mecanismo totalmente diferente al del levantamiento por gas con flujo continuo.

2.1.3 El Bombeo. El bombeo es otro amplio de métodos de levantamiento artificial, del cual se hablara profundamente, e involucra el empleo de una bomba instalada pozo abajo para incrementar la presión del pozo. La elevada presión debe ser suficiente como para superar la suma de las pérdidas de presión del pozo. Los métodos de Bombeo se pueden clasificar adicionalmente utilizando diferentes criterios: por ejemplo el principio operacional de la bomba utilizada. La clasificación generalmente aceptada se hace con base en la forma como es impulsada la bomba en el fondo del pozo y de cómo se distingue del bombeo con varillas y sin varillas.

Los Métodos de Bombeo Mecánico utilizan una sarta de varillas que conectan la bomba pozo abajo al mecanismo de impulsión colocado en la superficie. Las varillas pueden presentar un movimiento oscilante o girar en la superficie dependiendo del tipo de bomba utilizada. Históricamente en pozos de agua y de petróleo las bombas con desplazamiento positivo fueron las primeras en ser aplicadas y requieren de movimiento vertical para poder operar. El tipo dominante de bombeo mecánico es el bombeo de balancín o simplemente Bombeo Mecánico. Este tipo de levantamiento artificial utiliza una bomba con un émbolo de desplazamiento positivo y una unidad de impulsión en la superficie con un acople mecánico incluyendo un balancín pivoteado³ que convierte el movimiento giratorio del motor.

La urgencia de producir en pozos más y más profundos con elevados volúmenes de líquido necesitó la evolución de un Sistema de Bombeo con varillas más largas. Se desarrollaron diferentes tipos de unidades con la característica común de utilizar la misma bomba y la misma sarta de varillas, como en el caso de las unidades tipo balancín pero con recorridos de la bomba substancialmente más prolongados. Los grandes recorridos necesarios no permitieron la utilización de un balancín y se tuvieron que desarrollar mecanismos de impulsión completamente diferentes. Los tipos básicos de esta clase de bombeo con recorrido largo se distinguen de acuerdo al tipo de impulsión empleado en la superficie; impulsión neumática, impulsión hidráulica o impulsión mecánica.

Un sistema Mecánico recientemente desarrollado utiliza una Bomba en la cavidad, la cual requiere que la sarta de varillas sea rotada para su operación. Esta bomba al igual que las bombas con aspiración por émbolo utilizadas en otros tipos de sistemas de bombeo mecánico, también trabaja sobre el principio del desplazamiento positivo, pero no tiene ninguna válvula.

Los Métodos de Bombeo sin varillas como su nombre lo indica no posee una sarta de varillas para operar la Bomba en el fondo del pozo desde la superficie. Por consiguiente otros medios (además del mecánico) son utilizados para impulsar la bomba en el fondo del pozo, como por ejemplo la fuerza hidráulica o eléctrica. Una gran variedad de tipos de bombas son aplicadas al bombeo sin varillas incluyendo las bombas centrifugas con desplazamiento positivo o las bombas hidráulicas.

El Bombeo Electro-sumergible utiliza un Motor Eléctrico Sumergido impulsado por una bomba Centrifuga multifásica. La energía es suministrada al motor por un

³ TAKÁCS, Gábor. Bombeo mecánico moderno. Consultoría y servicios Integrados de ingeniería Ltda.

cable eléctrico que baja desde la superficie. Dichas unidades son idealmente adecuadas para producir altos volúmenes de líquido. Los otros sistemas de levantamiento artificial en categorías de bombeo sin varillas emplean un fluido de potencia de alta presión que es bombeado al pozo. El Bombeo Hidráulico fue el primer método desarrollado; dichas unidades tienen una bomba con desplazamiento positivo impulsada por un motor hidráulico y contenida en una unidad pozo abajo. La máquina o el motor suministran un movimiento alterno necesario para operar la sección de la bomba. La unidad de bombeo impulsada por una turbina hidráulica, está formada por una turbina multifásica y una sección de bombeo centrífugo multifásico conectados en serie. La turbina es impulsada por un fluido de potencia desde la superficie e impulsa una bomba centrífuga con altas velocidades rotacionales, lo cual hace levantar los fluidos hasta la superficie. El bombeo de chorro aunque es un método de impulsión hidráulica para el levantamiento de fluido, difiere por completo de los principios de bombeo sin varillas discutidos más adelante. El Equipo en el fondo del pozo convierte la energía de un chorro de alta velocidad en un trabajo útil para levantar los fluidos del pozo. La Unidad de una Bomba de Chorro en el fondo del pozo es el único equipo conocido hasta la fecha para el Bombeo de un pozo que no posee partes móviles.

Aunque hay otras clases de equipo para el levantamiento artificial de fluidos en un pozo petrolero, su importancia es insignificante frente a los mencionados anteriormente. Queda claro a partir de la discusión previa que existe una multitud de alternativas disponibles para que el ingeniero seleccione el tipo de levantamiento que va a utilizar. Aunque las condiciones actuales de un campo petrolero tales como la profundidad del pozo, los porcentajes deseados de producción y las propiedades del fluido podrían restringir o incluso descartar el empleo de algunas clases de levantamiento. Usualmente más de un sistema de levantamiento se escoge por ser técnicamente factible. En consecuencia es responsabilidad del ingeniero de producción seleccionar el tipo de levantamiento que proporcione la forma más útil de producir el volumen deseado de líquido en un pozo dado. Después de haber tomado la decisión con respecto al método de levantamiento a ser aplicado, se debería continuar con un diseño completo de la instalación para ajustarla a las condiciones iniciales y futuras.

2.1.4 Características Básicas del Bombeo Mecánico. La historia del levantamiento artificial de los pozos petroleros comenzó poco después del nacimiento de la industria del petróleo. En ese momento las herramientas de cable fueron utilizadas para perforar los pozos y esta tecnología dependió de un balancín de madera que levantaba y dejaba caer la barrena de perforación, la cual quedaba suspendida sobre un cable. Cuando el pozo dejaba de fluir era completamente simple utilizar este Balancín para operar una Bomba en el fondo con Embolo Buzo. Se volvió una práctica común dejar el equipo de perforación

con herramientas de cable en el pozo, de tal forma que se pudiera utilizar posteriormente para el bombeo. Nació el sistema de Bombeo Mecánico y sus principios operacionales no han cambiado desde entonces.

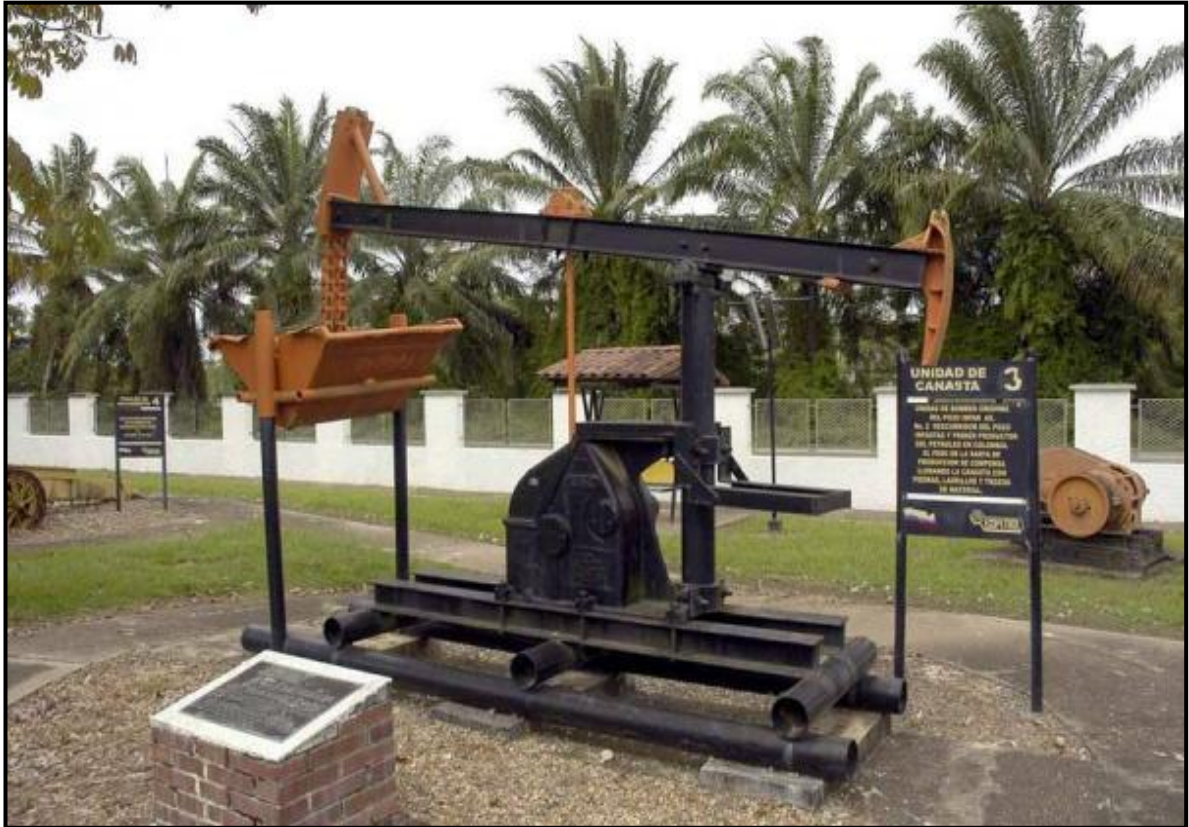
Aunque el equipo actual para el Bombeo Mecánico no depende de los materiales de madera y de la potencia a vapor o térmica, sus partes básicas continúan siendo las mismas. El Balancín, símbolo de este método de bombeo todavía se emplea para convertir el movimiento giratorio de un motor primario en un movimiento alterno para impulsar la Bomba. Otra parte básica que se mantiene es la sarta de varillas, la cual conecta la unidad de Bombeo en la superficie con la bomba en el fondo del pozo. El tercer elemento básico es la misma Bomba la cual desde los primeros días ha trabajado sobre el principio del desplazamiento positivo y está formada por un cilindro estacionario y un embolo móvil.

Este sistema completo ha soportado la prueba del tiempo y aún es una alternativa confiable para la gran mayoría de las instalaciones con levantamiento artificial.

Como resultado de su larga historia, no es sorprendente que el sistema de Bombeo Mecánico aún siga siendo un medio muy popular para el levantamiento artificial en todo el mundo.

En la figura 6 se muestra el equipo de bombeo más antiguo que se puede encontrar en el museo del petróleo ubicado en la ciudad de Barrancabermeja-Colombia. Es llamado unidad de canasta y tiene 91 años de historia, este aparato requería de, por lo menos, 20 trabajadores para hacerlo funcionar y fue utilizado en la exploración del primer pozo perforado llamado Infantas, el cual dio inicio a la industria petrolera en Colombia.

Figura 6. Unidad de bombeo mecánico Canasta



Fuente: Museo del petróleo Samuel Schneider Uribe

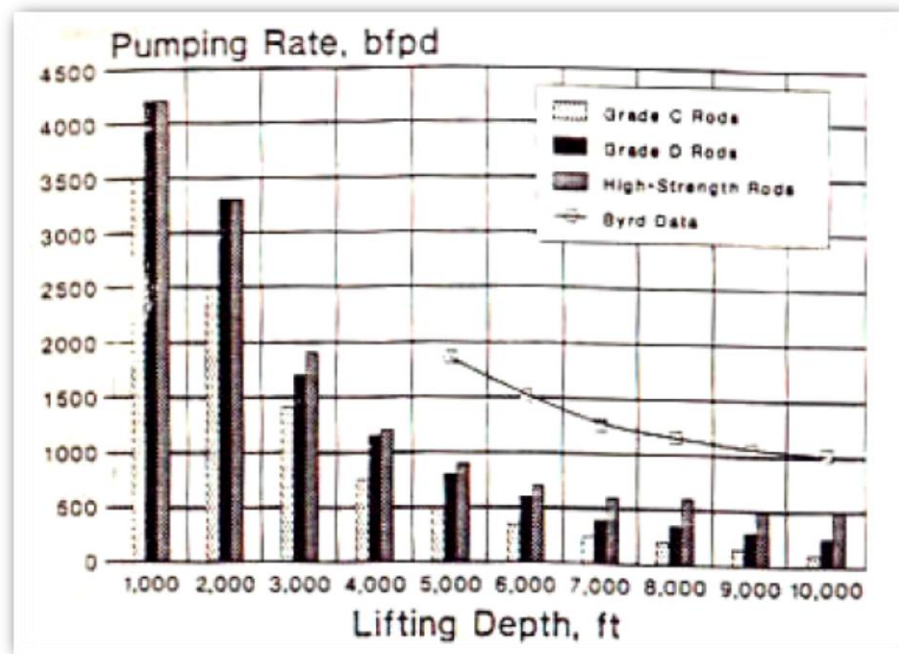
El Bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más utilizado en los campos del mundo, pero su importancia se reduce si se considera el volumen total de fluidos levantados, ya que muchas instalaciones operan con bajas producciones. Por ejemplo en los estados unidos casi 441,500 pozos pertenecen a la Categoría de pozos mermados, con porcentaje de producción por debajo de 10 BPD (Barriles por Día); todos están equipados con unidades de Bombeo Mecánico. Dichos elementos no le restan importancia al hecho de que el Bombeo Mecánico es (y seguirá siendo) un factor fundamental en el levantamiento artificial de pozos petroleros.

El rango en la capacidad de producción de las instalaciones de Bombeo Mecánico varia, desde un porcentaje de producción muy bajo hasta uno muy alto. Los porcentajes máximos aproximados se aprecian en la **Figura 6**⁴, tal y como originalmente lo propuso Clegg. Los valores graficados representan los porcentajes más altos de producción alcanzados mediante la utilización de la

⁴ URIBE, Samuel Schneider; Museo del petróleo

unidad de Bombeo convencional más grande. Cuando se incrementa la profundidad de levantamiento se puede observar claramente una rápida pérdida en los porcentajes de producción. A una profundidad en particular, se pueden levantar diferentes volúmenes, dependiendo de la resistencia del material con que este hecha la varilla. Entre más fuerte sea el material utilizado, mayor será la resistencia a la tensión en la sarta de varillas y por lo tanto, se podrá obtener mayores porcentajes de producción de líquidos. Esos hechos nos permiten llegar a la conclusión de que los factores principales que limitan la producción de líquido en un Bombeo Mecánico son la profundidad de levantamiento y la resistencia de la varilla.

Figura 7. Caudal manejado en función de la profundidad



Fuente: Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, PDVSA

En la Figura 7 también se pueden encontrar los datos de Byrd, quien proporciona los porcentajes teóricos máximos del Bombeo Mecánico considerando otras unidades distintas a las convencionales. Dichos valores pueden ser tenidos en cuenta como las capacidades Finales de los sistemas de Bombeo apropiadamente diseñados y operados.

La instalación de bombeo mecánico más profunda del mundo tiene su bomba colocada a 16,850 pies. Fue utilizada para remover líquidos en un pozo de gas

con un porcentaje bajo de líquido de 20 BFPD y tenía una sarta compuesta de varillas de fibra de vidrio y acero. Otra bomba estuvo funcionando a una profundidad de 14500 pies e inicialmente produjo un porcentaje de crudo de 150 BFD.

Instalaciones profundas, claramente demuestran que el empleo de los últimos adelantos en la tecnología del bombeo (la geometría especial de las unidades de bombeo, las varillas especiales de alta resistencia o las sargas de varillas compuestas, los motores con ultra-alto deslizamiento, etc.) Pueden incrementar substancialmente el rango de profundidad y la capacidad de producción de este sistema de levantamiento artificial probado en un pozo.

Para concluir esta sección introductoria a continuación se presentan las principales ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico según Brown.

Ventajas

1. Los componentes del sistema y las partes de cambio están disponibles rápidamente y son intercambiables en cualquier parte del mundo.
2. Es un Método de levantamiento bien conocido para el personal de campo en cualquier sitio y es simple de operar y analizar.
3. El diseño apropiado de instalación es relativamente sencillo y se puede hacer en el campo
4. Bajo condiciones operacionales promedio, puede utilizar hasta el ciclo final de la vida del pozo, es decir hasta el abandono del pozo.
5. La capacidad de bombeo dentro de los límites, se puede cambiar fácilmente para acomodar cambios en el desempeño del influjo. La operación intermitente también es factible utilizando dispositivos para el control del bombeo

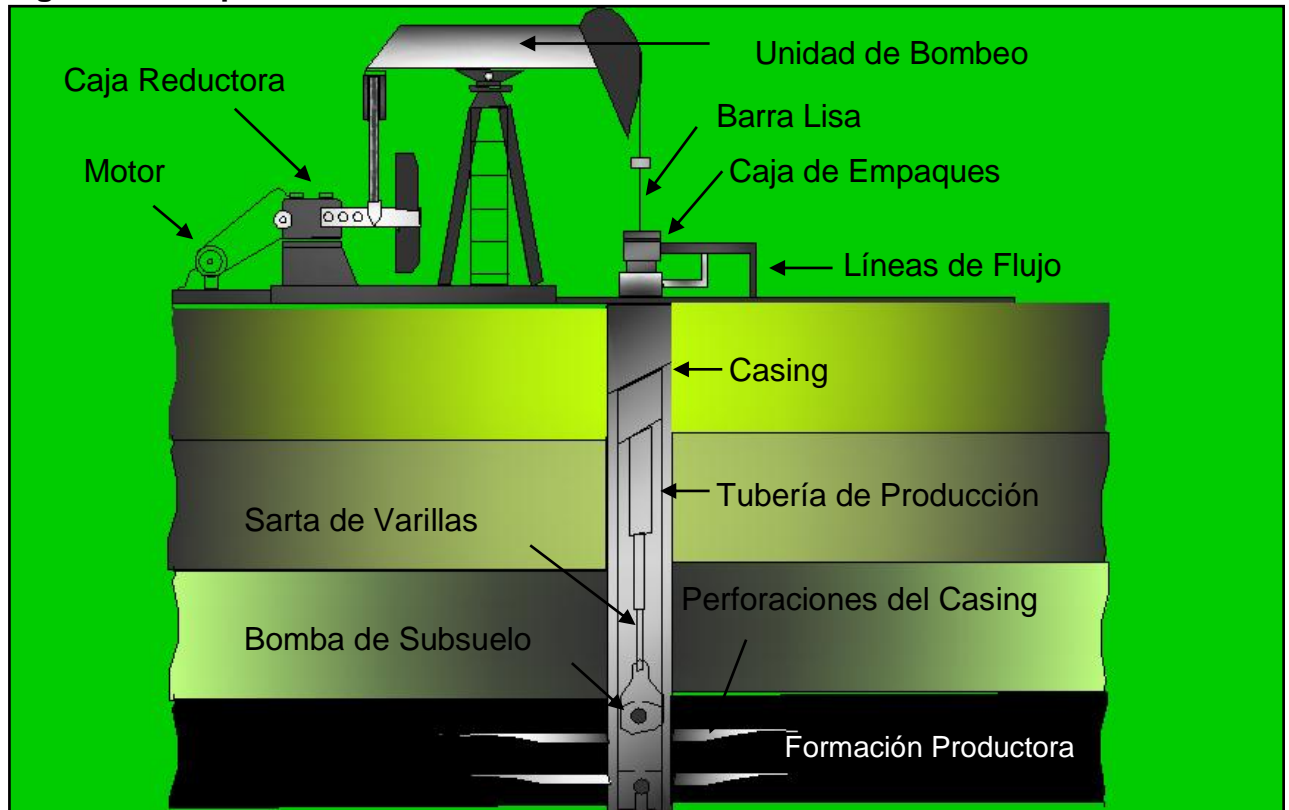
Desventajas

1. La profundidad de bombeo es limitada principalmente por la resistencia mecánica del material de la sarta de varillas.
2. El gas libre presente en la boca de entrada de la bomba reduce drásticamente la producción de líquido.
3. En pozos torcidos o desviados, la fricción de las piezas metálicas puede originar fallas mecánicas.
4. La unidad de bombeo en la superficie requiere de gran espacio, es pesada y obstruye el trabajo.

2.2. COMPONENTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

Los componentes individuales de un sistema de Bombeo Mecánico se pueden dividir en dos principales grupos: el equipo de superficie y el equipo de fondo. Los elementos principales de una instalación común se aprecian en la **Figura 8**.

Figura 8. Componentes de un Sistema de Bombeo Mecánico



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

El equipo de superficie incluye:

1. El Motor primario, el cual proporciona la potencia de impulsión al sistema y puede ser un motor eléctrico o a gasolina.
2. Los Engranajes Reductores o Caja Reductora, los cuales reducen la elevada velocidad rotacional del motor primario a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y al mismo tiempo incrementar el torque disponible sobre su eje de baja velocidad.
3. La Unidad de Bombeo, un acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor en un movimiento oscilante requerido para

operar la bomba de fondo. Su elemento principal es el balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca Mecánica.

4. La Barra Lisa, la cual conecta el Balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.
5. El ensamble del Cabezal del Pozo, el cual contiene el prensaestopas que sella sobre la Barra Lisa y una te de bombeo 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.

El equipo de Fondo incluye:

1. Tubería de revestimiento “casing”
2. Tubería de producción “Tubing”
3. La sarta de Varillas, formada por las varillas de succión, va dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo. La sarta de Varillas proporciona el acople mecánico entre la bomba de subsuelo y el equipo de superficie.
4. Bomba de subsuelo
5. El émbolo de la bomba, el cuál es la parte móvil de una bomba mecánica convencional, está directamente conectado a la sarta de varillas. Tiene una Válvula de bola llamada válvula viajera la cual durante el movimiento ascendente del émbolo, levanta el líquido contenido en la tubería de producción.

El barril de la bomba o barril de trabajo es la parte estacionaria (cilindro) de la bomba de subsuelo. La Válvula fija, otra válvula de bola esta agarrada al barril de trabajo. Esta actúa como una válvula de succión para la bomba a través de la cual los fluidos del pozo ingresan al barril de la bomba durante el recorrido ascendente.

6. Ancla de tubería. La parte más importante de un sistema de bombeo es la sarta de varillas ya que su operación libre de defectos es crucial para el comportamiento de todo el sistema.⁵

2.3. EQUIPO DE SUPERFICIE

2.3.1 Motor o fuentes de potencia. Es el elemento que hace posible el movimiento del balancín, según disponibilidad de gas, ACPM o energía eléctrica en el pozo.

⁵ TAKÁCS, Gábor. Bombeo mecánico moderno. Consultoría y servicios Integrados de ingeniería Ltda.

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 diesel. Sin embargo los motores de combustión interna con un adecuado blindaje pueden ser perfectamente utilizados lo que redundara 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.

2.3.1.1 Motores eléctricos. Los motores eléctricos para bombas de varillas son principalmente motores de inducción de tres fases. NEMA D (Nacional Eléctrica Manufactures Association) clasifica los motores según el desplazamiento y las características de torque durante el arranque. Sus rangos de deslizamientos va desde 5% hasta 13%, el porcentaje de deslizamiento⁶ es definido como:

$$S = \frac{S_g - S_n}{S_g} * 100 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde S_g es la velocidad sincronía del motor (usualmente 1200 rpm) y S_n es la velocidad para cargas completas. La variación de velocidad es diferente del deslizamiento. Se define como:

⁶ THETA ENTERPRISES. Optimización Bombeo Mecánico. Entrenamiento levantamiento artificial.

$$S_{\text{var}} = \frac{S_{\text{mas}} - S_{\text{min}}}{S_{\text{max}}} * 100 \quad \text{Ecuación 2}$$

2.3.1.2 Motores de Ultra Alto Deslizamiento. Motores eléctricos especiales con deslizamiento mayor al 13% son denominados motores de ultra alto deslizamiento. Estos son diseñados para variaciones altas de velocidad y pueden ayudar a reducir los picos en torques, en la caja de engranaje y las cargas de las varillas.

2.3.1.3 Motores a Gas. Existen dos tipos de motores a gas. Motores de baja velocidad con uno o dos cilindros, y motores multicilindros de alta velocidad. Motores de baja velocidad tienen velocidades de 700 rpm o menores y alto torque. Motores multicilindros pueden tener altas variaciones de velocidad (hasta un 35%) más que motores de baja velocidad.

Motores de gas típicamente queman gas rentado y son generalmente más baratos que operar motores eléctricos. Sin embargo, los costos de cantal más baratos que operar motores eléctricos. Sin embargo, los costos de capital y el mantenimiento son usualmente más altos que para motores eléctricos. Motores a gas son primordialmente utilizados en locaciones remotas sin disponibilidad de electricidad.

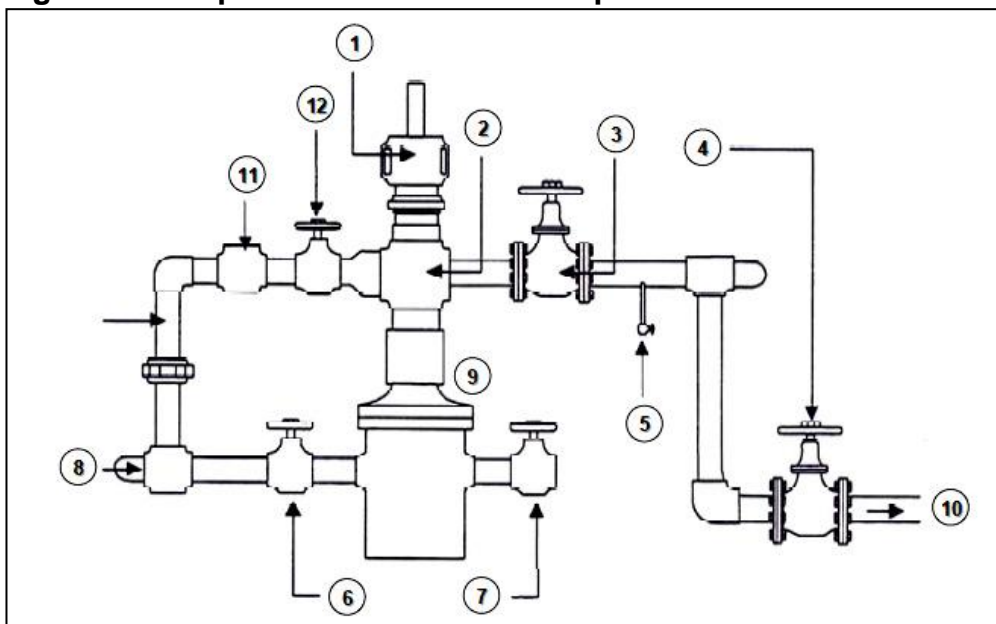
2.3.2 Unidad de Bombeo. Las unidades de bombeo son los equipos que transmiten por medio de la sarta de varillas un movimiento reciprocante a la bomba de subsuelo la cual succiona el fluido de la formación, el principio de operación de estas unidades es un motor que con una correa hace girar el reductor de velocidades que reduce el número de revoluciones por minuto originando un movimiento rotacional de la manivela, que se convierte en un movimiento oscilante o reciprocante por medio de la viga, la manivela se conecta a la viga por medio de una biela y la viga se soporta en el poste maestro, el cabezal de la unidad de bombeo y el colgador de la guaya son utilizados para mantener vertical la sarta de varillas y para que la carrera descendente no ejerza esfuerzos. Las unidades de bombeo se clasifican como tipo convencional si su punto de apoyo está en el medio del balancín y es contrabalanceadas por pesas, como tipo Mark II que posee el punto de apoyo en el extremo trasero del balancín y es contrabalanceado por pesas y del tipo Neumática con el punto de apoyo en el extremo delantero del balancín y es contrapesado por aire. Todas las unidades de Bombeo tienen un efecto de contrabalanceo cuyo fin es el almacenar energía durante la carrera descendente para posteriormente suministrarla durante la carrera ascendente.

Caja reductora. Convierte la elevada velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida de bombeo, el API 11E de la clasificación relaciona con el torque máximo requerido y permitido sobre la caja, hay cajas reductoras de cadena o engranajes, debe tener una lubricación apropiada de las partes móviles, una inspección continua y un cambio regular del aceite es vital para operar adecuadamente la caja reductora.

Contrapesas. El inapropiado contrabalanceo genera cargas desiguales en la caja reductora y en el motor entre recorrido ascendente y descendente originando cargas muy altas y excesivos requerimientos de potencia originando fallas en los cojinetes, bielas, engranajes y correas, una unidad debidamente contrabalaceada tiene un torque máximo igual en el recorrido ascendente y descendente.

2.3.3 Cabezal de producción. Es un conjunto de válvulas, colgadores y elementos empacadores, los cuales con sus accesorios sirven para producir el pozo de forma segura; su principal función es controlar y dirigir la entrada y salida de los fluidos o gases mediante el uso de las válvulas, colgar la tubería y los revestimientos y sellar espacios anulares entre tubería y revestimiento al nivel de la superficie.

Figura 9. Componentes del cabezal de producción

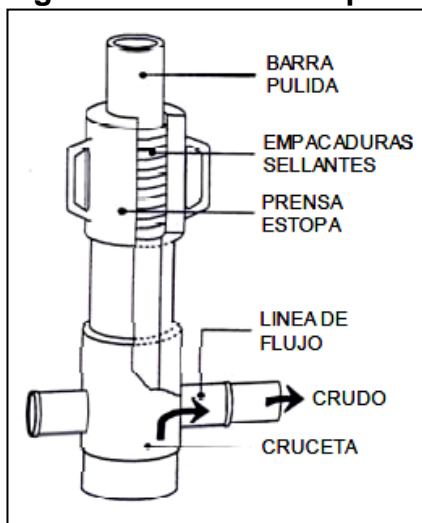


Fuente: T.S.U. Sánchez N. Yoel S. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift, Universidad del Zulia

1. Prensa Estopa.
2. Cruceta.
3. Primera Válvula de 4" del brazo.
4. Segunda Válvula de 4" del brazo.
5. Válvula Toma muestra.
6. Válvula del Revestidor.
7. Válvula sonolog de 2".
8. Válvula de 2" del mechero.
9. Brida superior del cabezal.
10. Línea de flujo.
11. Válvula Cheque.
12. Válvula 2" de la tubería de producción.

2.3.3.1 La prensa Estopas. Las empaaduras del prensa estopa están diseñadas para prevenir fugas de fluido. Si el pozo no produce suficiente petróleo para mantener lubricada la barra lisa entonces un lubricante es usualmente instalado encima de la prensa estopa. Este lubricador prevendrá daños en la prensa estopa y la barra lisa con la constante lubricación.

Figura 10. Prensa estopas



Fuente: T.S.U. Sánchez N. Yoel S. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift, Universidad del Zulia

Las empaaduras del prensa estopa son apretadas para prevenir fugas en el cabezal. Pero, si se aprietan demasiado podrían incrementar las pérdidas de potencia en la barra lisa resultando en una mala interpretación de la carta de dinagrama por distorsión de las cargas sobre la barra lisa. La función principal de

la barra lisa es soportar el peso de la sarta de varillas, bomba y fluido. Por lo tanto la barra lisa experimenta cargas más altas que cualquier otra parte de la sarta.

Existen dos tipos de prensa estopas, el regular y el del sistema de seguridad o tipo ram.

Tipo regular: Se emplea en pozos de muy baja presión. Su uso se tiende a discontinuar, ya que algunas veces se requiere desahogar o “matar” el pozo para poder cambiar los empaques.

Tipo ram: Es el de uso más generalizado. Está provisto de un sistema de seguridad que permite cambiar las empaaduras sin necesidad de desahogar o “matar” el pozo, ya que al cerrar el sistema (girando los “rams” media vuelta a la izquierda) se sella por debajo de la empaadura el espacio existente entre la barra pulida y la tubería de producción.

Cruceta (Figura 2). Es una pieza de cuatro vías con conexiones de líneas de tubería de 4”, sirve para ensamblar las conexiones en superficie.

Primera Válvula de 4” del brazo (Figura 3). Se Utiliza para bloquear la comunicación de la estación al pozo.

Segunda Válvula de 4” del brazo (Figura 4). Se utiliza para bloquear la presión entre la estación y el pozo.

Válvula Toma muestra (Figura 5). Es una válvula de ½” de diámetro que sirve para tomar muestras de crudo y la presión de cabezal (THP, siglas en ingles para Tubinga head pressure), mientras el pozo bombea.

Válvula del Revestidor (Figura 6). Utilizada para desahogar la presión en el revestidor y tomar registros.

Válvula de 2” del Sonolog (Figura 7). Válvula instalada en la parte inferior que tiene como objetivo permitir el paso de la onda sonora que se propaga por el espacio anular revestidor/tubería de producción hasta detectar el nivel de fluido.

Válvula de 2" del mechero (Figura 8). Esta instalada en la válvula de 2" del casing en el cabezal del pozo, tiene como finalidad servir de vía de comunicación al fluido que viene del casing y va hacia la atmósfera.

Brida superior del cabezal (Figura 9). Se utiliza para sellar el espacio anular, soporta el peso de la tubería de producción y permite las conexiones de superficie.

2.3.3.2 Líneas de flujo (Figura 10). Es una línea que se utiliza para transportar el crudo desde la superficie hacia la estación recolectora.

2.3.4 Barra Lisa. En acero sólido disponible en varios tamaños, equipada con conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo, esta es la parte superior de la sarta de varillas y se mueve dentro de cabezal de la tubería de producción, esta barra soporta las cargas más altas del bombeo luego es la barra más fuerte de la sarta de varillas su tamaño es más grande que el de la varilla de la sección superior. Transmite el movimiento de bombeo a las varillas y forma sello para evitar las fugas de los fluidos del pozo, por esta razón su superficie externa es pulida permitiendo el sello libre de fugas en el prensa-estopas, la acción abrasiva y la corrosión originadas por el fluido del pozo pueden dañar el acabado de alta calidad de la barra lisa incrementando las fugas.

2.3.5 Líneas De Flujo. Las líneas de flujo conectan el cabezal del pozo con el separador. Alta presión en la línea pueden resultar en altas cargas en la barra lisa y una baja eficiencia. Estas cargas adicionales en la barra lisa dependerán del diámetro del pistón, más grande será el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema.

2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE BOMBEO

Las unidades de bombeo o balancines se diseñan con geometría de palanca Clase I y de palanca Clase III, sin embargo, los primeros pueden ser: serie A, serie B o serie C, (un tipo adicional serían los de serie M que son diseñados con una geometría de palanca clase II y que consideran adicionalmente el torque).

Esta nueva nomenclatura con letras hace referencia a la geometría de la viga. Así los aparatos serie A se construyen con los brazos de la viga principal de la misma longitud, con lo cual la carrera de la cabeza de caballo es el doble del radio R de la manivela. Los aparatos serie B y C se construyen con la dimensión desde el

cojinete central al eje del pozo de mayor longitud que el brazo posterior de la viga, con el objeto de aumentarle la carrera al aparato.

El aspecto físico o tipo de balancín está dado por la clase palanca y el tipo de balanceo. Los de Clase I pueden estar balanceados en la viga o en la manivela y los de Clase III en la manivela o por aire.

La geometría de este tipo de unidades Clase III se caracteriza por tener un punto de apoyo al final de la viga viajera, es decir, lejos de la cabeza del balancín. Dentro de esta clase se ubican las unidades balanceadas por aire y las conocidas como *Lufkin Mark II*.

Otro factor para identificar un balancín corresponde al tipo de balanceo, de acuerdo al cual se tiene:

A: Balanceada por aire (*Air Balanced*).

B: Balanceada en la viga (*BeamBalanced*).

C: Balanceada en la manivela o Convencional (*CranckBalanced*).

M: Unitorque *Mark II*.⁷

2.4.1 Unidades convencionales (clase I). Comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la **Figura 11**.

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más universal, conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo. En este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y mueva hacia arriba y hacia abajo al vástago pulido.

Para muy diversas condiciones de bombeo en las que la confiabilidad, y la sencillez son factores primordiales, la unidad convencional ha sido siempre la preferida. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer.

⁷ THETA ENTERPRISES. Optimización Bombeo Mecánico. Entrenamiento levantamiento artificial.

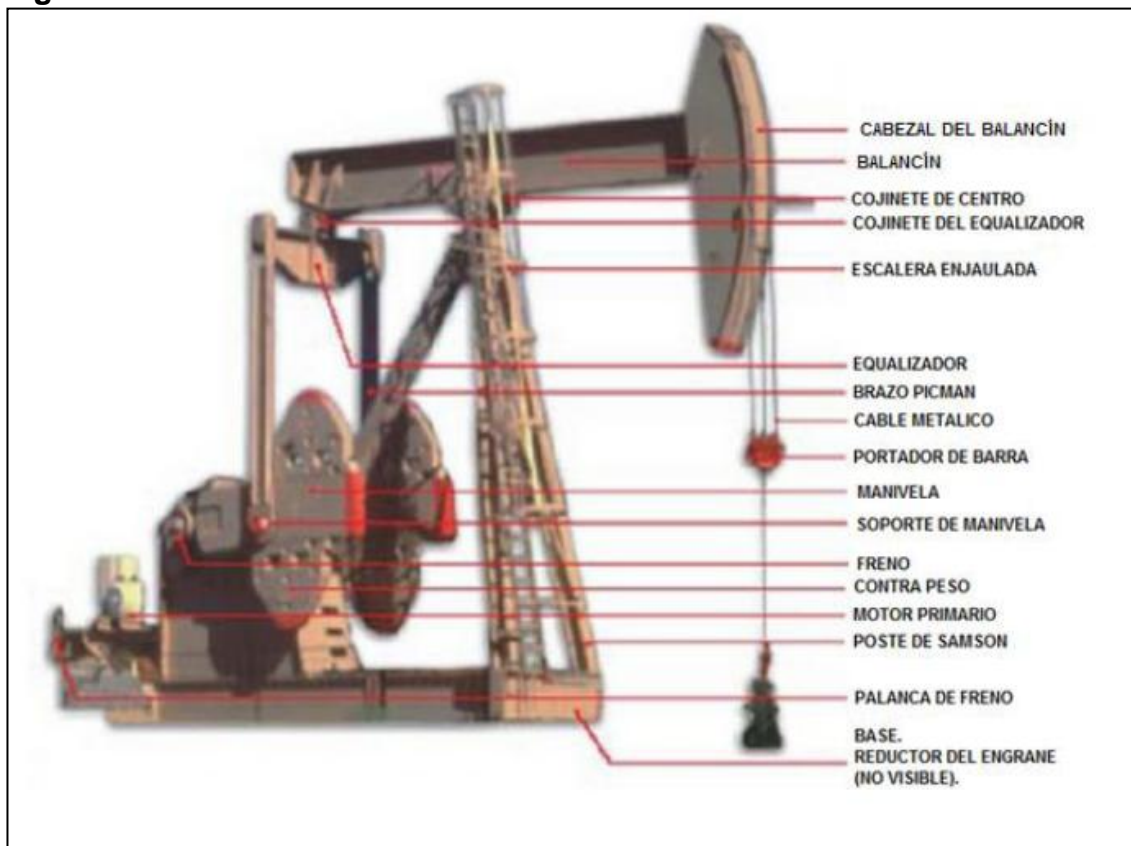
Ventajas:

- Costo de mantenimientos bajos.
- Cuesta menos que otras unidades.
- Usualmente es mejor que el Mark II con sarta de varillas de fibra de vidrio.
- Puede rotar en sentido horario y anti horario.
- Puede bombear más rápido que las unidades Mark II sin problemas.
- Requiere menos contrabalanceo que las unidades Mark II.

Desventajas:

- En varias aplicaciones no es tan eficiente como el Mark II u otro tipo de unidades.
- Podría requerir cajas de engranaje más grandes que otros tipos de unidad (especialmente varillas de acero).

Figura 11. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Mecánico Convencional



Fuente. Adaptado de SVINOS. John G. Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Maracaibo, Venezuela, 2005.

Figura 12. Unidad convencional de bombeo mecánico campo la Cira Infantas



Fuente: Fotografía unidad de bombeo mecánico convencional campo la Cira Infantas

2.4.2 Unidades Balanceadas por Aire (Clase III). La unidad balanceada a aire utiliza un sistema de palanca de clase III, con punto de apoyo en el extremo del balancín y es de empuje ascendente simétrico.

Este tipo de unidades posee las siguientes características:

- Un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad aloja un pistón y un cilindro de aire. La fuerza que ejerce el aire comprimido en el cilindro se utiliza para contrapesar la carga del pozo.
- Para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como un sello de aire.
- Para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido.

Las unidades balanceadas por aire son estructuralmente distintas de las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín mientras que la unidad convencional tiene el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela.

Permiten una mayor longitud de carrera del vástago pulido que si se utilizara una unidad convencional del mismo tamaño.

El costo inicial es mayor que las unidades de bombeo convencionales, pero su uso es interesante en muchas aplicaciones especiales.

El uso de aire comprimido en lugar de pesas permite controlar mejor el contrapeso; el peso de la unidad se reduce aproximadamente 40% y los costos de transporte e instalación disminuyen considerablemente.

Figura 13. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire



Fuente. Adaptado de SVINOS. John G. Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Maracaibo, Venezuela, 2005.

Ventajas:

- Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.

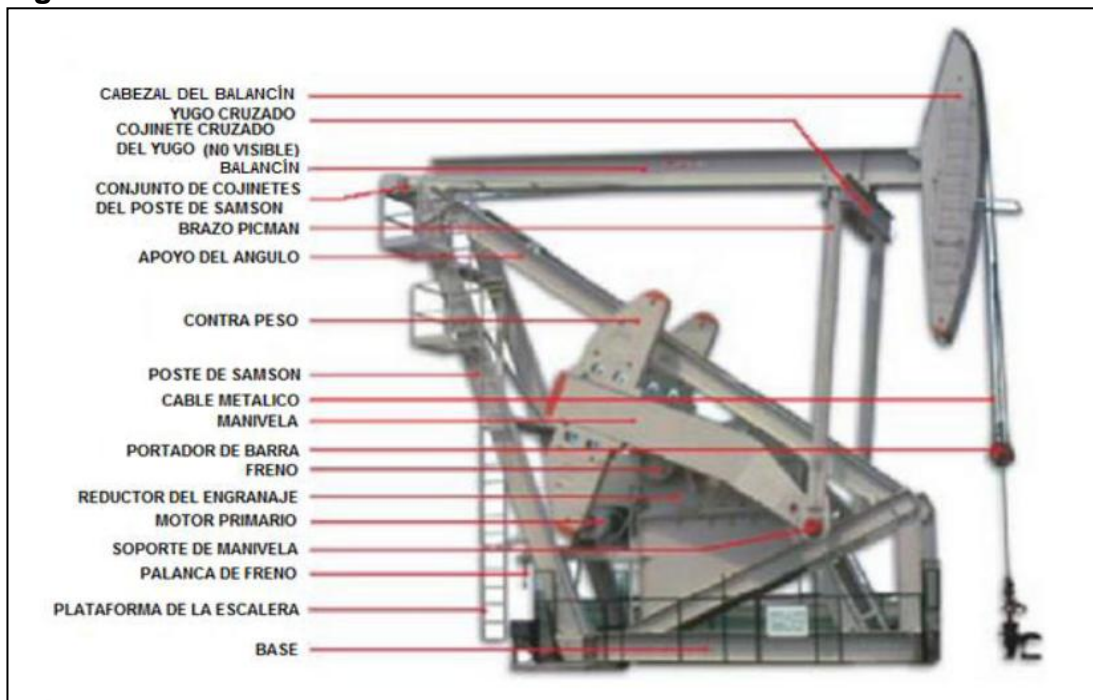
- Los costos de transporte son más bajos que otras unidades (debido a que pesa menos.)
- Vienen en tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidad.
- Puede rotar en tanto en sentido horario como antihorario.

Desventajas:

- Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire)
- La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema.
- La caja de engranaje podría dañarse si el cilindro pierde la presión de aire.

2.4.3 Unidades de Geometría Especial o Mark II. La unidad de geometría especial llamado también Mark II, utiliza un sistema de palanca de clase III, de empuje ascendente asimétrico y contrapeso mecánico. Los elementos que componen ésta unidad se denominan como los de la unidad convencional con la diferencia que el conjunto de articulación del balancín se denomina cojinetes del poste maestro.

Figura 14. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Mark II.



Fuente. Adaptado de SVINOS. John G. Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Maracaibo, Venezuela, 2005.

Figura 15. Unidad de bombeo mecánico Mark II campo la Cira Infantas



Fuente: Fotografía unidad de bombeo mecánico Mark II campo la Cira Infantas

Ventajas:

- Tiene menor torque en la mayoría de los casos.
- Podría costar menos (-5%,-10%) comparada con el siguiente tamaño en una unidad convencional.
- Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de casos.

Desventajas:

- En varias aplicaciones, no puede bombear tan rápido como una unidad convencional debido a su velocidad en la carrera descendente.
- Solo puede rotar en sentido antihorario. En caso de existir golpe de fluido podría causar más daño a la sarta de varillas en severa compresión causando fallas por pandeo.
- Puede experimentar torque más altos que las unidades convencionales cuando se usan varillas de fibra de vidrio, además la posibilidad de colocarlas en compresión.

2.4.4 Otras Unidades de bombeo mecánico

2.4.4.1 Reverse Mark II. Esta unidad ofrece una alternativa mejorada al diseño y geometría de las unidades convencionales. A pesar de las similitudes en la apariencia la geometría de las unidades reverse mark II pueden reducir el torque y los requerimientos de potencia en muchas aplicaciones de bombeo. En algunos ejemplos cajas de engranajes y motores más pequeñas pueden usarse.

Figura16. Unidad de bombeo mecánico Reverse Mark II



Fuente: http://www.lufkin-arg.com/productos_unidades_de_bombeo.htm

2.4.4.2 Unidad de bombeo Churchill. Disponibles exclusivamente por el Fabricante Lufkin, estas ofrecen la misma dureza y resistencia que las unidades en pozos poco profundos.

Figura 17. Unidad de bombeo mecánico Churchill campo la Cira Infantas



Fuente: Fotografía unidad de bombeo mecánico convencional campo la Cira Infantas

2.4.4.3 Unidad de bombeo de bajo perfil. Unidades de bombeo compactas diseñadas para instalación en campos de irrigación con sistemas de aspersores móviles o en áreas urbanas donde las características del bajo perfil serian deseadas.

Figura 18. Unidad de bombeo de bajo perfil



Fuente: Curso Herramientas Echometer para la optimización de pozos con Bombeo mecánico, electro sumergible y de cavidades progresivas, por Ingeniero Erick Giovany Montes

2.4.4.4 Unidades Rotaflex. Este sistema utiliza tecnología probada e innovación en el diseño para proveer una eficiencia excelente y eficacia en los costos para pozos profundos, problemáticos y de alto potencial. Con la unidad Rotaflex bombas de cabillas de succión pueden ser utilizadas en vez de bombas electro sumergible, o bombas hidráulicas de subsuelo. Usando todas las 306 pulgadas de longitud de carrera resultaría en ahorros operacionales e incremento de productividad.

El bombeo con la unidad RotaFlex reduce la carga estructural sobre el equipo, alargando la vida útil de la instalación de fondo de pozo ya que la sarta de varillas de bombeo trabaja a velocidades relativamente constantes.

La velocidad constante y una menor cantidad de ciclos de bombeo alargan la vida útil de la unidad de bombeo, de la bomba de fondo de pozo y de la sarta de varillas.

Figura 19. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Rotaflex.



Fuente: Reciprocating Rod Lift, Weatherford Company

2.4.4.5 Unidad de bombeo DynaPump. Dynapump es un sistema de unidad de bombeo computarizado. El dynapump utiliza sensores electrónicos, equipamiento hidráulico y sistemas de monitoreo computarizado con el propósito de extraer petróleo lo más eficientemente posible tanto para pozos profundos como para pozos someros.

El dynapump consiste en dos componentes principales que son la unidad de bombeo y la unidad de potencia. La unidad de potencia maneja la unidad de bombeo y es el control central del sistema. Este consiste en una computadora controlada con un sistema de modem radio, electrónica sólida, controladores de motor y bombas hidráulicas. 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 fluidos para sistemas hidráulicos, siendo capaces de producir tasas que superan los 10.000 Bls/d.

Figura 20. Unidad de bombeo DynaPump



Fuente: Curso Herramientas Echometer para la optimización de pozos con Bombeo mecánico, electro sumergible y de cavidades progresivas, por Ingeniero Erick Giovany Montes

La siguiente tabla presenta los rangos convencionales de aplicación del sistema de levantamiento artificial.

Tabla 3. Rango de aplicación del sistema Bombeo mecánico

Crterios a Considerar	Rango típico	Máximos
Profundidad de asentamiento	100'-8000'	12000'
Caudal de producción	5-1500 BFPD	5000 BFPD
Temperatura de operación	100-350 °F	550 °F
Desviación del pozo	0-20°	90°
Manejo de Corrosión	De bueno a excelente con materiales de alta tecnología	
Manejo de gas	De razonable a bueno	
Manejo de sólidos	De razonable a bueno	
Gravedad del fluido	>8 °API	
Servicios	Workover o Pulling	
Tipo de motor	Eléctrico o de combustión interna	
Aplicabilidad costa afuera	Limitada	

Fuente: Curso Herramientas Echometer para la optimización de pozos con Bombeo mecánico, electro sumergible y de cavidades progresivas, por Ingeniero Erick Giovany Montes

2.5 EQUIPO DE FONDO

Constituye la parte esencial de este sistema, está restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, y esto puede representar limitaciones a su diseño. Transmite la energía necesaria para levantar fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie. Sin este equipo sería imposible la extracción del fluido de un yacimiento, cuya energía no es la suficiente para producir por flujo natural.

Básicamente está conformado por:

- Tubería de Revestimiento (*Casing*).
- Tubería de producción (*Tubing*).
- La Sarta de Varillas (*RodString*).
- La Bomba de Subsuelo.
- Otros accesorios (como anclas o empaques)

2.5.1 Tubería de Revestimiento (casing). La tubería de Revestimiento en un pozo de bombeo es la tubería que protege al pozo de colapsos, con lo que permite la libre maniobra y ubicación de la tubería de producción y demás equipos de fondo. Los tamaños más comunes son 5 1/2", 7", 9 5/8", 13 3/8", 20".

2.5.2 Tubería de Producción o Tubing. La tubería de producción en un pozo de bombeo, es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 5000 pies, la tubería es suspendida por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse. La tubería se fabrica en tamaños de 1.9", 2 3/8", 3 1/2", 4", y 4 1/2".

2.5.3 Sarta de Varillas de Succión. La sarta de varillas conecta la bomba de fondo con la barra pulida. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de cabillas 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 del diámetro de varillas de acero va de 0.5 plg hasta 1.25 plg, para las de fibra de vidrio se encuentran rangos desde 0.75 plg hasta 1.5 plg.

Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las cabillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de varilla se diseña usualmente de forma ahusada (adelgazamiento en forma cilíndrica). Diámetros mayores de varillas son colocadas en el tope y más pequeños en la base. Dependiendo de la profundidad, la sarta de varillas va desde una (1) hasta cinco (5) secciones ahusadas. Las secciones típicas son 1"-7/8"-3/4". Barras de peso (Varillas de diámetro mayor para el fondo de la sarta) son comúnmente usadas para sobre ponerse a las fuerzas de flotación y minimizar la compresión en las varillas en la base de la sarta.

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

Existen diferentes tipos de sarta de varillas:

2.5.3.1 sarts de varillas API. De acuerdo al material de fabricación, existen tres tipos de clases de varillas API: C, D y K. La siguiente tabla resume sus especificaciones. Los fabricantes de varillas también manufacturan clase KD, con metalurgia tipo K, pero con más dureza para obtener mayor resistencia (115 M Lpc). El siguiente cuadro presenta la clasificación API de las diferentes varillas utilizadas comúnmente en los sistemas de bombeo mecánico:

Tabla 4. Clasificación API de las varillas según su fuerza tensión mínima

	Clases API		
	C	D	K
Resistencia a la tensión mínima	90	115	85
Dureza	185-235	235-285	175-235
Metalurgia	Carbón	Aleación*	Aleación*

Fuente: T.S.U. Sánchez N. Yoel S. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift, Universidad del Zulia

Figura 21. Sarta de varillas convencional y accesorios



Fuente: Varillas de Bombeo. Catálogo general de productos, Tenaris

Las varillas API son de 25 pies de longitud (variación ± 2 pulg.), excepto en la Costa Oeste de los Estados Unidos, que miden 30 pies (variación ± 2 pulg). A Continuación, en la siguiente tabla se detallan más especificaciones API:

Tabla 5. Especificaciones de fabricación API según el diámetro de las varillas

Diámetro (pulg.)	Peso (lbs/pie)	Área (pulg.)	Cuello (Diam. exte.)		Tamaño de tubería Min. (Diam)	
			Normal (pulg.)	Especial (pulg.)	Normal (pulg.)	Especial (pulg.)
1/2	0.726	0.1964	-	1.000	-	1.66
5/8	1.135	0.3068	1.500	1.250	2-1/16	1.99
3/4	1.634	0.4418	1.625	1.500	2-3/8	2-1/16
7/8	2.224	0.6013	1.813	1.625	2-7/8	2-3/8
1	2.904	0.7854	2.188	2.000	3-1/2	2-7/8
1-1/8	3.676	0.9940	2.375	-	3-1/2	-

Fuente: T.S.U. Sánchez N. Yoel S. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift, Universidad del Zulia

Tabla 6. Combinaciones de varillas según el diámetro del pistón de la bomba

Según diámetro de pistón de la bomba							
Diametro (pulg.)	3/4" - 7/8"	7/8"- 1 "	3/4"- 7/8"- 1"		1"- 1-1/8"	7/8"- 1"- 1-1/8"	
	%3/4	%7/8	%3/4	%7/8	%1	%7/8	%1
1 ½"	68.6	74.3	50.5	26.4	78.1	58.8	21.7
1 ¾"	65	71.9	44.9	29.5	76.5	54.9	23.7
2"	60.8	68.1	35.2	33	74.5	50.5	26
2 ¼"	56.1	66	30.8	36.5	72.4	45.4	28.7
2 ½"	50.8	62.5	22.5	41.3	69.7	39.8	31.7
2 ¾"	45	53.6	13.2	46.2	67.3	33.5	35
3 ¼"	31.6	49.7			61.2	19.2	42.6
3 ¾"	16	39.3			54	26	51.4
Nomenclatura de combinación de sarta para el diseño							
66	¾"	88	1	99	1-18"		
77	7/8"	86	1-7/8-3/4	97	11/8- 1 – 7/8		
76	7/8-3/4"	87	1-7/8	98	1 -1/8- 1		

Fuente: T.S.U. Sánchez N. Yoel S. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift, Universidad del Zulia

2.5.3.2 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.

Tabla 7. Varillas API UPCO

	API Grade 1 Micro Alloy	API Grade 1 Spray Metal	API Grade2 Chrome Alloy	API Grade 2 Nickel Alloy	API Grade 2 Spray Metal
Base Metal	1045M	1045M	4140M	4623M	4140M
Min Tensile Str, psi	90.000	90.000	95.000	95.000	95.000
Loading	Medium	Medium	Heavy	Heavy	Heavy
Corrosión Tolerance	Light	Mild	Mild	Mild	Mild
Abrasive Service	Limited	Severe	Limited	Limited	Severe

Fuente: T.S.U. Sánchez N. Yoel S. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift, Universidad del Zulia

2.5.3.3 Varillas no API. Son las sarta de varillas que no cumplen con las especificaciones o normas API, entre ellas encontramos los siguientes:

- **Sarta de varillas continuas.** Es una sarta continua de varillas que no usan acoples, son almacenadas y transportadas en grandes carretes. Requieren de un equipo especial de instalación/desinstalación y de soldadura para operaciones de conexión/desconexión.

Las varillas continuas se dividen en dos clases: Varillas redondas y Varillas semielípticas⁸

Figura 22. Sarta de varillas de continuas



Fuente: Curso Herramientas Echometer para la optimización de pozos con Bombeo mecánico, electrosumergible y de cavidades progresivas, por Ingeniero Erick Giovany Montes

⁸ SÁNCHEZ N; YOEL S; Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift



Fuente: Taller de sarta de varillas, patio A. Corregimiento el centro-Barrancabermeja

Tabla 8. Especificaciones de las sarta de varillas continuas

Tipo De Varillas	Material	Tensión Mínima Psi	Cadencia Mínima Psi	Dureza Máxima Promedio (HRC)
COROD DR	AISI 1536 Aleación de Ni-Cr	115.000	85.000	28
COROD DER	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	115.000	90.000	26
COROD DWR	AISI 4320 Aleación de Ni-Cr-Mo	115.000	90.000	28
COROD SER	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	130.000	110.000	32
COROD SWR	AISI 4320 Aleación de Ni-Cr-Mo	145.000	120.000	38
PROROD 620C	AISI1536 Aleación de Ni-Cr	120.000	95.000	22
PROROD 780M	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	120.000	95.000	22
PROROD 750N	AISI 4320 Aleación de Ni-Cr-Mo	120.000	100.000	22
PROROD 960M	AISI 4120 Aleación de Ni-Cr-Mo	140.000	115.000	28
PROROD 970N	AISI 4330 Aleación de Ni-Cr-Mo	140.000	120.000	28

Fuente: Curso Herramientas Echometer para la optimización de pozos con Bombeo mecánico, electro sumergible y de cavidades progresivas, por Ingeniero Erick Giovany Montes

- **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 Lbs/pie para las varillas de 1 pulgada.
- 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.

Tabla 9. Especificaciones de las varillas de fibras de vidrio.

Diámetro (pulg.)	Longitud (pies)	Peso (lbs/pie)	Área (pulg².)
0.750	37.5	0.507	0.442
0.855	37.5	0.746	0.574
0.980	37.5	0.848	0.754
1.200	37.5	1.100	1.131

Fuente: T.S.U. Sánchez N. Yoel S. Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico Corlift, Universidad del Zulia

2.5.4 Bomba de Subsuelo. 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, y está compuesta de los siguientes elementos:

- Pistón
- Barril
- Válvula viajera
- Válvula fija
- Otros componentes

Convencionalmente existen dos tipos de Bombas de subsuelo:

2.5.4.1. Bombas Insertables.

- Para la instalación, primero se ubica la tubería de producción y luego se introduce el conjunto (pistón + Barril) a la profundidad deseada.
- Son adecuadas para pozos con baja producción
- Es adecuada para bombas en pozos moderadamente profundos o con algún golpe de fluido, la carga del fluido es transferida de la válvula fija a la sarta de tubería en la carrera descendente para eliminar la carga de tensión en el barril⁹.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de altas producciones de gas. • Se comporta bien en pozos con baja sumergencia. • Bajo desgaste del barril. • El servicio a pozo es más sencillo 	<ul style="list-style-type: none"> • La bomba se puede pegar por arena que se deposita entre la bomba y el Tubinga. • Se pueden desanclar si hay esfuerzos excesivos.

2.5.4.2 Bombas de tuberías o no insertables

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

⁹ TAKÁCS, Gábor. Bombeo mecánico moderno. Consultoría y servicios Integrados de ingeniería Ltda.

- Este tipo de bombas se utiliza para manejar grandes volúmenes de crudo.
- Una desventaja de este tipo de bombas, es que la tubería debe sacarse para hacerle servicio al barril, y esto ocasiona pérdidas adicionales de producción e incrementa los tiempos y los costos por servicio al pozo.

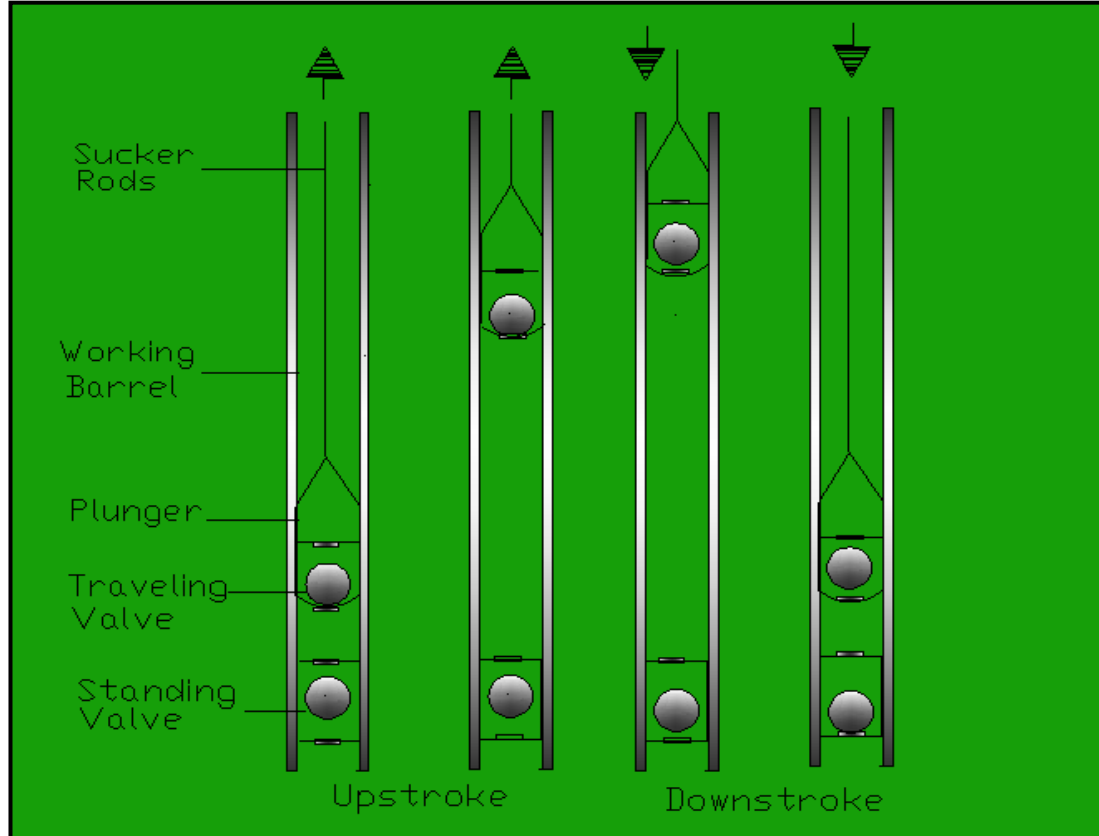
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Permite altas producciones de líquido • Buena bomba cuando el crudo es viscoso • No se desancla 	<ul style="list-style-type: none"> • El servicio al barril es demorado. • Se debe bajar con cuidado el pistón (puede dañarse). • Grandes cargas en la unidad de bombeo.

En la sección 2.6... se profundizara este tema, ya que es el tema principal de esta tesis.

2.6 LAS BOMBAS DE SUBSUELO

2.6.1 El Ciclo de Bombeo. 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 embolo (pistón) y las dos válvulas de bola. La válvula que viene agarrada al barril de trabajo actúa como una válvula de succión y se denomina válvula fija. La otra válvula contenida en el embolo actúa como una válvula de descarga y se llama válvula viajera. Dichas válvulas operan como válvulas de cheque y su movimiento de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del embolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie. Antes de hacer una revisión detallada de los distintos tipos de bombas es importante tener un conocimiento básico acerca de la operación de una Bomba Mecánica. La discusión del Bombeo Mecánico es decir el periodo básico de la operación de la bomba, se presenta conjuntamente con la **Figura 23**. Esta figura presenta una bomba de un barril estacionario.

Figura 23. Ciclo de Bombeo



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Al comenzar el recorrido ascendente, después de que el embolo ha alcanzado su posición más baja. La válvula viajera se cierra debido a la alta presión hidrostática en la tubería que se encuentra encima de esta. El líquido contenido en la tubería encima de la válvula viajera es levantado hasta la superficie durante el movimiento ascendente del embolo. Al mismo tiempo la presión cae en el espacio que existe entre la válvula fija y la válvula viajera, haciendo que se abra la válvula fija. La presión en la cara del pozo hace que el líquido de la formación, a través de la válvula fija llegue hasta el barril. Por debajo del embolo. El levantamiento de la columna de líquido y el llenado del barril con el líquido de la formación continúa hasta finalizar el recorrido ascendente. Es importante observar que durante el recorrido ascendente completo, el peso total de la columna de líquido en la sarta de tubería de producción es soportada por el embolo y la sarta de varillas conectada a este. La elevada fuerza de empuje hace que la sarta de varillas se estire por culpa de su elasticidad.

Después de que el embolo ha alcanzado su recorrido máximo. La sarta de varillas comienza a bajar. Se inicia el recorrido descendente, la válvula viajera inmediatamente se abre y la válvula fija se cierra. Esta operación de las válvulas

se debe a la incompresibilidad del líquido contenido en el barril. Cuando la válvula viajera se abre el peso del líquido es transferido desde el embolo hasta la válvula fija. Originando el estiramiento de la sarta de la tubería de producción. Durante el recorrido descendente el embolo hace su descenso con la válvula viajera abierta dentro del barril con el líquido de la formación. Al final del recorrido descendente la dirección del movimiento de la sarta de varillas se invierte y comienza otro ciclo de bombeo. Nuevamente el peso es transferido al embolo originando el estiramiento de la varilla y el retorno de la tubería hasta su estado de no estiramiento.

Esta descripción elemental del ciclo de bombeo ha demostrado que la bomba de succión opera como cualquier otra bomba con pistón. La diferencia más significativa entre una bomba utilizada en la superficie y una bomba de succión radica en la forma como es impulsado el pistón o embolo. En las Bombas de superficie (por ejemplo bombas de lodo), la biela que constituye el mecanismo de impulso del pistón es corta y su longitud no cambia considerablemente durante la operación. Por lo tanto, el recorrido del pistón es igual al recorrido impuesto por el mecanismo de impulsión. El embolo de la bomba de superficie, por otro lado es operado por una sarta de varillas cuya longitud puede ser de miles de pies. Debido a su comportamiento elástico esta sarta larga periódicamente se estira y encoge lo cual permite que el movimiento del embolo sea complejo y complicado de predecir. En consecuencia el recorrido del embolo no se puede calcular rápidamente a partir de un recorrido medio en la superficie.

El ciclo de bombeo como se describe en la **Figura 23** asume que prevalecen condiciones ideales: producción de líquido monofásico y que el barril se llena completamente con los fluidos del pozo durante la etapa de llenado.

Si no se puede reunir cualquiera de estas condiciones entonces la operación de la bomba se ve afectada seriamente. Todos los problemas que ocurren en tales situaciones se relacionan con los cambios de acción de la válvula durante el ciclo. Como ya se ha mencionado ambas válvulas son válvulas simples de cheque, las cuales se abren o se cierran de acuerdo con la relación de las presiones por encima o por debajo del asiento de la válvula.

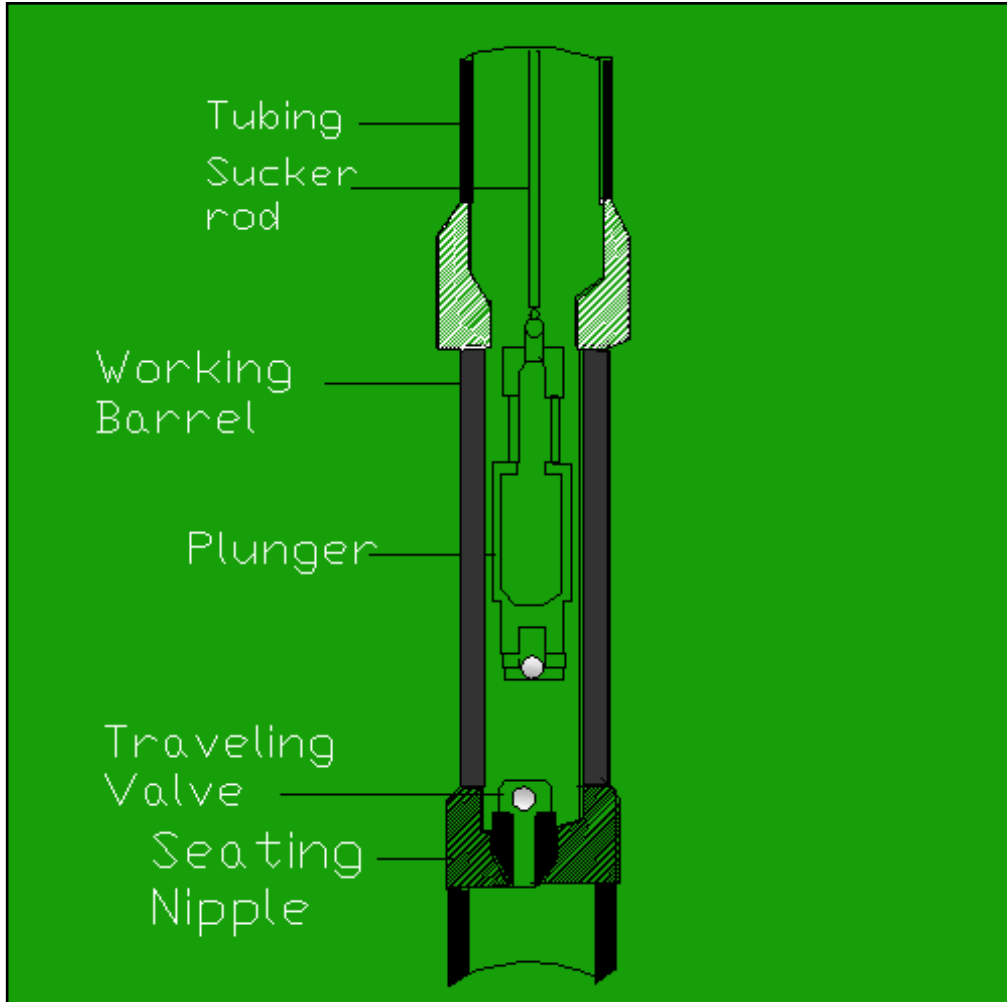
Por lo tanto, las válvulas no necesariamente se abren y se cierran en los dos extremos del recorrido del embolo. Como una consecuencia, el recorrido efectivo del embolo (la parte del recorrido utilizado para levantar los fluidos del pozo) puede ser inferior al recorrido total del mismo.

Si los fluidos del pozo en el barril contienen alguna traza de gas libre al comenzar el recorrido descendiente, la válvula viajera se mantiene cerrada hasta que este gas sea comprimido a una presión suficiente como para superar la presión de la columna de líquido por encima de esta. Parte del recorrido es tomado por el efecto de compresión del gas de tal modo que se reduce el recorrido efectivo del émbolo. Un problema similar ocurre al comenzar el recorrido ascendente, cuando se bombea fluidos gasíferos. Justo antes de comenzar el recorrido ascendente la mezcla de gas/líquido que ocupa el espacio entre las Válvulas Viajeras y Fija. Queda con la presión hidrostática de la columna de líquido en la tubería. Cuando el émbolo comienza su movimiento ascendente con la válvula viajera cerrada esta mezcla de alta presión se expande, permitiendo que solamente una presión gradual disminuya por debajo del émbolo. Este efecto retarda la apertura de la válvula fija hasta que la presión por encima de la válvula caiga a la presión de la boca del pozo. La fracción de recorrido del émbolo durante este recorrido puede reducir considerablemente la longitud del recorrido disponible para llenar el barril con los líquidos. Así que nuevamente, el recorrido efectivo del émbolo se ve reducido.

Estos efectos se pueden combinar con un llenado incompleto del barril de la bomba durante el recorrido ascendente. Esto usualmente ocurre cuando la capacidad de la bomba es más alta que la tasa del flujo del pozo. Todas estas condiciones pueden originar una considerable reducción del recorrido del émbolo disponible para el levantamiento de los fluidos del pozo y en consecuencia disminuir las relaciones de bombeo. El diseño de una instalación de bombeo mecánico por consiguiente debe tener en consideración las condiciones reales de la bomba en el fondo.

2.6.2 Tipos de bombas. Las dos principales categorías de Bombas de Succión son la Bomba de la 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. En una bomba de tubería (**ver Figura 24**) el barril de trabajo forma una parte integral de la sarta de la tubería de producción la cual está conectada al fondo de la tubería y corre a la profundidad deseada con la sarta de la tubería de producción. Esta construcción permite utilizar un barril con un diámetro ligeramente inferior al diámetro interno de la tubería de producción. Su principal desventaja está en que el barril solo puede servir sacando la sarta completa de tubería.

Figura 24. Las partes de una Bomba de Tubería



Fuente. Autor, Dibujos Autocad

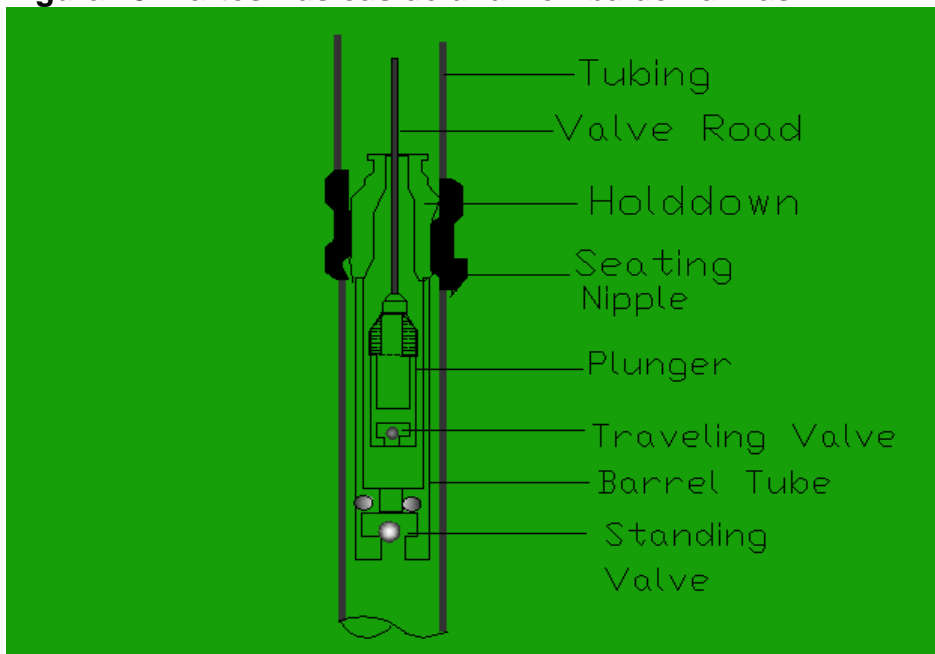
Debajo del barril de la bomba de la tubería está montado un Niple de asentamiento dentro del cual se puede asegurar la válvula fija. Después de que el barril y la sarta de la tubería de producción están en el pozo, el émbolo con la válvula viajera se coloca sobre la sarta de varillas. La válvula fija es asegurada al fondo del embolo por su extractor durante la instalación. La válvula fija es bajada dentro del Niple de Asentamiento donde queda asegurada ya sea mecánicamente o empleando las copas de fricción. El extractor de la válvula Fija posteriormente es desenganchado, y el embolo se levanta hasta su posición de trabajo. También es posible quitar la válvula Fija con el empleo del extractor de la válvula. Este elimina la necesidad de sacar la sarta de la tubería de producción para reparar la válvula Fija.

La Bomba de varillas o de inserción contraria a la bomba de tubería es un ensamble completo de bombeo que va dentro del pozo, sobre la sarta de varillas. El ensamble contiene el barril de trabajo (también llamado tubo de barril), el embolo dentro del barril y las dos válvulas: la fija y la viajera (**ver Figura 25.**). Solo el Niple de asentamiento va con la sarta de la tubería de producción a la profundidad de bombeo deseada. Luego el montaje de la bomba va sobre la sarta de varillas y se utiliza un agarre tipo copas o mecánico para asegurarlo en su lugar. La Válvula fija de una bomba de varillas es parte del barril.

La bomba de la tubería de revestimiento es una variación de la bomba de varillas y es utilizada en pozos sin tubería de producción. El conjunto de la bomba está sentada en un empaque. Este tipo de instalación es utilizado generalmente en pozos con altas capacidades de producción dado que el tamaño de la bomba es limitado solo por el tamaño de la tubería de revestimiento.

La selección apropiada al tipo de bomba que se va a utilizar en una instalación dada se hace con base en varios factores. Como regla general las bombas de tuberías pueden ser utilizadas para mover más cantidades de líquido que las bombas de varillas. La mayor desventaja de la bomba de tubería es que la sarta completa de la tubería de producción debe ser retirada si el barril falla. También se deberían considerar diversos problemas operacionales cuando se esté tomando la decisión final, como por ejemplo la producción de gas, arena y la corrosión.

Figura 25. Partes Básicas de una Bomba de Varillas



Fuente: Autor, dibujo Autocad

2.6.2.1 Bombas API

Clasificación de las Bombas API

Muchas de las bombas de succión utilizadas en la industria mundial del petróleo se ajustan a las especificaciones del American Petroleum Institute (API).

Las bombas estandarizadas en la especificación API 11 AX han sido clasificadas y se les ha asignado una letra (**ver Tabla 10**). La primera letra se refiere al tipo básico:

R: Para las Bombas de Varillas

T: Para las Bombas de Tubería

La segunda letra se refiere al tipo de Barril, es decir si es de pared gruesa o delgada. Diferentes letras de códigos son utilizadas para las bombas con émbolos metálicos y con émbolos de pared de empaques flexibles.

Émbolos Metálicos Émbolos con Empaque flexible

H: para pared gruesa

P: para pared gruesa

W: para pared delgada

S: para pared delgada

La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de asentamiento para las bombas de varilla. El conjunto de asentamiento o agarré, siempre va al fondo en una bomba de barril viajero; otras Bombas de Varillas se pueden asentar en la parte superior o inferior como se explica enseguida:

A: para agarre en la parte superior (ancla superior)

B: para agarre en la parte inferior (ancla inferior)

T: para el barril viajero agarre inferior.

Tabla 10. Designación con letras de las Bombas de Subsuelo de acuerdo con la Especificación API 11 AX

Type of Pump	Letter Designation			
	Metal Plunger		sort-packed plunger	
	Barrel Wall		Barrel Wall	
	Heavy	Thin	Heavy	Thin
ROO PUMPS stationary Barrel Top Anchor	RHA	RWA	-	RSA
stationary Barrel Bottom Anchor	RHB	RWB	-	RSB
Traveling Barrel Bottom Anchor	RHT	RWT	-	RST
Tubing PUMPS	TH	-	TP	-

Fuente: Adapted from the American Petroleum Institute Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings, API Spec. 11AX. 8th ed. (Dallas: American Petroleum Institute. 1986)

Características de las Bombas API

A continuación se detalla las características principales de las Bombas API conjuntamente con una lista de las ventajas y desventajas relativas.

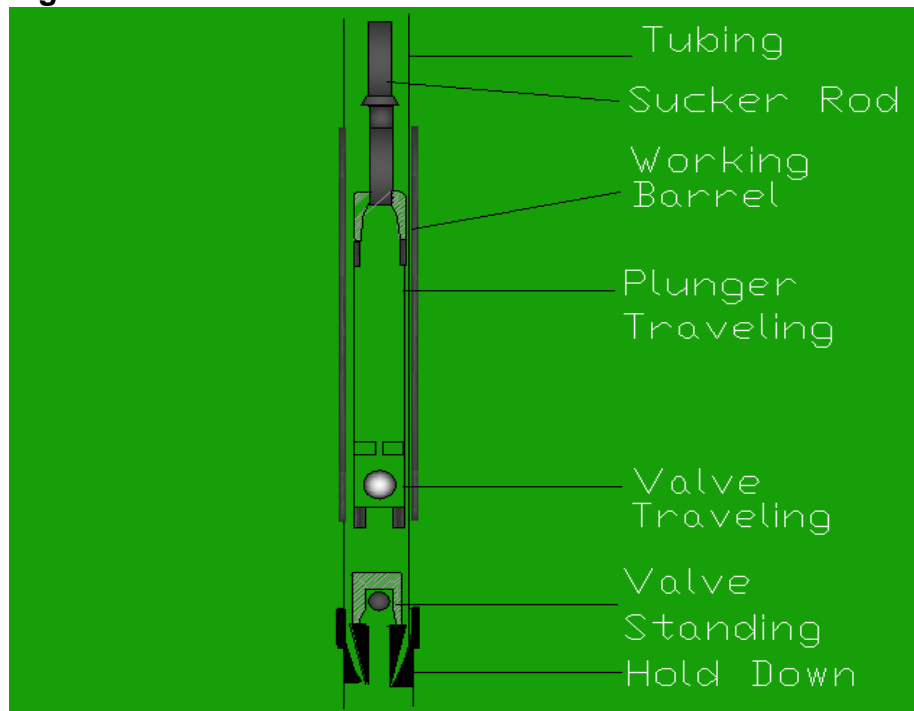
Bomba de Tubería. Las bombas de tubería representan el tipo más antiguo de Bombas de succión y tienen una construcción muy simple. Su ventaja inherente sobre los otros tipos de bombas es su relativamente mayor capacidad de bombeo ya que tiene un barril más grande. Una representación esquemática de una bomba de tubería en su posición ascendente se aprecia en la **Figura 26**. La figura presenta una bomba con un émbolo metálico diseñado por el API con el código TH; la misma bomba pero con un émbolo flexible esta codificado con TP.

Ventajas

Las ventajas relativas de las Bombas de tubería de producción son:

1. Proporcionan bombas mucho más grandes en una tubería dada con diámetros internos del barril de $\frac{1}{4}$ de pulgada más pequeños que el diámetro interno de la tubería. Esos barriles permiten un mayor volumen de fluido que cualquier otro tipo de Bomba.
2. 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 esta directamente conectada al embolo sin necesidad de una varilla de válvula haciendo que la conexión sea más confiable que en la bomba de varillas.
3. Las bombas de tubería de producción usualmente son menos costosas que las bombas de varillas ya que tienen menos partes
4. Los mayores tamaños de las válvulas permiten menos perdidas de presión en la bomba así que también es posible la producción de fluidos viscosos

Figura 26. Sección Transversal de una Bomba de Tubería API TH



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

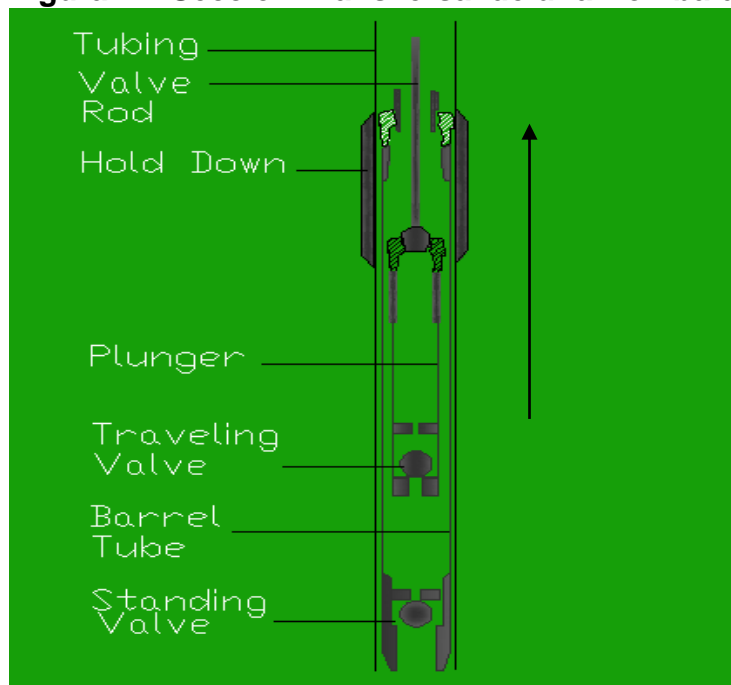
Desventajas

Existen varias desventajas en las Bombas de Tubería de producción:

1. Las operaciones de limpieza de un pozo usualmente requieren que la tubería sea retirada; los altos costos de reparación de la bomba son los mayores inconvenientes de las bombas de tuberías de producción.
2. Las Bombas de tubería de producción funcionan muy deficientemente en pozos gasíferos. El espacio muerto relativamente grande (el espacio entre la válvula fija y la válvula viajera al final del recorrido) ocasionan una pobre acción de la válvula y una baja eficiencia de la bomba.
3. La profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas de fluido asociadas con las mayores áreas del émbolo y se podría requerir el empleo de varillas de succión de alta resistencia. A mayores profundidades se espera que se presente una excesiva pérdida de recorrido del émbolo dado los mayores estiramientos de la tubería y la varilla.

Bombas de Varillas con ancla superior y barril estacionario. La **Figura 27** muestra la sección transversal de una Bomba RHA durante el recorrido ascendente. Su Barril de trabajo se mantiene en su lugar en la parte superior del conjunto de la bomba, una posición de asentamiento preferida en la mayoría de las instalaciones de bombeo. El émbolo de la bomba RHA es metálico. Otras bombas en esta categoría son las RWA con un barril de pared delgada y un émbolo metálico y las RSA con barril de pared delgada y un émbolo flexible.

Figura 27. Sección Transversal de una Bomba de Varillas API RHA



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Ventajas

Las ventajas de estas bombas son:

1. El ancla superior es recomendada en pozos arenosos porque las partículas de arena no se pueden asentar sobre el Niple de asentamiento debido a la acción continua de lavado de los fluidos bombeados. Por lo tanto el conjunto de la bomba usualmente no se pega y se puede retirar fácilmente si se requiere mantenimiento.
2. Cuando se bombea fluidos gasíferos en pozos con bajos niveles de fluido, esta bomba trabaja bien porque la válvula fija se sumerge mucho más profundo en los fluidos del pozo que en las bombas ancladas en la parte inferior.
3. Un separador de gas se puede conectar directamente al barril de la bomba cuando hay presencia de gas libre.
4. Si se requiere un barril de más tamaño el ancla superior proporciona un mejor soporte al conjunto de la bomba que un ancla inferior. El movimiento del barril también puede ser inferior con una acción limitada de fraccionamiento del barril contra la tubería de producción.

Desventajas

Las desventajas de esas bombas incluyen:

1. Dada la posición del ancla superior la parte externa del barril queda con una presión de succión mientras que la parte interna queda expuesta a una alta presión hidrostática de la columna de líquido en la tubería de producción. El mayor diferencial de presión a través de su pared puede deformar o incluso reventar el barril especialmente si es una pared de tipo delgado.
2. En la carrera descendente el barril queda expuesto a elevadas cargas tensoras ocasionadas por el peso de la columna de líquido que es aguantada por la válvula fija. La resistencia mecánica del barril por consiguiente limita la profundidad con la cual se puede utilizar dichas bombas.
3. La varilla de la válvula se puede desgastar por la fricción contra su guía y puede convertirse en un acople débil en la sarta de varillas.
4. Comparadas con las Bombas de barril viajero esta bomba tiene más partes y por consiguiente los costos iniciales son mayores

Bombas con Ancla Inferior y Barril Estacionario. La sección transversal de una bomba RHB durante el recorrido ascendente se observa en la **Figura 28**. Esta bomba es la que primero se debería considerar para el trabajo en pozos profundos. El barril de trabajo está agarrado a la tubería en la parte inferior del conjunto de la bomba lo cual tiene ventajas definitivas en pozos profundos. Las Bombas RHB tienen émbolos metálicos y barriles de pared gruesa. Las Bombas RWB tienen un

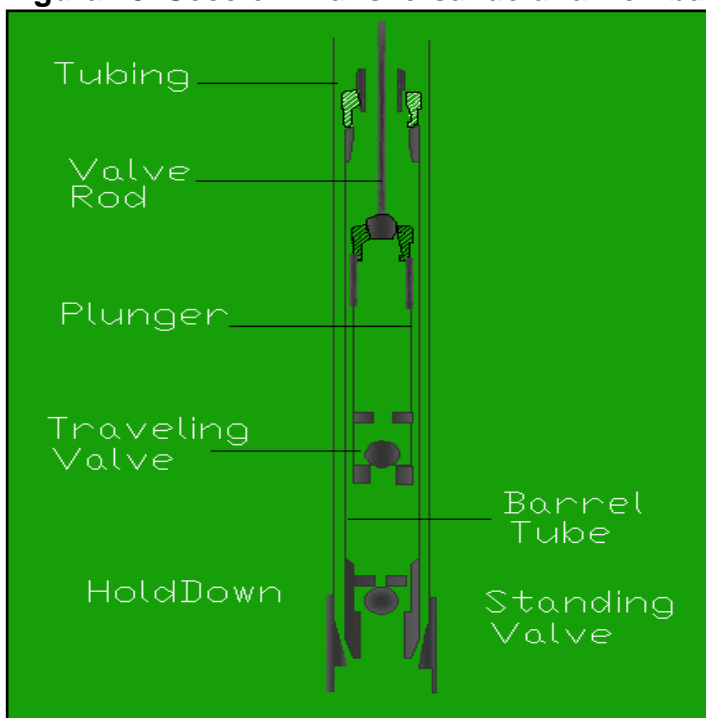
barril con pared delgada y las Bombas RSB tienen un Barril de pared delgada y un embolo flexible.

Ventajas

Las principales ventajas de estas bombas son:

1. El exterior del barril siempre está bajo presión hidrostática ejercida por la columna de líquido en la tubería de producción. En consecuencia el diferencial de presión a través de la pared del barril es mucho menor que en las bombas con ancla superior haciendo que el barril quede menos propenso a un daño mecánico. Por consiguiente esta bomba se puede utilizar en regiones más profundas que las Bombas de varillas.
2. El empleo de esta Bomba es aconsejable en pozos con bajos niveles de fluido porque se puede poner a funcionar muy cerca del fondo del pozo el punto más profundo del mecanismo de bombeo será el niple de asentamiento.
3. La válvula Fija es usualmente más grande que la Válvula viajera y esta característica asegura una entrada regular a la bomba. La tendencia a la espumación de los fluidos del pozo también se reduce.
4. En los pozos desviados el barril puede pivotar sobre el Niple de asentamiento lo cual reduce el desgaste.

Figura 28. Sección Transversal de una Bomba de Varillas RHB API



Fuente. Autor, Dibujo Autocad

Desventajas

Las desventajas de este tipo de bomba son:

1. Durante el periodo de descanso o en una operación intermitente la arena u otras partículas sólidas se pueden asentar en la parte superior del embolo. Las cuales se pueden pegar al barril cuando se encienda nuevamente la Bomba.
2. El espacio anular entre la tubería y el barril se puede llenar con arena u otros sólidos impidiendo la sacada de la bomba.
3. La varilla de la válvula puede convertirse en un punto débil comparado con la sarta de varillas.
4. El costo de la bomba es más alto que las bombas con barril viajero debido a la mayor cantidad de partes.

Bombas de Varillas con Barril Viajero. La operación de cualquier bomba de pistón se fundamenta en el movimiento relativo que existe entre el pistón y el cilindro. A partir de esta situación se dice entonces que la acción de bombeo se logra es una bomba de varillas si el émbolo es estacionario y se mueve el barril. Las bombas de varillas con Barril viajero operan sobre este principio y el embolo se mantiene en su lugar mientras el barril es movido por la sarta de varillas. La posición del ancla o agarre invariablemente es en el fondo del ensamble de la bomba. La **figura 29** presenta una sección transversal de una bomba RHT. El émbolo viene agarrado al ancla de fondo por un pequeño tubo de arrastre hueco a través del cual los fluidos del pozo entran a la bomba. La válvula fija situada en la parte superior del émbolo es más pequeña que la válvula viajera. Las Bombas con pared delgada están codificadas con las letras RWT y aquellas con un émbolo flexible con las letras RST.

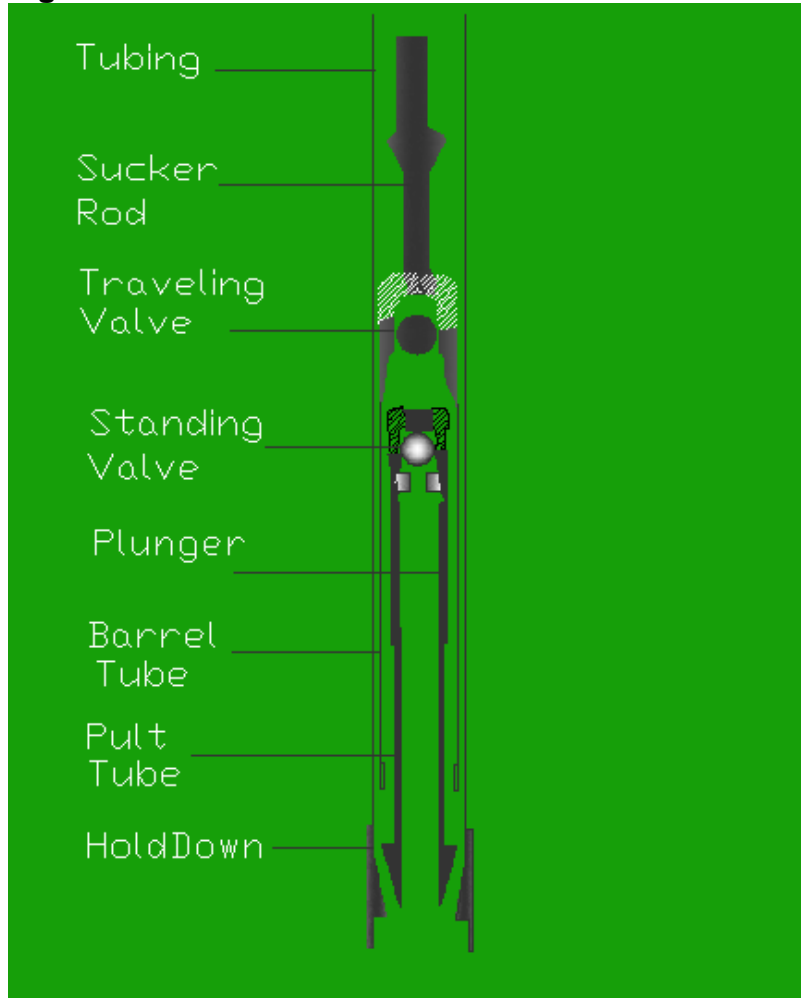
Ventajas

Las bombas con barril viajero son utilizadas ampliamente cuando la producción de arena constituye un problema y sus principales ventajas son:

1. El barril viajero mantiene el fluido en movimiento alrededor del ancla evitando que la arena y otros sólidos se asienten entre el Niple de Asentamiento y el ancla. Por lo tanto el conjunto para retirar la bomba usualmente está libre de problemas.
2. Esta Bomba es recomendada para el bombeo intermitente de pozos arenosos ya que la arena no se puede quedar entre el embolo y el barril durante los periodos de cierre.
3. La conexión entre la sarta de varillas y el Barril Viajero es más fuerte que entre la varilla de la válvula y la sarta de varillas en las bombas con barril estacionario.

4. Tiene una construcción resistente, con menos partes que las bombas con barril estacionario y menos costoso.

Figura 29. Sección Transversal de una Bomba de Varillas API RHT



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Desventaja

Las desventajas de las Bombas con barril viajero incluyen:

1. El tamaño de la Válvula Fija es limitado porque se fija al barril. Es una válvula relativamente más pequeña que ofrece una alta resistencia al flujo del fluido permitiendo que el gas se separe de la solución originando así una deficiente operación de la bomba en los pozos gasíferos.

2. En los pozos profundos la elevada presión hidrostática que actúa sobre la válvula fija en el recorrido descendente podría ocasionar el doblamiento del tubo extractor y se puede originar un excesivo desgaste entre el émbolo y el barril esto limita la longitud del barril que se puede usar en pozos profundos.
3. El bombeo de fluidos altamente viscosos no es recomendado ya que la Válvula fija puede producir una caída excesiva de presión a la entrada de la Bomba.

A continuación daremos un resumen de las Bombas de varillas y algunas de sus características importantes:

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)

Usar 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

No usar:

- ❖ 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)

Usar 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.

No usar:

- ❖ Pozos profundos
- ❖ Pozos con Producción de crudos pesado

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

Usar para:

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

No usar:

- ❖ Pozos profundos
- ❖ Pozos con baja presión de entrada a la bomba
- ❖ Pozos con problemas de gas
- ❖ Pozos con alta sumergencia

4. Bomba de Varillas “CasingPump”

Usar Para:

- ❖ Altas tasas de producción.

No usar:

- ❖ Pozos con producción de gas.
- ❖ Pozos desviados.

En el capítulo 4 se hablara sobre los tipos de bombas especiales utilizadas para controlar los problemas operacionales como: interferencia por gas, arenamiento y fluidos corrosivos, etc.

2.7. ESPECIFICACIÓN DEL CONJUNTO DE PIEZAS DE LA BOMBA

Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas de bombeo mecánico, el American Petroleum Institute (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la especificación API 11 AX. Esta designación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas. La designación completa (**ver Figura 30**) contiene varios grupos que especifican las distintas partes del conjunto de pieza de la Bomba. El primer grupo numérico define el tamaño nominal de la tubería de producción dentro del cual se supone que la bomba dada va a operar. El segundo grupo es un código de tres figuras que proporcionan el tamaño requerido del diámetro interno de la bomba. El tercer grupo es la letra de Designación API de la bomba, explicada anteriormente.

El siguiente grupo es un código con letras sencillas que se refieren al tipo de conjunto de asentamiento. El cual puede ser mecánico o con ancla tipo copa. El último grupo numérico de la designación se refiere a la longitud de la Bomba. Todas las mediciones aparecen en pies. El primer número proporciona la longitud del barril, el segundo número la longitud nominal del émbolo y el último la longitud total de las extensiones del barril.

Las extensiones se pueden agregar en ambos extremos del Barril para evitar algunos problemas específicos.

Para ordenar una bomba específica la información adicional requerida por el fabricante es la especificación de los materiales del barril y el émbolo, el acople del embolo, el material de la válvula y la longitud de cada extensión.

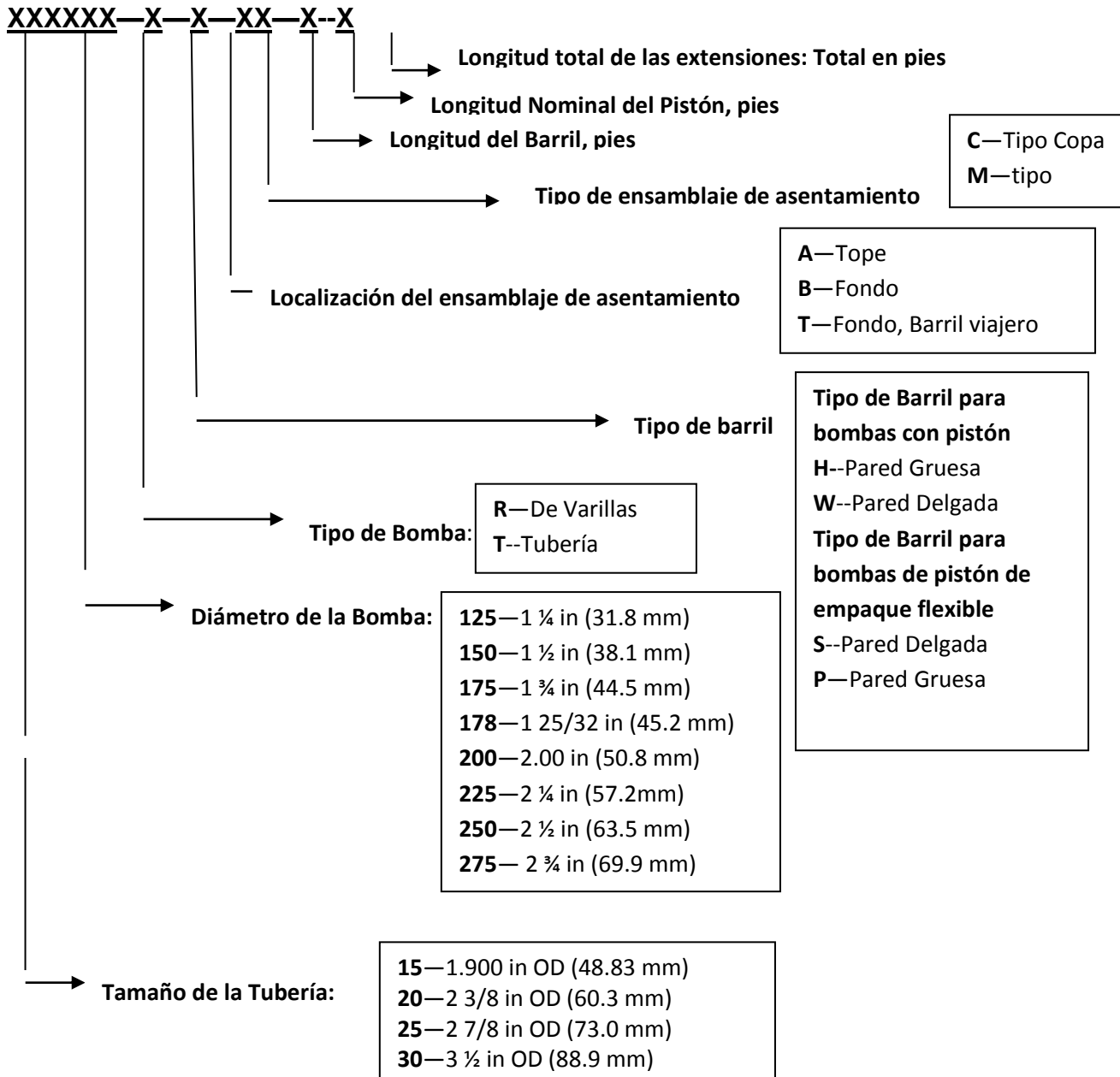
Los tamaños de las bombas también están estandarizados por el API. El tamaño básico de una bomba se refiere al diámetro interno del barril. La **Tabla 11** contiene los datos sobre los diámetros internos de la bomba disponible para los diferentes tipos de bombas API con varios tamaños de tubería. Las bombas no API con diámetros mayores también son fabricados para utilizar en tuberías de producción más grandes.

Tabla 11. Tamaño Estándar de la Bomba de Varillas de subsuelo de acuerdo con la Especificación API 11AX

Pump Type	Plunger material	Barrel Wall	API Types	Standard Pump bore sizes for Tubing			
				1.9"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2 "
ROD	Metal	Heavy	RHA	-	1 1/4 "	1 1/2 "	2 1/4 "
			RHB			1 3/4 "	
			RHT				
	Metal	Thin	RWA	-	1 1/4 "	1 1/2"	2 1/2"
						2"	
	Metal	Thin	RWB	1 1/4"	1 1/4"	2"	2 1/2 "
RWT				1 1/2"			
Soft	Thin	RSA	-	1 1/4"	2"	2 1/2"	
		RSB		1 1/2"			
		RST					
	Metal	Heavy	TH	-	1 3/4"	1 1/4"	2 3/4"
	Soft	Heavy	TH	-	1 25/32"	2 1/4"	2 3/4"

Fuente: American Petroleum Institute Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings, API Spec. 11AX. 8th ed. (Dallas: American Petroleum Institute. 1986)

Figura 30. Designación completa del Conjunto de partes de una Bomba de Varillas de subsuelo de acuerdo a la Especificación API 11AX.



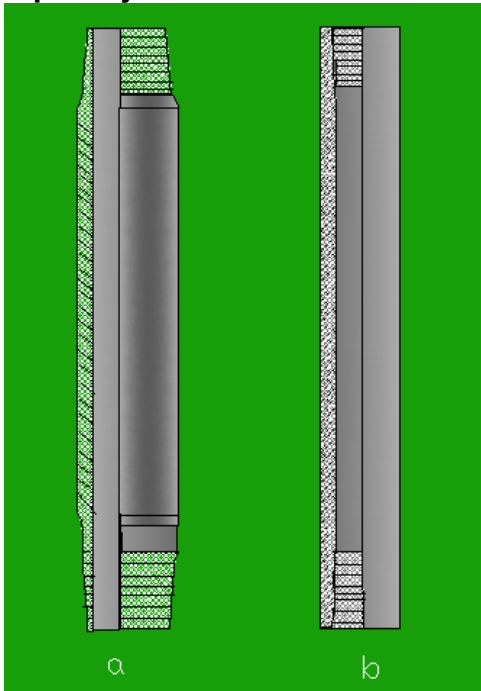
Fuente: American Petroleum Institute Specification for Subsurface Sucker Rod Pumps and Fittings, API Spec. 11AX. 8th ed. (Dallas: American Petroleum Institute. 1986)

2.8. PARTES ESTRUCTURALES DE UNA BOMBA DE SUBSUELO

2.8.1 Barriles (o Cilindros) Y Émbolos (o Pistones). Tanto el barril como el Émbolo de una bomba de varillas son tubos simples, maquinados y pulidos para aceptar tolerancias muy pequeñas permitidas sobre diámetros internos y externos. El tamaño nominal de la bomba es el diámetro interno exacto del Barril. El diámetro exterior del émbolo en caso de ser un émbolo metálico, difiere ligeramente solo en el diámetro interno del barril utilizado. El ajuste del émbolo, es decir la tolerancia entre el Barril y el émbolo tiene unas milésimas de pulgada.

2.8.2 Los Barriles. Los Barriles de trabajo conforman un tramo de tubería metálica en frío maquinada y horneada con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del émbolo. En las últimas publicaciones del API solamente los barriles de una pieza aparecen especificados, pero durante los años setenta los barriles de Liner también fueron estandarizados. Un barril de liner tiene una camisa exterior conteniendo uno o más cilindros seccionales de 1 pie (0.3 m) de largo. Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos aparecen disponibles los barriles con extremo de pin (macho) o de caja. En la **figura 31** se puede observar un Barril con extremo de pin (a) y otro tipo caja (b)

Figura 31. Barriles de la Bomba (Tubos de Barril): (a) Barril Tipo pin (b) Barril Tipo Caja



Fuente: Autor, Dibujos Autocad

Pump Barrel (barrel tubes): (a) pin-end barrel, (b) box-end barrel

El espesor de la pared de los barriles y los tubos del barril son diferentes para las versiones de pared delgada y pared gruesa. Los barriles de pared gruesa quiere decir que el espesor de la pared es de $\frac{1}{4}$ " de pulgada (6.4mm); los barriles de pared delgada son de aproximadamente $\frac{1}{8}$ " (3.2 mm) de gruesa. Los barriles son fabricados en longitudes estándar hasta 24 pies (7.2 m); las bombas más grandes usualmente tienen varios barriles unidos. Como es el caso de una bomba de 100 pies (30.5 m).

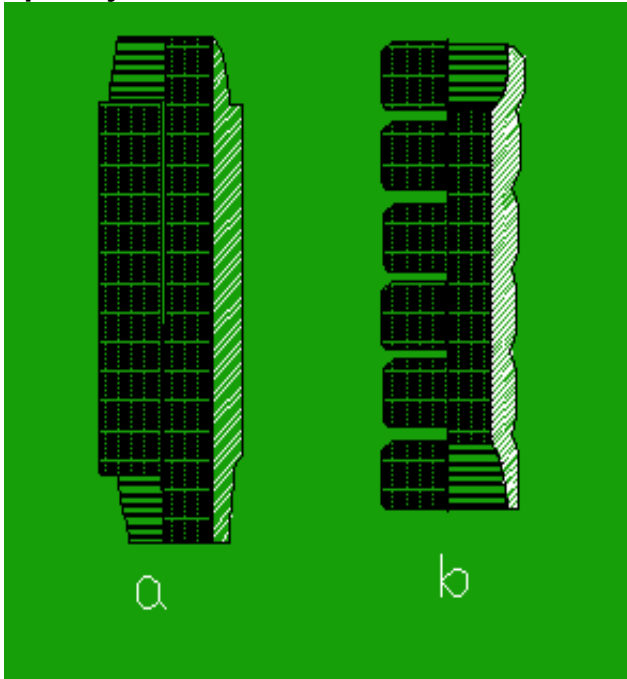
2.8.3 Los Émbolos. Los primeros tipos de embolo utilizados en el bombeo mecánico fueron los de empaquetamiento flexible, utilizando copas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril. Ellos se pueden utilizar de manera segura ya sea sobre la tubería de producción o sobre las bombas de varillas y ofrecen una alta resistencia contra la corrosión producida por los fluidos del pozo. Sin embargo la resistencia de las copas de sellamientos limita la aplicación de dichos émbolos a los pozos con profundidad moderada. En los pozos más profundos (usualmente por debajo de 5000 pies), la elevada presión hidrostática por encima del émbolo origina un excesivo deslizamiento de los líquidos producidos después de pasar el embolo, así que el desplazamiento de la bomba se reduce drásticamente. En los pozos profundos por consiguiente, se requiere de un sello más efectivo y un mejor ajuste entre el barril y el émbolo, lo cual se puede lograr sólo si se emplea el sistema de sellamiento metal-a-metal. Todos los émbolos metálicos (llamados simplemente metálicos) representan la única solución en los pozos profundos.

Los émbolos metálicos son fabricados en diferentes versiones con superficies exteriores acanalados o planas. Los émbolos acanalados son ventajosos cuando el pozo produce algún tipo de arena. La arena u otras partículas sólidas pueden quedar atrapadas en los canales, evitando así la abrasión del barril y el émbolo. Por otro lado cuando se utiliza un émbolo plano una partícula solida puede viajar en todo el recorrido del embolo dañando las superficies tanto del émbolo como del Barril. Un pequeño rayón sobre las superficies pulidas del émbolo origina un alto deslizamiento del líquido después de pasar el émbolo como resultado de la alta presión diferencial a través del émbolo. La eficiencia volumétrica de la bomba y la producción del líquido se puede reducir enormemente.

Al igual que los barriles los émbolos también son fabricados en dos tipos: extremos tipo pin o extremo tipo caja. La **figura 32 a** ilustra un embolo plano con extremo tipo pin. Un embolo tipo caja (**Figura 32 b** con una superficie acanalada) puede tener un menor espesor de pared que el émbolo con extremo pin y por lo

tanto, ofrece menor resistencia al flujo. Los émbolos con extremo tipo caja requieren menos material y usualmente son menos costosos.

Figura 32. Embolo Metálico: (a) Embolo plano tipo pin, (b) Embolo acanalado tipo caja



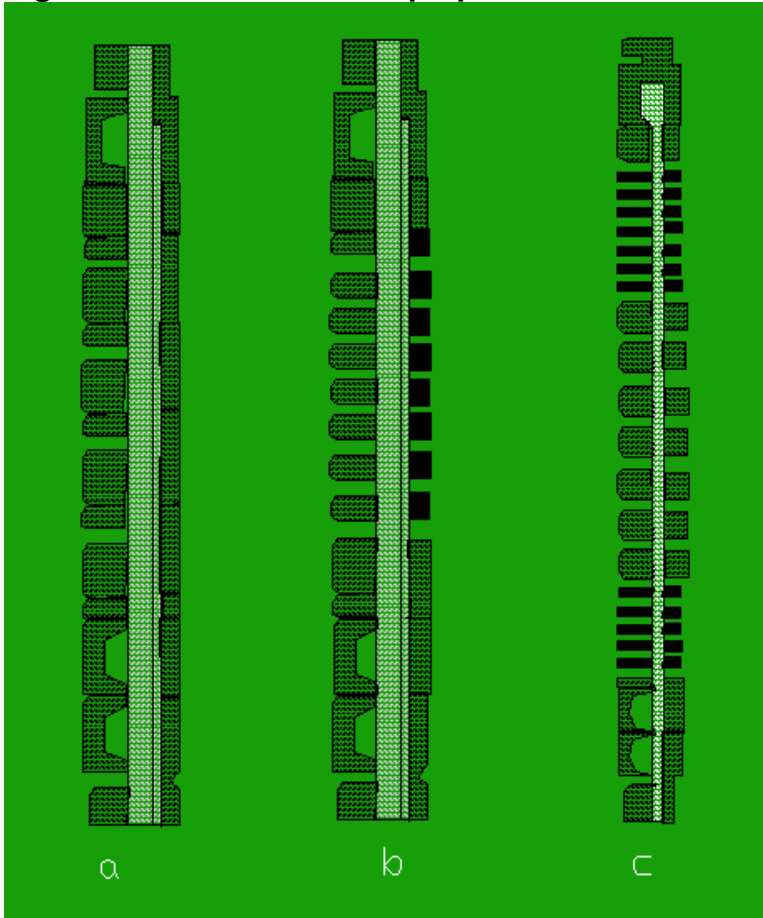
Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Metal Plunger: (a) pin-end plain plunger, (b) box-end grooved plunger

Sobre el recorrido ascendente, la tolerancia radial entre la pared interna del barril y el émbolo queda sometida a una alta presión diferencial. La elevada presión hidrostática producto del peso de la columna de líquido en la tubería de producción actúa desde la parte superior del embolo y una presión de entrada más pequeña en la bomba actúa desde abajo. Con el fin de conservar una alta eficiencia de bombeo, la tasa de este deslizamiento se debe mantener en un mínimo. Esta es la razón del porque solo se permite una tolerancia muy pequeña en una bomba de varilla. Generalmente los ajustes disponibles en el embolo van desde 0.001 pulgadas (0.03 mm) hasta 0.005 pulgadas (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 el factor dominante. Entre más alta sea la viscosidad menor será el deslizamiento al paso del émbolo con el mismo ajuste, ya que los crudos viscosos ofrecen una mayor resistencia al flujo que los crudos

livianos. Los crudos con alta viscosidad se pueden bombear eficientemente con un ajuste del émbolo de -5, mientras que los crudos de baja viscosidad pueden requerir un ajuste de -1.

Figura 33. Émbolo Con empaque flexible de la U.S Steel Oilwell División



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Los émbolos con empaquetamiento flexible consisten de 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 dureza para trabajar en mayores profundidades. La **figura 33** presenta las construcciones de un émbolo con empaque flexible de la U.S: Steel's Oilwell División. Las copas en un émbolo de copa (ver **Figura 33 a**) se expande con el recorrido ascendente para formar un sellamiento efectivo sobre el barril y se contraen sobre el recorrido descendente para mover libremente los fluidos del pozo. Son adecuados para el bombeo de crudos con bajo contenido de arena. Los anillos de empaque en los émbolos de anillo (ver **Figura 33b**) son

menos efectivos que las copas pero el desgaste es más lento y más uniforme. La combinación de émbolos (ver **Figura 33 c**) emplean tanto copas como anillos para proporcionar un efecto de sellamiento. Dichos émbolo son muy efectivos cuando hay presencia de arena fina.

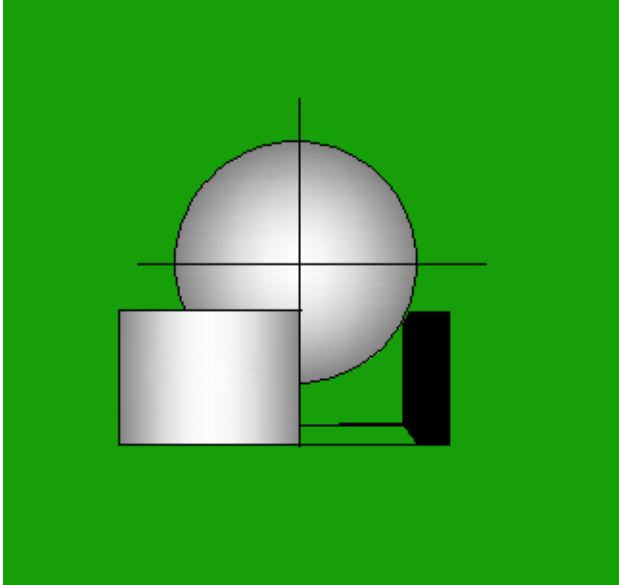
En pozos relativamente poco profundos. Los émbolos con empaque flexible son económicos de emplear, son menos costosos que los émbolos metálicos y son fáciles de reparar en un sitio del pozo cambiando los elementos del empaque.

2.8.4 Válvulas y Cámaras de la Válvula. Las válvulas son consideradas el corazón de una Bomba de varillas porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas Fijas y Viajeras. Dichas Válvulas son simples Válvulas de cheque y operan sobre el principio de una Válvula y un asiento (ver **Figura 34**). Los asientos vienen maquinados esmerilados y acabados de tal forma que estén protegidos contra corrosión y están fabricados con materiales resistentes a la erosión. Usualmente son reversibles y se pueden utilizar sobre los dos costados. Las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilada para proporcionar un perfecto sellamiento. Los asientos apareados finalmente son probados al vacío. Se requiere de una acción de sellamiento altamente confiable entre la bola y el asiento debido a las presiones altamente diferenciales a través de la válvula durante el bombeo.

Las pequeñas imperfecciones iniciales sobre la superficie de sellamiento o los daños posteriores originados por la abrasión o por la corrosión, producen un elevado deslizamiento de líquido y un rápido deterioro de la acción de la válvula por el corte de fluido.

Las bolas y los asientos están disponibles en diferentes metales 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 o a la abrasión y proporcionan una mayor vida útil que las válvulas metálicas

Figura 34. Válvula de Cheque y bola.

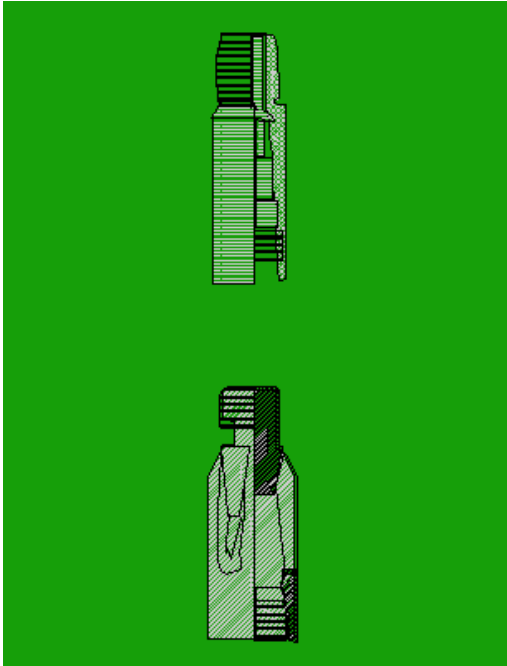


Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Durante la operación de la válvula, la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de la válvula. Las altas presiones a medida que se profundiza la bomba hacen que la bola golpee el asiento con fuerza de alto impacto. Si el movimiento de la bola no queda restringido se podría salir de la línea central del diámetro interno del asiento cuando se levante. Luego durante el cierre la bola golpea solamente un costado del asiento, lo cual origina un excesivo desgaste tanto del asiento como de la bola. Para reducir el daño de la válvula y mejorar el funcionamiento se utilizan las jaulas o cámaras de válvulas para restringir el movimiento de la bola. La **Figura 35** muestra los tipos de cámara API cerrada (a) y abierta (b). El papel de la cámara de la válvula es el de restringir la trayectoria lateral y vertical de las bolas de las válvula mientras proporcionan al menos una restricción de flujo a través del conjunto de partes de la válvula.

Las especificaciones API de las válvulas y cámaras de la bomba 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 las condiciones específicas del pozo actual.

Figura 35. Tipos de Cámara de Válvula: (a) Cámara Abierta. (b) Cámara cerrada



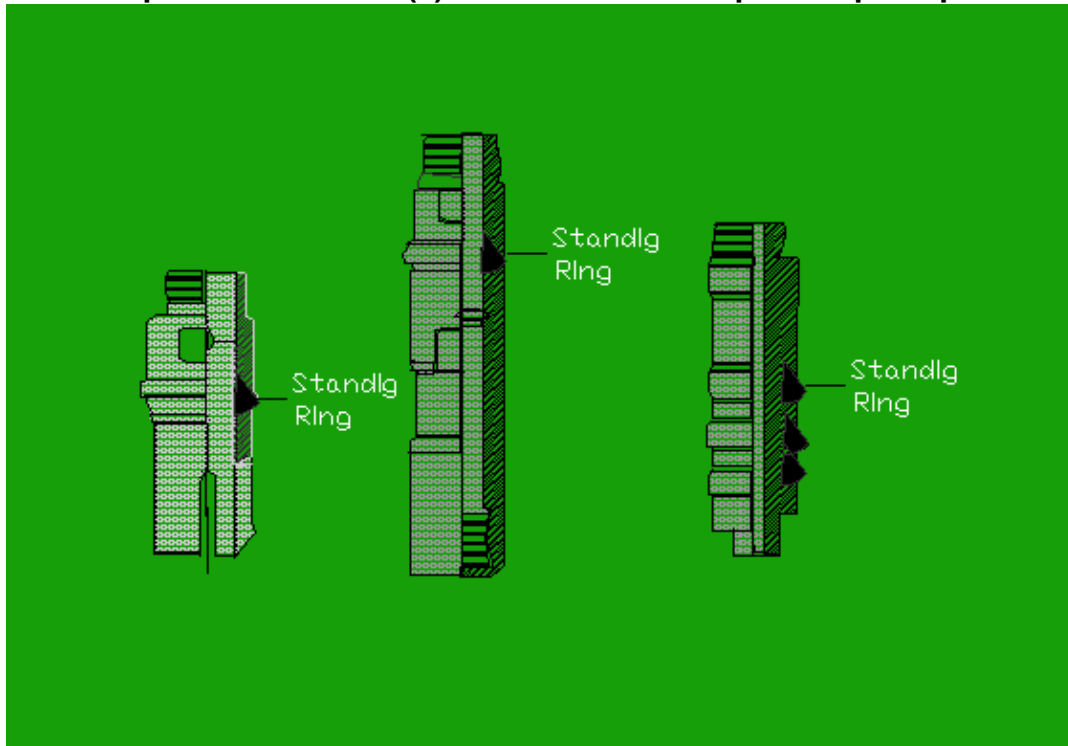
Fuente: Autor, Dibujo Autocad

La válvula Viajera se puede colocar ya sea por encima o por debajo del émbolo. La posición superior es recomendada en pozos que producen muy poco o no producen gas. Su ventaja es que el mismo émbolo no queda cargado por el peso de la columna de fluido eliminando así el esfuerzo del émbolo. La ubicación de la válvula por debajo del embolo reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, una característica deseada cuando se bombean fluidos gasíferos. Las bombas con este tipo de disposición de válvula proporcionan eficiencias volumétricas favorables y están menos propensas al ataque por gas. Tanto la válvula viajera como la válvula fija se pueden duplicar para extender la vida útil de servicio de las bombas. Especialmente en pozos arenosos, dos válvulas en serie garantizan una mayor seguridad contra el corte de las válvulas producido por los fluidos arrojados.

2.8.5 Colgadores (Anclas de Bombas). Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una Bomba de varilla ya sea el barril o émbolo a la sarta de producción. El ancla va dentro del Niple de asentamiento previamente instalado en la tubería donde queda mecánicamente asegurado por las fuerzas de fricción. La operación de las bombas imparte fuerzas verticales sobre el elemento estacionario del ensamble de la bomba: las fuerzas son transferidas directamente al ancla. El mecanismo de anclaje tiene que 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 fluido se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo.

Figura 36. Dispositivo de Anclaje o anclas: (a) Ancla Inferior mecánica. (b) Ancla Superior mecánica. (c) Ancla inferior o superior tipo copa



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

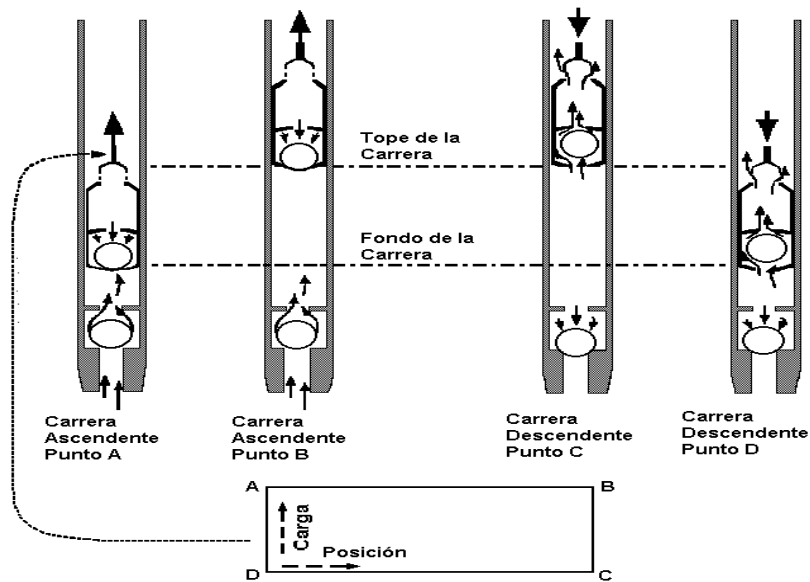
Las anclas pueden ser mecánicas o tipo copa. El ancla mecánica queda asegurada positivamente en el Niple de asentamiento por la acción de un resorte. El sellamiento queda asegurado por un anillo de asentamiento que forma un sello de metal-a-metal sobre la parte interna del Niple de asentamiento. Las **Figuras 36a y 36 b** muestran las anclas mecánicas inferior y superior respectivamente. Estas anclas son recomendadas especialmente en pozos profundos ya que el seguro mecánico hace improbable que ellas se desasienten. Las anclas tipo copas proporcionan las fuerza de agarre requerida solo por la fricción mecánica. Las copas plásticas moldeadas (Ver **Figura 36 c**) son utilizadas para formar un sellamiento de fricción en el Niple de asentamiento. Ofrecen menos resistencia para desasentar la bomba que las anclas de aseguramiento mecánico.

2.9. FUNCIONAMIENTO NORMAL DE UNA BOMBA DE SUBSUELO

De acuerdo a la **Figura 37**, a continuación se describe el ciclo de bombeo en condiciones normales. Cuando se habla de estas condiciones se hace referencia a la producción de fluido monofásico y que el barril se llena completamente con los fluidos del pozo durante el recorrido ascendente.

- PUNTO A: Comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera está cerrada donde la carga de columna del fluido la soporta la sarta de varillas; la válvula fija se encuentra abierta permitiendo el paso del fluido gracias al diferencial de presión presente en su parte inferior y superior correspondiente a la cámara o espacio entre las válvulas.
- PUNTO B: Desplazamiento del pistón en la parte superior de la carrera ascendente presentándose la máxima carga de todo el sistema.
- PUNTO C: Inicio de la carrera descendente; la apertura de la válvula viajera va a depender del porcentaje de gas libre en el líquido ubicado en la cámara de compresión; la carga de fluido lo soporta la válvula fija que se encuentra cerrada.
- PUNTO D: Desplazamiento del pistón en el fondo de la carrera descendente; la válvula viajera continúa abierta permitiendo el paso del fluido hasta que la presión en la cámara sea inferior a la presión presente en el pistón, y así en este instante, la válvula fija se abre para permitir la entrada del fluido proveniente de la formación

Figura 37. Funcionamiento normal de una Bomba de subsuelo



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

2.10 PROBLEMAS MÁS COMUNES EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO

En esta sección hablaremos sobre los principales problemas que se presentan en las bombas de subsuelo, pero en especial se orientara en la interferencia de gas en las secciones posteriores

2.10.1 Golpe de Fluido. Cuando en la carrera ascendente la cámara inferior de la bomba no se llena completamente con líquido, queda en la parte superior de la misma, entre el nivel de fluido y la válvula móvil, una zona de gas de baja presión.

En la correspondiente carrera descendente, la válvula móvil permanece cerrada por efecto del peso de la columna de petróleo, hasta que el pistón hace impacto en la superficie del fluido. A esta condición se la llama Golpe de Fluido, y produce efectos negativos en todo el sistema de bombeo.

Hay tres condiciones que pueden producir el golpe de fluido:

Nivel Agotado (pump off). Ocurre cuando el nivel de fluido no es suficiente para llenar la bomba. Se puede reconocer este estado deteniendo el bombeo unos minutos, y luego comenzando a bombear nuevamente. Si el llenado de la bomba es satisfactorio durante un lapso de tiempo y luego se vuelve a producir el golpe de fluido, esto confirma que se trata de un caso de Nivel agotado.

Restricción en la Entrada a la Bomba (starvedpump). Se produce cuando alguna causa impide o dificulta la entrada del fluido a la bomba, independientemente del nivel de fluido en el pozo. En este caso, aunque detengamos el bombeo unos minutos, al reiniciar la operación, inmediatamente se produce el golpe de fluido.

Viscosidad y elevados golpes por minuto: El llenado incompleto de la cámara de la bomba se produce debido a la resistencia al pasaje de fluido por la válvula estacionaria y al caudal exigido por el ritmo de bombeo.

La presencia de Golpe de Fluido durante la operación de bombeo es indeseable. Algunas veces se manifiesta con vibraciones y golpes detectables en superficie; en otros casos, sobre todo en pozos profundos, se visualiza sólo en las cartas dinamométricas (depende de la intensidad).

El Golpe de Fluido puede producir los siguientes daños al sistema de bombeo mecánico:

- Falla por fatiga en la estructura de la unidad de bombeo.
- Falla por fatiga en dientes de la caja y cojinetes.
- Falla por fatiga en la estructura de asiento de la unidad
- Falla por fatiga en las varillas, especialmente en la zona inferior de la sarta, por efecto de los esfuerzos alternativos de compresión y tracción.
- Acelerado deterioro de la válvula móvil y su jaula, rotura de vástago y barril, y fallas en el funcionamiento de la válvula de pie.
- Acelera el desgaste de las roscas del tubing produciendo filtraciones y hasta la rotura del tubing.

Para lograr la disminución de los efectos del golpe de fluido, o la eliminación del mismo, se pueden adoptar algunas o todas las acciones que se indican a continuación:

Dimensionar la instalación de manera tal que, con un rendimiento del 80%, extraiga del pozo la cantidad de producción potencial.

En el caso que el equipo esté trabajando con un rendimiento mayor, lo cual es poco probable, el golpe de fluido que ocurre en el primer 20% de la carrera descendente no tiene por lo general graves consecuencias debido a la relativamente pequeña magnitud del mismo, excepto que esté combinado con una profundidad crítica de instalación.

Si el pozo cuenta con una bomba de mayor capacidad que la producción entregada por la capa productiva, debe modificarse alguno de los parámetros que regulan el caudal extraído, como ser, carrera del vástago o golpes por minuto.

Utilizar un timer que actúa sobre el motor del equipo, adecuando el tiempo de bombeo a los volúmenes que efectivamente puede aportar al pozo la capa productiva. Normalmente estos períodos de cierre de pozo deben ser de mínima duración, de manera tal que no se produzca un aumento demasiado pronunciado del nivel de fluido en el casing, que podría provocar una reducción de entrada del fluido desde la formación productiva al pozo por efecto de la presión diferencial.

Existen hoy en día en el mercado, sistemas de manejo completo de la producción que proporcionan control de las características estándar del bombeo, actuando sobre situaciones indeseables tales como el golpe de fluido.

El controlador supervisa el ingreso de fluido mediante el continuo ajuste de sus parámetros de control para contrarrestar el bombeo improductivo y el daño de partes de la bomba. Tanto el apagado como el arranque del sistema de bombeo, se efectúan automáticamente, optimizando continuamente el tiempo de producción.

Se debe tener en cuenta que si el golpe de fluido es provocado por una restricción en la entrada de la bomba, tanto los timers como los fusibles no solucionarán el problema.

2.10.2 Interferencia por Gas. Cuando la presión de fondo de pozo disminuye a valores suficientemente bajos, en la mayoría de los casos se liberan burbujas de gas, presentándose así una fase gaseosa a la entrada de la bomba. La consecuencia inmediata de este fenómeno es la pérdida de eficiencia de la bomba debido a que parte de su cámara se ocupa con gas en cada embolada.

2.10.3 Golpe de Gas (Gas Pound). Si se incrementa el ingreso de gas libre a la bomba en cantidades suficientes, se pueden producir situaciones indeseables como la de golpe de gas que, aunque más suave que el golpe de fluido, puede dañar partes de la bomba.

En situaciones como éstas, la utilización de controladores de pozo optimizará la producción y evitarán el daño de las partes de la bomba. También se recomienda la utilización de piezas especiales para el bombeo de gas, tales como válvulas antibloqueo de gas.

2.10.4 Bloqueo por Gas (Gas Lock). Si se continúa incrementando el ingreso de gas libre a la bomba, puede darse la situación que se interrumpa la producción. Esto se debe a que la presión máxima del gas alcanzada durante la carrera descendente, no es suficiente como para abrir la válvula viajera. A su vez, durante la carrera ascendente, la presión dentro de la bomba no se reduce lo suficiente como para que abra la válvula estacionaria. Por ende, dentro de la bomba sólo se comprime y descomprime gas en cada embolada, habiéndose suspendido la producción.

Dispositivos especiales utilizados en la bomba pueden evitar este fenómeno. La utilización de controladores puede permitir detener el bombeo hasta que la presión en el anular permita abrir la válvula estacionaria y así reiniciar el bombeo. De no recuperarse las condiciones para reiniciar y mantener la producción, el controlador detendrá el bombeo evitando el daño de la bomba.

2.10.5 Arena e Incrustaciones. Cuando junto al fluido producido entra arena al pozo, se pueden presentar numerosos problemas en los equipos de producción. Para evitar estos inconvenientes es necesario tener en consideración no sólo materiales y diseños especiales para las bombas, sino también experiencia y conocimiento de la zona donde se encuentran los pozos.

Para analizar las posibles soluciones, es necesario conocer la viscosidad del petróleo, granulometría y cantidad de arena por unidad de volumen.

Es conveniente, en estos casos, trabajar por encima de los punzados, para permitir que se decante la arena en el flujo ascendente del fluido a través del tubing y antes de la entrada a la bomba.

Las luces de los pistones dependerán del tamaño de grano de la arena y de la viscosidad del fluido.

La experiencia demuestra que un huelgo pequeño entre barril y pistón evita que se introduzcan granos de arena de mayor dimensión que la diferencia entre los radios. Pero esto no es posible lograrlo cuando el fluido es de una viscosidad tal que nos obliga a huelgos mayores, en cuyo caso se deberá optar por huelgos que permitan el pasaje de la arena y se limita el escurrimiento usando un pistón de mayor longitud.

En las bombas de barril estacionario, es recomendable reemplazar la guía del vástago por alguna válvula del tipo antibloqueo de gas, lo cual evita que, durante la carrera descendente y ante cualquier parada del sistema de bombeo, reingrese la arena al interior del barril.

También se suelen usar en las bombas extensiones, cuyos diámetros son un tanto mayores que el del barril. La longitud de las extensiones, barril y pistón, están calculados para que en cada carrera el pistón se desplace un trecho fuera del barril, produciendo un lavado y evitando que se aprisione por problemas de arena e incrustaciones.

En ciertos lugares, donde se producen agitación del fluido o caídas de presión, se pueden formar depósitos e incrustaciones que tapan tanto la entrada como las diferentes partes de la bomba. Usualmente, este inconveniente se resuelve con tratamientos químicos que previenen o disuelven la formación de estos depósitos.

2.10.6 Corrosiones. La corrosión es un serio problema cuando se trata de producir petróleo, en especial si es necesario utilizar métodos artificiales de extracción.

Con el paso de los años, los pozos en producción comienzan a aumentar su contenido de agua, ya sea por causas naturales o por inyección para recuperación secundaria, y asociada con ella se presentan los primeros signos de corrosión.

Se han desarrollado nuevas tecnologías que permitieron aumentar la profundidad de los pozos, lo cual hizo cada vez más dificultoso controlar la corrosión por métodos químicos, o mediante la utilización de materiales resistentes a la corrosión capaces de admitir las tensiones impuestas a las bombas por las nuevas profundidades.

Cuando hay corrosión, no es posible eliminarla totalmente sino que se trata de reducir el daño a valores aceptables en términos técnico-económicos. En general, la corrosión dependerá del Ph y del porcentaje de contenido de agua. También intervienen factores como la temperatura de fondo de pozo y la posibilidad de contaminación con gases ácidos tales como CO₂ y/o H₂S.

Cuando se está en presencia de un pozo corrosivo, lo primero a tener en cuenta es el desarrollo de un programa de aplicación de inhibidores.

En el sistema de extracción por bombeo mecánico, la bomba de profundidad es una de las partes más difíciles de proteger mediante el uso de inhibidores; a pesar de que el exterior de la misma sea beneficiado con la protección del inhibidor, en el interior existen problemas asociados a la velocidad de circulación del fluido, la erosión y la cavitación, que afectan negativamente la performance del producto químico.

No obstante, si el acceso del inhibidor a las áreas afectadas es dificultoso y la durabilidad del equipo es fundamental, el uso de metales resistentes a la corrosión es una alternativa necesaria.

3. PROBLEMAS QUE OCASIONA LA INTERFERENCIA O BLOQUEO POR GAS EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO.

Desde siempre se ha tratado de evitar el bloqueo o interferencia del gas en el sistema extractivo bombeo mecánico. Desde 1996 en Venezuela se ha usado series de bombas de varillas de bombeo para producir eficientemente pozos de petróleo pesado con gas a alta relación gas aceite¹⁰. Y en otros pozos del mundo se han probado modelos o series de arreglos de bombas de subsuelo que ya han sido usados de manera eficiente, y en algunos casos ha dado buenos resultados pero en otros no, esto se debe a que todos los yacimientos no son iguales y presentan características diferentes, o también puede suceder que si un modelo sirve para controlar la producción de gas en un pozo, puede que no sirva para controlar la alta producción de agua, arena en otro pozo con estos problemas operacionales. Este es el caso para los pozos de la región del valle medio del Magdalena y este tema se ha convertido en un gigante a vencer por parte de los ingenieros de producción y operarios de las empresas que tienen a cargo estos pozos.

En los capítulos introductorios al bombeo mecánico y en el funcionamiento normal de una bomba de subsuelo, se definieron dos condiciones bajo las cuales una bomba de subsuelo funciona bajo condiciones ideales: (1) Producción de líquido monofásico (2) el barril de la bomba se llena completamente con los fluidos del pozo durante la etapa de llenado (carrera ascendente del émbolo). Ahora si no se pueden reunir cualquiera de estas condiciones, entonces la operación de la bomba se ve afectada seriamente y por tanto todos los problemas que ocurre en tales situaciones están relacionados con los cambios de acción de la válvula durante el ciclo de bombeo.

Esto nos da a entender que las válvulas no necesariamente se abren y se cierran en los dos extremos del recorrido del émbolo, y como consecuencia a esto el recorrido efectivo del émbolo puede ser inferior al recorrido total del mismo.

Los autores definieron dos formas como el gas puede afectar la apertura de las válvulas de las bombas de subsuelo, según las literaturas consultadas.

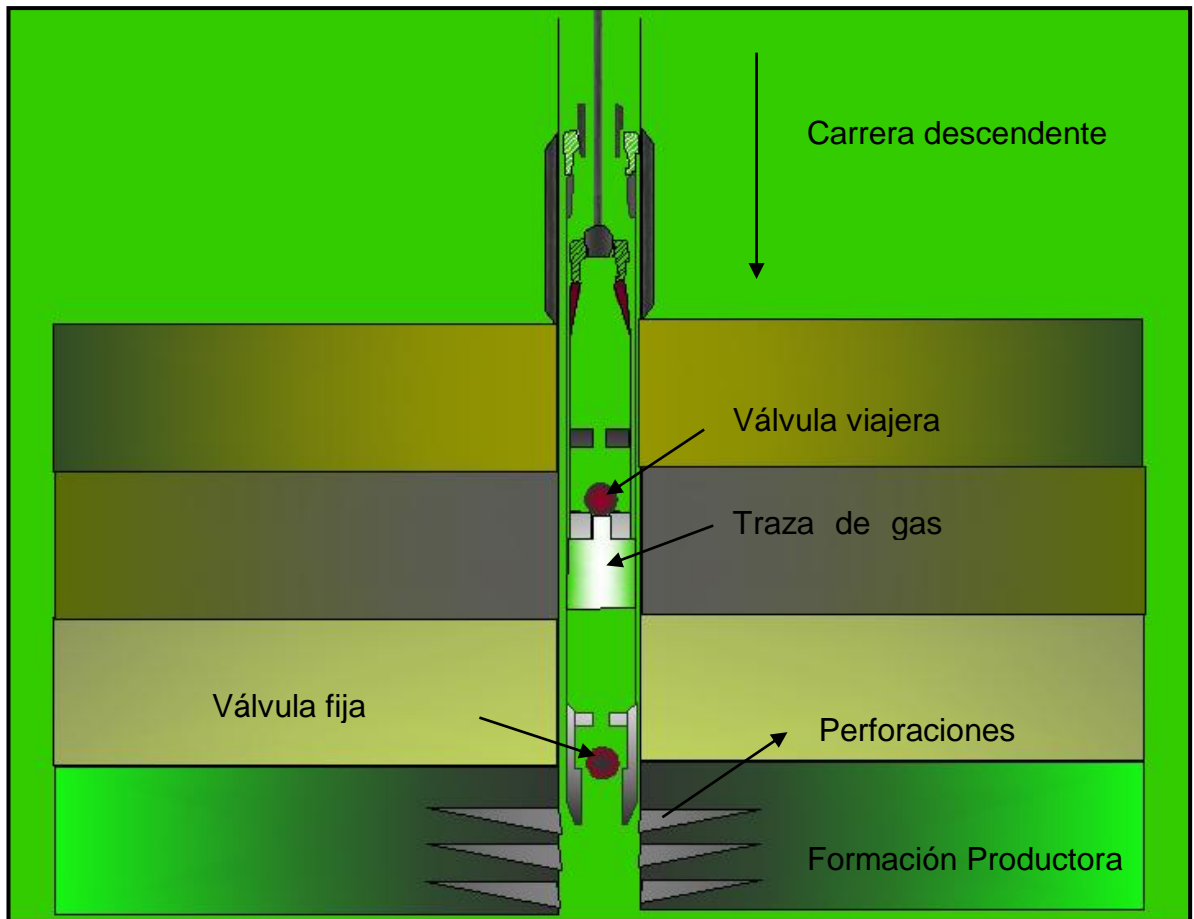
(1) Si los fluidos del pozo contienen alguna traza de gas libre al comenzar el recorrido ascendente, la válvula viajera se mantiene cerrada hasta que este gas

¹⁰ BECERRA, Oscar; GAMBOA, José; KENYERY, Frank; Modelling a DoublePistonPump, Calgary 2002.

sea comprimido a una presión suficiente como para superar la presión de la columna de líquido por encima del émbolo. Parte del recorrido es tomado por el efecto de compresión del gas de tal modo que se reduce el recorrido efectivo del émbolo.

La figura 38 muestra una bomba de subsuelo con una traza de gas libre por debajo de la válvula viajera al comenzar la carrera descendente, esta válvula se abrirá hasta que la presión de esta traza de gas sea suficiente como para superar la presión hidrostática de líquido que se encuentra arriba de la válvula viajera.

Figura 38. Bomba de subsuelo con traza de gas libre al comenzar la carrera descendente

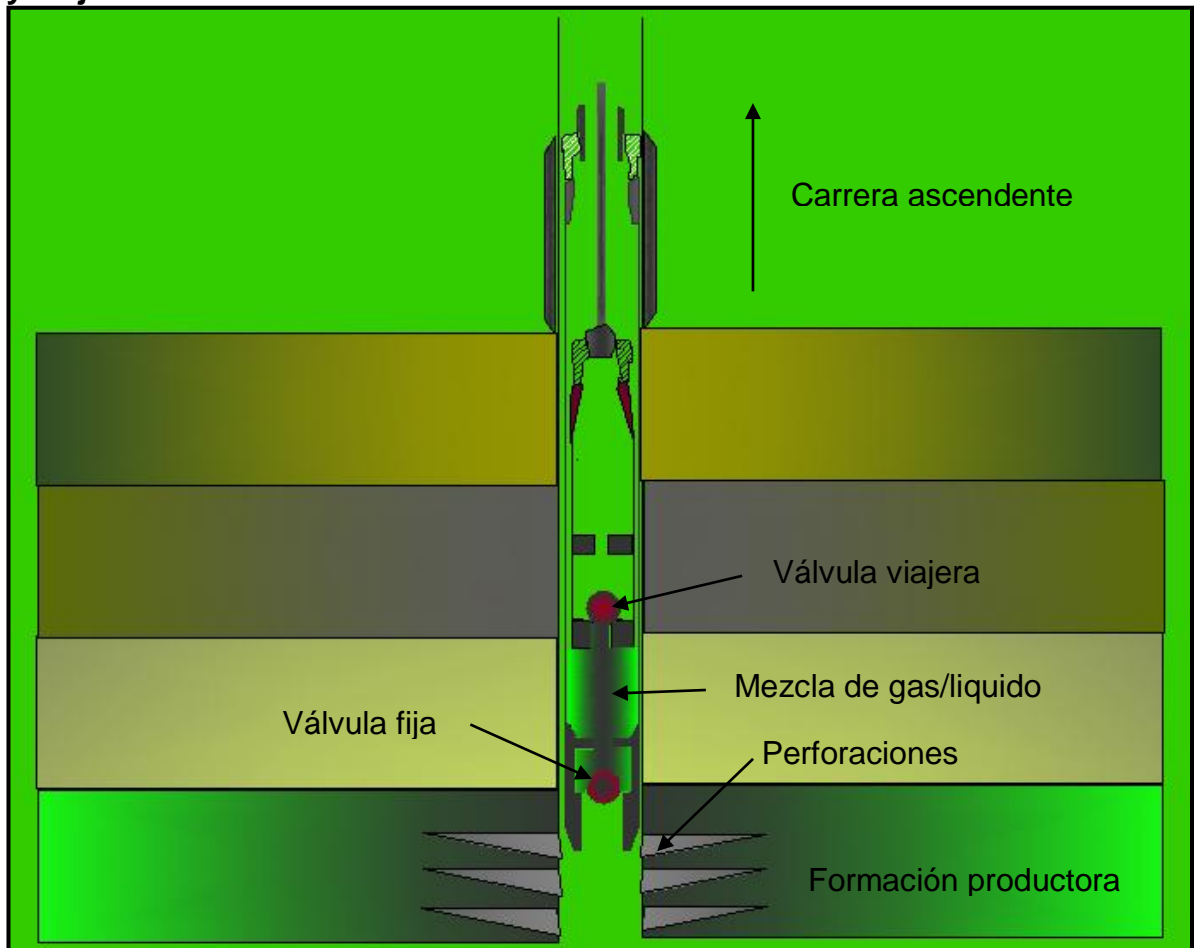


Fuente: Autor, Dibujos Autocad

(2) Justo antes de comenzar el recorrido ascendente, la mezcla de gas/líquido que ocupa el espacio entre las válvulas viajera y fija, queda con la presión hidrostática de la columna de líquido en la tubería. Cuando el émbolo comienza su movimiento

ascendente con la válvula viajera cerrada, esta mezcla de alta presión se expande permitiendo que solamente una presión gradual disminuya por debajo del émbolo. Este efecto retarda la apertura de la válvula fija hasta que la presión por encima de la válvula caiga a la presión de la boca del pozo. La fracción del recorrido del émbolo durante este proceso puede reducir considerablemente la longitud del recorrido disponible para llenar el barril con los líquidos. La **figura 39** presenta esta situación

Figura 39. Bomba de subsuelo con mezcla de gas/líquido entre la válvula fija y viajera



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Estos efectos se pueden combinar con un llenado incompleto del barril de la bomba durante el recorrido ascendente. Esto usualmente ocurre cuando la capacidad de la bomba es más alta que la tasa del flujo del pozo. Todas estas condiciones pueden originar una considerable reducción del recorrido del émbolo disponible para el levantamiento de los fluidos del pozo y en consecuencia

disminuir las relaciones de bombeo. El diseño de una instalación de bombeo mecánico por consiguiente debe tener en consideración las condiciones reales de la bomba en el fondo.

La **Figura 40** representa la carta dinamométrica característica para una bomba de subsuelo con trazas de gas o con problemas de interferencia por gas

Figura 40. Carta Dinamométrica de una Bomba de subsuelo con interferencia por gas.



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Punto 1: Una vez que se inicia el movimiento ascendente del vástago pulido, se cierra la válvula viajera y toda la carga del fluido que estaba sobre la válvula fija, está ahora soportada por las varillas y el vástago (émbolo) y También como la válvula fija aún no se ha abierto debido a la presión que tiene la mezcla de gas/Líquido que ocupa el espacio entre la válvula viajera y fija, esta mezcla queda con la presión hidrostática de la columna de líquido en la tubería, y al ascender el embolo esta mezcla de gas/líquido se expande hasta que la presión por encima de la válvula caiga a la presión de la boca del pozo, esta es la razón por la cual el recorrido de 1 a 2 es una curva. Ya que al aumentar el volumen entre la Válvula viajera y fija el gas que esta disuelto en el petróleo se libera, quedando un colchón de gas al final de la carrera ascendente.

Punto 2: Completa su carrera transportando el fluido de una longitud de carrera a un valor variable de carga. Como se dijo anteriormente que a medida que el

embolo ascendía parte del gas de la mezcla gas/liquido se expandía ayudando un poco a que el embolo suba.

Punto 3: El émbolo completa su carrera de ascenso, llegando al punto muerto superior y teniendo todavía la carga de varillas más la carga de líquido. Por otra parte se observa un colchón de gas libre (o traza de gas) por debajo del émbolo. Un instante después, cuando el vástago apenas inicia su descenso, se cierra la válvula fija (SV), pero la válvula viajera aún no se ha abierto, debido a que utiliza una parte de la carrera efectiva para comprimir el colchón de gas libre, y solo cuando la presión de esta mezcla de gas/liquido es mayor que la presión hidrostática de la columna de líquido por encima de la válvula viajera, esta se abre.

Punto 4: En esta posición la válvula viajera del embolo es abierta debido a que ha utilizado una parte de su carrera descendente para comprimir la traza de gas, y es por esto que el recorrido de 3 a 4 es una curva, ya que se va liberando poco a poco la carga sobre el pistón hasta que se abre la válvula viajera.

La **Figura 41** muestra el funcionamiento de una bomba de subsuelo con interferencia de gas en cada posición característica.

Figura 41. Bomba de subsuelo con Interferencia de gas

Figura 41 a: posición 1

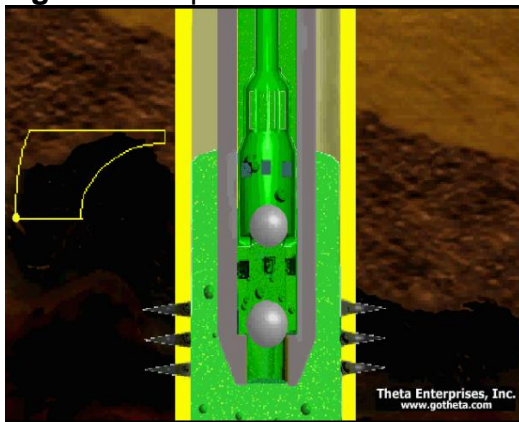


Figura 41 b: posición 2

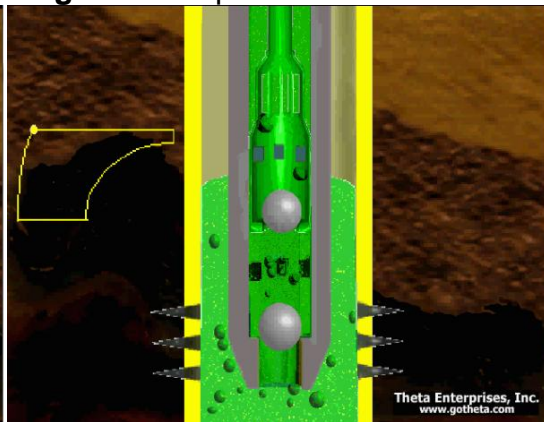


Figura 41 c: posición 3

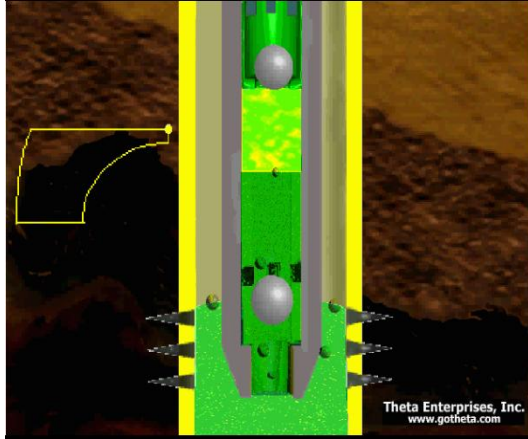
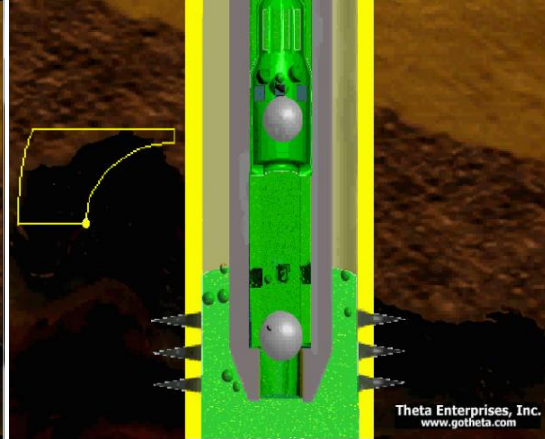


Figura 41 d: posición 4



Fuente: Theta Enterprise, Inc. www.gottheta.com

Existen dos tipos comunes de bloqueo por gas, definidos en la literatura y por los ingenieros de producción u operadores de pozos como sigue:

- Surgencia a nivel de bomba
- Candado de gas o Bloqueo con gas

3.1 SURGENCIA A NIVEL DE BOMBA

Ocurre cuando burbujas de gas de alta presión comienzan a pasar a través de la bomba empujando ambas válvulas fuera de sus asientos y manteniéndolas sin asentarse lo largo de la carrera ascendente y de la descendente. Este problema es común en pozos que tienen alta presión de formación y gran potencial de producir grandes volúmenes de gas. El uso de bolas de válvulas livianas agrava el problema. Este problema es más común en pozos nuevos o que han sido estimulados y es muy común en pozos que han sido surgentes que se les baja instalación de bombeo. Especialmente en el arranque del pozo que se encuentra el espacio anular lleno de líquido, el pozo ha recuperado presión. Es muy difícil hacerlo producir y bajar el nivel de la entre columna.

Para este tipo de bloqueo por gas lo que se requiere es que alguna de las bolas sea forzada a asentarse. La única bola que puede ser manipulada desde superficie es la válvula viajera. Bombeando desde superficie se puede forzar la bola viajera contra su asiento y el pozo podrá ser bombeado normalmente mientras se mantenga la presión. Este hecho ha llevado al uso extendido de válvulas de contrapresión como LA BAIRD instaladas en la salida del tubing. Las

válvulas de contrapresión son efectivas para combatir este problema y no tienen efecto real sobre la eficiencia de la bomba. Sin embargo incrementan la carga sobre las varillas y la presión sobre la empaquetadura del vástago pulido.

Las dos condiciones bajo las cuales puede presentarse surgencia en la bomba es la siguiente: Tiene que haber un nivel de fluido en el anular mayor de 1/8 de la profundidad total del Niple asiento o cuando la instalación de Tubinga tiene un packer sobre los punzados que da el mismo efecto. Burbujas de gas microscópicas y de alta presión encuentran su camino hacia el pozo y son atrapadas en el fluido tal como el gas carbónico en la soda o cerveza. Debido a la gran presión hidrostática del fluido en el anular estas burbujas microscópicas permanecen estáticas en el mismo, es decir, no se desplazan hacia arriba.

Cuando comienza a funcionar la bomba, el diferencial de presión provoca que el fluido se mueva aunque lentamente hacia ella. El gas es más susceptible a la presión diferencial y las burbujas microscópicas se desplazan hacia la zona de menor presión a medida que la bomba extrae fluido, expandiéndose algo en la zona de menor presión.

A medida que el fluido es succionado en la bomba lo mismo ocurre con las burbujas microscópicas. Estas burbujas empiezan a expandirse a medida que se mueven hacia la superficie. Cuanto más ascienden a la superficie más se reduce la presión hidrostática sobre ellas. En este punto las burbujas ya no son más microscópicas y empiezan a fusionarse en burbujas grandes. Con poca presión por encima de ellas las burbujas comienzan a moverse, rápido hacia arriba llevando mucho del fluido que está por encima hacia fuera del pozo.

Dado que las burbujas estáticas en el anular tienen tendencia a migrar hacia zonas de menor presión son empujadas hacia la succión de la bomba debido a la menor presión en el tubing. Las bolas de las válvulas son entonces levantadas de sus asientos por las burbujas que llegan y la bomba deja de bombear. La formación de una disminución de presión y más burbujas microscópicas son alimentadas al flujo. Este flujo viene de la formación y fluye a través del anclaje¹¹ de fluido y llega a la bomba persistiendo sin importar lo tortuoso del trayecto.

En este punto se llega a un balance y la cantidad de fluido producido no reducirá el nivel del anular. La producción del fluido será probablemente menor que el 10% de la eficiencia de la bomba. La presión hidrostática en el anular iguala la presión

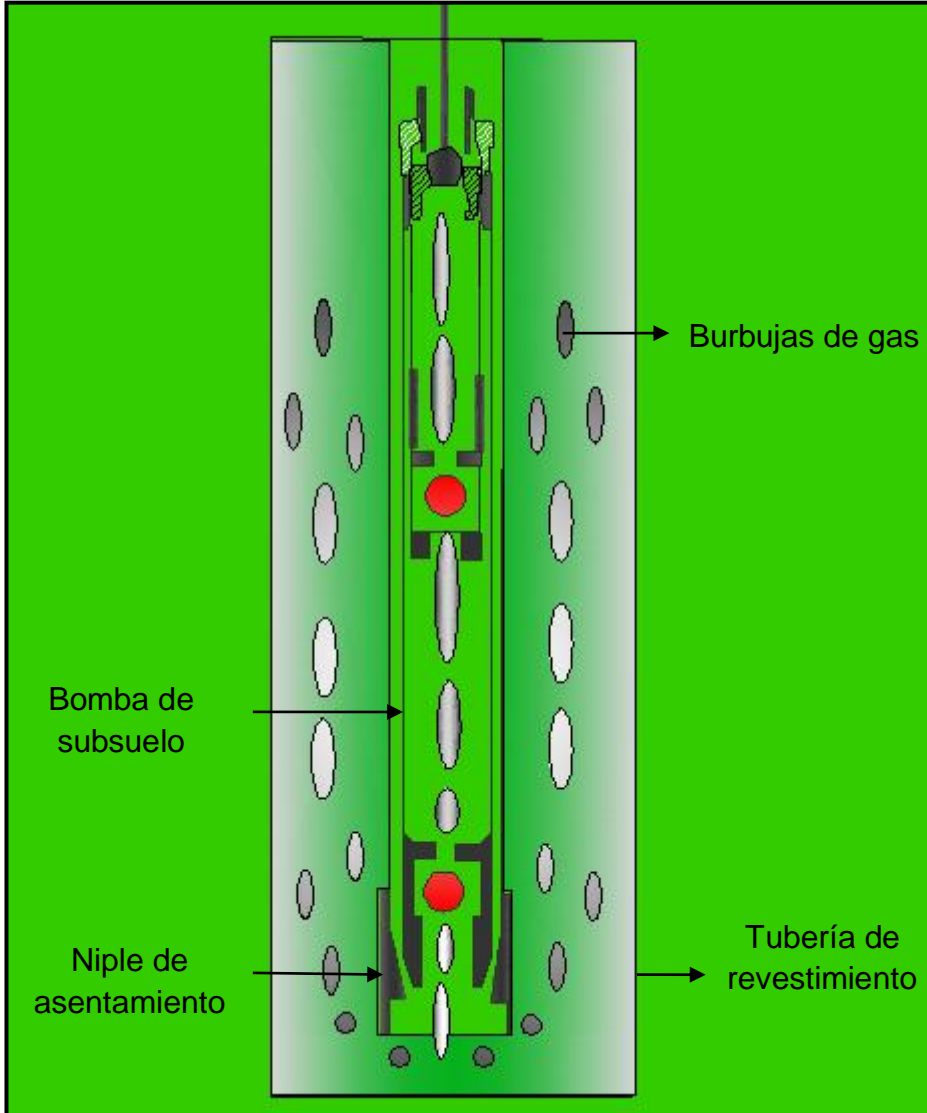
¹¹ OROZCO GILBERTO, Bombeo Mecánico en pozos con Gas, fundamentos técnicos y posibles soluciones.

de formación y la presión en el tubing es aún menor y por lo tanto las burbujas siguen viniendo.

La **Figura 42** muestra como Burbujas microscópicas de gas a alta presión se encuentran en la entrada del pozo, atrapadas en el fluido, de la misma forma que el dióxido de carbono lo hace en la soda o gaseosa. Debido al extremo peso anular, estas burbujas permanecen estáticas. Cuando la bomba es arrancada las burbujas microscópicas ingresan con el fluido y son transferidas al interior del tubing. Estas pequeñas burbujas comienzan a expandirse en su camino hacia la superficie, y se combinan formando grandes burbujas. Con la presión baja por encima de ellas, las burbujas aumentan su velocidad hacia la superficie arrastrando consigo al fluido.

Este efecto que podríamos llamar surgencia, provoca una disminución de presión en el interior del tubing, favoreciendo un rápido movimiento de las burbujas que están a mayor profundidad. En estas condiciones, las burbujas que están estáticas en el anular, migran hacia menores presiones atravesando la bomba e ingresando al tubing. Las Bolas de las válvulas de la bomba son levantadas de sus asientos por burbujas que pasan a alta velocidad, y la bomba ya no produce. Por tanto, la presión en el anular, que iguala a la de la formación, supera a la presión reinante en el tubing, favoreciendo así que las burbujas sigan migrando hacia el interior del tubing. En este tipo de bloqueo por gas, la solución es forzar a una de las válvulas a cerrar en su asiento.

Figura 42. Surgencia a Nivel de Bomba



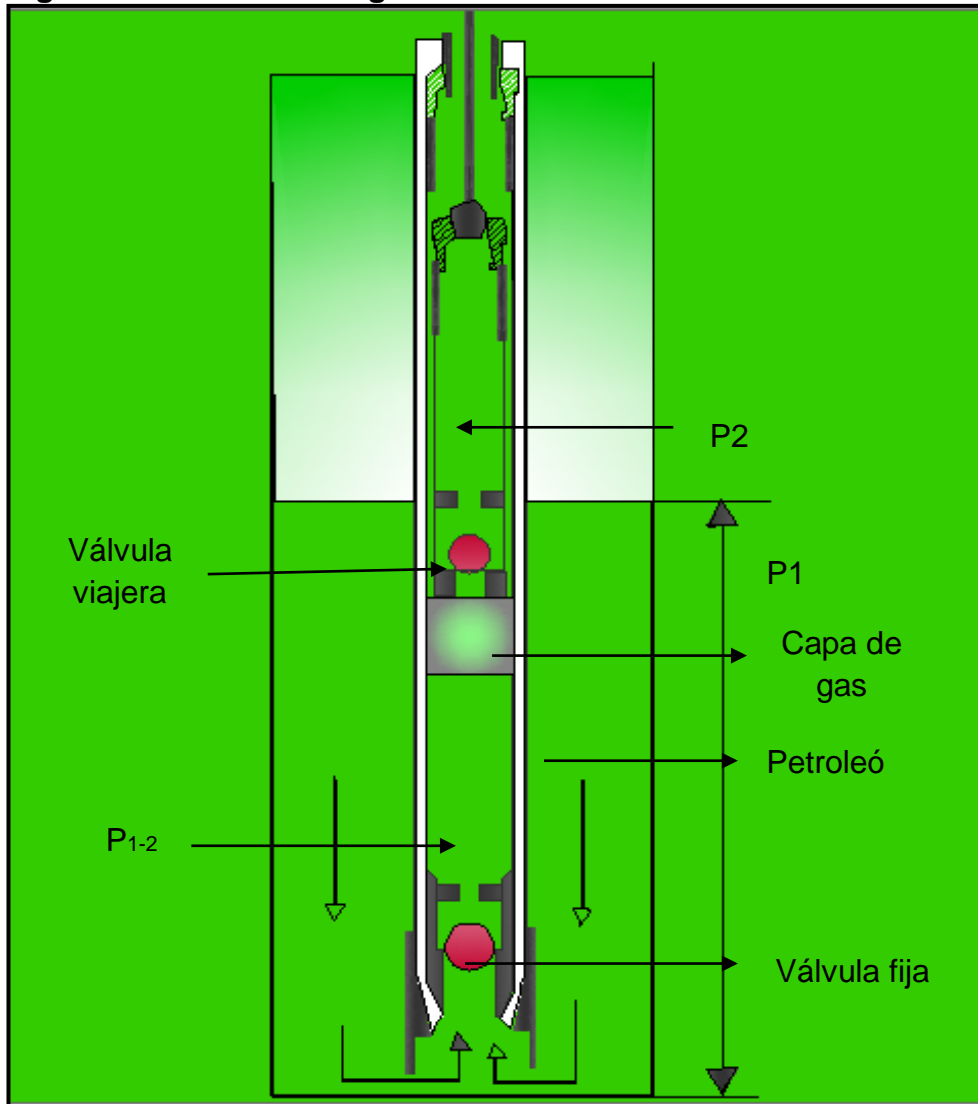
Fuente: Autor, Dibujo Autocad

3.2 CANDADO DE GAS

Este tipo de bloqueo por gas ocurre cuando un volumen de gas es atrapado entre válvulas dentro de la bomba. La presión máxima del gas atrapada en la carrera descendente no es suficiente para superar la hidrostática sobre la válvula viajera. Además esta presión no se reduce lo suficiente en la carrera ascendente para permitir que se abra la válvula fija e ingrese nuevo fluido a la bomba de subsuelo. Ambas válvulas se mantienen cerradas y la bomba deja de producir. Esto es lo opuesto a la surgencia a nivel de la bomba, pero el resultado es el mismo. Como

se mencionó anteriormente ambos tipos de bloqueo de gas exhiben los mismos síntomas y son difíciles de diferenciar de una rotura de varillas.

Figura 43. Candado de gas



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

P1: Presión en la entrada de la bomba

P2: presión de descarga de la bomba. Es igual a la presión hidrostática de la columna más la pérdida de presión por fricción más la pérdida de carga en superficie hasta llegar al tanque

P 1-2: Es la presión variable que hay entre la válvula viajera y la válvula fija. En carrera descendente esta presión debe ser mayor que p_2 , caso contrario la válvula viajera no abre y la bomba deja de producir

4. SOLUCIONES IMPLEMENTADAS PARA CONTROLAR LA INTERFERENCIA O BLOQUEO POR GAS

Desde la cátedras de propiedades de los fluidos de yacimientos petrolíferos, Métodos de Producción y Facilidades de Superficie en la Universidad Industrial de Santander-Bucaramanga. Se explicaba que al extraer petróleo de un pozo productor, se producen también como fluidos asociados agua y gas, y al disminuir la presión mayor cantidad de gas en solución saldrá del crudo, y puede llegar a existir mayor volumen de gas que de líquido en la succión de la bomba, a este problema lo llamábamos candado de gas o bloqueo por gas propiamente dicho en el capítulo anterior. Bajo estas condiciones la eficiencia volumétrica de la bomba se ve afectada severamente, y en el caso de bombeo mecánico, la mayoría de los equipos con los que se trata de mejorar la eficiencia, buscan limitar la expansión del gas en el volumen muerto y/o propiciar la apertura temprana de las válvulas.

Hay dos formas de mejorar el funcionamiento de las bombas:(1) Disminuir la fracción de gas a la entrada de la bomba (Anclas de fondo o separadores de gas en fondo).(2) Minimizar la expansión del gas en el volumen muerto (Bombas especiales).

Este capítulo contiene una investigación amplia acerca de las posibles soluciones que se han implementado para mejorar la eficiencia volumétrica de las bombas de subsuelo. Algunas modelos se encuentran en la literatura pero otros han sido modelos experimentales que se han aplicado en campo pero no han sido publicados en la literatura. Se discutirán los separadores de gas en fondo (Anclas de gas) y las bombas especiales.

Algo importante para tener en cuenta es que cada yacimiento tiene un comportamiento diferente en cuanto sus propiedades petrofísicas, y de los fluidos, etc. por tanto en ocasiones un modelo que funcione eficientemente en un pozo, en otro pozo de un yacimiento diferente puede resultar ineficiente ya que en este segundo puede tener otros problemas como alta producción de agua, arena y corrosión. Y aunque controle la producción de gas, puede tener un nuevo problema operacional que antes no tenía, como por ejemplo la producción de agua y arena. Es por ello que los ingenieros de producción afirman que controlar la interferencia por gas en un pozo de producción es un problema muy complejo y depende básicamente de sus estados mecánicos.

4.1 EFICIENCIA VOLUMÉTRICA¹²

La eficiencia volumétrica de una bomba de subsuelo se puede definir como una función de las tasa de flujo de la siguiente manera:

$$E_v = \frac{Q_{LB}}{Q_{CB}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde Q_{LB} , es el caudal real de líquido bombeado, mientras Q_{CB} , representa la capacidad teórica de bombeo o succión de la bomba basada en las características geométricas y los parámetros de operación.

La definición de eficiencia volumétrica incluye el efecto del gas libre y el escurrimiento. En el caso de las bombas de subsuelo, el escurrimiento ocurre a través de la válvula y el pistón, por lo tanto la eficiencia volumétrica de la bomba puede ser definida como el producto de dos eficiencias volumétricas.

$$E_v = E_{VG} * E_{VE} \quad \text{Ecuación 4}$$

En la ecuación anterior E_{VG} , es la eficiencia volumétrica debido al gas y E_{VE} , es la eficiencia volumétrica debido al escurrimiento.

La eficiencia por escurrimiento posee dos componentes: uno debido a las fugas a través de las válvulas y otro debido al escurrimiento a través del pistón.

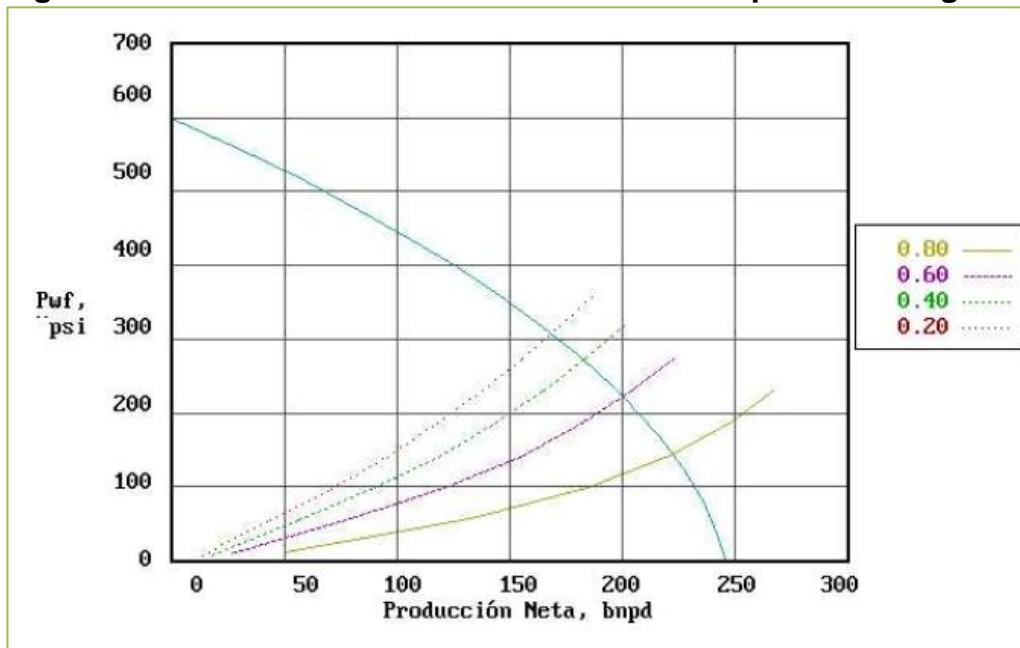
El gas que afecta el rendimiento de la bomba puede ser gas libre que acompaña al petróleo en la entrada del barril o gas disuelto que es liberado por la caída de presión y la agitación dentro de la bomba. Este gas afecta la eficiencia Volumétrica, ya que ocupa un espacio en el barril de la bomba reduciendo el espacio disponible para el petróleo. Adicionalmente, el gas también causa un retardo en la apertura y cierre de las válvulas fija y viajera lo cual disminuye las posibilidades de que la bomba se llene solamente con líquido.

En la **Figura 44**. Se observa un gráfico de análisis nodal, en donde fue variada la cantidad de gas separado en el fondo del pozo, se utilizó un 80, 60,40 y 20%. El

¹² PDVSA, Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

porcentaje indica la cantidad de gas que se libera por el espacio anular, por ejemplo, un 80% de separación de gas significa que solo el 20% del gas producido en el fondo del pozo es manejado por la bomba de subsuelo, el 80% es liberado por el espacio anular que existe entre la tubería y el revestidor. En el grafico se observa claramente como disminuye el punto de operación a medida que la bomba maneja mayor cantidad de gas.

Figura 44. Análisis Nodal con sensibilidad a la separación de gas en el fondo



Fuente: Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, PDVSA

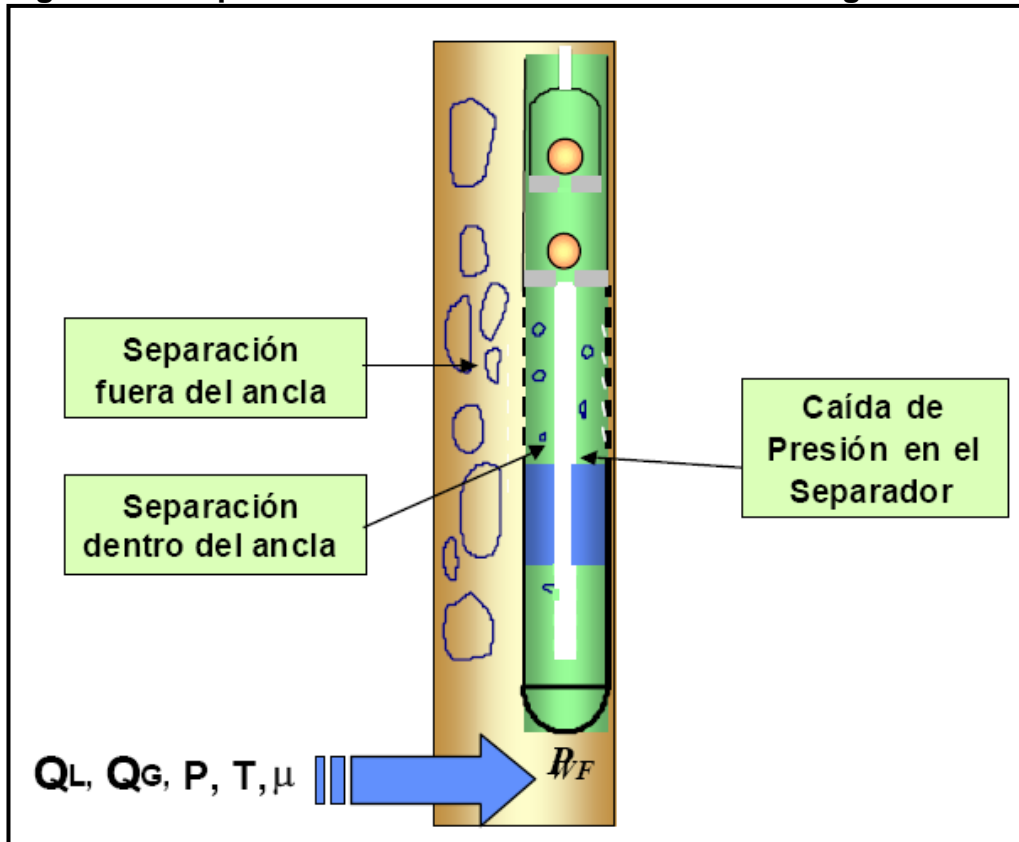
4.2 EQUIPOS PARA EL MANEJO DE DOS FASES EN BOMBEO MECANICO

Esta sección contiene los distintos modelos utilizados para controlar la interferencia por gas, Anclas de gas, válvulas antibloqueo y Bombas especiales.

4.2.1 Separadores de gas de fondo o anclas de gas. Un separador de gas de fondo o Ancla de gas es definido como un dispositivo diseñado para separar el gas del líquido, permitiendo pasar el líquido a través de la bomba, y descarga el gas hacia el espacio anular entre el Tubinga y casing. Estos equipos basan su funcionamiento en la diferencia de densidades de las fases, propiciando un cambio de dirección de flujo de vertical ascendente a vertical descendente, donde la fase menos densa tiende a seguir en ascenso debido a la fuerza de flotación, a menos que la fuerza de arrastre generada por el líquido sea lo suficientemente

grande como para superar el efecto de flotación. En la **figura 45**, se puede observar un esquema del funcionamiento genérico de un ancla de gas.

Figura 45. Esquema de funcionamiento de un ancla de gas.



Fuente: Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, PDVSA

El separador de gas o segregadores de gas llamados en otras literaturas, más eficientes y sencillo es el separador de gas natural que se aprecia en la **figura 46**. Este separador utiliza la parte inferior del espacio anular de la tubería de revestimiento como un sumidero para la separación del gas natural. La característica más importante es que la bomba es colocada a corta distancia por debajo del nivel de las perforaciones más inferiores de la tubería de revestimiento. Por consiguiente, la succión de la bomba de varillas queda a una profundidad mucho mayor que en la cara de la arena, donde los fluidos de la formación ingresan al pozo. Los fluidos del pozo, los líquidos y el gas deben por lo tanto moverse hacia abajo para ingresar a la bomba. Durante su trayectoria las burbujas de gas tienden a levantar relativamente el líquido con una velocidad terminal definitiva que usualmente es casi 0.5 pies/segundo (0.15 m/s) en líquidos con baja viscosidad. Tan pronto como la velocidad descendente del líquido este por debajo

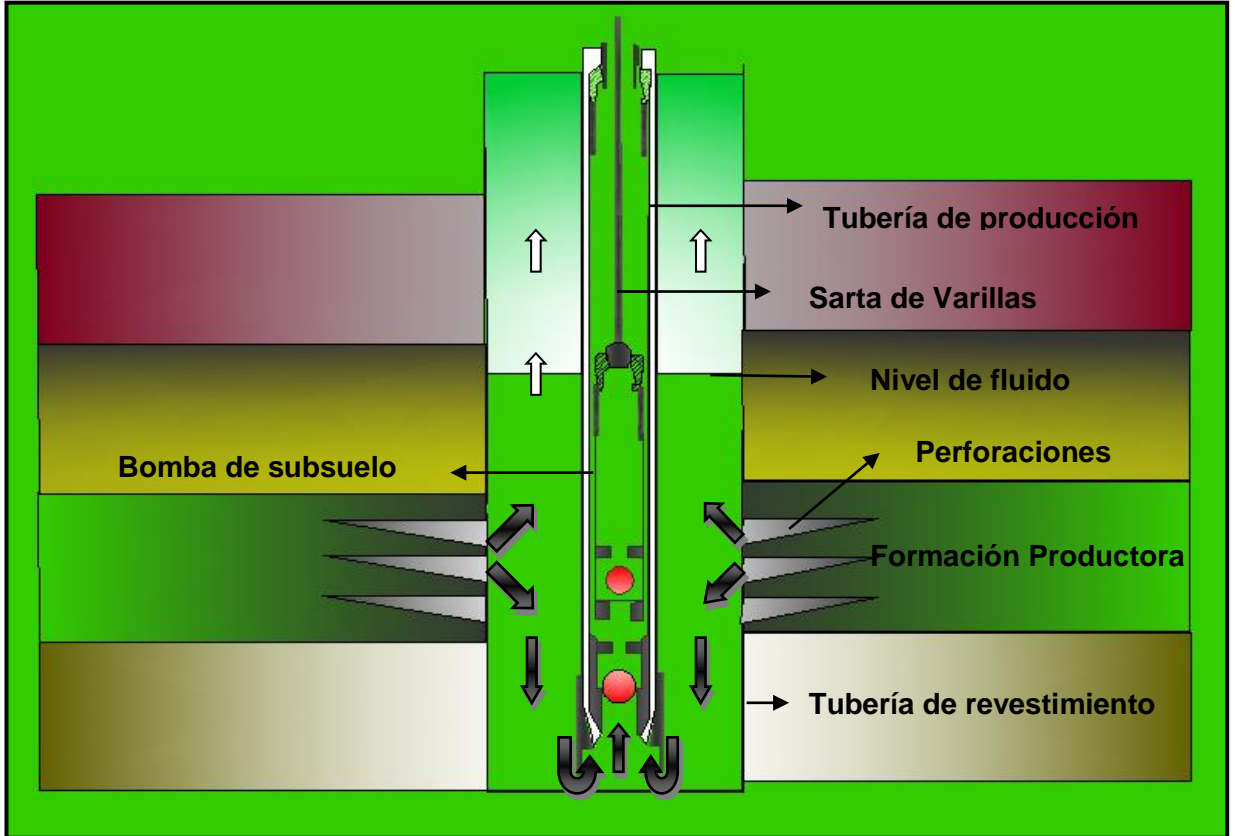
de este valor, la velocidad del gas resultante es dirigida hacia arriba y el gas continuamente sube por el espacio anular encima por el nivel de fluido. Como el espacio anular se mantiene abierto en la superficie, el gas separado puede salir del pozo asegurando un proceso de separación.

Los requerimientos para utilizar un separador de gas natural son:

1. El pozo debe ser perforado a una profundidad que esté por debajo de la formación productora para suministrar así la función de sumidero en el fondo. Esta sección inferior del pozo debería estar lo suficiente mente despejada como para llevar a cabo la operación de bombeo libre de problemas.
2. El tamaño de la tubería de revestimiento debería ser lo suficientemente grande como para asegurar que la velocidad descendente del líquido no exceda la velocidad ascendente de las burbujas de gas.
3. La presión mantenida en el cabezal de la tubería de revestimiento debería ser lo suficientemente baja como para permitir que el gas liberado fluya libremente hasta la superficie.

En aquellos casos en que la bomba no pueda funcionar por debajo de las perforaciones la eficiencia de separación de gas en el espacio anular es muy baja. Los líquidos, gases y fluidos de las formaciones fluyen en la misma dirección ascendente y son succionados por la bomba. Solamente una fracción del gas producido puede ingresar a la columna de gas en el espacio anular. Esta es la principal razón de las bajas eficiencias logradas con los segregadores distintos al segregador de gas natural.

Figura 46. Separador o segregador de gas “Natural”

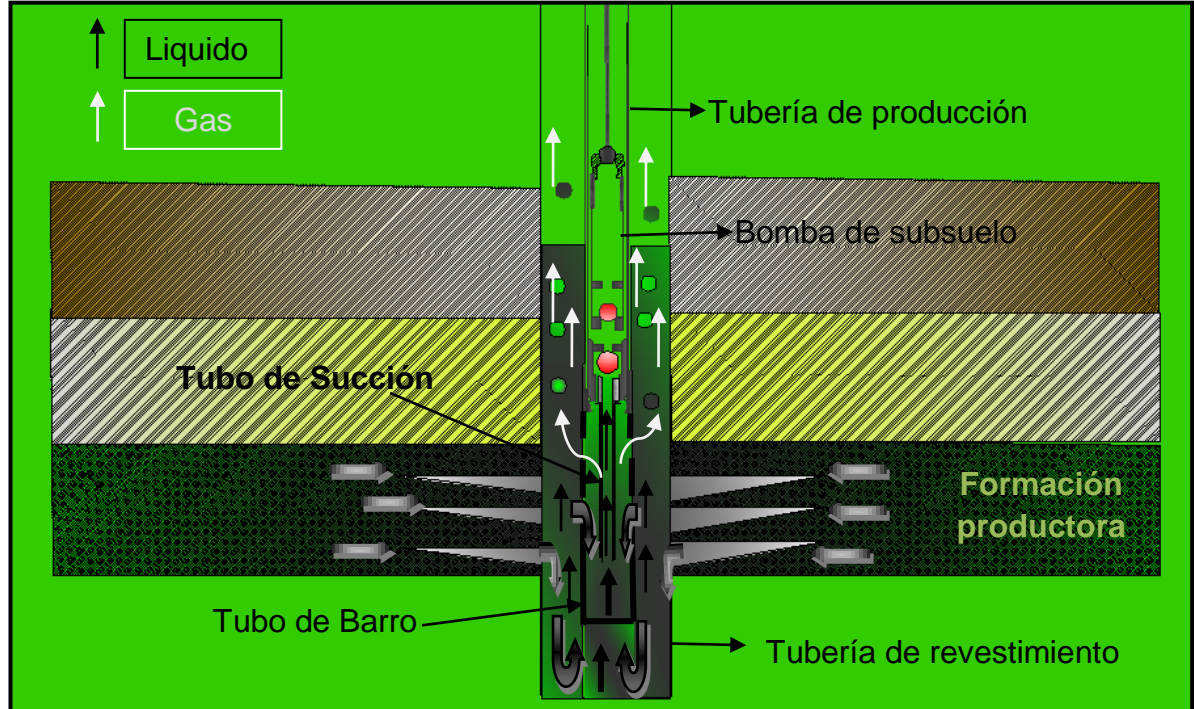


Fuente: Autor, Dibujo Autocad

4.2.1.1 Anclas Tipo Niple Perforado (“POORBOY” O “POORMAN”)¹³. Este separador de gas consiste en un Niple de tubería, denominado tubo exterior o tubo de barro, junto con un tubo interior concéntrico que se conecta a la succión de la bomba. El tubo de barro, que usualmente se conecta en la rosca externa de la zapata de anclaje de la bomba o de la válvula fija, posee perforaciones laterales en su extremo superior; mientras que su extremo inferior está sellado (**Figura 47**). La longitud de la sección perforada varía entre 2 y 4 pies, con agujeros de alrededor de 1/2 pulg. De diámetro.

¹³ PDVSA, Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Figura 47. Ancla de Gas Tipo Niple Perforado

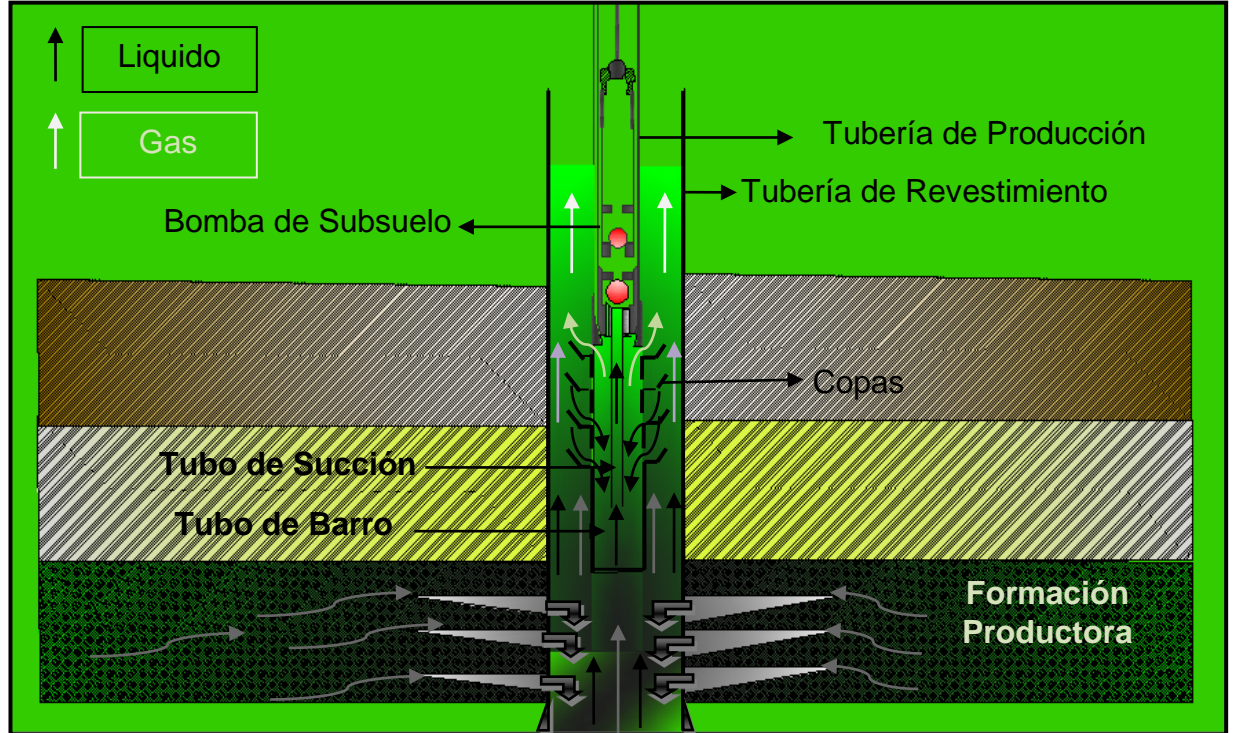


Fuente: Autor, Dibujo Autocad

4.2.1.2 Tipo Copas (GILBERT). Este separador es una mejora del diseño anterior (Niple Perforado o "Poor Boy"). La diferencia principal reside en un conjunto de "Copas" de metal localizadas a lo largo de la sección perforada del tubo de barro, justo por debajo de las perforaciones (**Figura 48**). El resto de los componentes son prácticamente los mismos.

Las copas tienen la función de desviar el gas, o promover su escape hacia el espacio anular, cuando se encuentran a nivel de las perforaciones del tubo de barro. La forma de estas últimas es de ranuras longitudinales y componen la entrada del separador. La longitud de esta sección de entrada también varía entre 2 y 4 pies. La longitud de las ranuras varía alrededor de 3/4 pulg.; mientras que su ancho es de 1/4 de pulg. Aproximadamente.

Figura 48. Ancla de Gas Tipo Copas



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

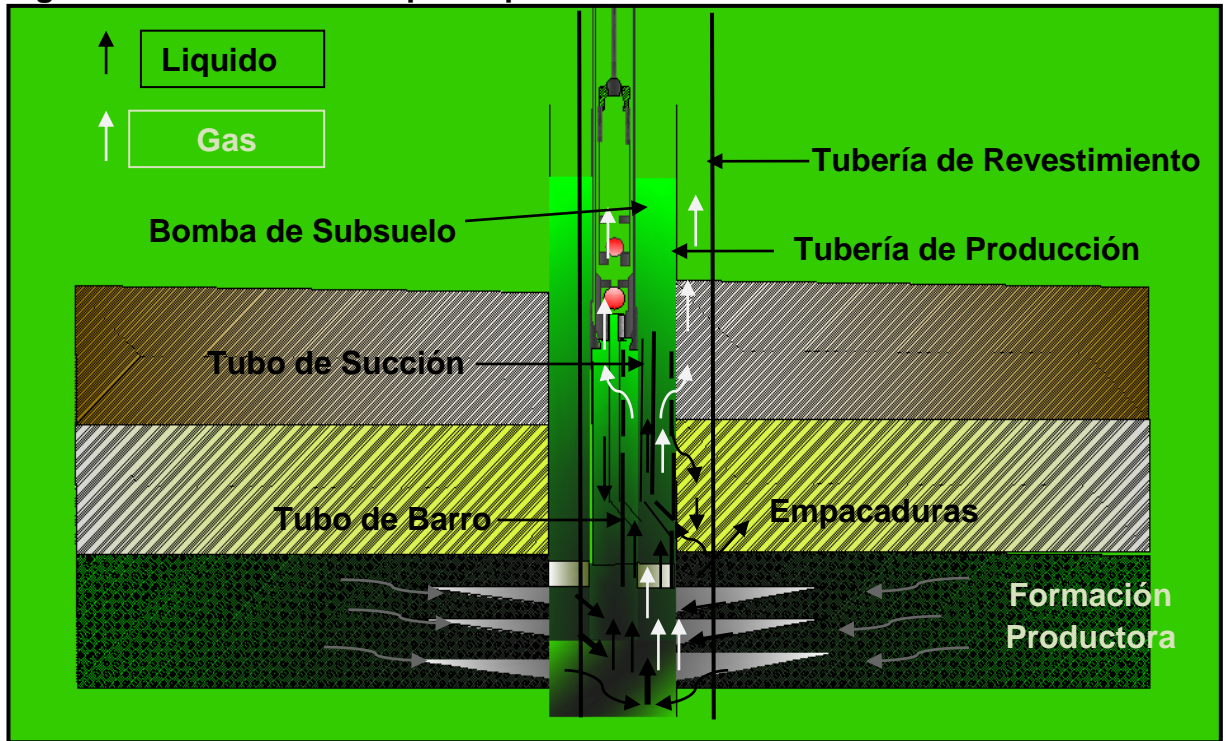
4.2.1.3 Tipo Empacadura. Este separador consiste de un tubo exterior cuyo extremo superior posee perforaciones muy similares a las del separador tipo Niple Perforado. El extremo inferior, en el cual se instala una empacadura de tubería, está, por el contrario, completamente abierto al flujo que viene del yacimiento. Por esta razón, el flujo dentro de este tubo exterior es ascendente. Asimismo, la función de "tubo de barro" es transferida al espacio anular entre el tubo exterior y el revestidor del pozo (**Figura 49**).

El extremo inferior del tubo de succión interior está comunicado en su parte inferior con el espacio anular entre el tubo exterior y el revestidor del pozo, a través de una perforación en el tubo exterior. El otro extremo del tubo de succión se conecta directamente a la entrada de la bomba de subsuelo.

El funcionamiento se puede resumir de la siguiente manera: el flujo entra al separador y asciende por el espacio anular formado por los dos tubos del mismo. Al alcanzar las perforaciones del tubo exterior el flujo es desviado hacia el espacio anular entre el tubo exterior y el revestidor del pozo. En ese momento la mezcla debe descender para alcanzar la entrada del tubo de succión, pero las burbujas de

gas más grandes se separan y suben hacia la superficie. El resto, fluye hacia la bomba de subsuelo

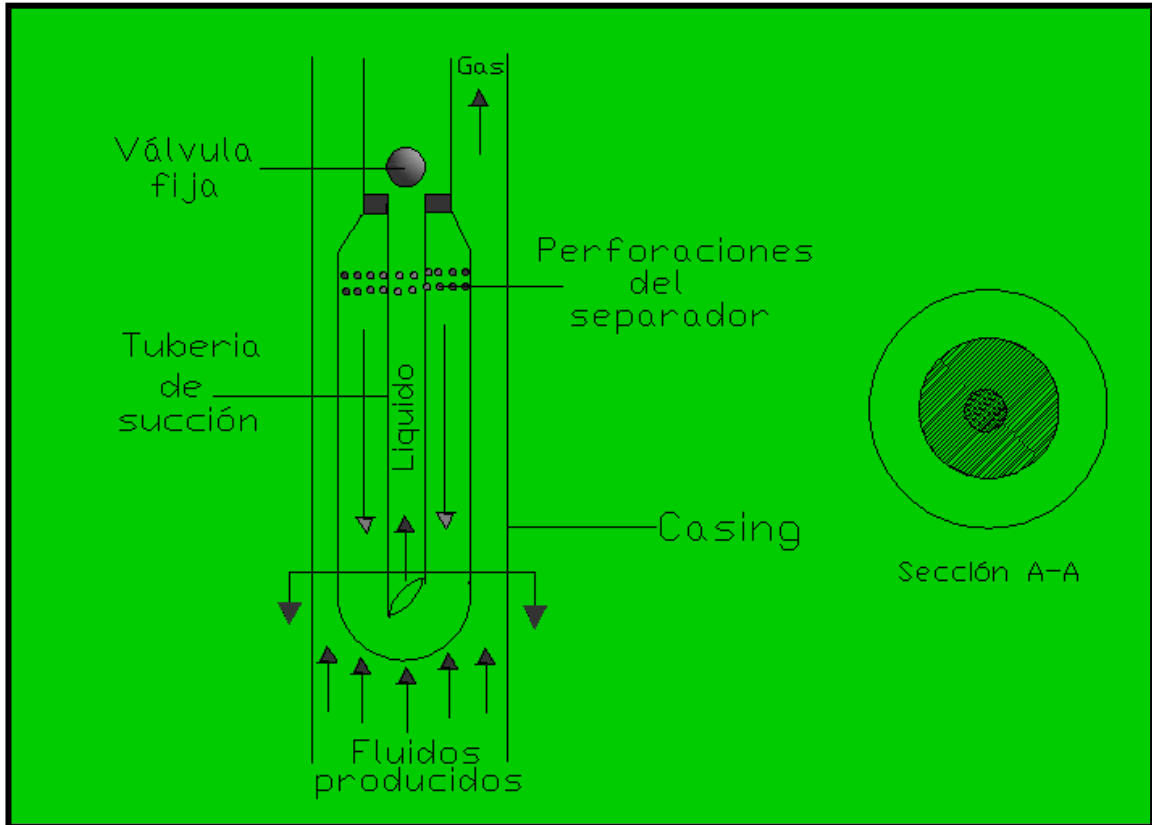
Figura 49. Ancla de Gas Tipo Empacadura



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

4.2.1.4 Separador de gas Poor-boy modificado. Este separador consiste de una sección de tubería, con diámetro mayor que la tubería de producción, conectado debajo de la bomba. A medida que la bomba succiona fluidos hacia la cámara de la bomba durante la carrera ascendente, succiona fluidos hacia el separador a través de las perforaciones o ranuras superiores. Si se diseña apropiadamente, un separador efectivo de gas tiene un pasaje en dirección descendente suficientemente grande para los fluidos (área "Aan") ya que la velocidad a la cual la mayoría de las burbujas de gas suben a través del líquido es mayor que la velocidad del líquido en dirección descendente. Por lo tanto el fluido entrando a la bomba es en su mayoría líquido, y el gas se descarga a través del espacio anular Tbg- Csg. Es un separador poco eficiente en general.

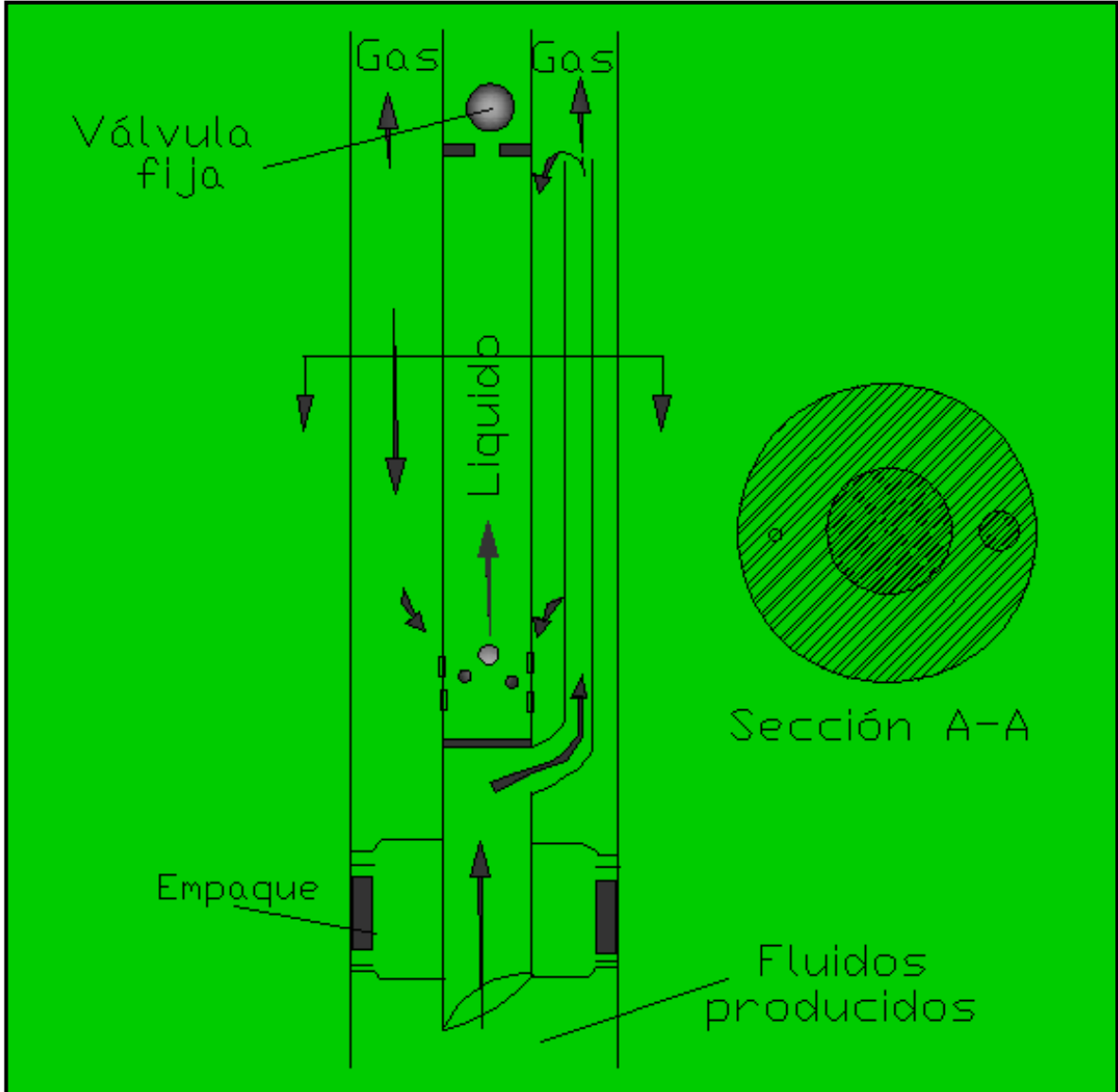
Figura 50. Separador de gas Poor-boy modificado



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

4.2.1.5 Empacador con tubo de caída. La figura 51 muestra un diseño de separador de gas que incorpora un empacador y un tubo de "caída". El empacador hace que todos los fluidos producidos asciendan a través del tubo de caída hacia el espacio anular tubing-casing. Este tubo de caída por lo general consiste en una tubería de 0,75" a 1,0". El espacio anular entre el casing y las dos tuberías (tubing y tubo de caída), crea un corredor descendente para el líquido. Un conjunto de perforaciones exactamente arriba del punto de cruce de la tubería crea un pasillo para que los líquidos separados entren a la succión de la bomba. La experiencia de campo ha demostrado que este tipo de separador es uno de los más efectivos. Esto se debe a que el pasillo para los fluidos descendentes es bastante grande, creando una velocidad baja en el fluido descendente. Tiene como desventaja la acumulación de sólidos sobre el empacador, y que puede tener alguna dificultad para ahogar el pozo debajo del empacador, restringiendo la circulación de fluidos desde la superficie por el tubo de caída.

Figura 51. Empacador con tubo de caída



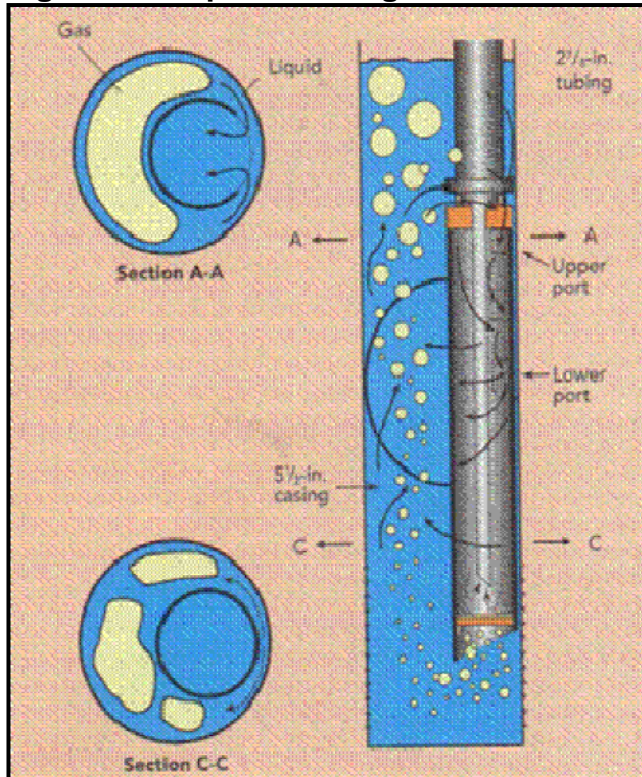
Fuente: Bombeo Mecánico en Pozos con Gas-Fundamentos Técnicos y Posibles Soluciones

4.2.1.6 Separador de gas descentrado¹⁴. Este tipo de separador se encuentra recostado sobre una de las paredes interiores del casing, según se ve en la **Figura 52**, en los separadores centrados la distribución de gas es uniforme en toda el área anular. En el descentrado el gas fluye preferentemente por la zona de mayor sección del espacio anular. La concentración de líquido será, en consecuencia, mayor en la parte de menor sección anular, donde se ubican las ventanas de entrada del líquido.

¹⁴ OROZCO, Gilberto; Bombeo Mecánico en pozos con Gas, fundamentos técnicos y posibles soluciones

La longitud de estos separadores puede ir de 2,5 a 6 m.

Figura 52. Separador de gas descentrado



Fuente: Bombeo Mecánico en Pozos con Gas-Fundamentos Técnicos y Posibles Soluciones

4.2.2 Válvulas Antibloqueo

4.2.2.1 Jaula antibloqueo de gas superior. Esta válvula se instala en la parte superior de la bomba entre la guía de vástago, G11 y el conector superior de barril, C21. La válvula antibloqueo de gas superior está diseñada para que en la carrera descendente de la bomba, la pieza C se apoye sobre la pieza B, y retenga la columna de fluido, esto permite disminuir la presión de descarga, y facilitar la apertura de la válvula viajera.

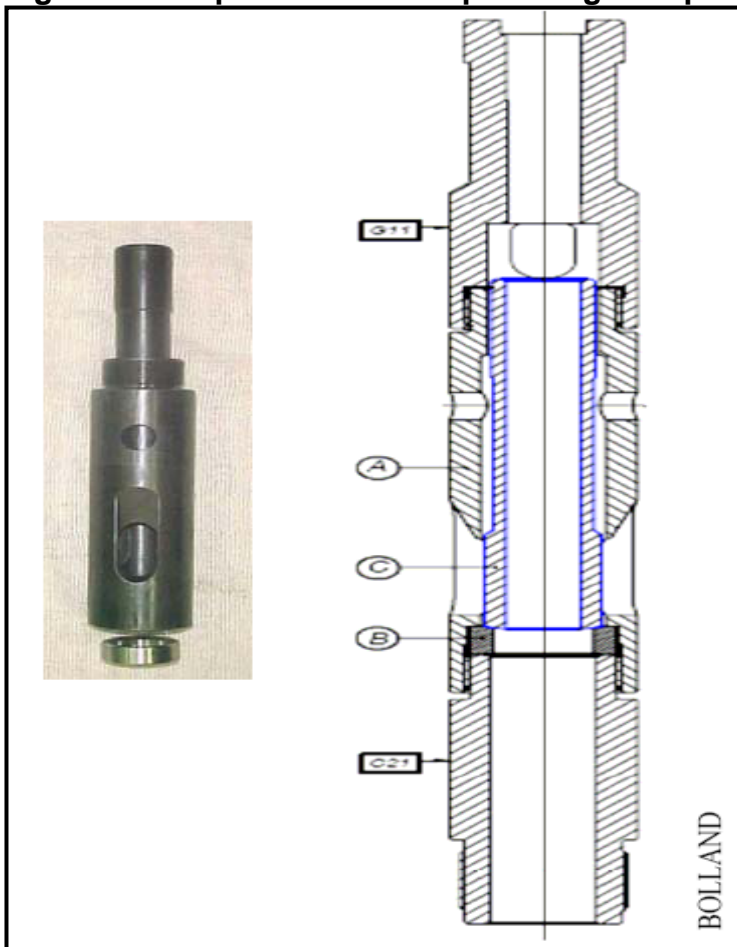
El tiempo que la válvula permanece en posición “cerrada” depende de las características del fluido y de la cantidad de gas producida.

En la carrera ascendente, luego de equipararse las presiones, se produce el desplazamiento de la pieza C, quedando la válvula en posición “abierta”, permitiendo el libre pasaje de fluido.

La ventaja del uso de esta válvula en pozos con niveles dinámicos bajos, es que disminuye el efecto del golpe de gas y del golpe de fluido. Eventualmente si se para el bombeo por alguna causa, la válvula antibloqueo de gas superior evita la entrada de arena a la bomba.

El cuerpo principal A esta construido en acero aleado tratado térmicamente, el asiento de válvula B en acero inoxidable tratado térmicamente y el cierre de válvula C en acero aleado con el interior cromado, para lograr mayor resistencia al desgaste y aumentar la vida útil de la válvula.

Figura 53. Dispositivo antibloqueo de gas superior



Fuente:http://www.oilproduction.net/files/bombas_mecanicas_no_convencionales.pdf

4.2.2.2 Válvula tipo Dartt. La válvula DARTT, es un accesorio operado hidráulicamente el cual es instalado debajo de la válvula viajera en el pistón de la bomba estándar de fondo, sin modificaciones. La válvula DARTT es activada por las presiones normales de fluido o gas que existe dentro de la bomba. Hace el trabajo de abrir o cerrar la válvula viajera apropiadamente y está diseñada especialmente para control de problemas de interferencia y bloqueo por gas. Las VALVULAS de DARTT están disponibles en la mayoría de los tamaños comunes de la bomba: 1 ¼", 1 ½", 1 ¾", 2", 2 ¼", y 2 ¾", y se puede instalar fácilmente.

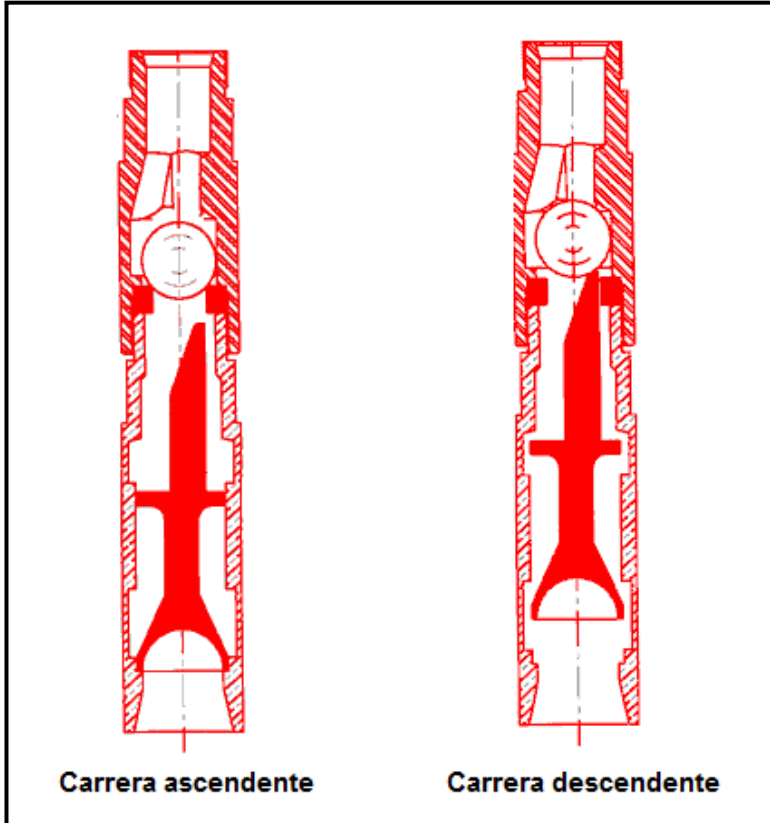
Este tipo de válvulas actualmente son las más utilizadas en el campo llanito para el control de la interferencia de gas.

Figura 54. Válvula Tipo DARTT



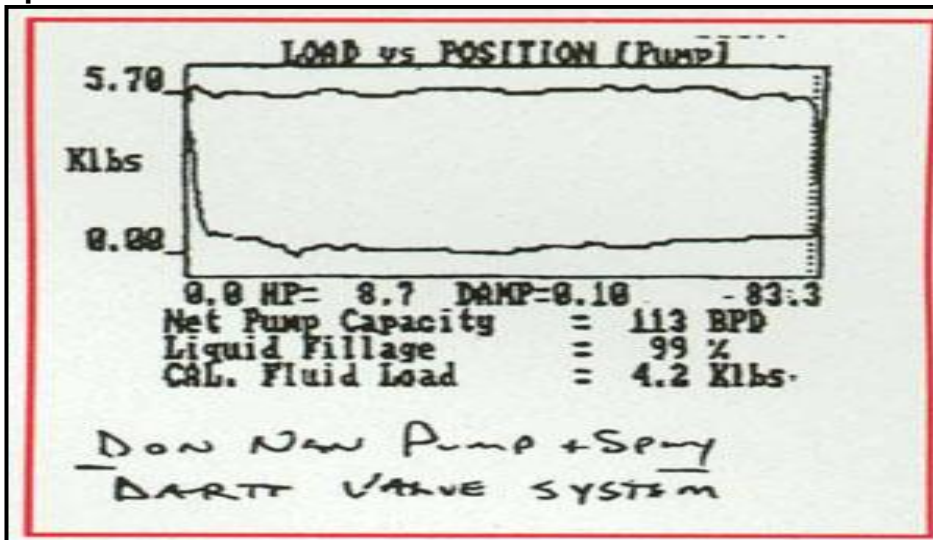
Fuente: <http://www.darttsystems.com/>

Figura 55. Funcionamiento de la válvula tipo Dartt



Fuente: <http://www.darttsystems.com/>

Figura 56. Carta Dinamométrica de una bomba de subsuelo con una Válvula tipo Dartt.



Fuente: <http://www.darttsystems.com/>

Ventajas

- Aumenta la eficiencia de la bomba
- Durante la carrera descendente permite a la válvula viajera abrir más pronto
- Disminuye los Costos de mantenimiento por estos problemas
- Disminuye o elimina la interferencia/bloqueo por gas.
- Reduce las fallas en las bolas y asientos de la caja viajera
- Disminuye la rotura de varillas
- Disminuye el Golpe de Fluido
- Disminución de costos de mantenimiento de las Bombas
- Mayor tiempo de vida en las bombas.

Elimina el Bloqueo por Gas

- La válvula Dart abre la válvula viajera al principio del recorrido descendente, desocupando la columna de fluido en el barril.
- En la carrera ascendente, las tres válvulas de la válvula Dart proporcionan la formación de un vacío positivo como servicio de respaldo a la válvula viajera, y de esta manera causan una gran presión diferencial entre la bomba y el pozo. Esta gran presión diferencial fuerza al fluido a través de la válvula fija para llenar la bomba.

Elimina el Golpe de Fluido

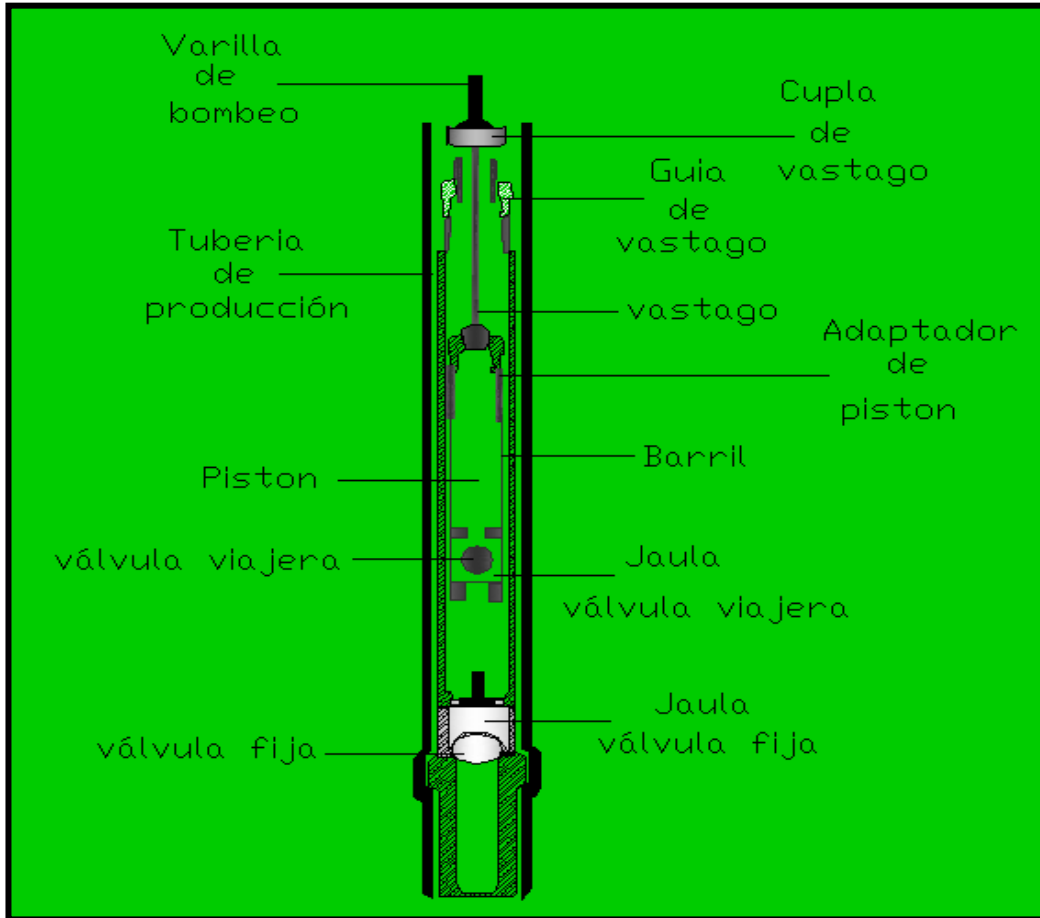
- Al principio del recorrido descendente, la válvula Dart causa que la columna de fluido se extienda sin romper desde la superficie y durante todo el recorrido, hasta la válvula fija, de esta forma el golpe de fluido es imposible.

4.2.2.3 Jaulas antibloqueo. Las jaulas antibloqueo están diseñadas para ser utilizadas en pozos con moderada producción de gas. Tiene una jaula fija y es similar a una jaula C14, pero tiene instalado un pin o vástago el cual desplazará mecánicamente la bola del asiento de la jaula móvil al final de la carrera descendente.

La jaula móvil, es mucho más larga que una jaula normal C13, para permitir el ingreso del pin o vástago dentro de ella al desplazar la bola.

Para el armado de la bomba se debe tener cuidado de efectuar un buen espaciado de la misma, ya que de no hacerse adecuadamente el pin o vástago puede desplazar la bola hasta el tope interior de la jaula móvil golpeándose tanto la bola, el pin y la jaula, lo que deteriora estos tres elementos.

Figura 57. Bomba de subsuelo con Jaulas antibloqueo



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

4.2.2.4 Jaula fija alta Compresión. La jaula fija alta compresión es usada en pozos con alta relación gas petróleo, debido a su configuración reducen el espacio nocivo real entre válvula fija y móvil en aproximadamente 6 Cm. Esto reduce la cámara de compresión entre ambas válvula, al reducir la cámara de compresión se hace más factible la apertura de la válvula móvil al final de la carrera descendente, esto evita el bloqueo de la bomba por gas, para obtener un buen funcionamiento de este tipo de jaulas es indispensable un buen re espaciado de la bomba.

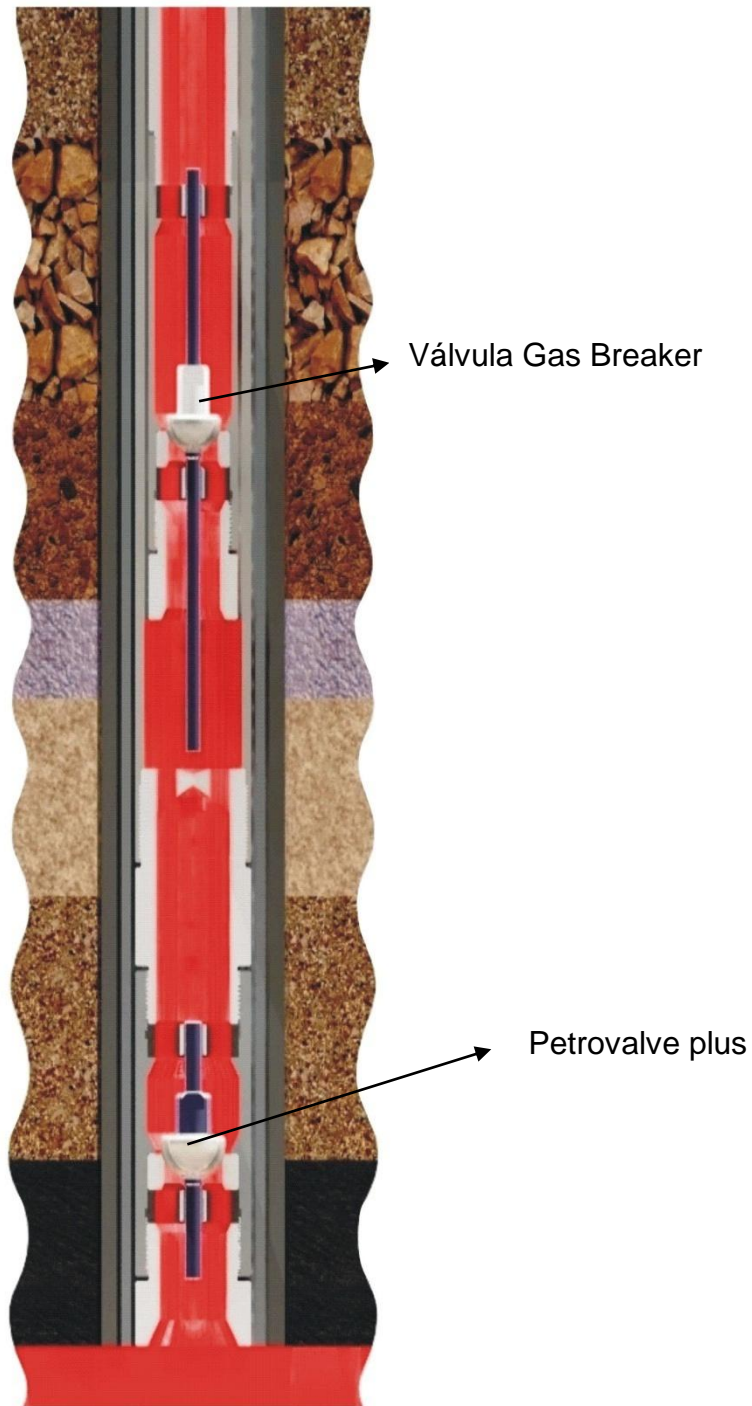
4.2.2.5 Petrovalve plus y Gas Breaker. Este sistema de válvulas diseñado por la empresa **PETROVALVE a FlotekCompany**, actualmente este sistema de válvulas es lo último en tecnología en cuanto al control de interferencia de gas.

Esta empresa como resultado de experiencias en la industria con el reparo y la optimización de las bombas mecánicas de fondo y habiendo determinado que la mayor falla de las bombas mecánicas de fondo estaba en la bola y asiento, se inventó y se introdujo una válvula que resultó siendo el primer cambio mayor de diseño al sistema de válvulas de bombas de fondo en más de 50 años. La válvula es adaptable a cualquier bomba API de inserción y de tubería. Ya que la gran mayoría de los productores utilizan bombas de fondo con varillas que tiene como mínimo dos válvulas que se conocen como válvula viajera y válvula fija. La mayor causa del tiempo perdido con estas bombas se debe a fallas de la bola y asiento que resulta en gastos continuos que consumen una porción significativa de los presupuestos de terminación y mantenimiento. Este sistema de válvulas (**Petrovalve plus y Gas Breaker**)¹⁵ se desarrolló para reemplazar la bola y asiento como un Nuevo estándar en la industria. Este sistema de válvulas del cual se profundizara más adelante, tienen tres ventajas importantes. La primera ventaja en el diseño son las guías en la parte superior e inferior del vástago permitiendo un mejor control de la válvula que oscila entre 9000 a 18000 veces al día. Esto resulta en menor desgaste de la válvula. La segunda ventaja es el aumento del área de flujo a través de la válvula. Este aumento es aparente en todos los tamaños y fluctúa del 27% al 112% dependiendo de su tamaño. La tercera ventaja en el diseño está en las distintas durezas del material de la válvula y el asiento que, junto con la rotación natural de la válvula en operación, origina un proceso de sentamiento continuo, ayudando a mantener un sello hermético lo cual le da mayor vida en operación a la válvula.

La **figura 58** muestra el conjunto de válvulas Petrovalve plus y Gas Breaker instaladas en una Bomba de subsuelo.

¹⁵ PETROVALVE a Flotek Company, PETROVALVE VALVE SYSTEM

Figura 58. Sistema de válvulas Petrovalve plus y Gas Breaker



Fuente: www.flotekind.com

La instalación de este sistema de válvulas a la bomba de subsuelo, brinda las siguientes ventajas:

- **Dinámica de flujo optimizada.** con el movimiento controlado de la válvula, se elimina el movimiento violento y autodestructivo de la bola y asiento. Cuando la bola se mueve en forma errática dentro de su contenedor el flujo de fluidos es interrumpido ocasionándole un cambio constante de dirección mientras pasa a través de ambas válvulas. Esto resulta en un llenado pobre de bomba y permite que el gas se separe del fluido ocasionándole otro problema. Con el movimiento guiado de la nueva válvula el fluido pasa por la misma con muy poca alteración a su flujo reduciendo esta separación de gas.
- **Asiento optimizado.** La nueva válvula mejora su asentamiento por varias razones. (1) la parte superior de la válvula es plana por lo cual es asistida hidrostáticamente en su cierre. Esto permite un cierre más rápido y como es guiada no tendrá que rebotar erráticamente alrededor del contenedor hasta encontrar el asiento. (2) la diferencia en dureza entre el material de la válvula y el del asiento así como su rotación al asentarse durante el funcionamiento es otro factor en un asentamiento mejorado.
- **Sobrecarga por compresión.** Esta válvula ha comprobado que disminuye la sobrecarga por compresión debido al aumento del área de flujo. Algunos usuarios tienen datos dinamométricos antes y después de la instalación que comprueban esto. Con el aumento del área de flujo existe menor restricción en el fluido al pasar por la válvula viajera resultando en una mejor caída de pistón y una mejor embolada neta.
- **Llenado de la bomba.** El aumento en área de flujo es la mayor razón para un mejor llenado de la bomba. Esto es independientemente que el fluido sea crudo pesado, crudo liviano o fluido con gas. La válvula tiene una menor caída de presión a través del área de la válvula la cual asiste en eliminar la liberación del gas que podría poner al usuario en una condición de interferencia severa de gas o de candado de gas.
- **Aplicaciones horizontales.** La válvula funciona igual en pozos horizontales, desviados o verticales. Con su sistema de guía y la ayuda hidrostática de cierre no se tiene la caída en eficiencia que tiene la bola y asiento. la bola tiene que levantarse sola con la ayuda del fluido que está pasando para lograr asentarse.
- **Eficiencia de la bomba.** La eficiencia de la bomba se incrementa por varias razones, algunas de las cuales se han mencionado. Con la reducción de sobrecarga por compresión es posible ver una mejor embolada en la carrera descendente del pistón y se notara un incremento en la eficiencia. Un llenado mejorado de bomba incrementa la eficiencia. En la mayoría de los casos, la instalación de estas válvulas en las bombas mecánicas de fondo aumentará la eficiencia de las bombas.

- **Menor velocidad de bombeo.** La velocidad mata y esto nunca ha sido más aparente que en pozo con bombeo mecánico. Debido a los beneficios de diseño de estas válvulas, ya sean por el mejor llenado, reducción de la sobrecarga, reducción de la interferencia de gas o en la mayor eficiencia debido al cierre de la válvula, se ha podido disminuir las emboladas por minuto manteniendo niveles existentes de producción. En algunos casos la velocidad de bombeo ha sido reducida hasta un treinta por ciento. Esto le ahorra al usuario más de dos millones de emboladas por año. En estos casos el ahorro en energía solamente ha sido del veintisiete por ciento.
- **Longevidad de la válvula.** Esta válvula ha mostrado incrementos de dos a seis veces en la vida de las bombas de lo que el productor normalmente estaba acostumbrado, si el motivo de fallas han sido por razones de válvula. Esto ha sido posible debido a la eliminación de la acción violenta de la válvula al tambalearse la bola golpeando el área de sellado dando inicio a la destrucción de la misma. El movimiento controlado y el asentamiento automático que ocurre durante la operación normal de esta válvula le permite definitivamente un mejor sello y durar siempre más tiempo que la convencional bola y asiento.
- **Rompedor de candado de gas.** Esta válvula también se diseña con adaptador de rompedor de candado de gas el cual es un método mecánico para eliminar el candado de gas o cualquier interferencia mayor de gas sin afectar el área de asiento de la válvula. El adaptador consiste en un vástago de mayor longitud en la parte inferior de la válvula viajera que entra en contacto con una sección de la válvula fija permitiendo abrir la válvula viajera rompiendo así el candado de gas.
- **Reducción de gastos.** Todos los beneficios mencionados indican para el usuario un menor costo por barril producido. Ya sea que la válvula le ahorre un cambio de varilla (producción diferida, tiempo de equipo, mantenimiento de bomba), le permite reducir el número de emboladas por minuto (ahorro de energía, reducción del desgaste del equipo completo), le disminuya la sobrecarga por compresión (varillas partidas, tiempo de equipo, desgaste de equipo) o le permita incrementar su eficiencia (mas producción, menor costo), se le permite reducir su costo de levantamiento mejorando así su utilidad.

Válvula Petrovalve Plus. El sistema de válvulas Petrovalve Plus soluciona las limitaciones tecnológicas existentes en el tradicional sistema de válvula de bola y asiento. Esta es una simple herramienta, compuesta de un pistón configurado como una hemiesfera, penetrado por un vástago el cual se proyecta verticalmente hacia arriba y hacia abajo. La guía del vástago en la parte superior e inferior de la hemiesfera es fabricada sobre una placa conteniendo una abertura para guiar el

vástago. Esto crea un ingenioso y preciso “sistema de guía” el cual controla estrictamente el movimiento del pistón de tal manera que este se centra automáticamente al abrir y cerrar.

Figura 59. Petrovalve Plus y sus accesorios

Figura 59 a. Válvula cerrada

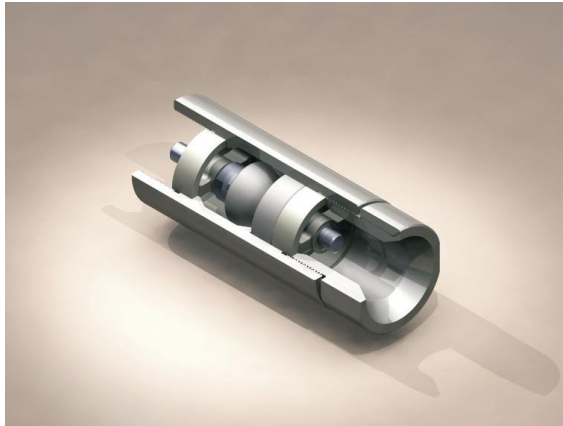
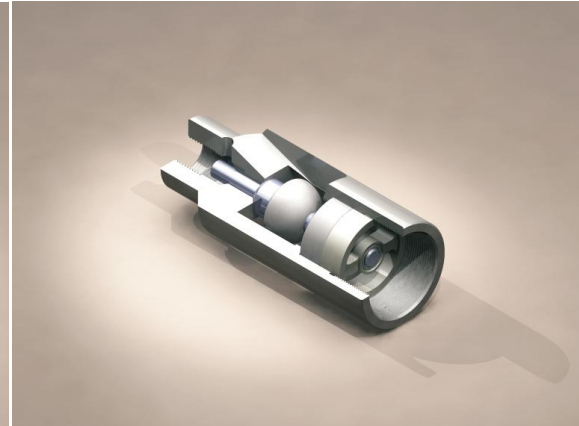
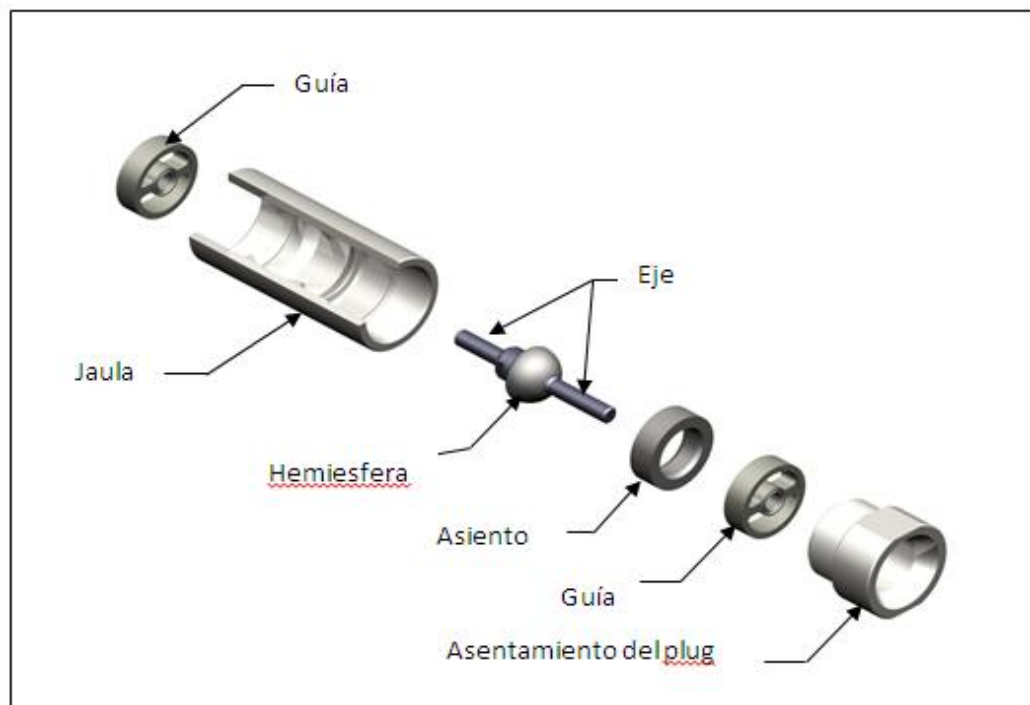


Figura 59 b. Válvula cerrada



Fuente: Petrovalve a flotekcompany, www.flotekind.com

Figura 59 c. partes básicas



Fuente: Petrovalve a flotekcompany, www.flotekind.com

El diseño de Petrovalve Plus ofrece una mejor dinámica de flujo e incrementa la capacidad de flujo, demostrado con resultados de pruebas dinámicas en uno de los más grandes campos de petróleo pesado en el mundo en la faja del Orinoco, Venezuela. Dependiendo del tamaño de válvula, Petrovalve Plus proveerá hasta un 100% mayor área de flujo que la mayoría de los sistemas API en tamaños comparables.

La válvula de bola tradicional al moverse desordenadamente enfrente del fluido que trata de entrar al barril de la bomba reduce enormemente la suavidad del flujo requerido para llenar el barril.

Petrovalve Plus al permitir que el fluido pase suavemente a través de la válvula en igual proporción en toda su periferia permite mejor pasaje y accesibilidad del fluido.

La **figura 60**, muestra el funcionamiento convencional de bola y asiento con materiales estándar (**figura 60 a**) y el diseño de Petrovalve plus (**figura 60 b**).

Figura 60. Comparación entre una sistema de válvula convencional y Petrovalve plus.

Figura 60 a. Diseño estándar

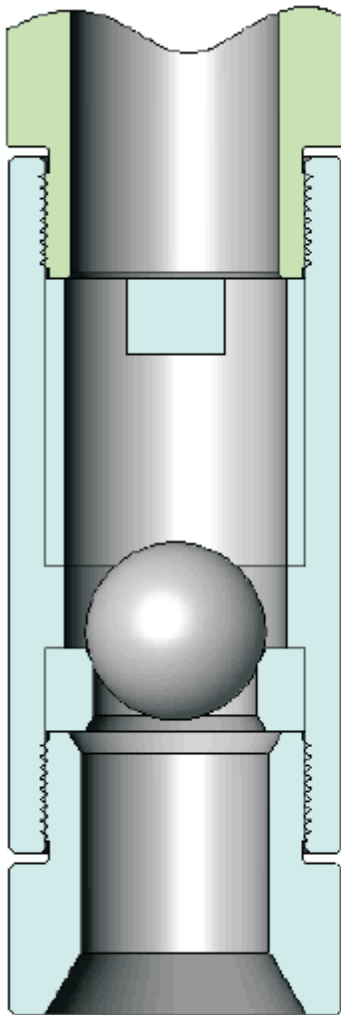
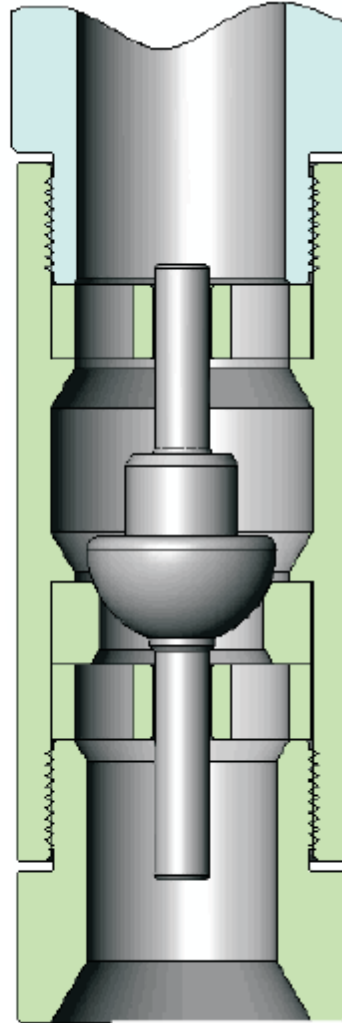


Figura 60 b. Petrovalve Plus



Fuente: Petrovalve a flotekcompany, www.flotekind.com

En la **figura 60 a**, muestra el funcionamiento convencional de bola y asiento con materiales estándar resulta en excesivo desgaste de ambos la bola y el asiento, y en la **figura 60 b**, muestra el diseño de Petrovalve Plus, el cual es guiado y tiene mejor área de flujo que el sistema convencional.

En cuanto al bombeo de petróleo pesado, se considera que “áreas de petróleo pesados” es una de las más difíciles condiciones de bombeo en la industria

principalmente porque bombeando petróleo de 8°API hasta 15°API es como bombear alquitrán mezclado con arena. En esta área sin embargo, Petrovalve Plus, con un área transversal de hasta el doble de la tecnología existente, ha producido incrementos dramáticos en la capacidad de flujo, en rangos que van desde 43% hasta 112% dependiendo del tamaño de la bomba, la característica del fluido que está siendo bombeado y el diseño de la caja.

El diseño de Petrovalve Plus también ha tenido un demostrable efecto positivo en pozos horizontales y desviados. La mayoría de las bombas de subsuelo con sistema de válvulas tradicionales de bola y asiento son instaladas en posición vertical o muy cerca de la posición vertical en el pozo, debido a que la eficiencia de bombeo se reduce considerablemente ya que el número de fallas de bombeo aumenta cuando el Angulo desde la posición vertical se incrementa.

Las válvulas Petrovalve Plus no son afectadas por esta situación. Esta herramienta fue diseñada para permitir alta eficiencia de bombeo en cualquier posición que se instale.

Por otra parte a los materiales de los cuales están constituidos los accesorios de la válvula Petrovalve Plus encontramos:

- ❖ **Vástago.** El diseño de dos piezas es para los tamaños de válvula. El vástago es fabricado de acero inoxidable 17-4 y 4-10. Es endurecido por boronización con una penetración superficial de 0.002” a 0.004”. Resultando una dureza superficial de HRC 75 para ambos materiales. El tratamiento es realizado bajo especificaciones de tratamiento térmico y de fabricación.
- ❖ **Guías.** Las guías para todos los tamaños de válvula son fabricadas con acero inoxidable 17-4 y 4-10. Son endurecidas por boronización con una penetración superficial de 0.002” a 0.004”. Resultando una dureza superficial de HRC 75.
- ❖ **Válvula (Pistón) y Asiento.** la válvula Petrovalve Plus es corrientemente fabricada en aleación de cobalto, carburo de Tungsteno y Carburo de Níquel. Por requerimiento es fabricada en Acero Inoxidable, Nitruro de silicio y Carburo de Titanio.
- ❖ **Caja ó Jaula para válvula.** La caja ó jaula es fabricada en distintos materiales para los diferentes ambientes del fluido del yacimiento: Acero al Carbono, Aleación 8620, Aleación 4140 (80 MY), Acero Inoxidable 17-4 y Acero Inoxidable 316.

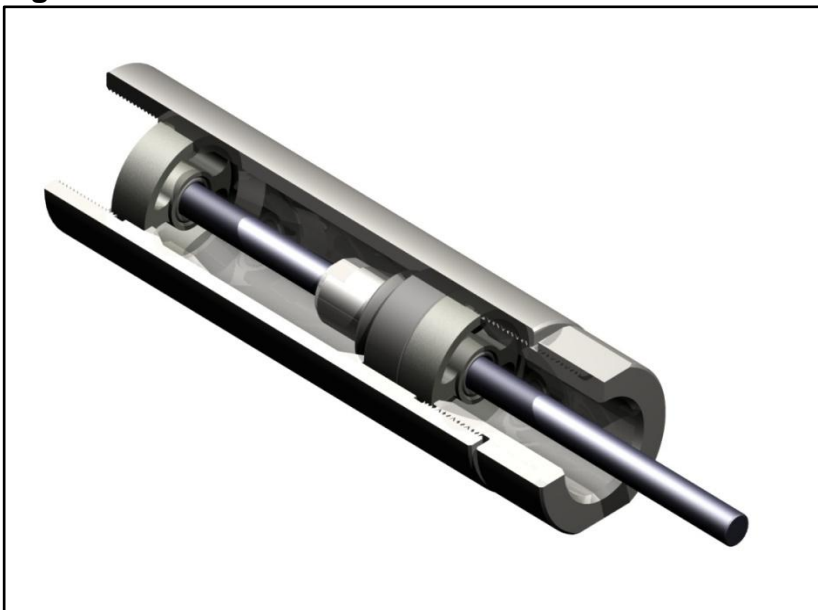
- ❖ **Otros Componentes Externos.** Petrovalve puede proveer componentes de pisto (macho ó hembra), conectores de barril y tapones de asiento. disponibles en el mismo material de las Cajas ó Jaulas.

Válvula Gas Breaker. Esta válvula elimina los problemas de bloqueo por gas o por vapor muy comunes en operaciones de bombeo mecánico en pozos térmicos y no térmicos.

La válvula Gas Breaker fue desarrollada para combatir este problema. Como una extensión de la tecnología Petrovalve, la válvula gas breaker es usado en la posición de la válvula viajera y ésta mecánicamente abre al final de un ciclo si la bomba se bloquea. Esto permite que el gas migre desde la bomba hacia la tubería de producción, dejando el barril de la bomba lleno con fluido.

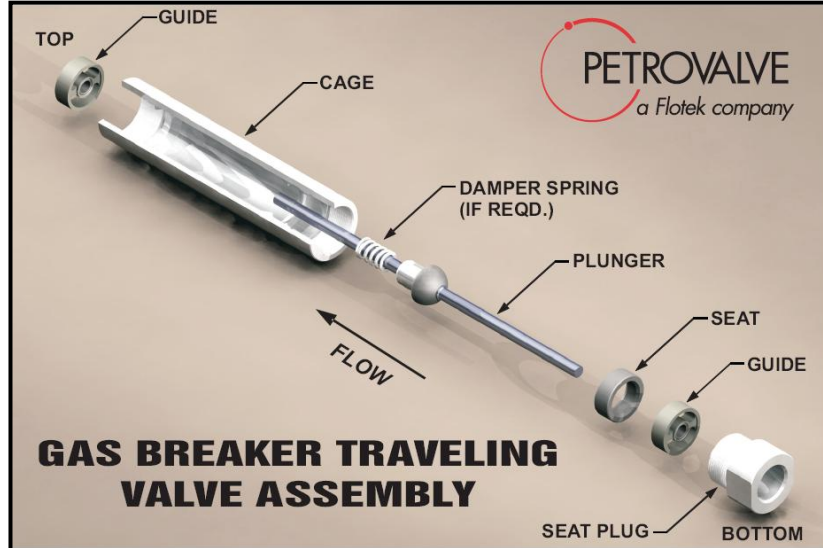
Por tanto nuevo fluido puede entonces entrar en la bomba en la carrera ascendente. La apertura automática se manifiesta cuando el vástago extendido debajo de la válvula viajera hace contacto con el “Trip Sub” que además es el conector de barril.

Figura 61. Válvula Gas Breaker



Fuente: Petrovalve a flotekcompany, www.flotekind.com

Figura 62. Partes de una Válvula Gas Breaker



Fuente: Petrovalve a flotekcompany, www.flotekind.com

Esta válvula fue diseñada para ser usada como válvula viajera en situaciones de bloqueo por gas o vapor en bombeo mecánico de pozos térmicos y no térmicos. El gas breaker es también muy útil en pozos de gas natural que producen fluido, ya que este facilitará el bombeo de fluido gasificado en forma continua evitando que la bomba sea bloqueada por gas.

La experiencia operativa y pruebas en simuladores han confirmado que la eficiencia de bombeo decrece en bombas equipadas con sistemas de válvulas convencionales de bola y asiento a medida que el Angulo de inclinación desde la posición vertical se incrementa. Los niveles de eficiencia de bombeo operando en ángulos mayores de treinta y cinco grados (35°) son extremadamente bajos. Bajo estas condiciones el peso hidrostático del fluido en el pozo entre la posición horizontal y vertical restringe la habilidad de la zona productiva de producir fluido eficientemente. El sistema de válvulas Petrovalve fue diseñado para permitir alta eficiencia de bombeo en cualquier posición.

El uso de la válvula gas breaker da como resultado menor número de fallas por válvula en forma directa y las inducidas por estas, reduce el costo de servicios, incrementa la producción donde esto es posible e incrementa la eficiencia operativa.

La aplicación en pozos profundos no presenta problema para el Gas Breaker de Petrovalve. El sistema fue diseñado para acomodar el estiramiento de las varillas

de bombeo a través de su sistema de extensión guiada. Esto hace de que el sistema sea fácil de instalar y simple de operar.

Los materiales usados para esta válvula son los siguientes:

- ❖ **Aplicaciones en alta Corrosión.** Utiliza aleaciones a base de cobalto, son relativamente duras y recomendadas para condiciones de H₂S severo; CO₂ severo y moderado contenido de salmuera y arena. La hemisfera es una aleación a base de cobalto con dureza Rockwell “C” de 63. El asiento es de aleación a base de cobalto con una dureza Rockwell “C” de 57.
- ❖ **Aplicaciones en alta Abrasión.** Se usa carburo de Tungsteno, es ideal para servicios en alta abrasión. La hemisfera tiene una dureza Rockwell “A” de 88.5. el asiento tiene una dureza Rockwell “A” de 87.5.
- ❖ **Aplicaciones para alta Abrasión y Corrosión.** Utiliza Carburo de Níquel, para adicionar resistencia a corrosión en medios de alta abrasión, el Gas Breaker también está disponible en carburo de Níquel. La hemisfera tiene una dureza Rockwell “A” de 90.0.

4.2.3 Bombas Especiales. Además de las Bombas API estándar, existen numerosos tipos de bombas de varillas no estándar adquiridas con varios fabricantes. Algunas partes estructurales de dichas bombas especiales todavía se ajustan a las especificaciones API, haciendo que la reparación de la bomba sea más fácil y menos costosa. Muchas bombas especiales tienen características que no están disponibles en las bombas Estándar y son recomendadas en pozos con problemas operacionales como la interferencia de gas o en aquellos pozos en los cuales existe alta producción de arena o tienen fluidos altamente viscosos.

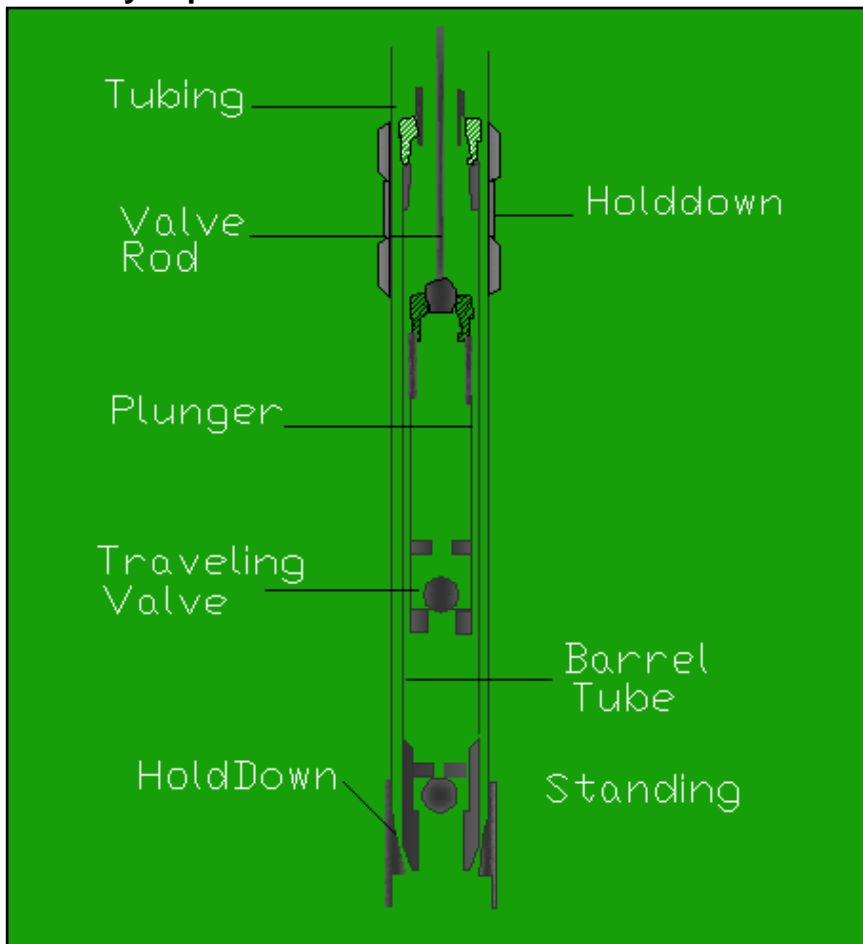
En esta sección se cubrirá todas las bombas de subsuelo utilizadas para el control de la interferencia por gas, producción de arena. Algunas se encuentran en la literatura pero otros tipos de bombas de subsuelo han sido diseñadas por los operadores de campo a base de experiencias y aún no han sido patentadas.

4.2.3.1. Bombas de varillas con ancla superior e inferior. La posición superior e inferior del ancla tiene ventajas definitivas en las Bombas de Varillas con barril estacionario. Las ventajas son combinadas en esta bomba, las cuales son básicamente conocidas en las Bombas de varillas con barril estacionario con dos anclas instaladas. Se podrían designar como RHAB o RWAB, dependiendo de la pared del barril utilizado. La **Figura 63** presenta una sección transversal de este tipo de bomba, el ancla de fondo usualmente es de tipo mecánico y proporciona

toda la fuerza necesaria para el agarre. El ancla superior o arriba es de tipo copa, su principal función es de asegurar un sellamiento sobre la parte superior de la bomba.

Las bombas de varillas con doble anclaje son las recomendadas si se requiere una bomba grande ya que las dos anclas aseguran un soporte necesario para el barril. La parte externa del barril no queda sometida a alta presión gracias al efecto de sellamiento del ancla superior, evitando así el daño del barril. Cuando se están bombeando crudos arenosos, el ancla superior elimina la posibilidad de que la arena se asiente alrededor del tubo del barril e ingrese a la bomba. Adicionalmente, la superficie exterior del barril queda protegida contra los efectos corrosivos de los fluidos del pozo. Su principal desventaja es el relativo alto costo por las dos anclas requeridas y la necesidad de preparar una sección especial de tubería en el sitio donde va a quedar la bomba.

Figura 63. Sección Transversal de una Bomba de Varilla no API con anclaje inferior y superior



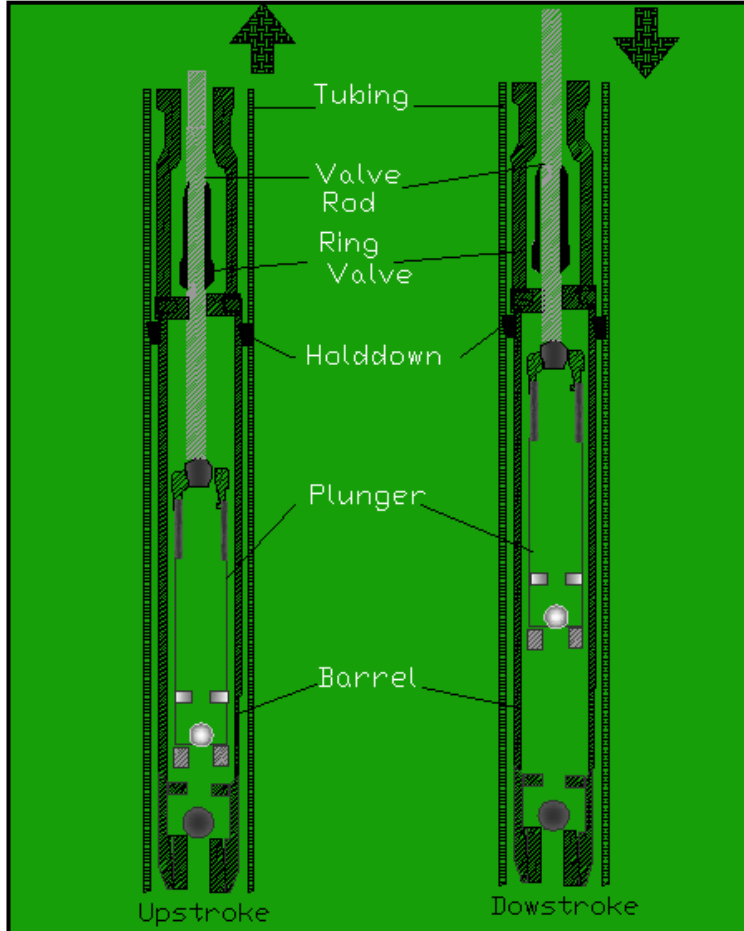
Fuente: Consultorías y Servicios Integrados de Ingeniería LTDA

4.2.3.2 Bomba con válvula de anillo. El empleo de una “Válvula para Arena” deslizante sobre la Varilla de la Válvula de una Bomba de Varillas es una práctica antigua para evitar que la arena se asiente entre el barril y el émbolo durante el tiempo de apagado. Un beneficio agregado es que las bombas equipadas con dichas válvulas también aseguran operaciones de bombeo muy eficientes en pozos gasíferos. La válvula para arena usualmente es llamada válvula de Anillo de aquí el nombre de la bomba. Algunas veces también se denomina Bomba de Dos etapas porque la Válvula de Anillo facilita la acción de bombeo en dos etapas, como se describirá más adelante.

La **Figura 64** ilustra la operación de una Bomba de Varillas tipo Válvula de Anillo¹⁶. La Válvula de Anillo esencialmente es una válvula de cheque situada en una cámara abierta sobre la parte superior del barril. Se puede deslizar hacia arriba y hacia abajo, sobre la varilla de la válvula, la cual aparece acoplada estrechamente. Durante el recorrido ascendente la bomba opera como cualquier otra bomba de succión con barril estacionario, porque la válvula de anillo es levantada desde su asiento y no ofrece resistencia al flujo vertical. Cuando el émbolo comienza con su recorrido descendente, la válvula de anillo inmediatamente se cierra como resultado de la presión por la columna de fluido encima de ésta. Al mismo tiempo, la carga de fluido es transferida a la Válvula de Anillo y se descarga la Válvula viajera. Cuando el émbolo descendente, la presión en el espacio superior de la Válvula Viajera cae rápidamente y eso hace que la Válvula se abra por un momento después de comenzar con el recorrido descendente.

¹⁶ TAKÁCS, Gábor. Bombeo mecánico moderno. Consultoría y servicios Integrados de ingeniería Ltda.

Figura 64. La Operación de una Bomba de Varillas con Válvula de anillo



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

Esta acción de la Válvula de Anillo es extremadamente benéfica para el bombeo de fluido con gas libre. En tales casos, las bombas convencionales pueden tener eficiencias muy bajas y pueden atascarse por gas con gran facilidad o pueden originar el golpeteo de líquido. El atasco por gas es una situación que se da cuando la Válvula viajera se mantiene cerrada durante todo el ciclo de bombeo y no hay producción de fluidos a la superficie. El golpeteo de líquido ocurre durante el recorrido descendente, cuando el émbolo golpea el nivel de líquido en el barril parcialmente lleno y con la Válvula Viajera aún cerrada. Las dos condiciones anteriores se pueden atribuir a una sola causa: la Válvula Viajera no se abre al inicio del recorrido descendente dada la compresibilidad de los fluidos contenidos en el barril. La Válvula de Anillo al descargar de la Válvula Viajera al comenzar el recorrido descendente, hace posible que esta última se abra en el momento apropiado eliminando así la ocurrencia del golpeteo de líquido o las condiciones de atasco por gas. Al comenzar el recorrido ascendente, la Válvula de Anillo se mantiene asentada debido a la carga de fluido y se abre solamente cuando se

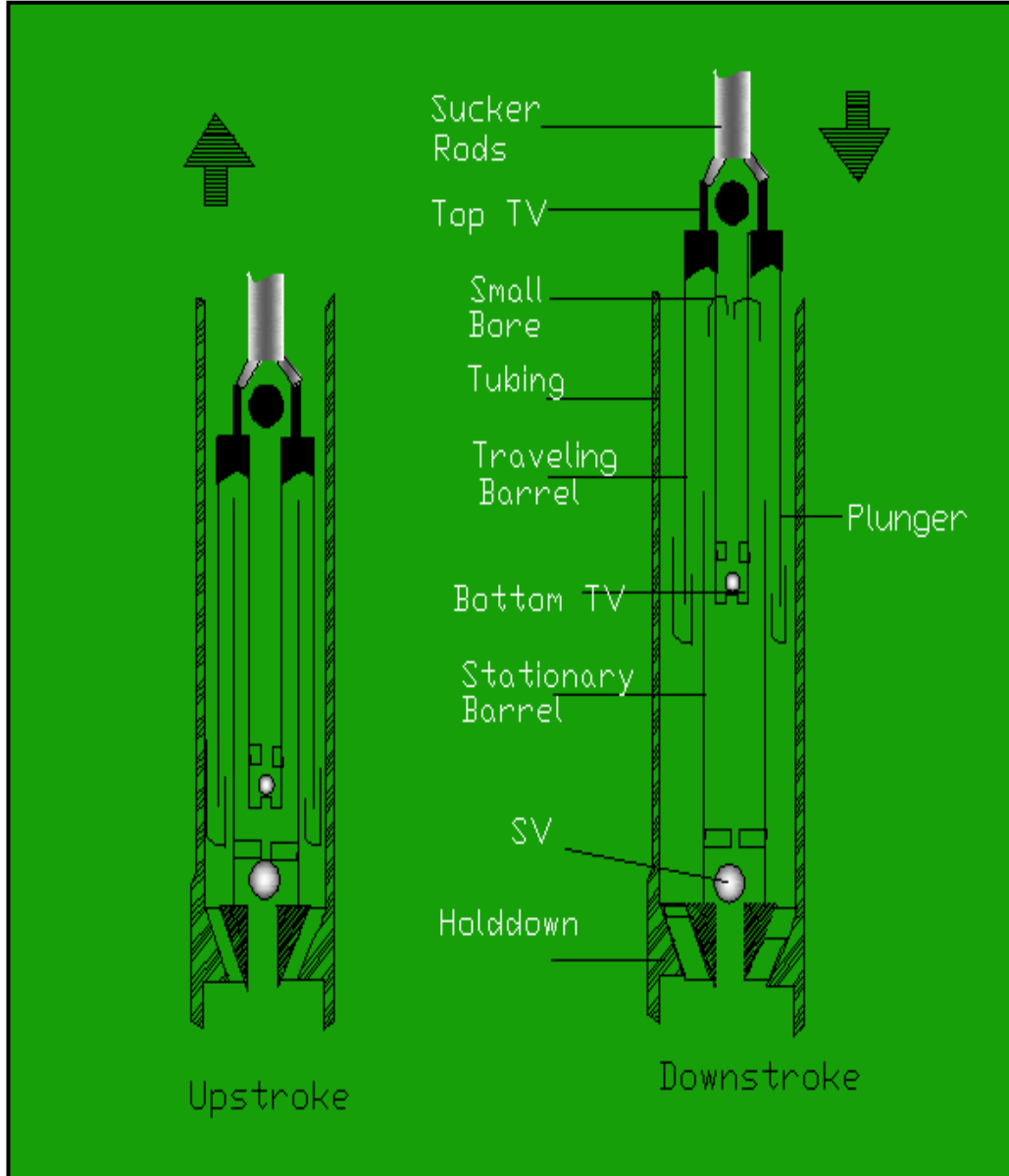
comprime la mezcla de gas-líquido que está por encima del émbolo. Este proceso de bombeo de dos etapas también ayuda a prevenir el atasco por gas de la bomba. La Válvula de Anillos es aplicable a todas las versiones de bombas de varillas con barril estacionario. Las ventajas adicionales de las bombas equipadas con Válvulas de Anillos incluyen una reducción de la carga sobre la sarta de varillas. Mediante la eliminación del golpeteo de fluidos, las secciones inferiores de la sarta de varillas siempre se mantienen tensionadas, el rango de esfuerzo se reduce y aumenta la vida útil de la varilla.

La desventaja de las Bombas con Válvulas de Anillo es que pueden sufrir golpeteo de fluido durante el recorrido ascendente. Esto puede ocurrir cuando el barril está parcialmente lleno con líquido y la válvula de anillo no se abre al comenzar el recorrido ascendente. Entonces durante el recorrido ascendente la columna de líquido por encima del émbolo puede golpetear la Válvula de Anillo. La aplicación de una “Válvula de carga” elimina este golpeteo, vaciando parte del fluido sobre el embolo desde lo alto de la Válvula de carga, cerca al fondo del recorrido.

4.2.3.3 Bombas de tres tubos. Todas las Bombas de Varillas sufren de abrasión en el barril y en el émbolo cuando están cargadas de arena o cuando son bombeados otros fluidos abrasivos. El desgaste por abrasión es menor si se aumenta el ajuste del émbolo, pero esto origina una pérdida drástica en el volumen bombeado. Una forma muy eficiente de reducir el desgaste y mantener una buena operación de Bombeo, es el empleo de una Bomba de tres tubos. La eficiencia de una Bomba de tres tubos no depende del ajuste del émbolo ya que el sellamiento de las partes móviles queda asegurado por medios hidráulicos.

La **Figura 65** presenta la operación de una Bomba de tres tubos. En cuanto a diseño es similar a la Bomba de varillas API con ancla inferior y barril viajero. El tubo del barril con una Válvula fija se encuentra rodeado por dos tubos viajeros concéntricos que están agarrados y poseen una Válvula viajera en la parte superior de ellos. El tubo interno actúa como un émbolo y tiene otra Válvula viajera en su parte inferior. El tubo externo se puede considerar como un Barril Viajero. Esos tubos vienen acoplados ligeramente uno al otro, con aproximadamente 0.015 pulgadas (0.38 mm) de tolerancia entre ellos. Esta tolerancia es casi 3 veces más amplia que el ajuste entre los émbolos metálicos y los barriles. Una característica importante es el pequeño diámetro interno cerca de la parte superior del tubo del émbolo.

Figura 65. La operación de una Bomba de Varillas de Tres tubos



Fuente: Autor, Dibujo Autocad

La operación de la Bomba de tres tubos involucra varias etapas. Sobre el recorrido ascendente, ambas Válvulas se cierran y la Válvula fija se abre. Como el ajuste entre los tres tubos es amplio, entonces los fluidos del pozo se pueden salir a través de los espacios anulares desde el área de alta presión en la tubería de producción hacia el área de baja presión por debajo de la Válvula Viajera de fondo. Como los tubos son comparativamente largos, se desarrollan grandes pérdidas de presión en las tolerancias, reduciendo así el escape de los fluidos del pozo en un minuto. Cuando comienza el recorrido descendente, las dos Válvulas viajeras se abren y la Válvula fija se cierra. Ahora los fluidos del pozo se

desplazan desde arriba de la Válvula fija hasta la Válvula viajera de fondo. Una pequeña fricción de este fluido se escapa a través de un pequeño orificio ubicado en la parte superior del tubo del émbolo, así como también a través de la claridad que hay entre el émbolo y el barril estacionario y atraviesa la tolerancia que hay entre los dos Barriles hasta ingresar a la tubería. Apenas comienza el recorrido ascendente los porcentajes de escape son pequeños, pero la dirección de flujo se invierte. Los fluidos presentes en las áreas anulares de los tubos son por consiguiente, recirculado durante los recorridos ascendentes y descendentes en lugar de desplazarse actualmente dentro de la tubería. Este efecto proporciona el sellamiento necesario entre los tubos ajustados ligeramente y facilita el mantenimiento de una acción efectiva de bombeo.

La bomba de tres tubos es idealmente adecuada para producir fluidos cargados de arena ya que el empleo de los tubos ajustados ligeramente originan un desgaste insignificante de las partes que trabajan. Después del fracturamiento hidráulico, los pozos se pueden limpiar muy eficientemente con las Bombas de tres tubos.

La Bomba de tres tubos combina las ventajas de una bomba de varillas con un Barril estacionario y Viajero. El Barril viajero mantiene el fluido en movimiento alrededor del ancla de fondo y elimina el pegue de la bomba como resultado del asentamiento de la arena. La Válvula Viajera superior evita que la arena se asiente dentro de la bomba durante el periodo de apagado. En pozos con temperaturas de fondo excepcionalmente altas se elimina los problemas asociados con una expansión térmica desigual de los barriles y los émbolos en las bombas convencionales dado que se utiliza los ajustes amplios. La desventaja de las Bombas de tres tubos es que los pozos profundos requieren el empleo de tubos más grandes para poder reducir el deslizamiento en la bomba originado por las altas presiones de la columna de fluido.

4.2.3.4 Bombas con varillas de válvulas huecas. En los pozos profundos la varilla de la Válvula en las Bombas de Varillas con barril estacionario, tiende a pandearse durante el recorrido descendente. El pandeo es extremadamente severo bajo condiciones de golpeteo de fluido, cuando las altas cargas de compresión actúan sobre los dos extremos de la varilla de la Válvula producen un desgaste excesivo de la varilla sobre la guía y dentro de la tubería de producción. El empleo de un tubo, usualmente un tubo de arrastre estándar, en lugar de la varilla de la Válvula es lo que se recomienda. La Varilla de la Válvula hueca es mucho más fuerte que una sólida.

Y tiene la ventaja de reducir enormemente o eliminar por completo los problemas de pandeo. Esta es la razón del porque varios fabricantes ofrecen Bombas de

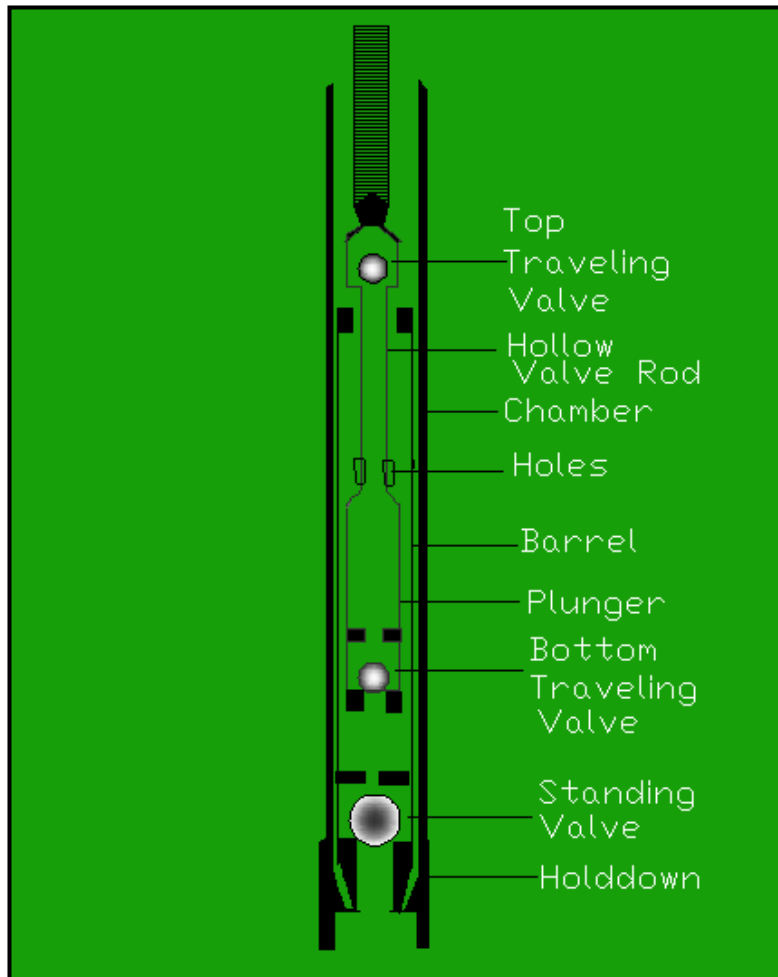
Varillas con Barril estacionario equipadas con tubos de arrastre para extender la vida de servicio de la Bomba en los pozos profundos.

Una nueva bomba recientemente desarrollada combina los beneficios de la Varilla de la Válvula hueca con los de la Bomba de dos etapas o con Válvulas de Aro. La Bomba es llamada Bomba de varillas de dos etapas con Válvula Hueca y fue desarrollada para bombear pozos con alta relaciones gas/aceite. La bomba también puede poner a producir un pozo por debajo de un Empaque cuando todos los fluidos (Líquido y gas) sean sacados con la Bomba.

La operación de una Bomba de Varillas de dos etapas y Válvula hueca se explican en la **Figura 66**. Las características básica de la bomba son: el empleo de una segunda Válvula viajera (superior) (la cual es equivalente a la Válvula para Arena o de Anillo utilizadas en las Bombas con Válvula de Anillo). Un puerto para la Varilla de la Válvula hueca y una cámara por encima del émbolo. Otras partes son similares a las de la Bomba de Varillas con Barril Estacionario. La secuencia de operación de la bomba se discute a continuación asumiendo que se va a bombear una mezcla gas/liquido.

Al comenzar el recorrido ascendente. La Válvula Viajera por debajo del émbolo se cierra y transporta la carga de fluido. La Válvula fija se abre y los fluidos del pozo ingresan al barril por debajo del embolo ascendente. Cuando continua el recorrido ascendente el embolo desplaza los fluidos contenidos en la cámara, los empuja a través de los orificios de la varilla de la Válvula hueca y los sube hasta la Válvula viajera superior. Durante este proceso, la mezcla de gas/liquido queda comprimida porque el volumen desplazado desde la cámara es considerablemente mayor que el volumen interno de la varilla de la Válvula hueca. La elevada presión evita una liberación adicional de gas en la fase liquida y abre la Válvula Viajera superior. En el punto máximo del recorrido ascendente el fluido que pasa a través de la Válvula Viajera superior se detiene y la bola de la Válvula regresa a su asiento.

Figura 66. Sección Transversal de una Bomba de Varillas de dos etapas y Válvula Hueca

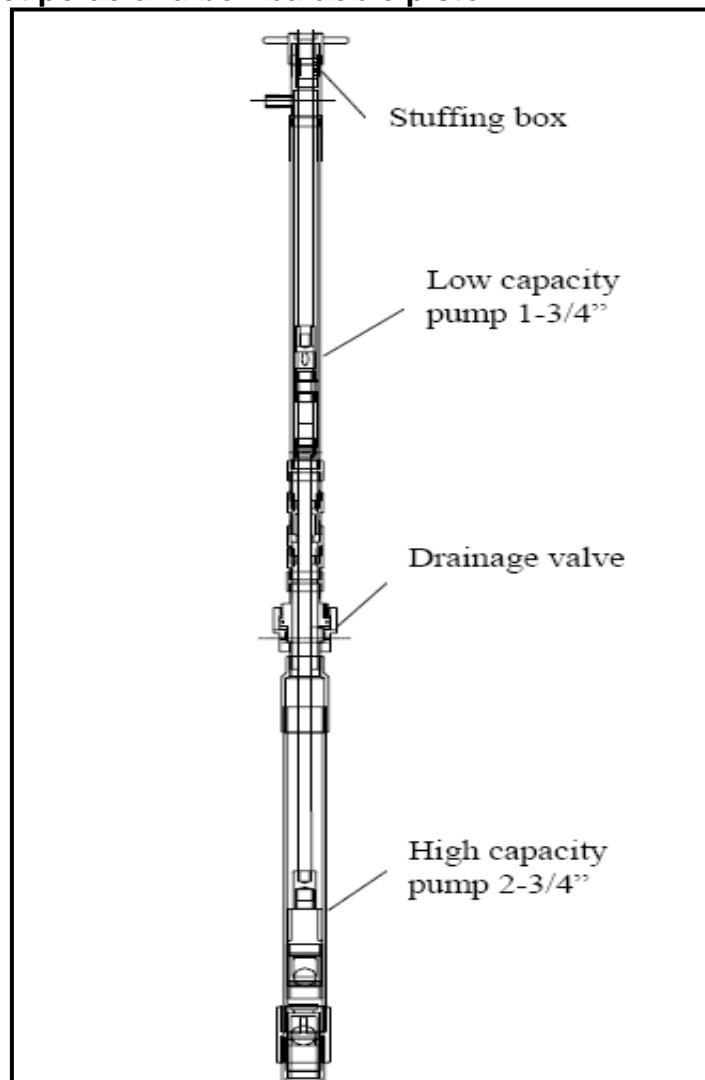


Fuente: Consultorías y Servicios Integrados de Ingeniería LTDA

Tan pronto como el émbolo comienza a bajar el espacio de la cámara se incrementa originando así una pérdida de presión. Esta disminución de la presión contribuye a que la Válvula viajera superior se cierre y se abra la Válvula viajera inferior. La Válvula Fija se cierra y el émbolo desplaza los fluidos del barril dentro de la cámara y la varilla de la válvula hueca. En caso de producir un líquido monofásico, este desplazamiento del émbolo es mayor que el incremento del volumen de la cámara lo cual origina cierto tipo de desplazamiento del líquido dentro de la tubería de producción. Esta situación cambia si una mezcla de gas/líquido está presente en el barril. Luego debido a la compresibilidad de la mezcla los fluidos son comprimidos en la cámara y un volumen muy inferior, si es que lo hay es descargado en la tubería de producción.

Esta bomba proporciona una buena operación en aquellos pozos con problemas tanto de gas como de arena. La ruta del fluido dentro de la bomba asegura una remoción continua de las partículas de arena durante el bombeo, pero la arena se puede asentar por encima del ancla de fondo y puede ocasionar el pegue de la bomba. La acción de bombeo en dos etapas es ideal para producir fluidos gasíferos y se puede utilizar para altas relaciones de gas/aceite. La experiencia en el campo ha demostrado que, incluso en casos donde la bomba estuvo trabajando con un Empaque y todos los fluidos del pozo ingresaron a la bomba, dicha bomba pudo manejar grandes volúmenes de gas y no sufrió atascamiento por gas.

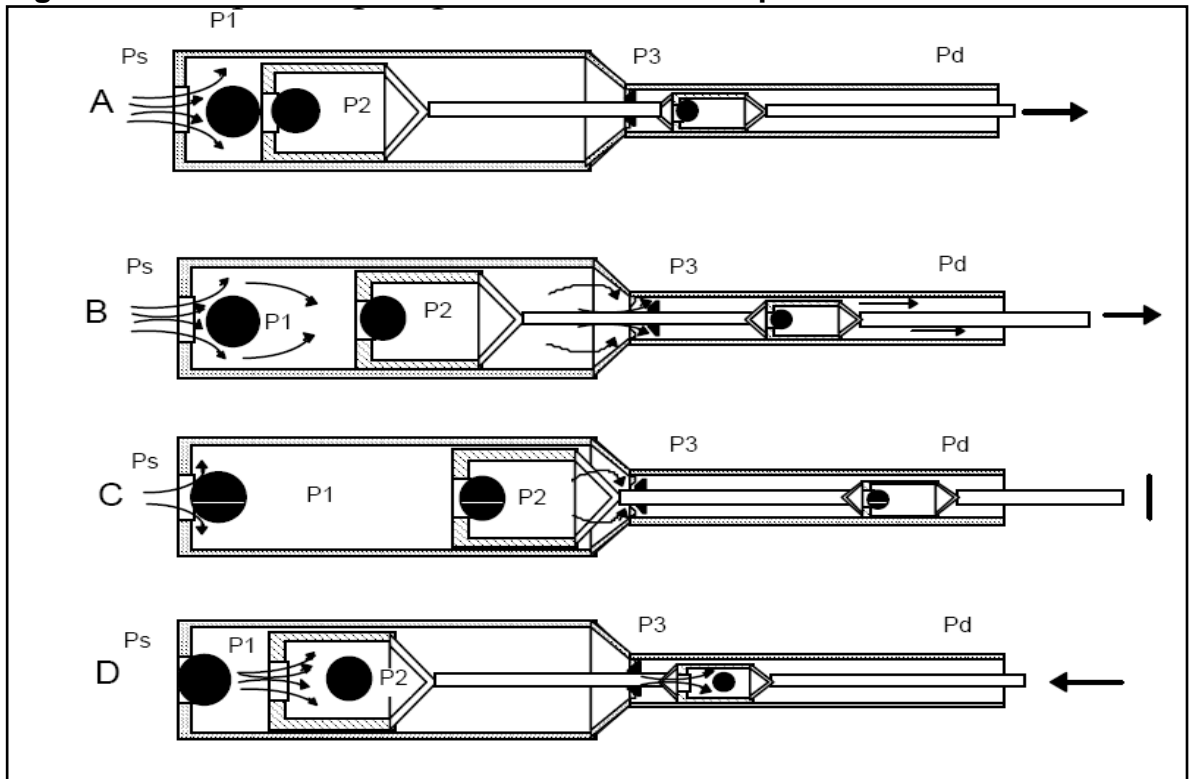
Figura 67. Prototipo de una bomba doble pistón



Fuente: Adaptado de SVINOS. Jhohn G. Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Maracaibo, Venezuela, 2005

El análisis de presiones en cada cámara de esta bomba se puede representar por la **figura 68**.

Figura 68. Funcionamiento de una bomba dos etapas



Fuente: Modelling a Double Piston Pump. Oscar Becerra, PDVSA-Intevep, José Gamboa, PDVSA-Intevep, Frank Kenyery, Universidad Simón Bolívar. SPE 78997

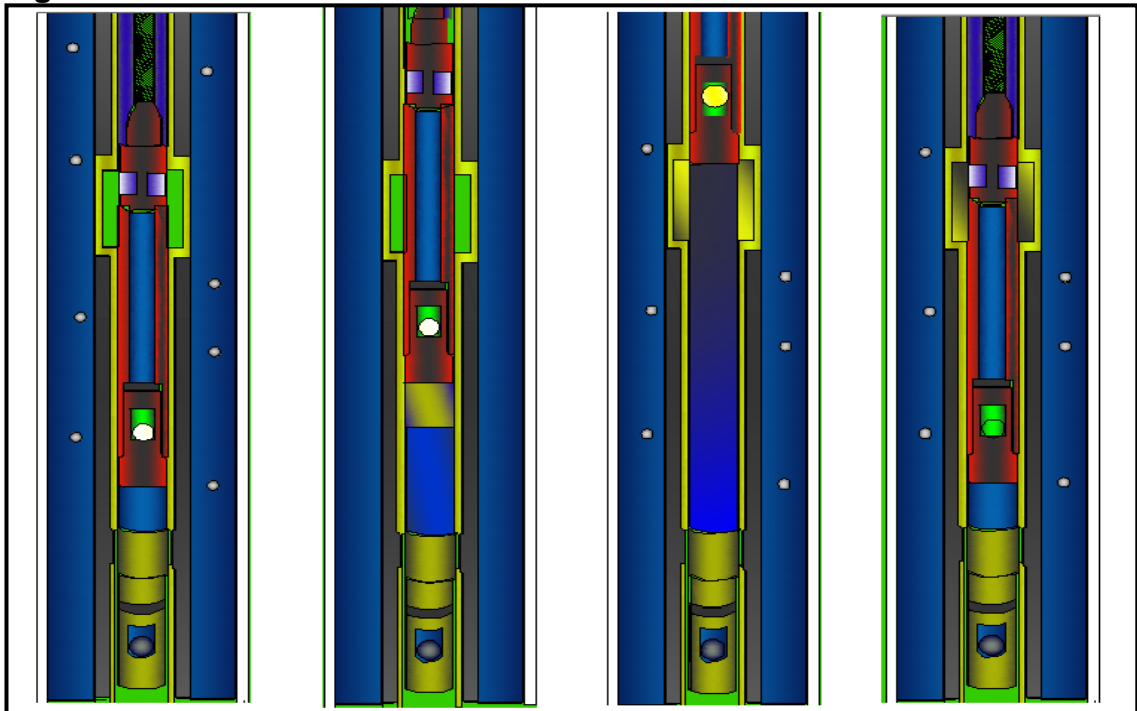
Durante la fase A, al principio de la carrera ascendente, la presión P_1 disminuye debido a la expansión de la cámara de succión de la primera bomba, mientras que la cámara intermedia es comprimida aumentando la presión P_2 . Al mismo tiempo, la cámara de succión de la segunda bomba se expande decreciendo P_3 . En la etapa B, durante la carrera ascendente, la presión P_1 es menor que presión de succión P_s , lo que permite la entrada de flujo, mientras que P_2 en esta etapa es mayor que la presión P_3 , permitiendo que los fluidos se transfieran de la cámara intermedia a la cámara de succión de la segunda bomba. Etapa C representa el punto muerto superior al final de la carrera ascendente, en el que la transferencia de fluido continúa debido a la diferencia de presión entre las cámaras. Finalmente, etapa D representa el final del movimiento descendente, cuando el fluido se transfiere de la cámara de succión de la primera bomba que es comprimida a la cámara intermedia que está expandido. Al mismo tiempo, la cámara de succión de la segunda bomba es comprimida P_3 creciente, hasta

que se supera la presión de descarga P_d , a partir de la transferencia de fluido desde la cámara de compresión de la segunda bomba a la salida de la bomba. Este proceso tiene lugar si el fluido es altamente compresible, de lo contrario durante la carrera ascendente y descendente de la cámara de presión intermedia será más alta que la presión de descarga, y bajo esta condición todo el trabajo se realiza por la primera bomba.

4.2.3.5 "Panacea". El modelo de bomba de subsuelo "Panacea" fue diseñado para combatir el desafío de problemas cotidianos de bombeo como basuras, interferencia por gas, o tratando de levantar más fluidos de mayor profundidad todo ello manteniendo los tiempos de funcionamiento deseados.

Este diseño único de bombeo incorpora una cámara adicional permitiendo que una cierta cantidad de fluido producido para drenar en la parte superior de la válvula fija. Esto crea una habilidad de "auto-cebado" permitiendo que la bomba desarrolle suficiente compresión para superar la presión hidrostática de la tubería en la carrera descendente y descomprimir la cámara inferior en la carrera ascendente, previniendo una situación de bloqueo por gas.

Figura 69. Bomba de subsuelo "Panacea"



Fuente: Autor, Dibujo AutoCAD

El funcionamiento de este diseño especial de bomba de subsuelo que ha dado buenos resultados en algunos campos de petróleo es el siguiente:

Al iniciar la carrera ascendente la válvula fija se abre permitiendo el ingreso de mezcla gas/liquido, mientras que la válvula viajera permanece cerrada ya que está levantando la columna de fluido por encima de ella. Si existe traza de gas por debajo de la válvula viajera al iniciar el recorrido descendente, esta traza de gas se deposita en la bolsa de gas (sección de tubería con diámetro mayor a la tubería de producción) permitiendo que el émbolo encuentre liquido al iniciar el recorrido descendente o desarrolle suficiente compresión para dar apertura a la válvula viajera. El gas que se encuentra en la camisa asciende hacia superficie cuando el embolo está descendiendo.

Ventajas

- Diseño sencillo y de bajo costo
- Pistón auto-limpiante en cada ciclo de bombeo.
- Prevención de bloqueo de gas sin incorporar otros dispositivos o prácticas operativas perjudiciales.
- El diseño eficiente de este sistema puede mejorar el recorrido efectivo del pistón de la bomba.

Desventajas

- Precisión del diseño para que el pistón opere en la posición correcta.
- Debe trabajar con un diámetro de la tubería de producción mayor al actual
- En pozos que producen arenas o sólidos no es aconsejable cuando este pozo se le hacen reparaciones ya que la arena se podría depositar en la bolsa de gas, pero este problema puede ser resuelto instalando doble asentamiento en la bomba.

Análisis de presiones dentro de la cámara de compresión de una bomba de subsuelo. El análisis de presiones en la cámara de compresión presentada por A. podio, J. Gómez (2001) presenta un estudio experimental y teórico sobre la eficiencia volumétrica de las bombas de fondo de pozo. Los autores proponen que la presión dentro de la cámara de compresión puede ser representada mediante la siguiente ecuación

$$P_x^u = P_i * \frac{V_g}{V_g + V_x}^\gamma \approx P_d * \frac{L_g}{L_g + x}^\gamma \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde P_i es la presión en el interior de la cámara de compresión y P_d representa la presión de descarga. Mientras V_g es el volumen inicial de gas dentro del volumen muerto asociado a la longitud efectiva de gas L_g y, x es el recorrido del pistón. Durante una compresión adiabática el cambio de temperatura se expresa como:

$$T_2 = T_1 \frac{P_2}{P_1}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Durante una compresión isotérmica $\gamma = 1$, mientras que en una compresión adiabática $\gamma = C_p/C_v$. Para aire γ es 1.37, bajo condiciones atmosféricas. El modelo de eficiencia deducida de la ecuación es:

$$VE = \frac{S_{efectiva}}{S*(m+1)} = \frac{1 - \frac{L_g}{S} * \frac{P_d}{P_o}^{\frac{1}{\gamma}-1}}{m+1} \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde:

S: Longitud de carrera

P_d : Presión de admisión

Modelado de la bomba panacea. El análisis del comportamiento matemático de la bomba panacea fue analizado En base a los principios descritos en el paper, **Modelling a Double Piston Pump, SPE 7899.**

Modelo de eficiencia volumétrica. El líquido puede ser considerado incompresible, ya que el efecto principal proviene de la expansión del gas en el interior del volumen muerto. Por lo tanto, la ecuación de estado puede ser utilizada:

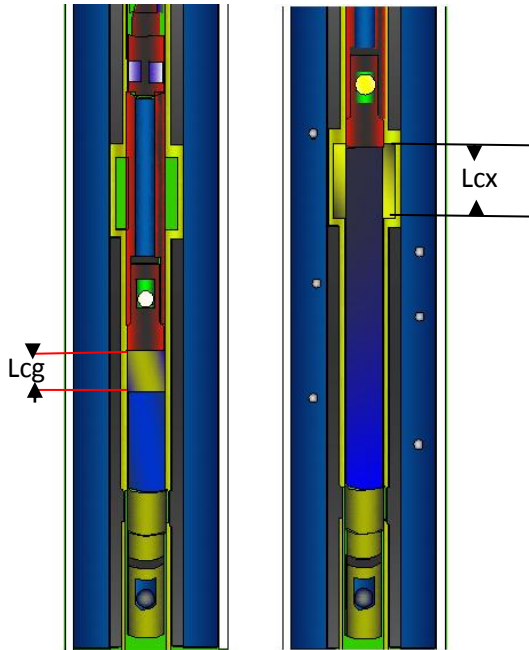
$$P * V = ZnRT \quad \text{Ecuación 8}$$

Para dos condiciones dadas (i y x) con la misma masa de gas, le ecuación puede ser escrita de la siguiente manera:

La condición i representa la capa de gas que se forma en la carrera ascendente antes de que el pistón llegue a la bolsa de gas, y la posición x representa la cantidad de gas dentro de la bolsa de gas, es decir:

$$\frac{P_i * V_i}{Z_i * T_i} = \frac{P_x * V_x}{Z_x * T_x} \leftrightarrow \frac{P_i * V_i}{Z_i * T_i} = \frac{P_x * V_x}{Z_x * T_i * \frac{P_x}{P_i}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}$$

Ecuación 9



Donde P_x representa la presión dentro de la cámara de bolsa de gas y P_i representa la presión de la capa de gas que se encuentra debajo de la bolsa de gas. Definiendo L_{cg} como la longitud efectiva ocupada por gas en el interior del volumen muerto debajo de la bolsa de gas, L_s como la longitud total de carrera de fondo de pozo y L_{sx} como la posición del pistón dentro de la cámara (bolsa gas) de gas.

$$P_x^{\frac{1}{\gamma}} = \frac{P_i^{\frac{1}{\gamma}} * V_i * Z_x}{Z_i * V_x} \leftrightarrow P_x^{\frac{1}{\gamma}} = \frac{P_i^{\frac{1}{\gamma}} * A_p * L_{cg} * Z_x}{Z_i * A_{cg} * L_{sx}}$$

$$P_x = P_i \frac{A_p * L_{cg} * Z_x}{A_{cg} * Z_i * L_{sx}}^{\gamma},$$

Ecuación 10

Siendo P_x la presión en el interior de la bolsa de gas.

Básicamente longitud de carrera del pistón que utiliza para comprimir una parte del gas hasta que la válvula viajera se abre representa la longitud de la bolsa de gas (L_{sx}), aumentando la longitud efectiva del pistón.

Válvula fija. Durante la carrera ascendente P_x debe disminuir para producir una presión diferencial entre la entrada de la bomba y la cámara de compresión equivalente a la presión de apertura de la válvula fija (Δp_{Vaf}), por lo tanto:

$$P_x = P_s - \Delta p_{Vaf} \quad \text{Ecuación 11}$$

P_s : Presión de succión
 Δp_{Vaf} : pérdida de presión requerida para la apertura de la válvula fija

Válvula Viajera. La expresión matemática que representa la presión de la cámara en el instante en que se abre la válvula viajera puede ser:

$$P_x = P_d - \Delta p_{Vav} ; \quad \text{Ecuación 12}$$

Dónde:
 P_d : Presión de descarga, es decir presión de la columna de fluido en la tubería de producción.
 Δp_{Vav} : Presión diferencial requerida para la apertura de la válvula viajera

Luego:

$$P_s - \Delta p_{Vaf} = P_d - \Delta p_{Vav} * \frac{A_p * L_{cg} * Z_x}{A_{cg} * Z_i * L_{sx}}^\gamma \quad \text{Ecuación 13}$$

$$L_{sx} = \frac{A_p * L_{cg} * Z_x}{A_{cg}} \frac{P_d - \Delta p_{Vav}}{P_s - \Delta p_{Vaf}}^{\frac{1}{\gamma}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Ahora:

$$\% \text{ llenado} = \frac{V_{ep}}{V_{mp}} * 100 \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

V_{ep} : Volumen efectivo que desplaza el pistón
 V_{mp} : Volumen máximo que desplaza el pistón

$$V_{ep} = L_s - L_{sx} * A_p$$

$$V_{mp} = L_s * A_p$$

$$\% \text{ llenado} = \frac{(L_s - L_{sx}) * A_p}{L_s * A_p} * 100$$

$$\% \text{ llenado} = 1 - \frac{L_{sx}}{L_s} * 100$$

$$\% \text{ llenado} = 1 - \frac{A_p * L_{cg} * Z_x}{A_{cg} * L_s * Z_i} \frac{P_d - \Delta p_{vav}}{P_s - \Delta p_{vaf}}^{\frac{1}{\gamma}} \quad \text{Ecuación 16}$$

La eficiencia volumétrica debida al gas es:

$$E_{vg} = \% \text{ llenado} * 1 - F_g$$

$$E_{vg} = 1 - \frac{A_p * L_{cg} * Z_x}{A_{cg} * L_s * Z_i} \frac{P_d - \Delta p_{vav}}{P_s - \Delta p_{vaf}}^{\frac{1}{\gamma}} * 1 - F_g \quad \text{Ecuación 17}$$

$$F_g = \frac{Q_g}{Q_o + Q_g} \quad \text{Ecuación 18}$$

La segregación gravitacional ayuda a incrementar la eficiencia volumétrica, permitiendo que el gas libre sea descargado. En ese caso el gas menos libre permanece dentro del volumen muerto. La eficiencia gravitacional (E_{seg}) representa la fracción del gas original que va a la parte superior de la cámara de compresión durante la carrera ascendente, por tanto:

$$L_{cg} = F_g * 1 - E_{seg} * L_d \quad \text{Ecuación 19}$$

Reemplazando en la ecuación de eficiencia volumétrica, se obtiene

$$E_{vg} = 1 - \frac{A_p * F_g * 1 - E_{seg} * L_d * Z_x}{A_{cg} * L_s * Z_i} \frac{P_d - \Delta p_{vav}}{P_s - \Delta p_{vaf}}^{\frac{1}{\gamma}} * 1 - F_g \quad \text{Ecuación 20}$$

Modelo Estático. Este modelo permite predecir las presiones máximas y mínimas en el interior del barril de la bomba, es decir las presiones durante el punto muerto superior e inferior. La nomenclatura para el funcionamiento de la bomba es el siguiente: el punto muerto inferior se denota con la letra **a** (posición a en la figura

69) y el punto muerto superior se denota con la letra **b** (posición b e la figura 69). Para las válvulas viajera y fija se denota por **Vaf** y **Vav** respectivamente.

Por tanto:

$$P_x = P_s - \Delta p_{Vaf}$$

P_s : Presión de succión

Δp_{Vaf} : perdida de presión requerida para la apertura de la válvula fija

$$P_x = P_d - \Delta p_{Vav};$$

P_d : Presión de descarga, es decir presión de la columna de fluido en la tubería de producción.

Δp_{Vav} : Presión diferencial requerida para la apertura de la válvula viajera

Modelo Dinámico. Puede ser utilizado para el análisis de las cartas dinamométricas en fondo.

El balance volumétrico dentro del barril de la bomba puede ser expresado:

$$\begin{aligned} Ld * A_p + L_s * A_p = Ld * A_p * Fg_a * \left(1 - E_{seg}\right) * \frac{Bg_i}{Bg_a} + \left(1 - Fg_a\right) * \left(1 - E_{seg}\right) * \frac{Bo_i}{Bo_a} \\ + Ve * Fg_{i-1} * \frac{Bg_{i-1}}{Bg_{i-1}} + \left(1 - Fg_{i-1}\right) * \frac{Bo_i}{Bo_{i-1}} \\ + Q_i * Fg_s * \frac{Bg_i}{Bg_s} + \left(1 - Fg_s\right) * \frac{Bo_i}{Bo_s} * \Delta t - Q_{i-1} * \Delta t \end{aligned}$$

Ecuación 21

Donde, la condición i y i- 1 representan las condiciones actual y anterior. Por otra parte Q es la tasa de flujo de una válvula durante cada intervalo de tiempo.

Ve representa el volumen de fluido dentro del barril o cámara de la bomba, sin el fluido en el interior del volumen muerto.

$$\begin{aligned} Ve = Q_i * Fg_s * \frac{Bg_i}{Bg_s} + \left(1 - Fg_s\right) * \frac{Bo_i}{Bo_s} * \Delta t - Q_{i-1} * \Delta t + \\ Ve * Fg_{i-1} * \frac{Bg_{i-1}}{Bg_{i-1}} + \left(1 - Fg_{i-1}\right) * \frac{Bo_i}{Bo_{i-1}} \end{aligned}$$

Ecuación 22

Si la condición inicial se asume en el punto muerto inferior, los resultados estáticos del modelo para esta posición tienen que ser tomado para iniciar el modelo dinámico

Modelo de presión. Para calcular la nueva presión para un intervalo de tiempo es necesario obtener una expresión que relacione el cambio de volumen con la presión dentro del barril de la bomba, la expresión que desde las cátedras de propiedades de los fluidos del yacimiento se ha utilizado para describir el cambio de volumen de un fluido con la presión es la siguiente:

$$C = \frac{-1}{v} \frac{\partial v}{\partial p} \quad T=cte \quad \text{Ecuación 23}$$

Aplicando la regla de la cadena.

$$C = \frac{-1}{v} * \frac{\partial v}{\partial p} * \frac{\partial t}{\partial t} * \frac{\partial p}{\partial p} \rightarrow C = \frac{-1}{v} * \frac{\partial v}{\partial t} * \frac{\partial t}{\partial p}$$

$$C = \frac{-1}{v} * \frac{\partial v}{\partial t} * \frac{1}{\frac{\partial p}{\partial t}} \quad \text{Ecuación 24}$$

Ahora la pregunta es ¿Cómo se obtiene la ecuación de presión y volumen dentro de la cámara en función del tiempo?, verdaderamente no se puede obtener explícitamente pero si se puede hacer uso de las ecuaciones de diferencias finitas o series de Taylor regresivas.

$$P_{t_{i-1}} = P_{t_i} - P'_{t_i} \Delta t + \frac{P''(t_i)}{2!} \Delta t^2 - \frac{P'''(t_i)}{3!} \Delta t^3 + \dots + \frac{P^{(n)}(t_i)}{n!} \Delta t^n + R_n$$

Ecuación 25

$$v_{t_{i-1}} = v_{t_i} - v'_{t_i} \Delta t + \frac{v''(t_i)}{2!} \Delta t^2 - \frac{v'''(t_i)}{3!} \Delta t^3 + \dots + \frac{v^{(n)}(t_i)}{n!} \Delta t^n + R_n$$

Ecuación 26

$$\Delta t = t_{i-1} - t_i$$

Ecuación 27

Luego, despejando la primera derivada en la ecuación 26 y 27 respectivamente, se obtiene:

$$P' t_i = \frac{P t_i - P t_{i-1}}{\Delta t} \approx \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$v' t_i = \frac{v t_i - v t_{i-1}}{\Delta t} \approx \frac{\partial v}{\partial t}$$

Reemplazando en la ecuación de compresibilidad (Ecuación 24)

$$C = \frac{-1}{v} * \frac{\partial v}{\partial t} * \frac{1}{\frac{\partial p}{\partial t}}$$

$$C = \frac{-1}{v} * \frac{v t_i - v t_{i-1}}{\Delta t} * \frac{1}{\frac{P t_i - P t_{i-1}}{\Delta t}}$$

$$C = \frac{-1}{v} * Q t_i - Q t_{i-1} * \frac{\Delta t}{P t_i - P t_{i-1}}$$

$$C = \frac{-1}{v} * Q t_i - Q t_{i-1} * \frac{\Delta t}{P t_i - P t_{i-1}}$$

Se obtiene:

$$P t_i = P t_{i-1} - \frac{Q t_i - Q t_{i-1}}{v * C}$$

Ecuación 28

La compresibilidad del petróleo varía cuando las condiciones de presión se encuentran por debajo del punto de burbuja y por esto que se ha planteado la ecuación anterior, ya que el fluido que se encuentra en el interior del barril de la bomba “panacea” se encuentra por debajo del punto de burbujeo.

5. INSTRUMENTOS QUE SE USAN EN EL BOMBEO DE POZOS¹⁷

En este capítulo se describe la operación e interpretación de algunos de los instrumentos que se utilizan más comúnmente en el análisis del comportamiento del pozo con bombeo. En particular, se hace referencia al dinamómetro de la varilla pulida (en la superficie), a los instrumentos de medición del nivel de fluido y a los registradores de la BHP instalados permanentemente.

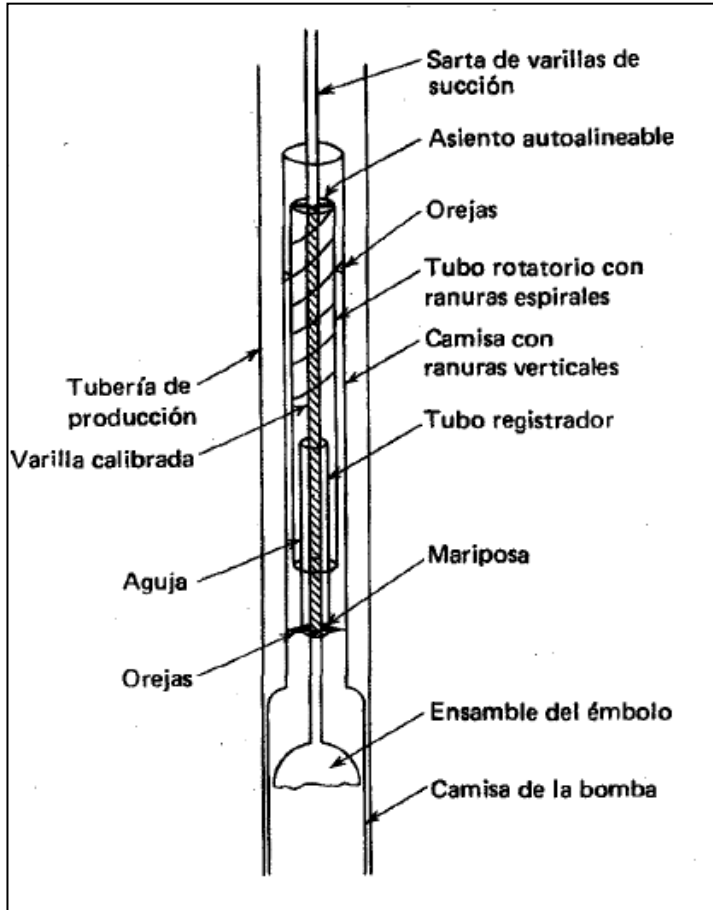
5.1 DINAGRAFO DE LA BOMBA: DESCRIPCIÓN GENERAL

El Dinógrafo de la bomba, el cual se ilustra esquemáticamente en la **figura 57**, fue diseñado por Gilbert para registrar la carrera del émbolo tan bien como las cargas soportadas por el émbolo durante el ciclo de bombeo. El instrumento se usa con una bomba del tipo de varilla y se localiza inmediatamente arriba de la varilla de tensión. El movimiento relativo entre el tubo de la cubierta, el cual está conectado a la camisa de la bomba y, por lo tanto, anclado a la tubería de producción, y la varilla calibrada, la cual es una parte integral de la sarta de varillas de succión, se registra como una línea horizontal en el tubo registrador. Esto se lleva a cabo mediante el montaje del tubo registrador en una tuerca de mariposa atornillada en la varilla calibrada cuya rotación se evita por medio de dos orejas, arregladas a la tuerca mariposa, la cual corre en ranuras verticales en el tubo de la cubierta. El estilo o estilete está montado en un tercer tubo, el cual tiene libertad de rotación y se conecta por cojinetes autoalineantes al extremo superior de la varilla calibrada. Las orejas agregadas al tubo de la cubierta corren en ranuras espirales cortadas en la superficie exterior del tubo rotatorio. En consecuencia, el movimiento vertical del conjunto del émbolo con relación a la camisa genera la rotación de este tercer tubo, y el estilo graba una línea horizontal en el tubo registrador.

Cualquier cambio de carga en el émbolo genera un cambio en la longitud de la sección de la varilla calibrada entre la tuerca de mariposa que soporta al tubo registrador y los cojinetes autoalineantes que soportan al tubo rotario, por lo que el estilo marca una línea vertical en el tubo registrador.

¹⁷ T.E.W. Nind, Fundamentos de Producción y mantenimiento de pozos petroleros

Figura 70. Esquema del Dinógrafo de una bomba de subsuelo



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

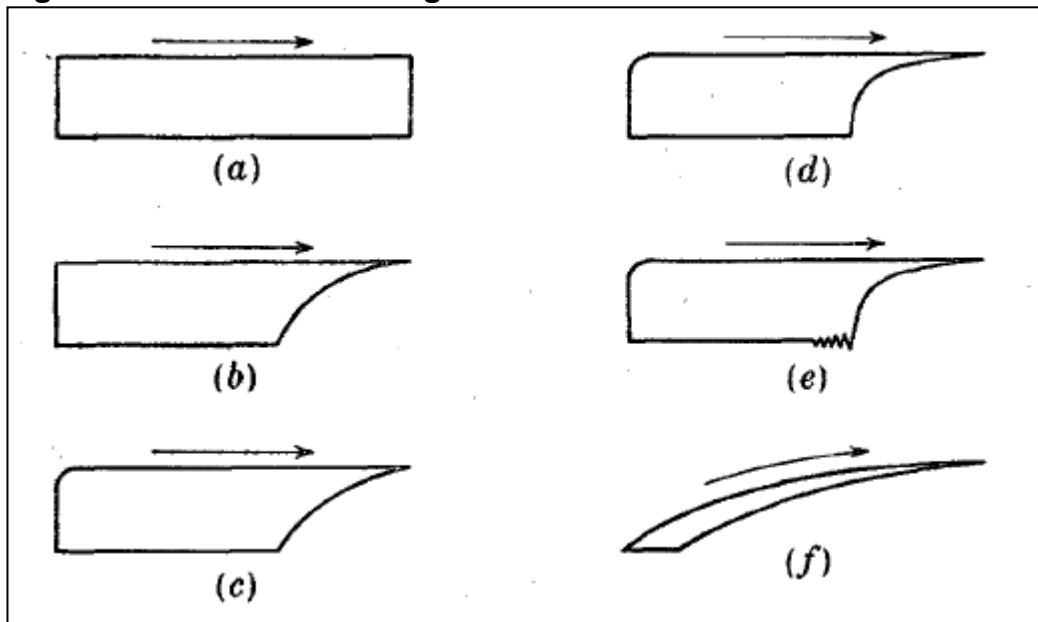
Cuando la bomba esta en operación, el estilo marca una serie de tarjetas, una arriba de la otra. Con objeto de tener una serie nueva de gráficas, se gira la varilla pulida en el cabezal del pozo. Esta rotación se transmite al émbolo en unas pocas carreras o emboladas de la bomba. Ya que se evita que el tubo registrador gire debido a las orejas de la tuerca de mariposa que corren en las ranuras del tubo cubierto, la rotación de la sarta de varillas de succión hace que la tuerca de mariposa viaje, hacia arriba o hacia abajo dependiendo de la dirección de la rotación, en la varilla calibrada con rosca. Al término de una serie de pruebas, el tubo registrador (que tiene 36 pulgadas de longitud) se saca y forma parte del registro permanente de la prueba.

Es importante observar que aunque el Dinógrafo del fondo del agujero registra la carrera del émbolo y las variaciones en la carga de éste, no se obtiene una línea cero; por lo tanto, la interpretación cuantitativa de las gráficas se vuelve algo especulativa a menos que se corra simultáneamente un medidor de presión.

5.2 INTERPRETACIÓN DEL DINAGRAFO DE LA BOMBA DE SUBSUELO.

Se puede esperar que la gráfica de un dinógrafo de la bomba sea rectangular, como se muestra en la **figura 71a**, en la cual la flecha indica la dirección de la carrera ascendente. La carga más alta durante la carrera hacia arriba es debido a la carga estática de la columna de fluido en la T.P (tubería de producción). La suposición de una carga constante durante la carrera ascendente implica que no hay carga inercial debida a la aceleración impartida a la columna de fluido, y los resultados de las pruebas.

Figura 71. Gráficas del dinógrafo de la bomba



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

La grafica ideal mostrada en la **figura 71 a**, supone una acción instantánea de laválvula en la parte superior y la parte inferior de la carrera. En general, se obtiene cierto gas libre dentro de la bomba en la carrera hacia arriba, de modo que hay un periodo de compresión de gas en la carrera hacia abajo antes de que se abra la válvula TV (válvula viajera). Esto da por resultado disminución gradual en la carga de la sarta de varillas arriba del émbolo, y se obtiene una gráfica parecida a la ilustrada en la **figura 71 b**. En ciertas circunstancias, particularmente si es grande el claro de volumen en el fondo de la carrera hacia abajo, puede haber un incremento gradual en la carga en la carrera hacia arriba debido a la expansión de cualquier gas libre atrapado en este claro, al gas que se desprende de la solución conforme se reduce la presión, a la compresibilidad del líquido y al efecto de estrangulación de la válvula estacionaria. El resultado puede ser cierta

curvatura de línea de incremento de carga como se muestra en la **figura 71c**, pero dicho efecto será, en general, pequeño.

Otro fenómeno posible es el golpeteo de fluido. En este caso, el pozo está o completamente agotado mediante el bombeo, y el desplazamiento del émbolo es más alto que el potencial de líquido de la formación. Como resultado, hay un volumen de gas a baja presión en la cámara de la bomba en la parte superior de cada carrera. Conforme el émbolo se mueve hacia abajo, este gas se comprime, pero debajo de la válvula viajera se acumula presión insuficiente para superar la carga estática del fluido en la tubería de producción antes de que el émbolo toque el líquido relativamente libre de gas en la parte inferior de la cámara. El resultado es una brusca caída del esfuerzo en la sarta de varillas, y el choque repentino puede ser dañino al sistema mecánico. Tal condición con golpeteo por fluido, que se ilustra en la **figura 71 d**, frecuentemente, es difícil de diferenciar de la compresión de gas en la hacia abajo; por supuesto, la línea de división entre las dos no está claramente definida y, realmente, dicha división es sólo de grado. En ciertas instancia, la carga de choque impuesto resultante del golpeteo por el fluido puede mostrarse en la carta de la bomba (**figura 71 e**).

Si la bomba está operando a una eficiencia volumétrica muy baja, es decir, si casi toda la carrera de la bomba se pierde en la compresión de gas y expansión, puede resultar una gráfica del tipo mostrado en la **figura 71 f**. En el límite, cuando no se bombea líquido alguno, no tiene la acción de las válvulas y el área dentro de la carta puede desaparecer del todo; en este caso, se dice que la bomba tiene candado de gas. Dicha condición es sólo temporal, ya que la fuga continua del petróleo al émbolo aumenta gradualmente el volumen del fluido en el cilindro de la bomba, con el resultado de que la presión máxima en el fondo de la carrera hacia abajo se eleva hasta que, al final, hay suficiente presión para abrir la válvula viajera y se inicia otra vez la acción del bombeo.

5.3 DINAMOMETRO SUPERFICIAL: DESCRIPCION GENERAL¹⁸

El uso del dinógrafo de la bomba implica extraer del agujero las varillas y la bomba para la instalación del instrumento y la recuperación del tubo registrador; además, el dinógrafo descrito en la sección 5.2 no puede usarse en un pozo equipado con una bomba de tubería. Se concluye que este tipo de instrumentos es más bien para la investigación que para utilizarse como herramienta operacional, pero una vez que se ha comprendido la gráfica de la bomba, es posible aplicar este

¹⁸ T.E.W. Nind, Fundamentos de Producción y mantenimiento de pozos petroleros

conocimiento a la interpretación de las gráficas del dinamómetro superficial que son relativamente simples de tomar, pero, frecuentemente, difíciles de analizar.

El dinamómetro superficial o de varilla pulida, es una herramienta que registra el movimiento de la varilla pulida durante el ciclo de bombeo y la variación de la carga. Aun cuando esta varilla está obligada, por la acción de la unidad de bombeo, a seguir un patrón de tiempo regular comparado con la posición, la gráfica de la carga está distorsionada severamente debido a que la sarta de varillas de succión separa la varilla pulida del punto en el cual ocurren regularmente las variaciones de carga durante cada carrera, a saber, el émbolo.

Las cartas superficiales tienen tres usos principales; para obtener información que se utilizará como base para hacer cambios en el equipo de bombeo y, en particular, para determinar los requisitos de carga, par de torsión y caballos de fuerza; para mejorar las condiciones de operación por ajuste en la velocidad de bombeo y la longitud de la carrera; y para verificar las condiciones del pozo, después de la instalación del equipo, para evitar o diagnosticar diversos problemas de operación.

En lo que respecta al mismo instrumento, están disponibles modelos mecánicos, hidráulicos y eléctricos. Uno de los instrumentos mecánicos más comunes es el dinamómetro de anillo; este se instala entre el cable de jalón y la grampa de la varilla pulida de tal modo que el anillo pueda soportar la carga entera del pozo. La deflexión en el anillo es proporcional a la carga impuesta, y esta deflexión se amplifica y transmite al brazo registrador mediante una serie de palancas. Un estilo en el brazo registrador traza un registro de las cargas impuestas en una tarjeta de papel encerado localizado en un tambor. Las cargas se obtienen en términos del desplazamiento de la varilla pulida haciendo que el tambor oscile de un lado a otro para reflejar el movimiento de la varilla pulida. Un modo de lograr esto es conectando el tambor a una polea cargada con resorte de la cual se fija una cinta a algún objeto estacionario, tal como el cabezal del pozo. en la carrera hacia arriba, la cinta hace girar la polea y, por lo tanto, el tambor contra un resorte; en la carrera hacia abajo, la rotación del tambor se invierte por la acción del resorte. Puede trazarse una línea cero, o línea-base que corresponde a la carga cero poniendo el estilo en contacto con la carta de papel encerado después de instalar el dinamómetro en el pozo con la PRL soporta por una grampa colocada entre el cable de jalón y el anillo.

Las técnicas de diagnóstico de las tarjetas superficiales usando los análisis de computadoras requieren un registro gráfico en cinta del desplazamiento de la varilla pulida y la carga graficada contra el tiempo.

5.4 INTERPRETACION CUALITATIVA DE LAS GRÁFICAS OBTENIDAS CON EL DINAMOMETRO SUPERFICIAL.

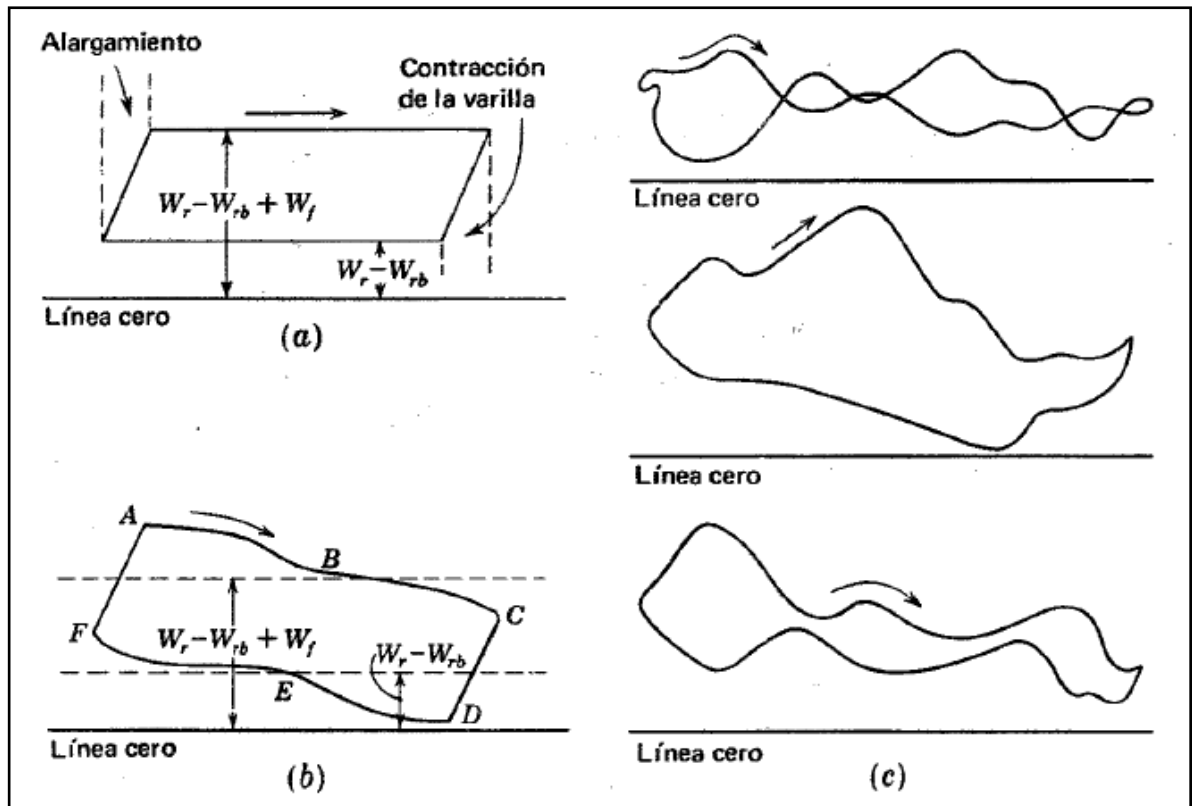
La PLR máxima y mínima puede leerse directamente de la tarjeta de la superficie utilizando la calibración de instrumento y la línea-base de modo que, fácilmente, puedan calcularse los requisitos de la carga, par de torsión y caballos de fuerza de la instalación en la superficie. El análisis de los aspectos cualitativos de la gráfica es, sin embargo, más complejo, y algunas de las características que lo complican se mencionan más adelante.

5.4.1 Alargamiento y contracción de las varillas. Este fenómeno afecta la gráfica del dinamómetro superficial. Al fondo de la carrera, la tensión en la sarta de varillas aumenta conforme la varilla pulida se mueve hacia arriba por la acción de la unidad de bombeo y conforme cierra la válvula viajera. Cuando esta tensión es suficiente para levantar la columna de fluido soportada por el émbolo, el mismo émbolo principia el viaje hacia arriba. La tensión aumentada en las varillas en la carrera hacia arriba da como resultado el alargamiento de las varillas. En la parte superior de la carrera, la tensión se alivia gradualmente en la sarta de varillas conforme el cabezal del balancín se mueve hacia abajo y las varillas sufren cierta contracción.

Estos efectos modifican la cantidad de aumento de carga vertical y liberación de carga de la gráfica ideal de la bomba (**figura 72 a**), y la gráfica ideal de la superficie será como se muestra en la **figura 72 a**.

5.4.2 Fuerzas de aceleración. El principal efecto de las fuerzas de aceleración en las varillas es hacer girar la gráfica en el sentido de las manecillas del reloj, es decir, elevar las PRL en el fondo de la carrera y bajarlas en la parte superior de la carrera. Con referencia a la **figura 72 b**, al fondo de la carrera (punto A), la PRL necesaria para acelerar la sarta de varillas hacia arriba es la máxima. En la mitad de la carrera (punto B) es cero, y durante la última mitad de la carrera hacia arriba las varillas se desaceleran; la desaceleración máxima la experimenta las varillas en la parte superior de la carrera hacia arriba (punto c). La grafica en la carrera hacia abajo es similar, la máxima carga de aceleración otra vez se requiere en el fondo de la carrera (punto F).

Figura 72. Graficas del dinágrafo en la superficie: a) grafica ideal, se permite el alargamiento y la contracción de la varilla; b) grafica ideal, se permite las cargas de aceleración; c) tres graficas típicas.



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

5.4.3 Vibración de las varillas. Un factor que viene a complicar la interpretación de las gráficas del dinamómetro superficial lo introducen las armónicas amortiguadas que ocurren en la sarta debido a los cambios repentinos en la carga en las varillas causada por la recuperación (el cierre de la válvula viajera) y por el golpeteo por fluido. Ya que la velocidad de la propagación de esta onda de esfuerzo a través de la sarta de varillas de succión es finita, del orden de 15000 pies/segundo, hay un retraso del tiempo entre el inicio de una secuencia de esfuerzos en el émbolo y su llegada a la superficie. Además, ya que el extremo inferior de la sarta está abierto, hay una inversión de esfuerzo cada vez que la onda se refleja desde este extremo. Esto conduce a esfuerzo alto y bajos, que se amortiguan con el tiempo, en la varilla pulida, y que los registra el dinamómetro superficial. El intervalo entre las altas y bajas de cualquier secuencia es una constante (igual en segundos al doble de la longitud de la sarta de varillas en pies dividida entre 15000), pero debido a que la gráfica del dinamómetro se registra contra una abscisa de intervalos iguales de desplazamiento de la varilla pulida y a que la velocidad de la varilla pulida varía a través de toda la carrera, los esfuerzos

máximos y mínimos no aparecen en la gráfica a intervalos regulares. De hecho la varilla pulida se mueve lentamente cerca de los centros muertos superior e inferior, de modo que las fluctuaciones de esfuerzos se mostrarán cercanas y juntas en cualquier extremo de la tarjeta. Quedaran espaciados más ampliamente en el centro ya que las varillas tienen su máxima velocidad en la mitad de la carrera.

En la **figura 72 c**, se ilustra algunas graficas típicas de dinamómetro superficial que muestran los efectos de la vibración en las varillas.

5.5 BOMBEO CON EL ESPACIO ANULAR CERRADO Y BOMBEO CON EL ESPACIO ANULAR ABIERTO¹⁹.

Por diversas razones, muchos pozos se bombean con el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, cerrado en la superficie. Esta es una práctica aceptable en tanto que haya poco o ningún gas libre en los fluidos producidos en la toma de la bomba (por ejemplo cuando la BHP fluyendo es mayor que la presión de punto de burbujeo o muy cercana a ésta o cuando los porcentajes de agua son muy altos), pero en otra forma es un método ineficaz.

La razón es que todo el gas libre presente en del líquido en la zapata de la tubería de producción se hace entrar al cilindro de la bomba, y este gas reduce la eficiencia volumétrica de esta. Evidentemente, la determinación mediante un registro del nivel del fluido en el espacio anular en dicho pozo mostrara que la tubería de revestimiento está llena de gas hasta la toma de la bomba (a menos que el volumen de gas libre sea tan bajo a la BHP que ningún gas sea capaz de subir al espacio anular) de tal manera que el pozo de la falsa apariencia de que está agotado por el bombeo. Aun cuando la determinación de la BHP fluyendo, al igual que el IPR, se simplifica considerablemente cuando el espacio anular está lleno de gas, esta es una pequeña compensación por el alto precio pagado por la baja eficiencia volumétrica de la bomba y, por lo tanto, un bajo gasto de salida, especialmente cuando el gasto de producción puede incrementarse significativamente por el simple hecho de abrir el espacio anular en la superficie entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, puede aun incrementarse el gasto con la instalación de una ancla separadora de gas para desviar el gas libre al espacio anular.

¹⁹ T.E.W. Nind, Fundamentos de Producción y mantenimiento de pozos petroleros

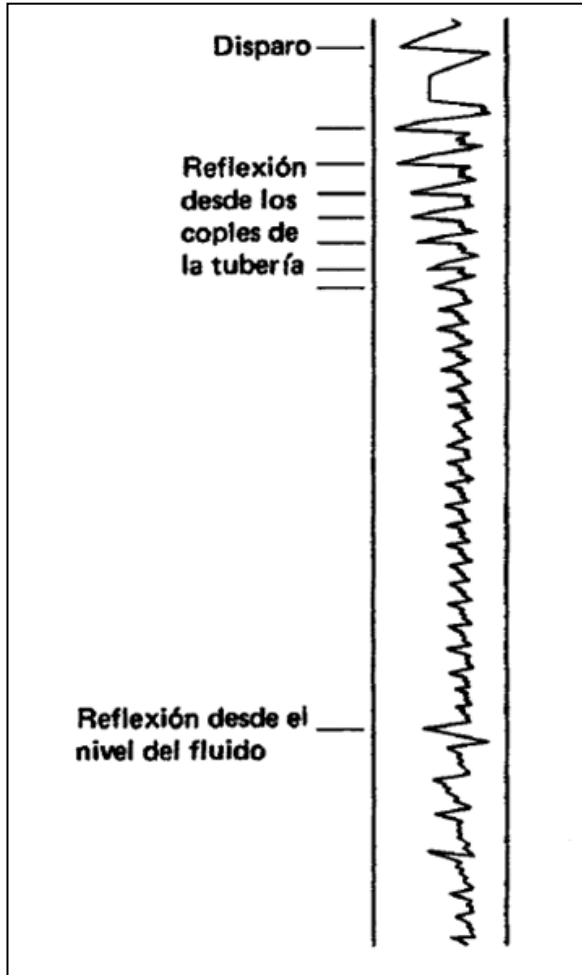
El resultado de abrir el espacio anular es permitir que una columna de líquido se forme en su interior, y que el gas libre burbujeando a través de este líquido produzca una mezcla espumosa. La presencia de esta mezcla, o fluido del espacio anular, complica la interpretación de los resultados del registro del nivel del fluido en el espacio anular.

5.6 DETECCIÓN DE LOS NIVELES DEL FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR

Con respecto a los instrumentos que se usan en los registros del nivel de fluido, el principio general relacionado es generar una onda de energía en la superficie y registrar el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie. La energía se proporciona comúnmente descargando un cartucho de salva, pero en aquellos pozos que operan con una CHP razonable alta (mayor de 75 lb/pulg²) algunas veces, puede ser más conveniente el uso de una botella de acero. Esta botella puede hacerse con un pie o dos de tubería de revestimiento de 5 pulg. O alguna otra cosa similar, y se equipa con una válvula de apertura rápida para llenado y una válvula de alivio. La botella se conecta al ademe con ambas válvulas cerradas. Se abre la válvula de apertura rápida, lo cual permite que el gas de la tubería de revestimiento se expanda repentinamente dentro de la botella, estableciendo una sucesión de ondas en el espacio anular. Si se requiere una serie de lecturas de un pozo particular, entonces, la válvula de alivio simplemente tiene que abrirse entre cada prueba.

Un punto de importancia práctica al correr el registro del nivel del fluido es asegurarse de que todas las juntas de la tubería de producción en el agujero sean aproximadamente del mismo largo, es decir, que todas sean de 20 pies o todas de 30 pies. La razón para esto es que, en lugar de usar la velocidad del sonido en el espacio anular junto con la diferencia de tiempo entre la emisión de la sucesión de ondas y la recepción de la primera reflexión, es común determinar la profundidad del nivel de fluido por reflexiones secundarias en las juntas de la tubería de producción. La dificultad con el planteamiento que utiliza la velocidad del sonido es que esta velocidad depende de la composición, temperatura y presión del gas, las cuales no se conocen con precisión. Por otra parte, las reflexiones secundarias tienen lugar en las juntas de la tubería de producción., de modo que el registro del nivel de fluido se parece algo al mostrado en la **figura 73**. Si se sabe que cada junta de la tubería de producción está aproximadamente a 20 pies de longitud, por ejemplo, entonces, puede establecerse inmediatamente una escala de profundidad y la profundidad del nivel del fluido puede leerse directamente en el registro.

Figura 73. Registro Resultante de la medición del nivel de fluido



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

5.7 ECHOMETER

Esta sección se discutirá acerca de unas series de herramientas (Echometer) utilizadas para analizar el desempeño de pozos de petróleo que producen bajo el sistema de bombeo mecánico.

Echometer, es una empresa norteamericana que desarrolló una serie de herramientas que permiten realizar las siguientes pruebas; Registró Sonolog, Cartas Dinográficas (Dinagramas), Pruebas de ascenso de Presión y Mediciones de parámetros de unidades de bombeo. Y los principales objetivos de estas Herramientas son; hacerle seguimientos a los pozos, Diagnostico de problemas y Optimización de la producción.

En los campos de estudio de Ecopetrol se hace seguimiento continuo a los pozos que producen bajo el sistema de levantamiento por Bombeo mecánico, realizando las mediciones anteriormente mencionadas, usando las herramientas Echometer Total Well Management (TWM).

En particular estos instrumentos o herramientas analizadoras de pozos, hace referencia al uso de tres registros fundamentales o pruebas, las cuales son:

- Prueba de pozo (Producción).
- Nivel de fluido.
- Dinagrama

Con base en los resultados obtenidos en las pruebas se proceden a hacer los análisis y los correctivos necesarios para obtener las mejores condiciones de operación de cada pozo. La aplicación e interpretación de las medidas que se hacen pueden dar respuestas a numerosas preguntas relacionadas con la producción de los pozos de bombeo. La siguiente es una lista de algunas de las preguntas que se pueden responder con el uso y con la interpretación adecuada de las mediciones del Analizador.

5.7.1 Prueba de pozo²⁰. Las pruebas de pozos o pruebas de producción fueron definidas en la cátedra de facilidades de superficie en la Universidad Industrial de Santander-Bucaramanga, como mediciones del caudal de gas, crudo y agua que produce un pozo, las cuales se puede hacer de varias formas, siendo las más comunes las pruebas con separador trifásico y las pruebas en tanque. En fin Las pruebas de pozo (producción) permiten conocer como se está portando el pozo.

Por norma del Ministerio de Minas, cada pozo de Colombia debe ser probado una vez por mes. Y es aconsejable que para que estas pruebas den buenos resultados deben realizarse de forma permanente y muy de cerca en todos y cada uno de los pozos de interés. La frecuencia de estas pruebas depende del tipo de pozo y de las facilidades instaladas en superficie. Algunas de las principales pruebas de pozos que normalmente se realizan son:

- Controlar si el pozo “produce”.

²⁰ CAMACHO CADENA, Wilmer Jair y TRIANA SANTAMARIA, Juan Alid. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

- Registrar y medir la producción.
- Medir la presión del pozo.

5.7.1.1 Controlar si el pozo “produce”. Este es un control que se debe efectuar varias veces al día. Esta maniobra se realiza simplemente abriendo la válvula de chequeo que debe tener todo pozo en el puente de producción. Si el pozo no produce, habrá que verificar la causa.

Existen varias razones para que no produzca el pozo, siendo las más normales las siguientes:

- Bomba bloqueada por gas.
- Bomba aprisionada.
- La bomba no trabaja.
- Falta de nivel en el pozo.

Las dos primeras fallas pueden ser detectadas por el operario con cierta experiencia en el manejo del bombeo mecánico. Pero para las otras dos fallas será necesario recurrir a los equipos especiales de medición, que son:

El Ecómetro.
El Dinamómetro.

5.7.1.2 Registrar y medir la producción. Anteriormente se mencionó que las pruebas de producción son mediciones del caudal de gas, crudo y agua que produce un pozo. Y que estas se pueden hacer de varias formas, siendo las más comunes las pruebas con separador trifásico y las pruebas en tanque.

Pruebas con separador. Se pueden realizar con un separador fijo o con facilidades móviles (Welltesting). Los fluidos del pozo se alinean al separador, allí se dividen en las tres corrientes de interés (gas, crudo, agua), las cuales son medidas de forma independiente con medidores dinámicos y la confiabilidad de los resultados depende de la calibración de los medidores.

Figura 74. Separadores móviles de prueba de producción

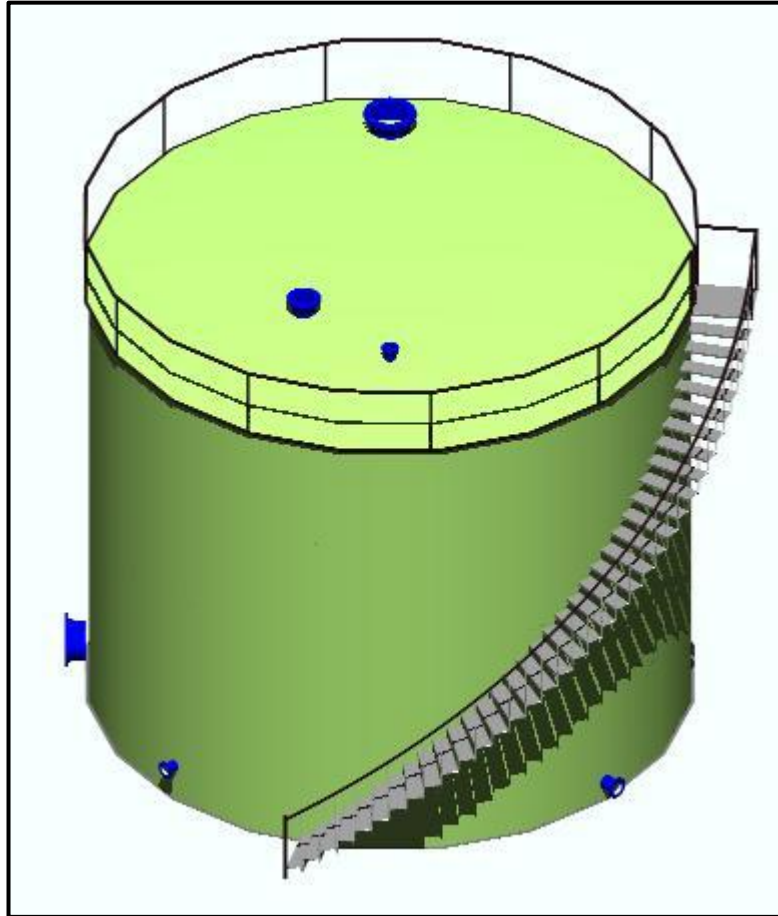


Fuente: Pruebas de producción, presentación Facilidades de superficie, Docente Erik Giovany Montes Páez

Pruebas en Tanque. Las pruebas de tanques tienen las siguientes características:

- ❖ Se emplean tanques pequeños (de 200 a 1000 Bls).
- ❖ Son muy comunes en los campos de aceite negro.
- ❖ Requieren cálculos sencillos.
- ❖ Se basan en la medición de volúmenes de crudo y agua, y en la determinación de un factor de corrección.
- ❖ Para campos en los que se produce gas es usual que el flujo pase a través de un separador bifásico (donde se mide el caudal de gas) y el líquido llegue al tanque de prueba.

Figura 75. Tanque prueba de producción



Fuente: Pruebas de producción, presentación powerpoint Facilidades de superficie, Docente Erik Giovany MontesPáez

Los recursos empleados para hacer dichas mediciones son los siguientes:

- Tabla de aforo
- Cintas de medición
- Toma muestras
- Termómetros
- Hidrómetro
- Tablas de corrección

La pérdida de producción de un pozo se puede deber a alguno(s) de estos factores:

- Declinación normal del pozo

- Incremento del corte de agua
- Incremento del GOR
- Daño a la formación
- Pérdida de eficiencia del sistema de levantamiento artificial
- Taponamientos
- Ruptura de tubería
- Falla de componentes
- Efecto de otros pozos
- Presión del separador

5.7.1.3 Medir la Presión del Pozo. Esta prueba se realiza colocando un manómetro en la válvula de chequeo y cerrando la válvula de la línea. Si el pozo está produciendo y no levanta presión, es probable que el tubing esté roto. Si no está produciendo, no es necesario efectuar la medición de presión y lo más frecuente en este caso es “golpear el pozo”.

Golpear el pozo quiere decir hacer golpear el vástago pulido en el fondo de su carrera descendente. Esto se consigue modificando la posición del vástago cromado con la grampa de colgar, de modo que aquel se desplace un poco hacia abajo. El objetivo de golpear el pozo, es librar la válvula fija de la bomba, de un probable bloqueo por gas, o bien hacer salir alguna basura que haya presente en alguna de las dos válvulas. Estos dos síntomas son simples suposiciones, sin tener la certeza de ninguno de los dos. Pero con el objeto de restaurar la producción del pozo, se debe comenzar con lo más práctico y barato; es simple prueba y error.

5.7.2 Nivel de fluido. El nivel de fluido es la profundidad a la cual se encuentra la columna de fluido producido por el yacimiento en el pozo, es medido por medio de registros Sonolog o Ecómetro.

5.7.2.1 Registros Sonolog o Ecómetro. Un Registro Sonolog se basa en la medición de la reflexión del sonido emitido por un gas a través de las diferentes restricciones que se encuentran en el espacio anular del pozo.

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

Para la toma de registros Sonolog se requieren de los siguientes equipos, los cuales son mostrados en la **figura 76**:

- Pistola de presión
- Cilindro de gas
- Transductor de presión
- Cable solenoide de presión
- Cable coaxial del micrófono
- Llaves
- Equipo WellAnalyzaer
- Software TWM

Figura 76. Partes básicas de una Analizador de pozos



Fuente: www.Echometer.com

El principio básico de funcionamiento de este aparato consiste en generar dentro del pozo, desde la superficie, una onda sonora de alto nivel acústico inyectando gas carbónico, CO₂, por una válvula en el espacio anular, y dicha onda es seguida simultáneamente por un micrófono anexo al equipo. El sonido avanza a través del pozo a una determinada velocidad y cada vez que pasa sobre una unión de *tubing* (“cupla”) se produce una reflexión (eco) que es detectada por el micrófono instalado en una salida del revestimiento. Cuando la onda sonora llega al líquido, se produce un fuerte rebote de la misma, el que también es detectado por el micrófono. Todo este proceso es grabado en superficie por un registrador (decodificador digital de señales acústicas). Es decir que cuando la onda llega al nivel se produce un eco total de la misma, que producirá una deflexión mayor en un micro amperímetro y señalará el nivel de líquido.

La onda es generada por el disparo de un cartucho de fogeo. Además para efectuar la medición es necesario detener el bombeo, ya que este produce ruidos y pueden ser detectados por el micrófono, por lo que la medición en los pozos que tengan rápida recuperación se debe realizar en el menor tiempo posible. La operación de toma de registro se esquematiza en la **figura 77**. Los resultados son presentados por medio de una computadora portátil.

Los resultados pueden ser obtenidos de acuerdo al modelo del analizador:

Mediante el modelo M se pueden presentar los datos por medio de un papel que es registrado por una pluma, guiada por las deflexiones del micro amperímetro. Este papel debe ser proporcional a la profundidad de las cuplas detectadas en el registro y luego multiplicando por la longitud promedio de la tubería, dará como resultado el nivel. Este valor no es exacto, pero su error nunca es superior a un par de metros, oscilando entre el 1 y 2 % para pozos superiores a los 4000 pies de profundidad, y aumentando el error a medida que los pozos son menos profundos.

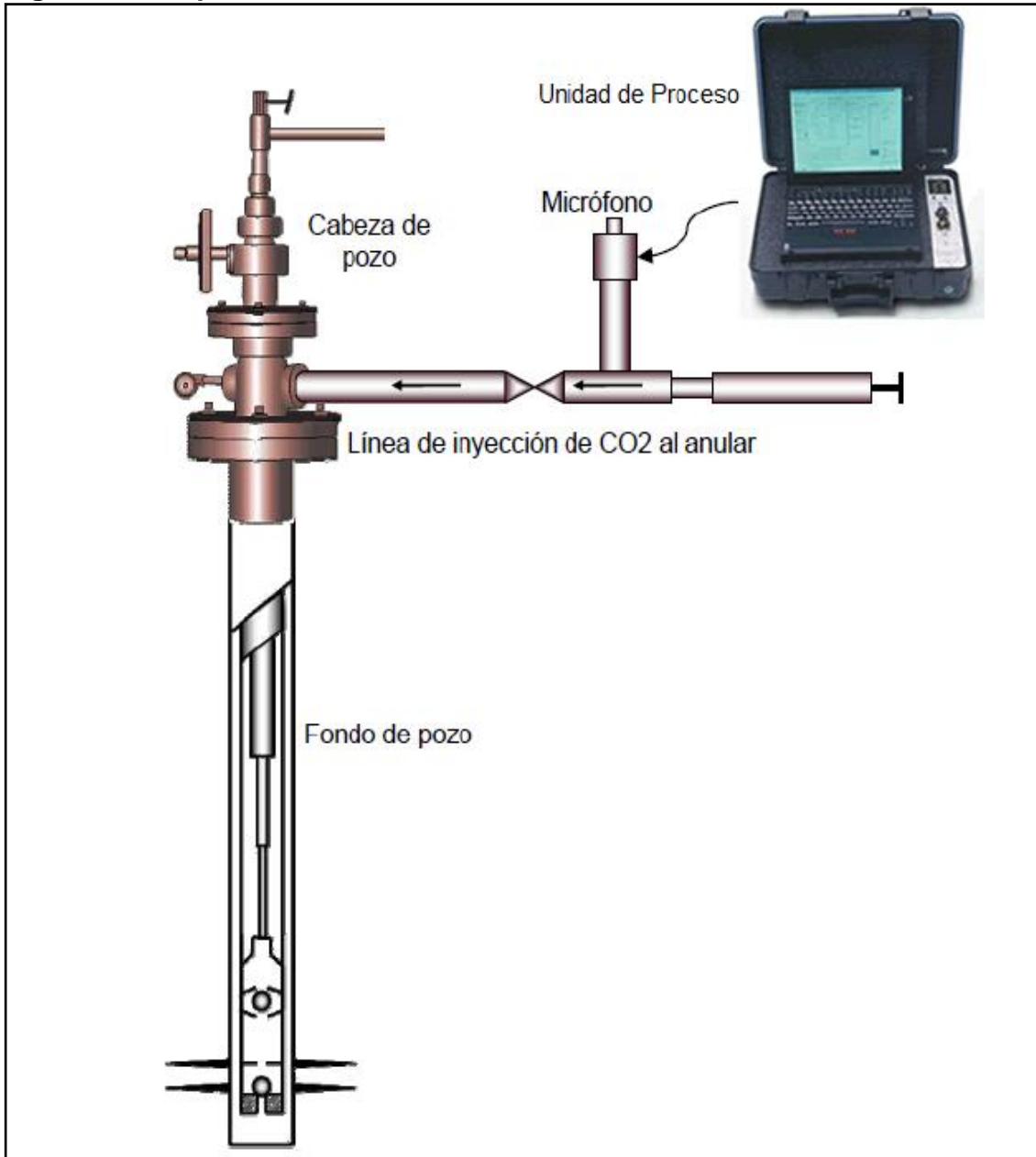
Un punto importante a considerar al hacer esta medición es que toda la tubería bajada sea aproximadamente de la misma longitud, por lo menos del mismo rango, dado que este sistema no mide, sino que cuenta las uniones entre la tubería.

La toma de un Registro Sonolog permite responder estas preguntas

- ¿Hay líquido por encima de la bomba? ¿A qué profundidad está el tope de la columna de líquido?
- Está el gas fluyendo por el anular? ¿A qué tasa?

- ¿Cuál es la presión del anular? ¿Está variando con el tiempo?
- ¿Cuál es el porcentaje de líquido en la columna de fluido?
- ¿Cuál es la presión en las perforaciones?
- ¿hay alguna restricción o anomalía en el anular por encima del nivel del líquido?

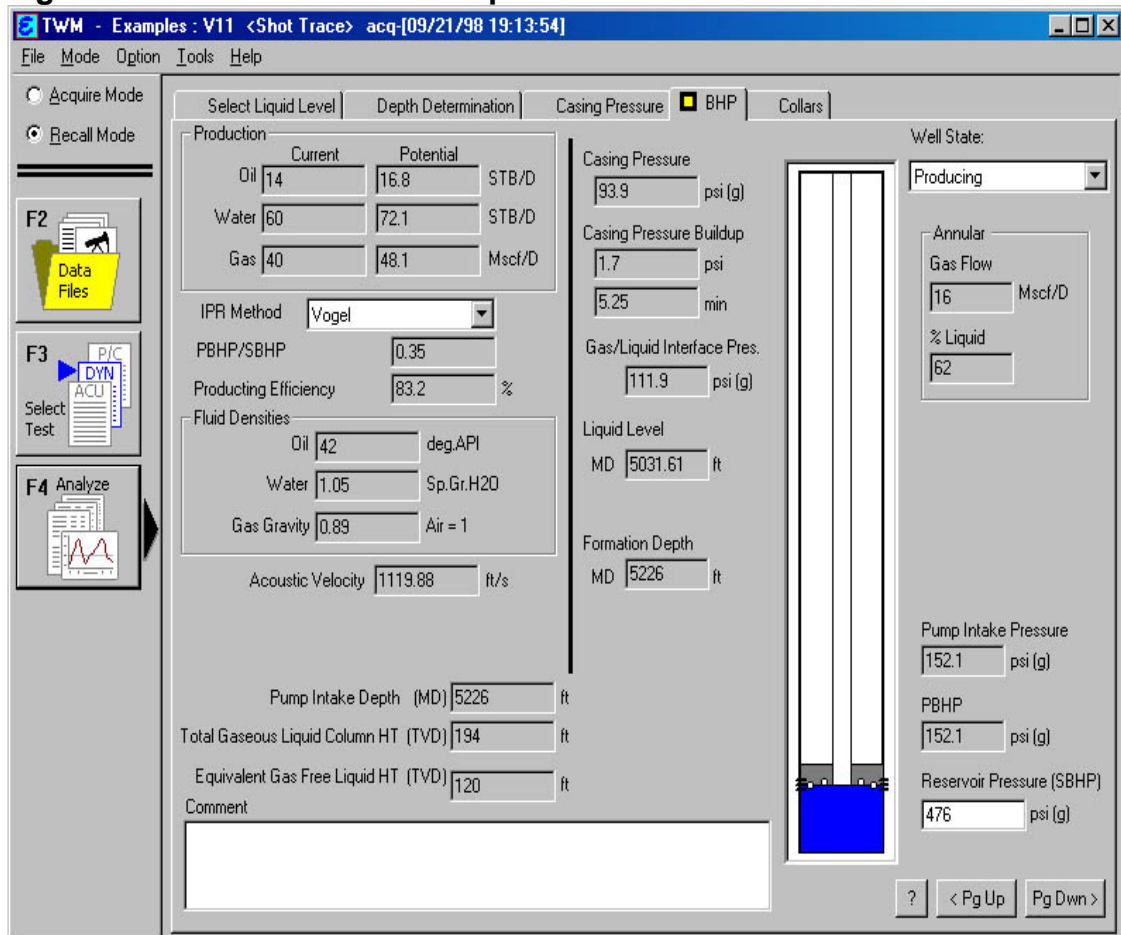
Figura 77. Esquema de instalación de Echometer



Fuente. DÍAZ. Jorge A. y LÓPEZ. Juan E. Trabajo de Grado. Libro 122783. Universidad Industrial de Santander, 2007

La **figura 78** muestra un caso estudio de la toma del nivel de fluido por medio del Analizador de pozo TWM.

Figura 78. Nivel de fluido de un pozo en estudio.



Fuente: www.Echometer.com

5.7.3 Estudios con el Dinamómetro. El bombeo mecánico sigue siendo el método de levantamiento artificial más usado. Las condiciones económicas establecen que se mantengan las máximas eficiencias en estas instalaciones en todo momento. Los métodos para analizar el desempeño del sistema de bombeo mecánico se basan en el desarrollo del dinamómetro realizado por **Gilbert y Fagg** en donde la carga en la barra pulida se registra gráficamente en función de su posición para generar una gráfica que representa el trabajo hecho en superficie por la unidad de bombeo mecánico para cada carrera de la bomba.

Los desarrollos recientes se han concentrado en refinar las técnicas de interpretación de las características de esta curva de carga-desplazamiento para lograr un análisis detallado del sistema, entre los cuales se mencionan:

- ❖ Distribución de la carga en la sarta de varillas.
- ❖ Carga y desplazamiento en la bomba.
- ❖ Operación y fuga de las válvulas de la bomba.
- ❖ Torque y eficiencia de contrabalanceo.
- ❖ Carga de fatiga y colapso de varillas.
- ❖ Desempeño del motor.

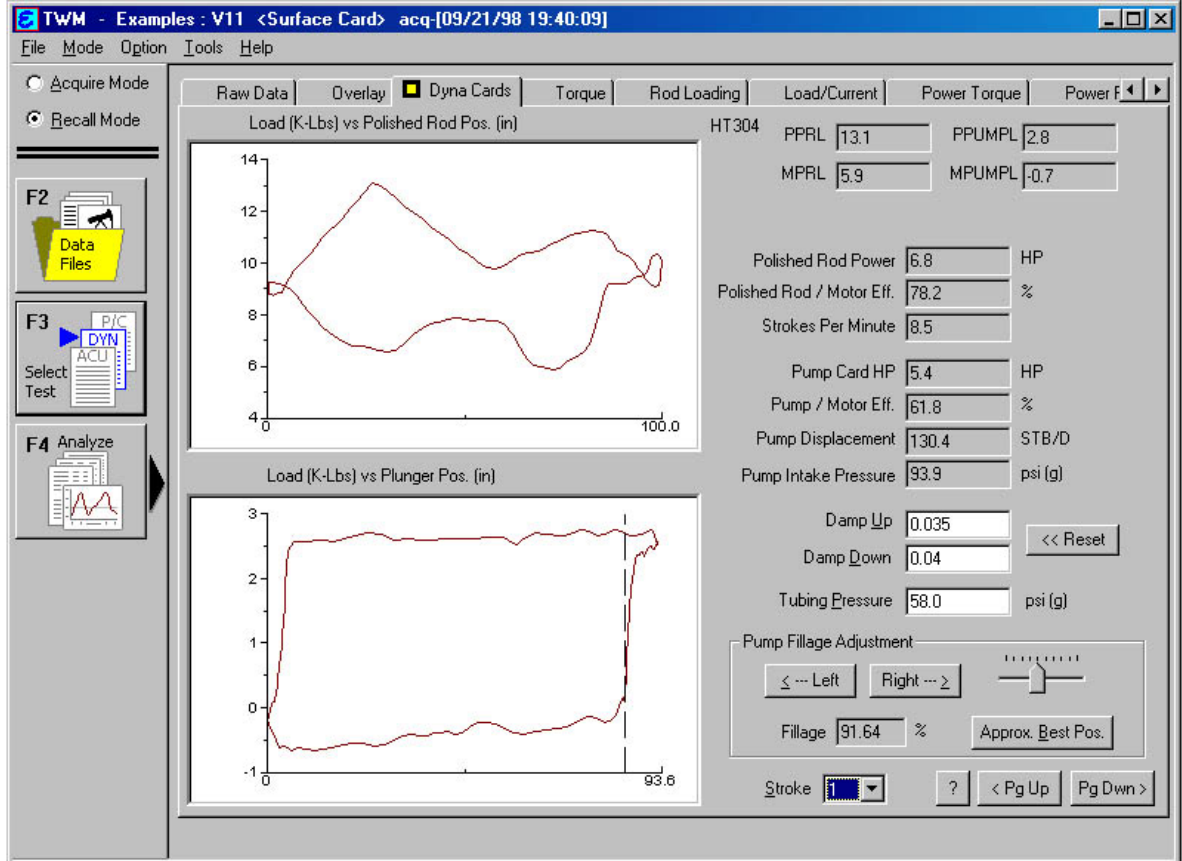
La toma de un dinagrama permite responder las siguientes preguntas:

- ❖ ¿Está el pozo bombeando con la bomba vacía (pumped off)?
- ❖ ¿Cuál es el porcentaje de llenado de la bomba?
- ❖ ¿Están las válvulas fija y/o viajera con fugas?
- ❖ ¿Cuál es el desplazamiento de la bomba en barriles por día?
- ❖ ¿Cuál es el desplazamiento efectivo del pistón de la bomba?
- ❖ ¿Cuál es la velocidad de bombeo?
- ❖ ¿Cuál es la carga de fluido en la bomba?
- ❖ ¿Están las cargas máximas y mínimas en la barra pulida dentro de la capacidad de la unidad de bombeo y de las varillas?
- ❖ ¿Cuántos Caballos de Fuerza tiene la barra pulida?
- ❖ ¿Es el torque máximo, menor que el de la caja reductora?
- ❖ ¿Está la unidad bien balanceada?
- ❖ ¿Qué cambio requieren las contrapesas para balancear la unidad?
- ❖ ¿Cuál es el peso de las varillas en el fluido?
- ❖ ¿Requiere todo el sistema de bombeo un análisis detallado y/o rediseño?²¹

La **figura 79** nos muestra una carta de dinagrama utilizando Echometer TWM, de un caso estudio en particular. La grafica de arriba representa la carta de dinagrama en superficie y la de abajo la carta dinamométrica del fondo o de la bomba.

²¹ ECHOMETER COMPANY, Well Analyzer y Programa TWM Manual de Operación

Figura 79. Carta de Dinagrama de un caso particular



Fuente: www.Echometer.com

Para la toma de un dinagrama se puede utilizar celda de carga o PRT.

Figura 80. Celda de carga y PRT



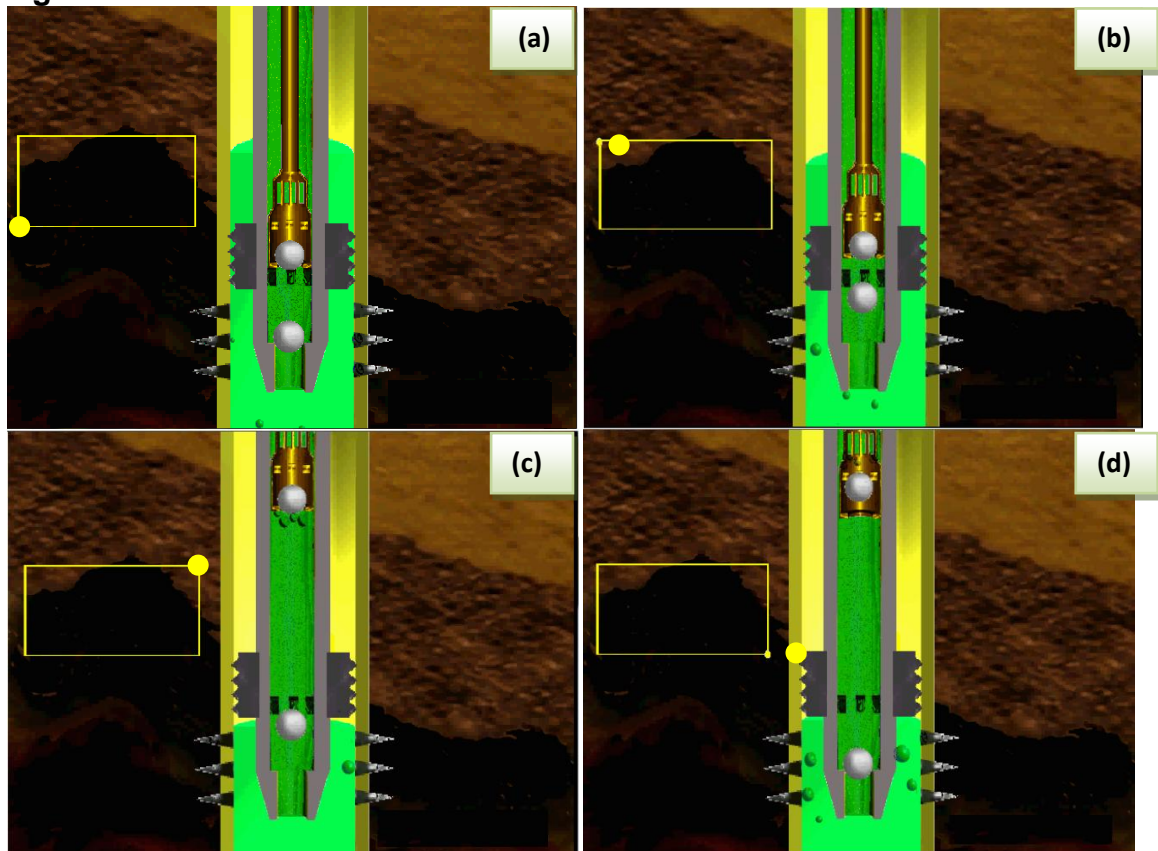
Fuente: www.Echometer.com

Ambos dispositivos cuentan con un acelerómetro. La celda de carga tiene un dinamómetro que registra la carga que está soportando la barra pulida del sistema de bombeo mecánico y la PRT tiene un sistema que mide la deformación de la barra pulida. El software infiere la carga que está soportando el sistema a partir de la variación del diámetro de la barra pulida.

5.7.3.1 Principales cartas dinagráficas de una bomba de subsuelo. El desempeño de la bomba de subsuelo puede verse afectado por algunos problemas. Entre los más comunes encontramos:

- ❖ **Bomba Llena-Condiciónes ideales.** La bomba llena supone una acción instantánea de la válvula en la parte superior y la parte inferior de la carrera, en algunos textos se le conoce como condiciones ideales. La **Figura 68** nos muestra la carta dinagráfica características bajo condiciones ideales o bomba llena.

Figura 81. Bomba Llena-Condiciónes ideales.



Fuente: Autores

Cabe decir que La sarta de varillas se considera rígida, esto es, si al aplicarle una carga no se estira como si estuviera el vástago directamente conectado con el pistón de la bomba y suponiendo que la tubería de producción está llena y la bomba de subsuelo posee sumergencia.

Punto a: Una vez que se inicia el movimiento ascendente del vástago pulido, se cierra la válvula viajera y toda la carga del fluido que estaba sobre la válvula fija, está ahora soportada por las varillas y el vástago.

Antes de iniciar el movimiento, la carga sobre el vástago era el peso de las varillas sumergidas en el líquido. Un instante después, de cerrada la válvula viajera, la carga en el vástago será el peso de las varillas más el peso de la columna de líquido.

Punto b: Completa su carrera transportando el fluido de una longitud de carrera a un valor de carga constante.

Recorrido b-c: El vástago pulido se encarga de subir la columna de fluido, es decir se encuentra en movimiento ascendente.

Punto c:El pistón completa su recorrido ascendente, llegando al punto superior y teniendo todavía la carga de varillas más la carga de la columna de líquido. Un instante después, cuando el vástago apenas inicia su descenso, se cierra la válvula fija. En este momento se transfiere la carga del líquido a la tubería de producción.

Punto d:En este punto el pistón ha liberado toda la carga de líquido que estaba soportando, y la única carga que tiene es el peso de la sarta de varillas sumergidas en el fluido, ya que la válvula viajera se encuentra abierta y De esta manera completa el ciclo.

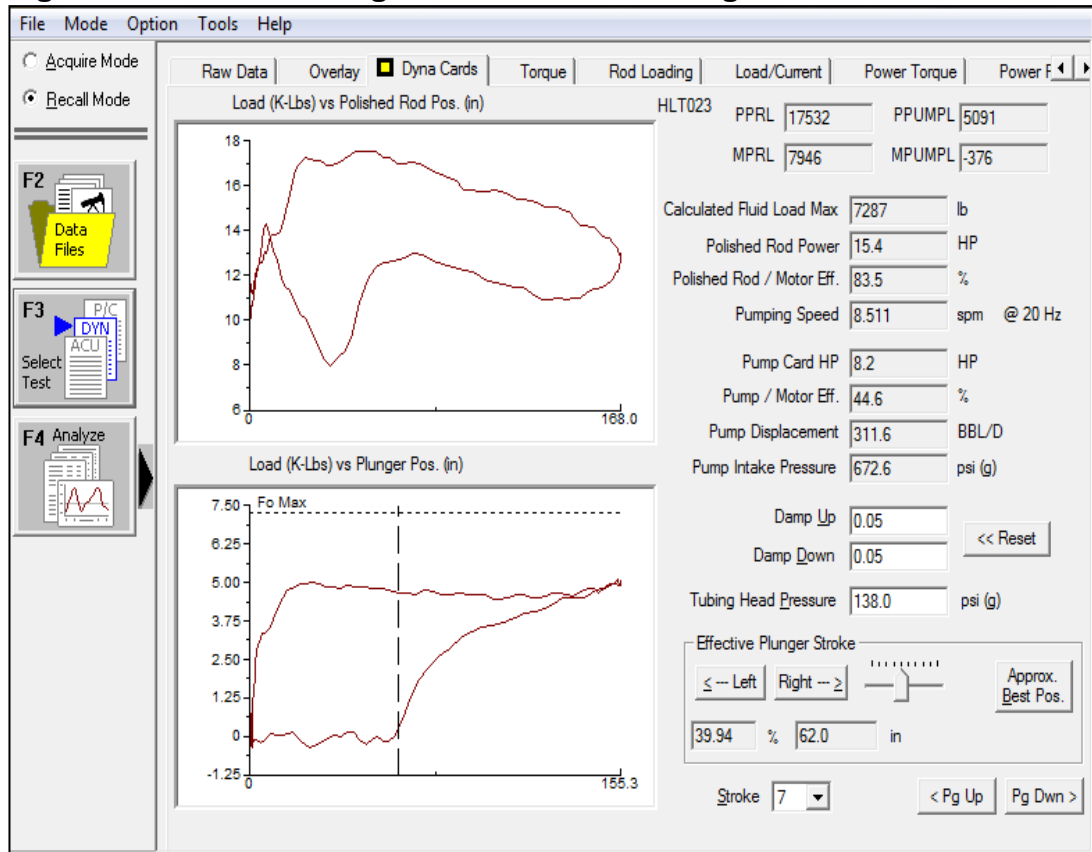
Recorrido d-a: Este recorrido simboliza la carrera descendente, en el cual la válvula viajera se encuentra abierta y la válvula fija cerrada. En este instante el pistón ha liberado toda la carga de la columna defluido.

❖ **Interferencia por gas.** De este problema se habló en el capítulo 3 donde se mencionaba que la interferencia por gas o bloqueo por gas se daba cuando una capa de gas se situaba debajo del pistón de la bomba en el barril al inicio

de la carrera descendente, provocando un retardo en la apertura de la válvula viajera, ya que parte del recorrido efectivo del pistón se encargaba de comprimir esta capa de gas y solo hasta que la presión por debajo del pistón superaba la presión hidrostática de la columna de fluido, la válvula viajera se abría y de esta manera el llenado del barril era incompleto.

La **figura 82**, presenta una carta de dinagrama para un caso estudio de un pozo que produce bajo el sistema de bombeo mecánico y que tiene problemas de interferencia por gas. La grafica de la parte superior muestra el dinagrama superficial y el de la parte inferior el dinagrama de la bomba.

Figura 82. Carta de dinagrama interferencia de gas Echometer TWM

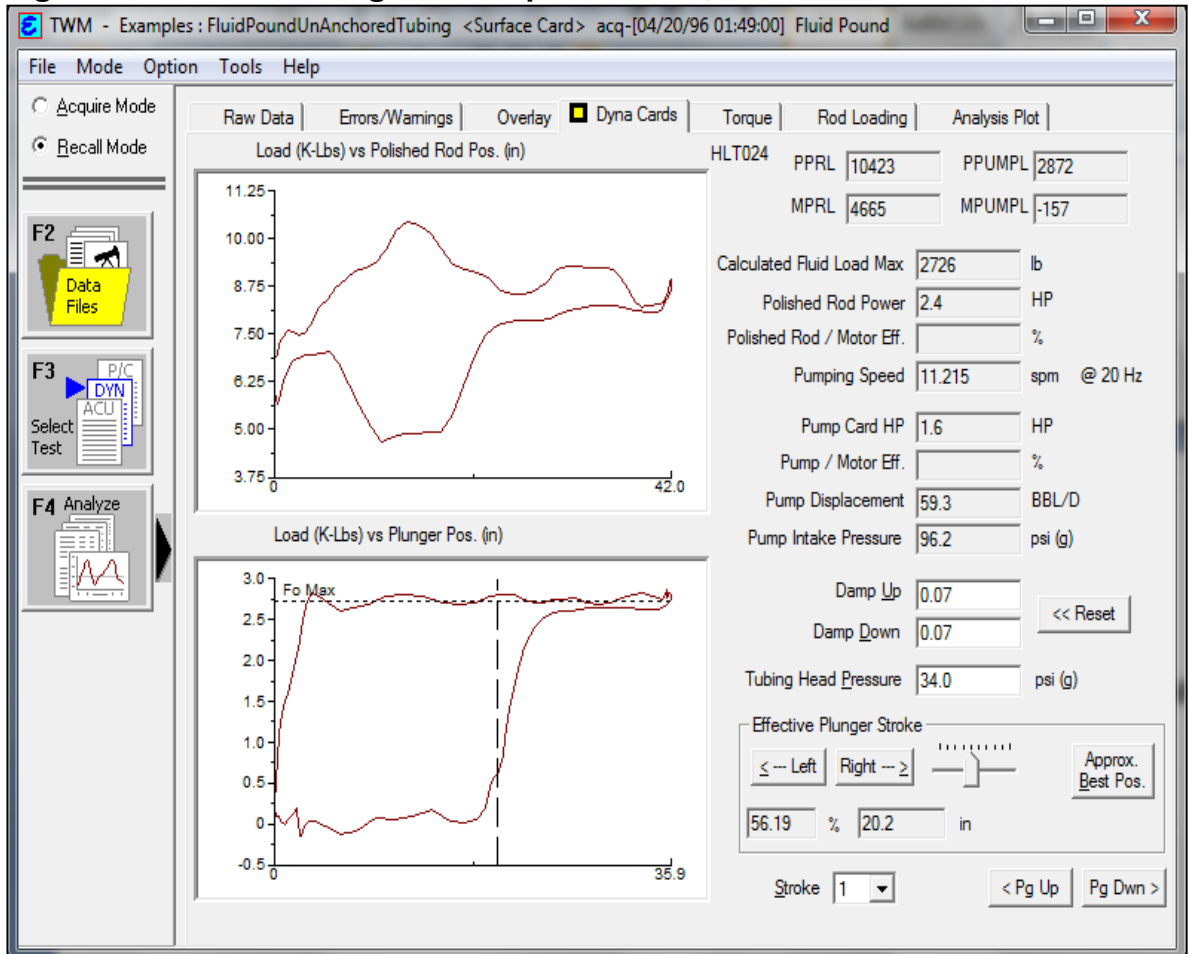


Fuente: Ejemplo: interferencia de Gas, programa Echometer TWM

❖ **Golpe de fluido.** Cuando en la carrera ascendente la cámara inferior de la bomba no se llena completamente con líquido, queda en la parte superior de la misma, entre el nivel de fluido y la válvula móvil, una zona de gas de baja presión. En la correspondiente carrera descendente, la válvula móvil

permanece cerrada por efecto del peso de la columna de petróleo, hasta que el pistón hace impacto en la superficie del fluido. A esta condición se la llama Golpe de Fluido, y produce efectos negativos en todo el sistema de bombeo.

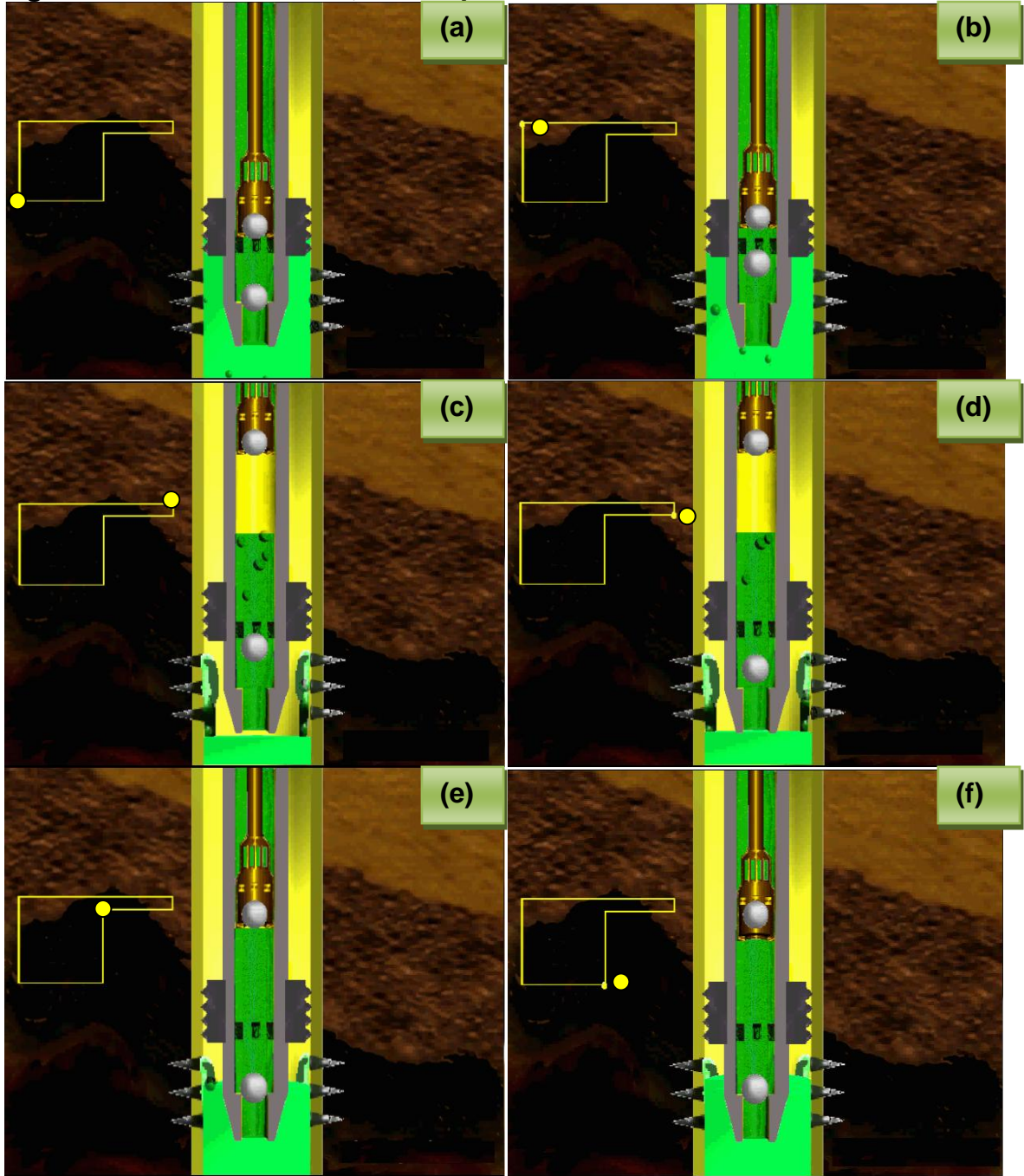
Figura 83. Carta de dinagrama Golpe de fluido, Echometer TWM.



Fuente: Ejemplo: Golpe de fluido, programa Echometer TWM

En la figura 84, se presenta una explicación más detallada, mediante seis etapas por las cuales se presenta golpe fluido en la bomba de subsuelo.

Figura 84. Ciclo a-b-c-d-e-f, del Golpe de fluido en la bomba de subsuelo



Fuente: Theta Enterprise, Inc. www.gottheta.com

La explicación del ciclo **a-c-c-d-e-f**, es la siguiente:

Punto a: Una vez se inicia el movimiento ascendente del vástago pulido, se cierra la válvula viajera y toda la carga del fluido que estaba sobre la válvula fija, está ahora soportado por las varillas y el vástago.

Punto b: Muestra que el vástago completa su carrera transportando el fluido de una longitud de carrera a un valor constante, y se inicia la carrera ascendente.

Recorrido b-c: Movimiento ascendente del vástago pulido, en este momento soporta la carga del fluido por encima de la válvula viajera y el peso de la sarta de varillas

Punto c: El vástago completa su carrera ascendente, levantando una carga constante de fluido.

Punto d: se inicia la etapa de compresión de la capa de gas que se encuentra por debajo de la válvula viajera

Recorrido d-e: el vástago o el pistón de la bomba se encarga de comprimir la capa de gas por debajo de la válvula viajera hasta que encuentra un nivel de fluido líquido.

Punto e: El vástago pulido choca o golpea con el nivel de fluido líquido (petróleo en fase líquida)

Recorrido e-f: la válvula viajera se abre gradualmente a medida que va descendiendo el vástago, ya que al encontrar el pistón de la bomba un fluido incompresible, supera la presión hidrostática de la columna de líquido que hay por encima de la válvula viajera. Esto genera “golpe de fluido”

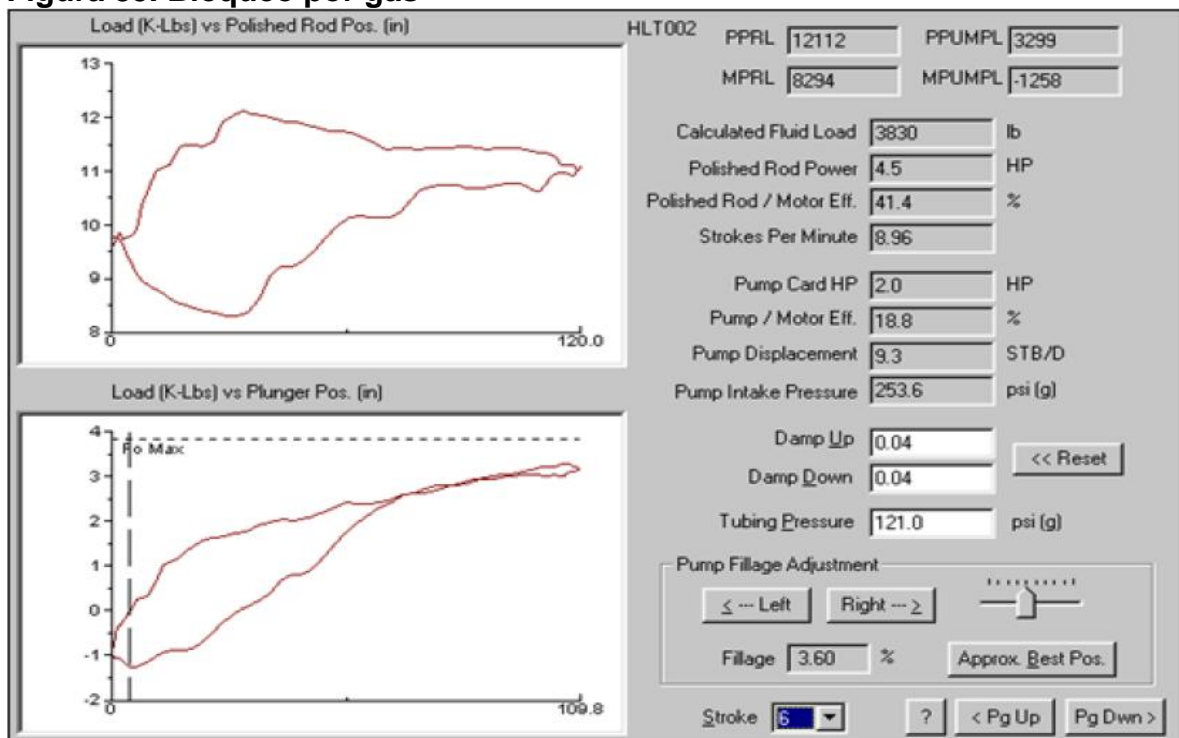
Punto f: el vástago ha liberado toda la carga de la columna de fluido que estaba soportando, y de esta manera se inicia la carrera descendente.

Recorrido f-a: Movimiento descendente del vástago, en estos momentos soporta la carga de la sarta de varillas.

- ❖ **Bloqueo por gas.** ...en la sección 3...se discutió acerca de los tipos de bloqueo por gas, de los cuales encontramos: surgencia a nivel de la bomba y candado de gas o bloqueo por gas propiamente dicho. Ambos exhiben los mismos síntomas y son extremadamente difíciles de diferenciar, en las cartas dinamométricas estos tipos de bloqueos dan la forma de cigarro y esta lectura dinamométrica se le puede confundir con una rotura profunda de varillas, incluso por técnicos experimentados.

Surgencia a nivel de la bomba, ocurre cuando burbujas de gas de alta presión comienzan a pasar a través de la bomba empujando ambas válvulas fuera de sus asientos y manteniendo sin asentar a lo largo de la carrera ascendente y de la descendente. Candado de gas ocurre cuando un volumen de gas es atrapado entre válvulas dentro de la bomba, la presión máxima de gas atrapada en la carrera descendente no es suficiente para superar la hidrostática sobre la válvula viajera, además esta presión no se reduce lo suficiente en la carrera ascendente para permitir que se abra la válvula fija e ingrese nuevo fluido a la bomba, de esta manera ambas válvulas se mantiene cerrada y la bomba deja de producir. Esto es opuesto al bloqueo de gas surgencia a nivel de la bomba, pero el resultado es el mismo.

Figura 85. Bloqueo por gas



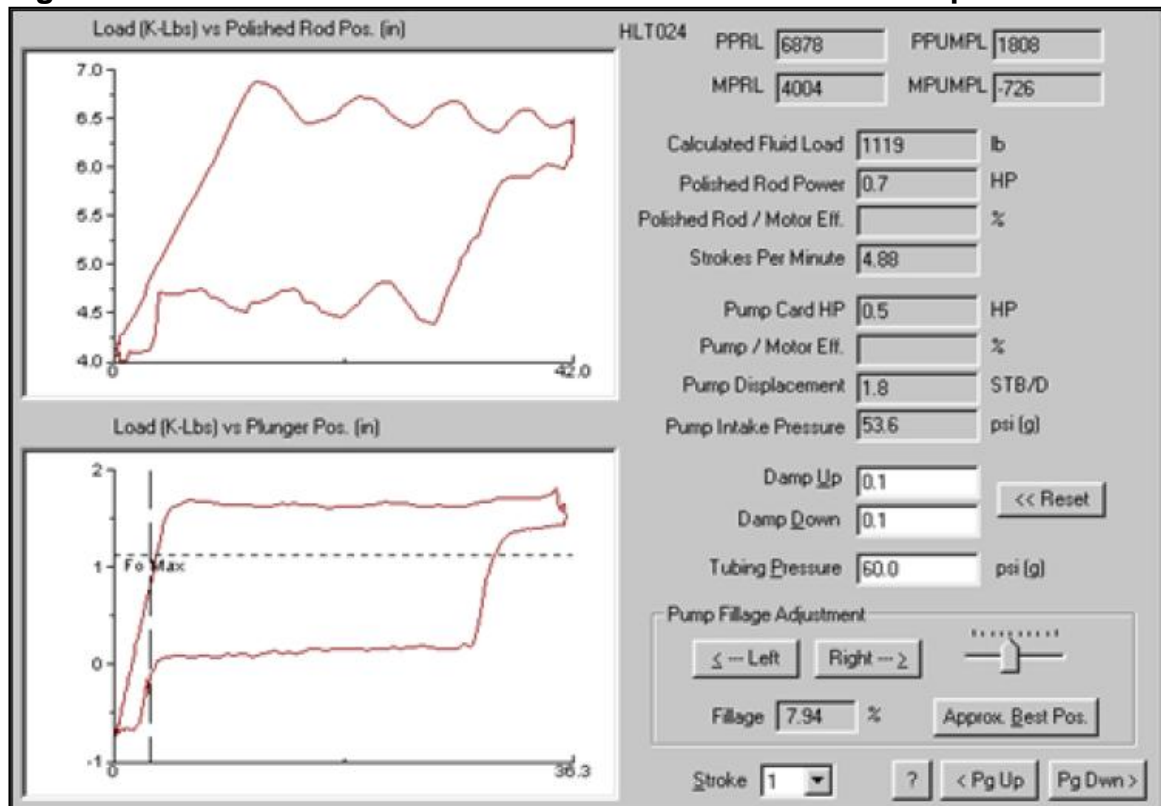
Fuente: Ejemplo: Bloqueo por gas, programa Echometer TWM

- ❖ **Golpe de bomba.** Dado que la bomba bloqueada no bombea, el nivel de fluido comienza a subir en el anular y continuara subiendo hasta que la presión hidrostática sea suficiente como para forzar la apertura de la válvula fija en el tope de la carrera ascendente. Entonces una pequeña cantidad de fluido entra en la bomba y la válvula fija cierra bajo el mismo y en la carrera descendente la compresión es suficiente como para abrir la válvula móvil y desplazar el gas de la bomba.

Lo que en realidad sucede es que el pistón de la bomba está descendiendo y encuentra poca resistencia por parte del gas atrapado en el interior de la bomba cuando de pronto encuentra el nivel de fluido. El impacto empuja fuera de su asiento la válvula viajera y descarga el peso de la sarta de varillas sumergidas en un fluido en la válvula fija. Esto es visto en superficie cuando el aparato se sacude sobre su base y se oye un gran ruido.

La **figura 86**, presenta la carta dinamométrica característica para golpe de fluido en la bomba, por medio del programa Echometer.

Figura 86. Carta dinamométrica de la bomba de subsuelo-Golpe de la bomba

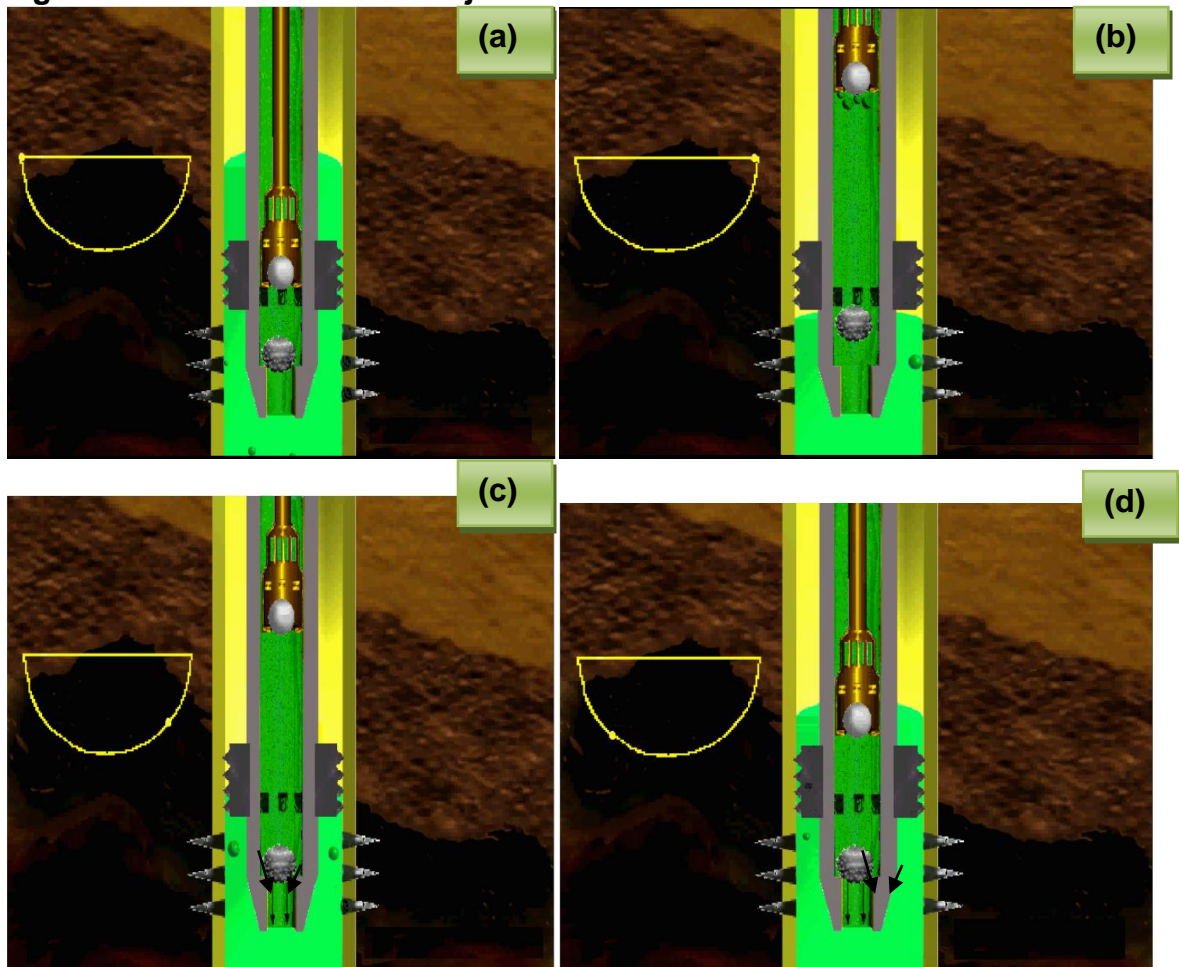


Fuente: Ejemplo: Golpe bomba, programa Echometer TWM

- ❖ **Fallas en Válvulas fija y viajera.** Ocurre cuando el desgaste de una o ambas válvulas ocasiona que no exista un cierre perfecto. Para el caso de una falla en la válvula viajera la columna de fluido levantada que se encuentra por encima de esta se regresa. Cuando hay un desgaste o falla en la válvula fija, el líquido que entra desde la formación al barril de la bomba, se regresa cuando el vástago emprende su carrera descendente, debido a esto la válvula viajera nunca se abre y siempre levantara la misma carga de fluido.

La **figura 87 y 88** muestra las etapas o ciclos que se presentan cuando hay fallas en las válvulas fija y viajera respectivamente.

Figura 87. Falla en la válvula fija



Fuente: Theta Enterprise, Inc. www.gottheta.com

En la fig. 74, nos muestra cuatro etapas definidas por el autor:

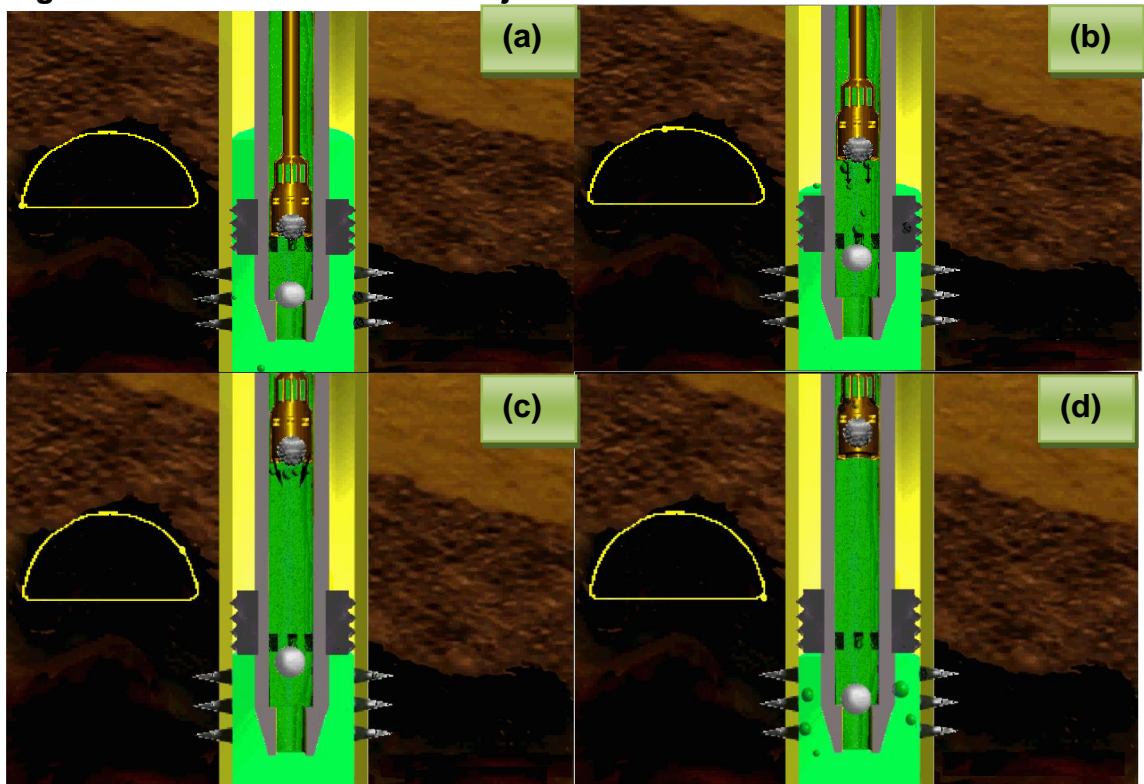
Punto a: El vástago inicia el movimiento ascendente con una carga constante (peso de la sarta de varillas más el peso de la columna de fluido que está levantando), la válvula fija se abre y se permite la entrada de fluido desde la formación mientras que la válvula viajera permanece cerrada.

Recorrido a-b: Recorrido ascendente del vástago con una carga constante.

Punto b: Se finaliza el recorrido ascendente, el vástago se encuentra en el punto muerto.

Punto c y punto d: como se ve en la gráfica, el semicírculo de la carta dinamométrica nos representa que hay un escape de fluido por la válvula fija, por tanto y la válvula viajera no se abre ya que no hay una presión suficiente que pueda superar la presión hidrostática de la columna de fluido por encima de esta. Y este semicírculo es el recorrido descendente.

Figura 88. Falla en la válvula viajera



Fuente: Theta Enterprise, Inc. www.gottheta.com

En la **figura 88** muestra lo siguiente:

Punto a: una vez empieza el recorrido ascendente, la columna de fluido que está arriba de la válvula viajera se regresa o se derrama conforme va avanzando debido a que esta válvula presenta fallas.

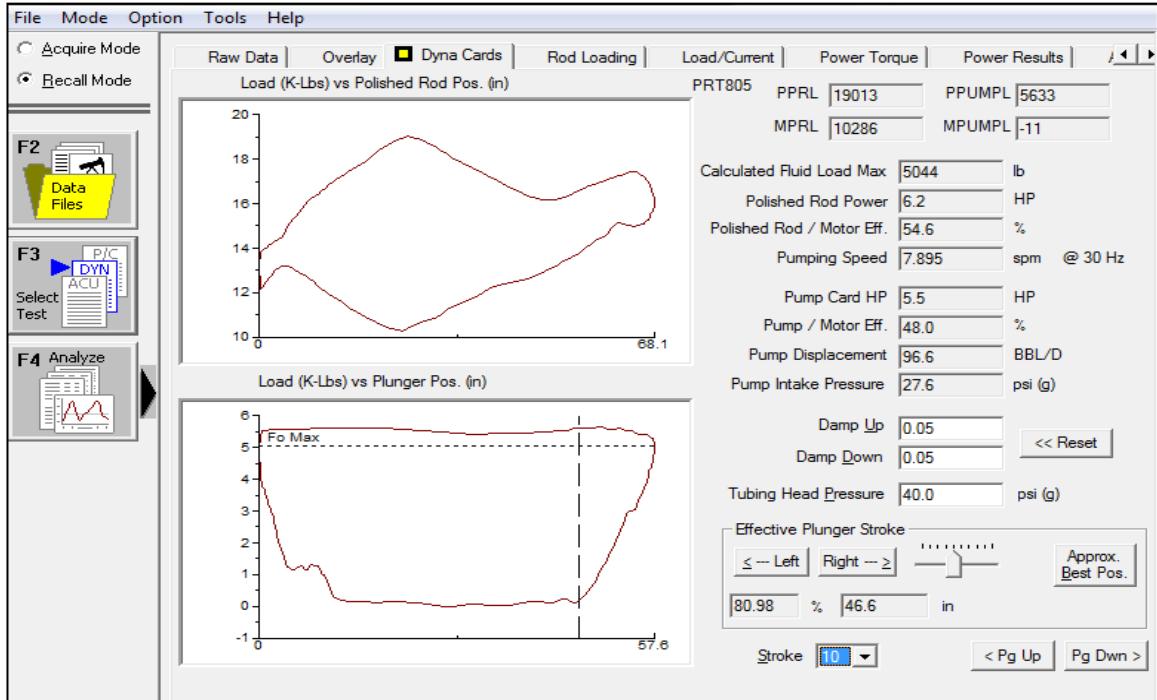
Punto b y c: Estos puntos representan el recorrido ascendente del vástago. El semicírculo de la carta dinamométrica representa una liberación de carga de la columna de fluido a medida que el líquido se va derramando por las fallas de la válvula viajera. Cabe decir que los autores quisieron representar arbitrariamente los puntos b y c.

Punto d: Es el final del recorrido ascendente, ya que toda la columna de líquido por encima de la válvula viajera ya sea derramado.

Recorrido d-a: representa el movimiento descendente del vástago pulido, y la única carga que soporta es el peso de la sarta de varillas.

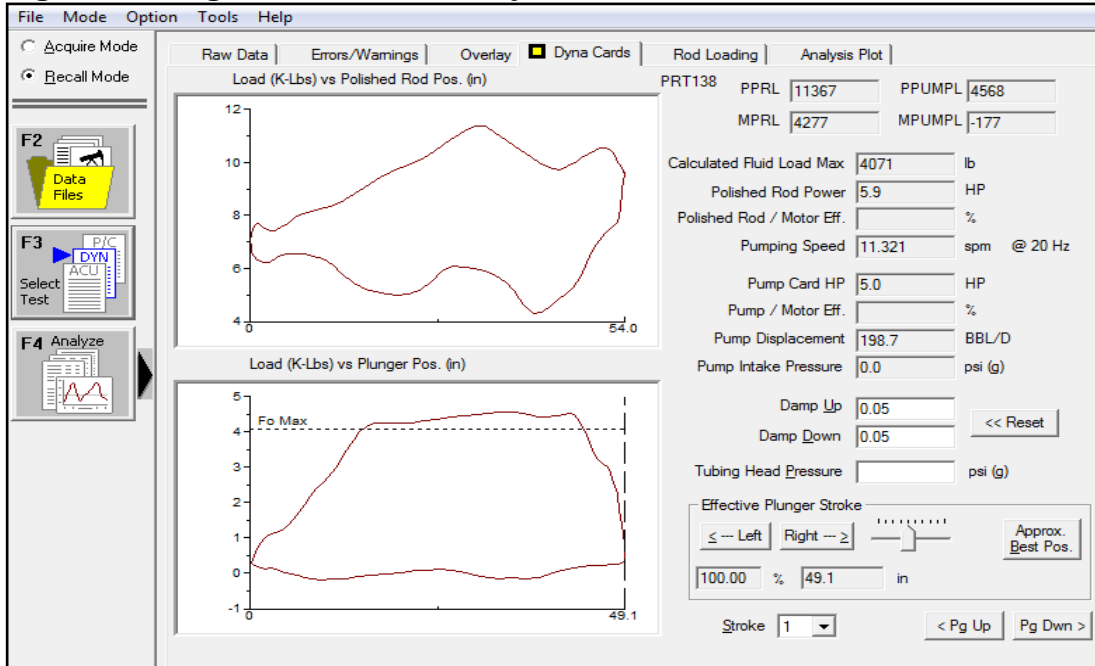
La **figura 89 y 90** también nos muestra la carta dinamométrica de una bomba con problema de fallas en la válvula fija y viajera respectivamente.

Figura 89. Fugas en la Válvula fija.



Fuente: Ejemplo: falla en la válvula fija, programa Echometer TWM

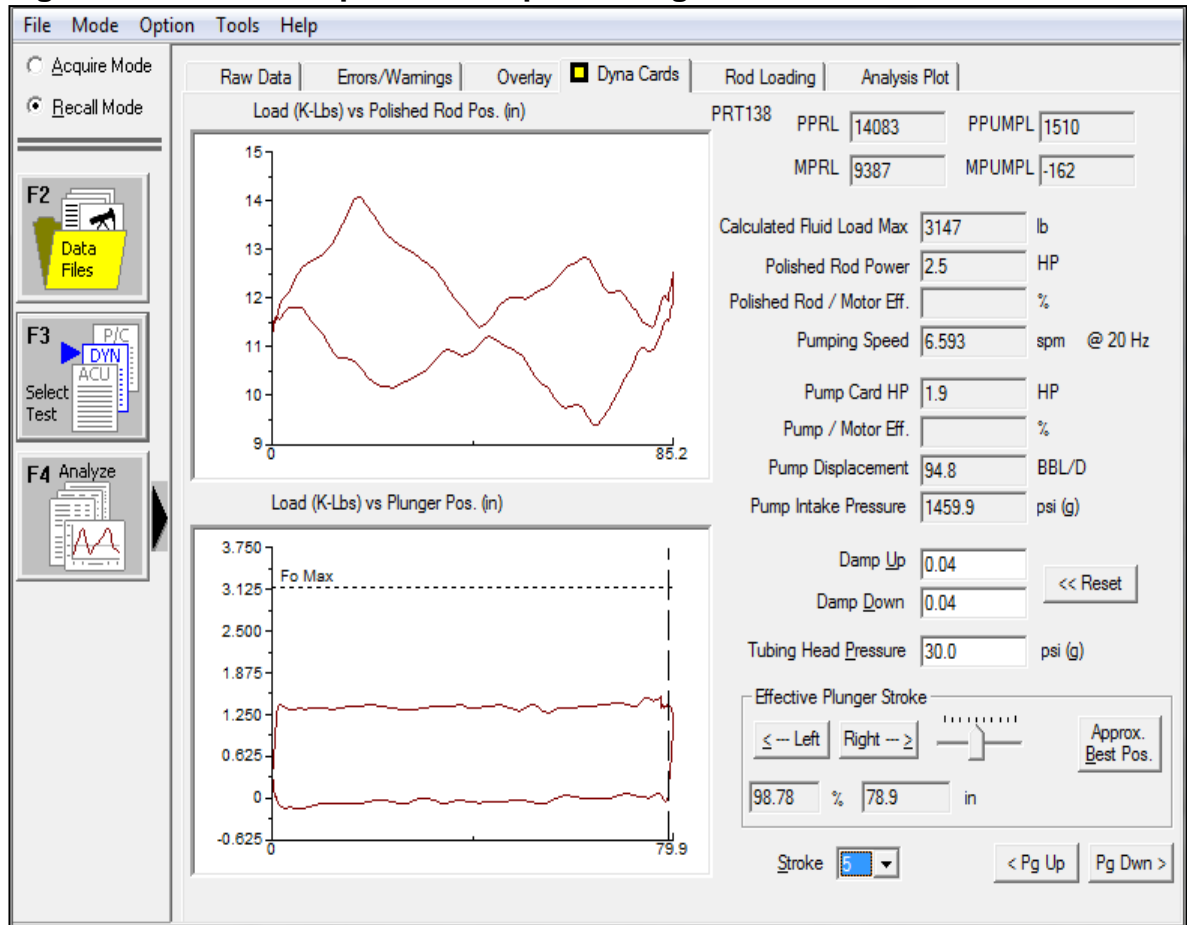
Figura 90. Fugas en la válvula viajera



Fuente: Ejemplo: falla en la válvula viajera, programa Echometer TWM

- ❖ **Pérdida de producción por tubing roto.** Este caso se presenta cuando en las cartas dinamométricas muestran un perfecto llenado en la bomba, y el pozo no produce o no tiene la presión suficiente para que su producción avance a la estación o al tanque, existe la posibilidad de que haya fugas por rotura del tubing, pero se verificara con mayor precisión realizando una prueba de hermeticidad

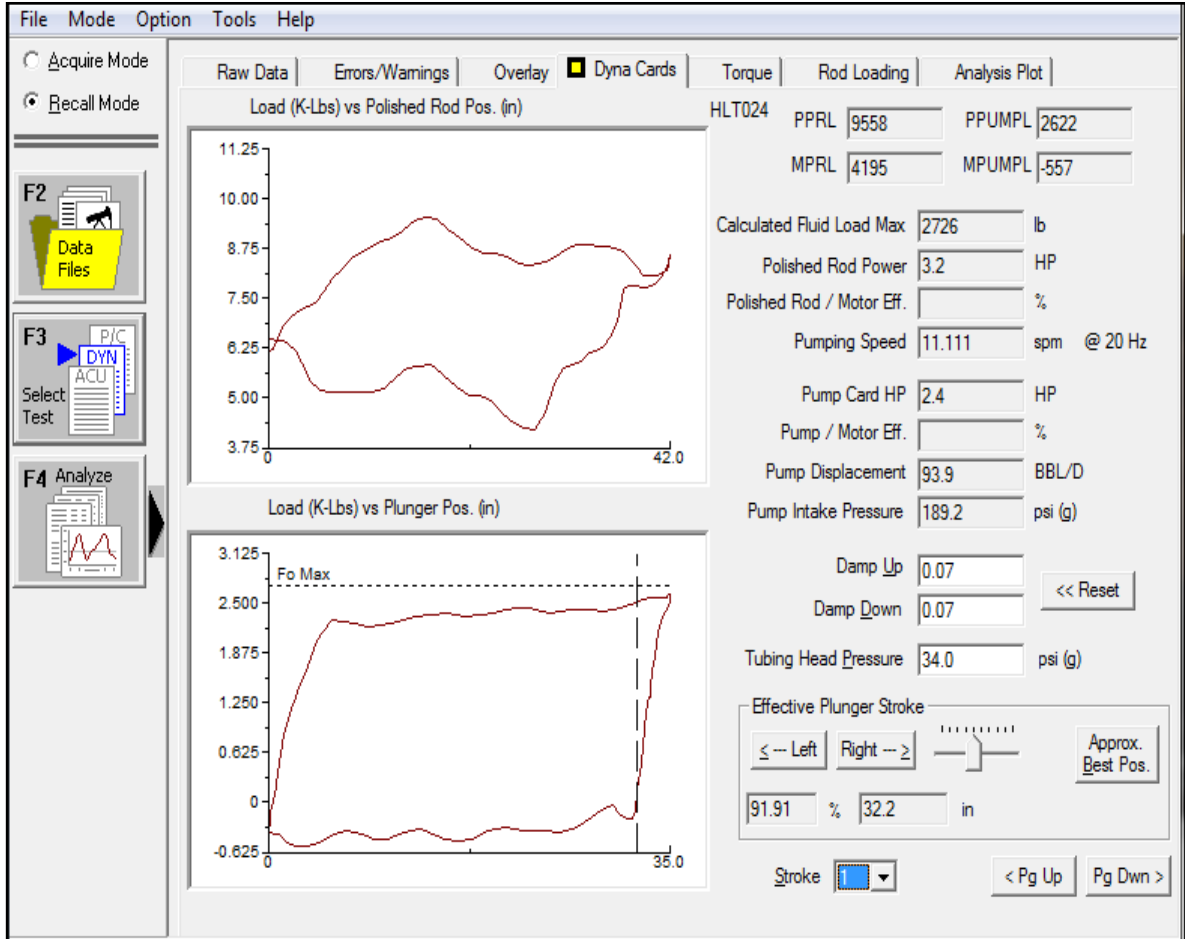
Figura 91. Pérdida de producción por Tubinga roto



Fuente: Ejemplo: Pérdida de producción por Tubinga roto, programa Echometer TWM

- ❖ **Tubería desanclada.** Esta carta dinamométrica se presenta cuando se observa un movimiento ascendente y descendente de la tubería de producción, a medida que el vástago pulido sube y baja respectivamente.

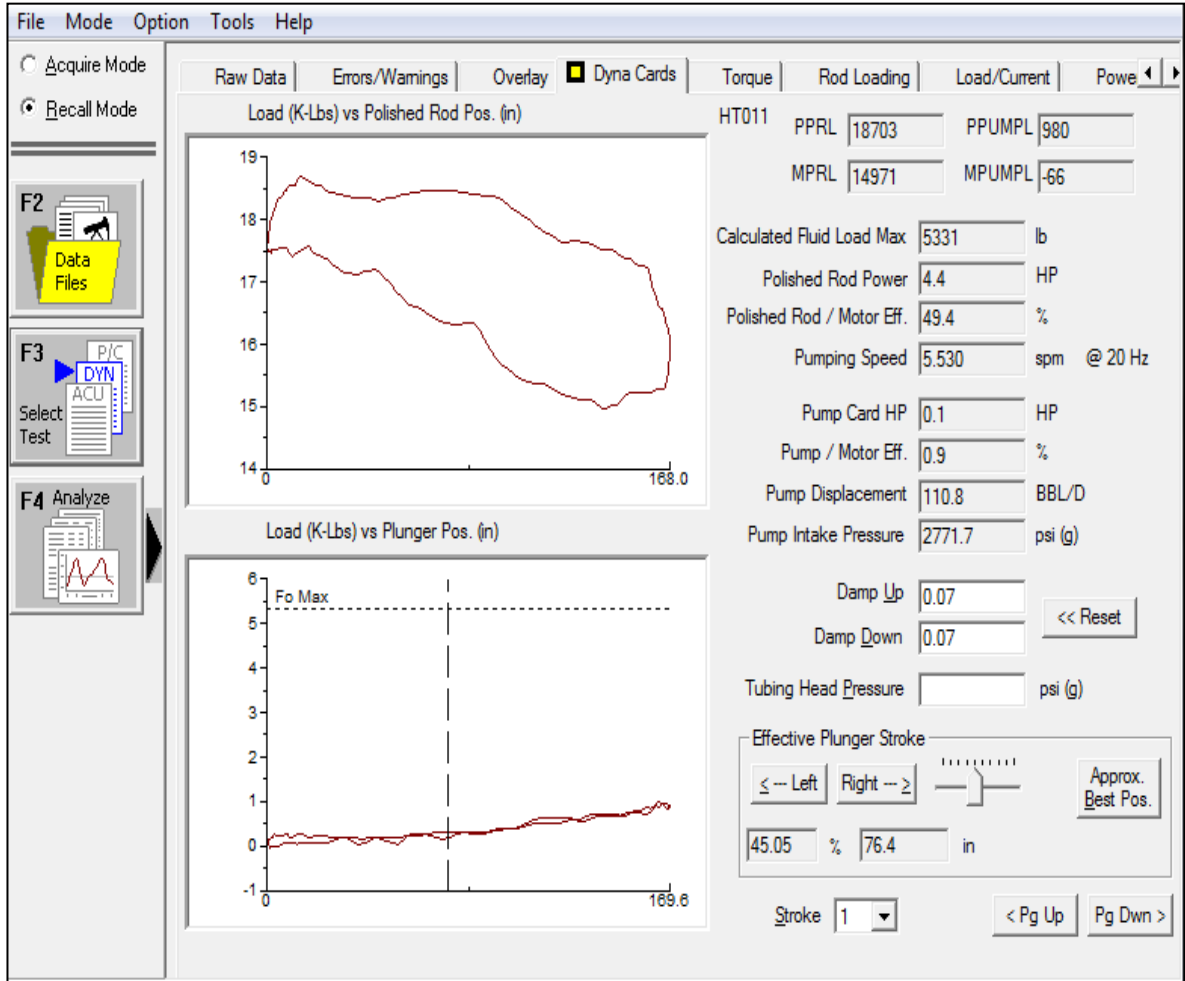
Figura 92. Tubería desanclada



Fuente: Ejemplo: Tubería desanclada, programa Echometer TWM

- ❖ **Ruptura de varillas.** La característica principal de esta carta dinamométrica es la presentación de un espesor mínimo. En este caso si se prueban las válvulas, deben resultar con la misma carga ambas pruebas, ya que solo se estará midiendo el peso de las varillas en el fluido.

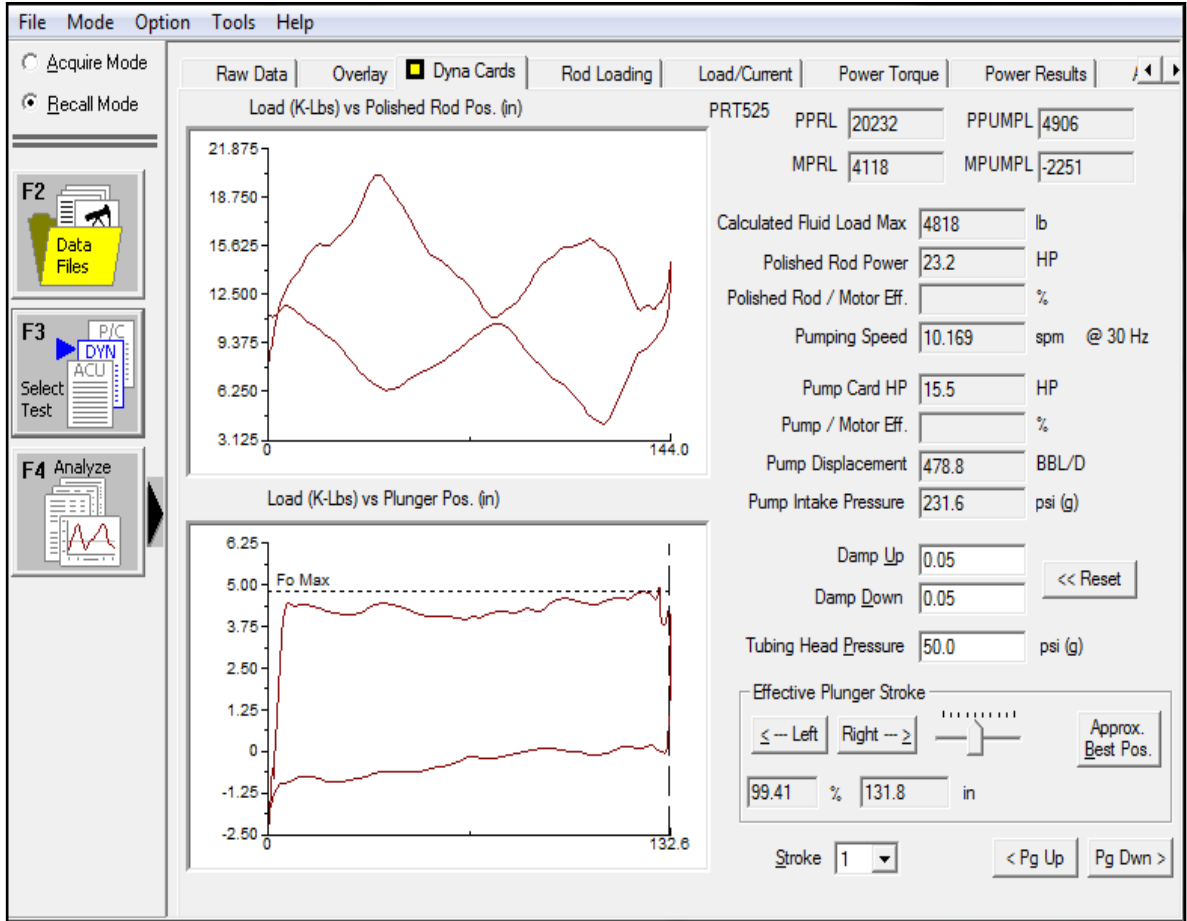
Figura 93. Carta Dinamométrica ruptura de varillas



Fuente: Ejemplo: Ruptura de varillas, programa Echometer TWM

- ❖ **Golpe del pistón al final del asiento.** Es característico, cuando hay un espaciamento defectuoso y el pistón de la bomba golpea al final del asiento, y se nota en la carta dinamométrica un incremento de carga al final de la carrera ascendente.

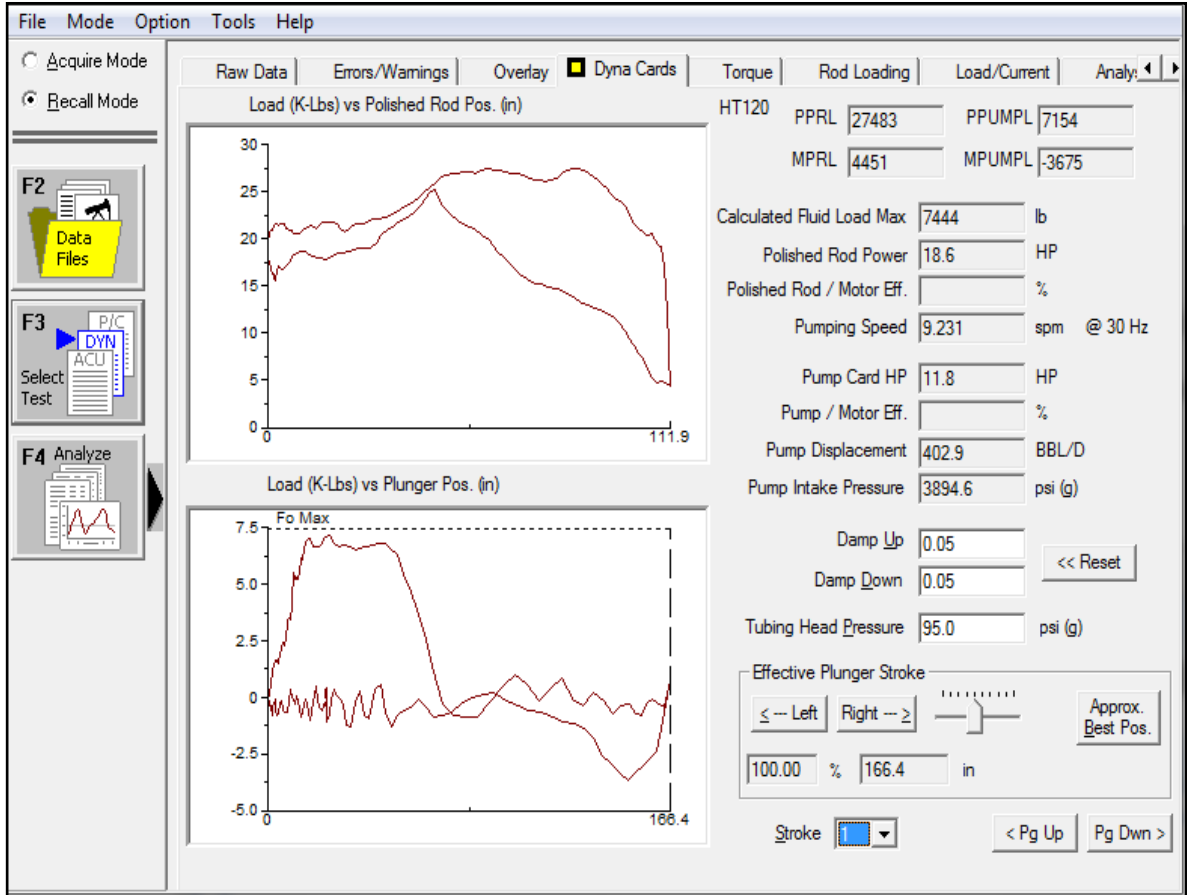
Figura 94. Golpe del pistón al final del asiento



Fuente: Ejemplo: Golpe del pistón al final del asiento, programa Echometer TWM

- ❖ **Barril de la bomba gastado o partido.** Una fuga de líquido pasa el pistón causando una caída de carga hasta que el pistón llegue a la sección gastada y se establece de nuevo un buen sello entre el pistón y el barril.

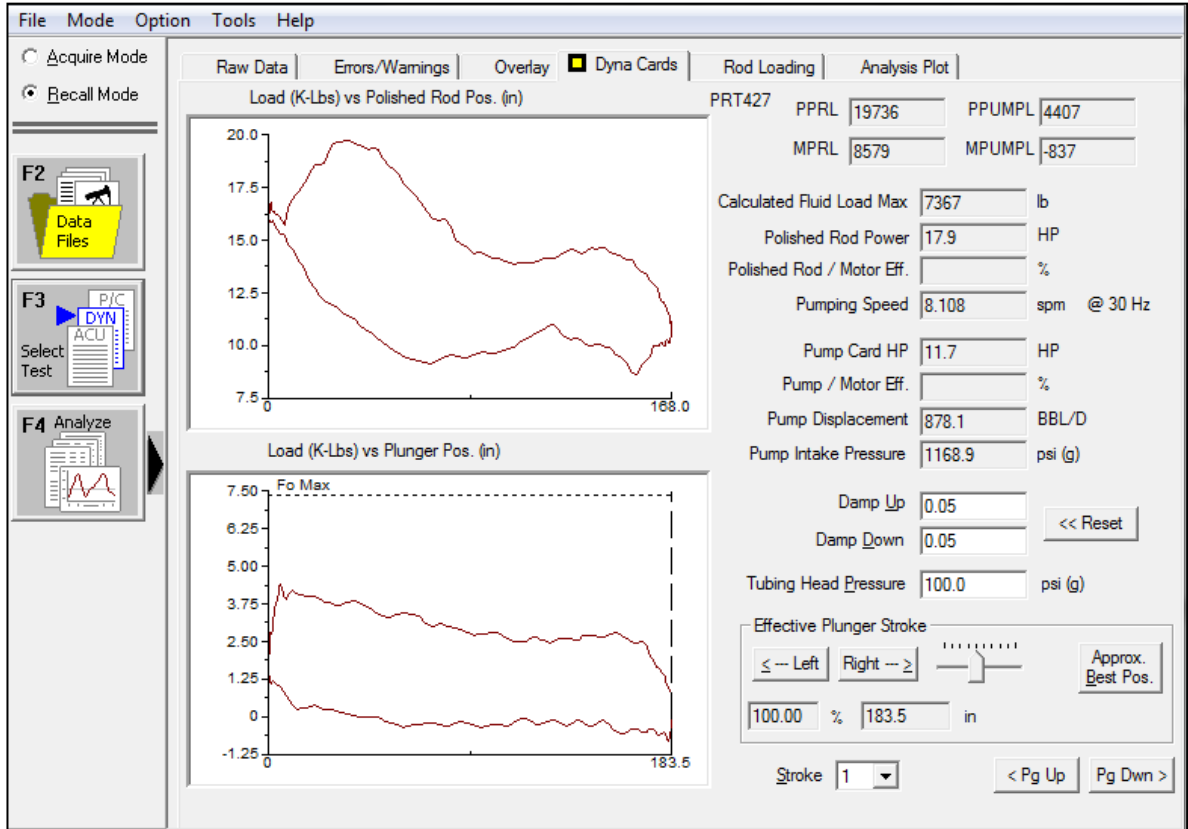
Figura 95. Fuga en el cilindro de la bomba de subsuelo



Fuente: Ejemplo: Fuga en el cilindro de la bomba, programa Echometer TWM

- ❖ **Pozo fluyendo.** La característica resaltante es que el pozo fluye por la tubería como por el espacio anular, esto puede ocurrir en pozos sometidos a inyección de vapor y el anular conectado a la línea de flujo.

Figura 96. Pozo fluyendo



Fuente: Ejemplo: Pozo fluyendo, programa Echometer TWM

6. SOLUCIONES PLANTEADAS PARA EL PROBLEMA DE INTERFERENCIA DE GAS EN LOS POZOS DE ESTUDIO.

Este capítulo contiene las soluciones planteadas por los autores para el control de la interferencia por gas. Sabiendo que las dos formas de mejorar el funcionamiento de las bombas es disminuir la fracción de gas a la entrada de la bomba y minimizar la expansión del gas en el volumen muerto.

Para disminuir la fracción de gas a la entrada de la bomba, se utiliza los separadores de gas en fondo. Para este caso se hará el diseño de un separador de gas poorboy modificado, teniendo en cuenta los estados mecánicos y algunas propiedades del pozo.

Para disminuir la expansión del gas en el volumen muerto, se evaluarán las bombas especiales, "Panacea".

A continuación se presentará un screening para definir los diseños más adecuados para controlar la interferencia por gas. Los rangos cuantitativos en general no han sido definidos en la literatura o por los operarios de campo, es por esto que se definirán cualitativamente. Por otra parte se han escogido 8 diseños para el screening, ya que por su aplicabilidad pueden ser evaluados en los pozos del campo Llanito.

Se han escogido dos diseños para evaluar en los pozos de estudio (Ancla de gas y Bomba especial "Panacea") debido a que una ingeniería de diseño apropiada produce resultados satisfactorios en cuanto a la producción de líquidos y eficiencia de llenado de la bomba de subsuelo.

Tabla 12. Screening cualitativo de diseños especiales para controlar la interferencia por gas.

Diseño	Interferencia o Boqueo por gas	Producción de arena	Rangos de operación
Sistema de Válvulas Petrovalve	Con su sistema guiado de pistón elimina el bloqueo o interferencia por gas	La válvula Petrovalve plus presenta problemas de sellos cuando esta se asienta en la carrera descendente del pistón	Bombeo de petróleo pesado, aplicaciones horizontales, altas temperaturas, presiones y profundidad.
Jaulas antibloqueo	Diseñadas para pozos con moderada producción de gas	La producción de arena puede desgastar el pin o vástago	Pozos poco profundos. Temperaturas altas
Jaula fija de alta compresión	Diseñadas para pozos con alta relación gas-aceite	La producción de arena puede desgastar el pin o vástago	Usada en bombas insertables
Bombas con varillas de válvulas huecas	Elimina el bloqueo o interferencia por gas	Buen control de Producción arena	Pozos Profundos, altas temperaturas y Bombeo de pozos con alta relación gas-aceite
Dispositivo Ring Valve	Previene el bloqueo por gas y el golpe de fluido.	Actúa como válvula de retención arena	Pozos con alta relación gas-aceite, no es recomendable en pozos con condiciones severas de bombeo
Bomba "Gas Chaser"	Pozos con alta relación gas-aceite	baja	Pozos con empaques
Anclas de gas	Un diseño eficiente del ancla evita la expansión del gas en el interior del barril.	moderada	Pozos con alta relación gas-aceite, pozos profundos, altas temperaturas.
" Gas Bailer o Panacea"	Elimina el bloqueo e interferencia por gas	moderada	Pozos profundos, altas temperaturas, trabaja con diámetro de Tubing mayor al actual.

Fuente: Autor

6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La presión de la formación productora disminuye a medida que el fluido migra hacia la entrada del pozo. Los cambios de presión y temperatura en este sistema multicomponentes de fluidos, pueden derivar en cambios de fase. En muchos casos, la presión de fondo de pozo disminuye a tal punto que de la solución se liberan burbujas de gas, presentándose así una fase gaseosa en el reservorio cerca de la entrada del pozo. Esta condición operativa afecta seriamente a la bomba y al régimen de producción.

Especialmente la gran mayoría de los pozos que producen bajo el sistema de bombeo mecánico de la región del valle medio magdalena y en especial los pozos del activo Llanito se ven afectados por la presencia de gas en las bombas de subsuelo reduciendo la eficiencia volumétrica de la bomba, la principal consecuencia a esto es la reducción de la presión del yacimiento por debajo de la presión de burbujeo y su principal mecanismo de producción gas en solución.

Los ingenieros de producción coinciden en que para optimizar la producción en un pozo que produce bajo el sistema de bombeo mecánico a niveles aceptables, el gran gigante a vencer es la interferencia por gas. Debido a que se han planteado diferentes tipos de diseños de bombas especiales y separadores de gas en fondo, pero es muy complejo definir el diseño apropiado para un pozo en particular.

Cabe aclarar que no existe hasta el momento un diseño de bomba o separador de gas en fondo especial que solucione la interferencia por gas en todos los pozos del mundo que tienen este problema operacional ya que cada yacimiento tiene un comportamiento diferente.

6.2 ANÁLISIS TÉCNICO CAMPO LLANITO

El campo Llanito ubicado en la región de la cuenca del valle medio del magdalena medio en el departamento de Santander, al norte de la concesión de mares, tiene como vecinos cercanos a los Campo Gala-galán. Estos tres pozos cuentan hasta el momento con 116 pozos Activos, en los cuales 105 producen bajo el sistema de levantamiento Artificial por bombo mecánico, 11 se encuentran con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)²².

²² CAMACHO CADENA, Wilmer Jair y TRIANA SANTAMARIA, Juan Alid. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

6.2.1 Descripción General. El estudio de optimización de la producción en los pozos del Activo Llanito consistió en identificar como primera medida los pozos que presentan interferencia. Para esto fue necesario hacer una revisión del estado mecánico de cada pozo, dinágrafo de la bomba de subsuelo, dinamómetro superficial, registro de nivel de fluido e información adicional que permitiera la caracterización eficaz de cada pozo en estudio.

Las cartas de dinagramas tomados con la herramienta TWM (Total Well Manager) para cada pozo que presenta interferencia por gas fueron analizadas históricamente para el último año, donde se cuantificó estadísticamente la frecuencia de la interferencia de gas y se calculó una relación entre la cantidad de dinagramas tomados para un intervalo de tiempo y la cantidad de dinagramas que arrojaron presencia de gas en el mismo intervalo de tiempo.

6.2.2. Selección De Pozos Candidatos A Estudio. En esta etapa se revisaron las cartas de dinagramas de los pozos que presentan interferencia de gas, baja eficiencia volumétrica y de llenado de la bomba de subsuelo...

La siguiente tabla presenta la cuantificación de las cartas dinagráficas de las bombas de subsuelo en los pozos que presentan problemas de interferencia por gas en el último año de prueba.

El porcentaje de dinagramas de las bombas de subsuelo con presencia de gas, puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\%DPG = \frac{DPG}{DT} * 100$$

Dónde:

%DPG: Porcentaje de dinagramas con presencia de gas

DPG: Dinagramas con presencia de gas en un intervalo de tiempo t

DT: Dinagramas tomados en un intervalo de tiempo t

Tabla 12. Selección de pozos de estudio

Pozos Candidatos a estudio	Dinagramas tomados	Dinagramas con presencia de gas	Dinagramas con presencia de gas (%)	Descartado
Llanito 23	16	14	87.6	
Llanito 95	21	14	66.7	X Nota el pozo tiene baja sumergencia y nivel de fluido
Llanito 103	41	34	82.9	X Nota no presenta problemas de interferencia por gas Actualmente, eficiencia de llenado 97%.
Llanito 107	35	21	60	X Nota: no presenta interferencia por gas, buen llenado de la bomba, 96 %
Llanito 111	8	8	100	X Nota: tiene buen llenado actualmente
Llanito 112	21	20	95.2	X Nota: no presenta problemas de interferencia por gas actualmente
Llanito 114	24	24	100	
Llanito 118	32	29	90.6	X Nota: Buen llenado de la bomba, 97%
Llanito 119	11	10	91	
Llanito 122				X Nota : Buen Llenado de la bomba, 97 %
Llanito 123	12	9	75	
Llanito 128	1110	6	60	X Nota: no presenta actualmente interferencia por gas, eficiencia de llenado: 96 %
Llanito 129	13	10	76.9	

Fuente: Autor

Cabe decir que algunos pozos que presentaban interferencia por gas, como: Llanito 103, 107, 111, 112, 118, 122 y 128. Actualmente tienen eficiencia de llenados altas un promedio de 97 %, por tanto los pozos a realizar el estudio son: Llanito 23, 114, 119, 123 y 129. De los cuales tienen una presencia de gas alta en las bombas de subsuelo.

6.2.3 Selección De Diseños De Bombas Especiales Y Separador De Gas En Fondo. Actualmente los diseños de bombas especiales y separadores de gas en fondo no tienen parámetros cuantitativos específicos para ser aplicados a un pozo en particular que presenta interferencia por gas, es por esto que sea hecho un screening cualitativo de las posibles soluciones para controlar la interferencia por gas para los pozos de estudio.

La siguiente tabla contiene un screening cualitativo de todos los pozos de estudio ya que todos presentan problemas operacionales similares:

- Bombas operando con golpe de fluido y presencia e interferencia por gas.
- presencia de sólidos en el sistema, moderada a alta producción de arena
- leve golpe mecánico al final de la carrera descendente.
- Fricción por sólidos

Tabla 13. Screening bombas de subsuelo Pozos de estudio

Diseño especial	Calificación Cualitativa	
	Descartado	Aceptable
Sistema de válvulas Petrovalve		X: Nota: Una de las limitaciones que se le ha dado a este sistema es el cierre hermético de la válvula fija, es por esto que para su utilización se recomienda usar asientos y Pistón (válvula) de carburo de Nickel siendo muy bueno en condiciones de bombeo severas de

Diseño especial	Calificación Cualitativa	
	Descartado	Aceptable
		corrosión y abrasión con moderada a alta producción de arena.
Jaula Antibloqueo	X Nota: Mejora considerablemente la pérdida de carga, pero como la apertura de la válvula de paseo es mecánica, puede presentar problemas con El fluido abrasivo de los pozos.	
Bombas con Varillas de válvulas huecas	X Nota: a pesar de que evita el bloqueo e interferencia por gas y buen control en la producción de arena, presenta problemas de durabilidad y pérdida de carga por trabajar con tubo de tiro.	
Dispositivo Ring Valve		X Nota: además de prevenir la interferencia por gas, actúa como válvula retenedora de arena, es aceptable para estos pozos. No existe problemas con pérdida de carga, resiste la abrasión por las características del material, fácil adaptación a cualquier modelo de

Diseño especial	Calificación Cualitativa	
	Descartado	Aceptable
		bomba insertable y con un muy bajo costo(menor que una válvula API de Carburo Tungsteno)
Anclas de gas		X Nota: un diseño eficiente de ancla de gas puede mejorar la eficiencia de llenado de la bomba, es aceptable para estos pozos y en cuanto a la producción de arena se recomienda doble asentamiento en la bomba o usar doble válvula fija.
“Panacea”		X Nota: el diseño de este sistema en el pozo elimina la interferencia por gas, pero la limitante es la producción de arena y sólidos, para esto se recomienda instalas doble válvula fija.

Fuente: Autor

El diseño de ancla de gas será aplicado a los pozos de estudio, ya que puede ser evaluado cuantitativamente y un diseño efectivo teniendo en cuenta los siguientes parámetros de diseño: Diámetro del tubo de succión y tubo de barro, longitud del tubo de succión, perforaciones o orificios en el tubo de barro y de succión y velocidad de ascenso de las burbujas de gas (superior a 0.5 ft/seg) pueden mejorar la eficiencia de llenado de la bomba y por tanto aumentar la producción valiosa de líquido.

Este trabajo se enfocó en la evaluación cuantitativa del ancla de gas y cabe aclarar que los otros modelos aceptables no hacen parte del estudio realizado.

6.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

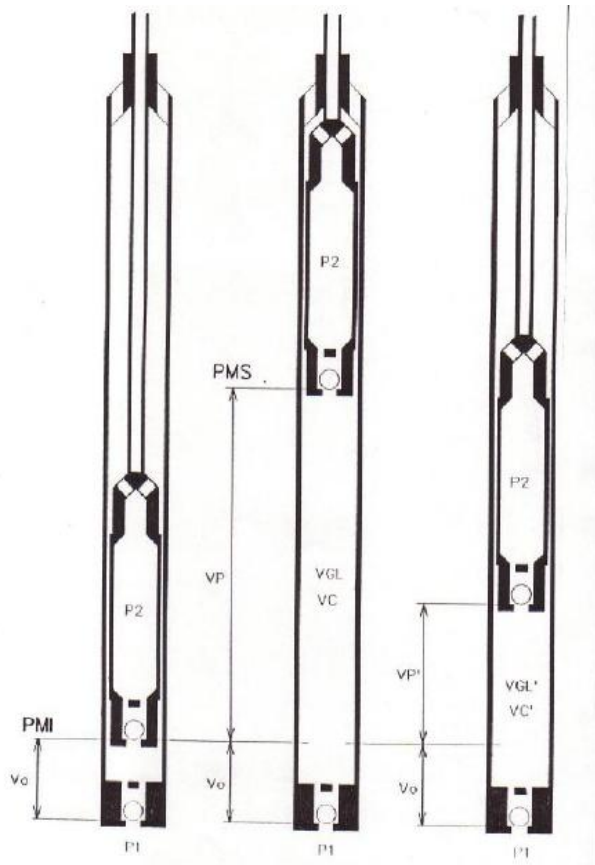
Siempre que se quiera dar solución a un problema de ingeniería en especial, se requiere conocer a fondo la causa que ocasiona dicho problema y que variables involucradas se pueden alterar para obtener resultados satisfactorios.

Esta sección abarca los parámetros involucrados para facilitar el bombeo con gas y de qué manera se pueden modificar para optimizar la producción de petróleo líquido, ya que la presencia de gas en las bombas de subsuelo reduce la eficiencia volumétrica.

6.3.1 Descripción teórica del problema²³. Consideremos una bomba convencional de accionamiento mecánico, con el pistón móvil o viajero y de simple efecto, trabajando en un pozo con gas libre en la admisión de la misma. La figura 97 representa un esquema de esta bomba sometida a una presión de admisión **P1** y a una presión de descarga **P2**. En el punto muerto inferior (**PMI**) queda en evidencia el espacio nocivo de la bomba, es decir el volumen no barrido (**Vo**). En el punto muerto superior (**PMS**) dentro de la cámara de la bomba tendremos un volumen de gas libre (**VGL**) y un volumen de crudo (**Vc**) a una presión **P1**. Si consideramos el volumen desplazado por el pistón (**Vp**) se puede relacionar los volúmenes ingresados a la bomba de la siguiente manera:

²³ Eduardo J. Dottore; Cómo evitar el bloqueo por gas en bombeo mecánico.

Figura 97. Bomba con interferencia por gas



Fuente: Como evitar el bloqueo por gas en bombeo mecánico, Eduardo J. Dottore

$$V_{GL} + V_C = V_o + V_p \quad \text{Ecuación 30}$$

Se define a **s** como la relación entre el volumen no barrido (por el pistón) y el volumen no barrido más el volumen desplazado por el pistón

$$s = \frac{V_o}{V_o + V_p} \quad \text{Ecuación 31}$$

La relación entre el volumen de gas libre y el volumen de petróleo en el cilindro a la presión **P1**, es decir:

$$m = \frac{V_{GL}}{V_C} \quad \text{Ecuación 32}$$

El valor de m puede ser obtenido con facilidad si se cuenta con los datos PVT de los fluidos de la acumulación petrolífera a la temperatura de fondo de pozo. De no ser así, se pueden utilizar las expresiones que varios autores han desarrollado para tal fin. El valor de m no debe confundirse con el **GOR** de producción.

Para conocer el volumen de gas libre que ingresa a la bomba se usara la expresión:

$$V_{GL} \text{ m}^3_d = GOR - R_s * Q_o * 3.52 * 10^2 * Z \frac{T_{in}}{P_{in}} \quad \text{Ecuación 33}$$

T_{in} : Temperatura de ingreso a la bomba, °K

P_{in} : Presión de ingreso a la bomba, Mpa

Q_o : Volumen de crudo producido en superficie, m^3_d

Z : factor de compresibilidad del gas a la entrada de la bomba.

R_s es la relación entre el volumen de gas disuelto y el volumen del petróleo que lo contiene en las condiciones de ingreso de la bomba, y se calcula, según Standing, con la siguiente expresión:

$$R_s = \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} = \gamma_g P_{in} * 10^y / (8.7274 * 10^6)^{1.205} \quad \text{Ecuación 34}$$

$$y = -1.638 * 10^{-3} * T_{in} + \frac{1.768}{\gamma_g} \quad \text{Ecuación 35}$$

El volumen de crudo sometido a una determinada presión y temperatura, es igual al volumen de crudo (Q_o) producido en superficie multiplicado por el factor de volumen (B_o), es decir:

$$V_c \text{ m}^3_{dia} = Q_o * B_o \quad \text{Ecuación 36}$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175} \quad \text{Ecuación 37}$$

$$F = 5.615 * R_s \gamma_g^{0.5} \gamma_o + 2.25 * T_{in} - 575 \quad \text{Ecuación 38}$$

Durante la carrera descendente la presión **P1** que reinaba en el **PMS** irá aumentando gradualmente, comprimiendo de esta manera al gas libre. La válvula viajera o de descarga abrirá solamente si la presión en la cámara de la bomba alcanza la presión **P2**. Si consideramos al volumen de la cámara que contiene al crudo y al gas libre a esa presión (V_p'), podemos relacionarlos en la siguiente expresión.

$$V'_{GL} + V'_c = V_o + V_p \quad \text{Ecuación 39}$$

La compresión que se produce en bombas mecánicas durante el bombeo en pozos petroleros es asimilable para este fin, a una evolución adiabática. Por ello podemos aseverar que:

$$P_1 V'_{GL}{}^n = P_2 V'_{GL}{}^n \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde

$$n = \frac{C_p}{C_v} \quad \text{Ecuación 41}$$

C_p : Calor específico del gas a presión constante

C_v : Calor específico del gas a volumen constante

En lo que respecta al crudo se ha medido que la compresibilidad promedio del petróleo es de solo 10^{-5}psi . Luego:

$$V_c = V'_c \quad \text{Ecuación 42}$$

De la mezcla gas-petróleo ($V'_{GL} + V'_c$) contenidos en la cámara de la bomba, solo una porción igual a V_p' es producida en cada embolada. De este volumen sólo una parte es petróleo, llamado volumen de crudo bombeado (V_{CB}) y el resto es gas. entonces en el momento que se alcanza la presión **P2** se puede plantear la siguiente relación de proporcionalidad:

$$\frac{V_{CB}}{V'_c} = \frac{V_p'}{V'_{GL} + V'_c} \quad \text{Ecuación 43}$$

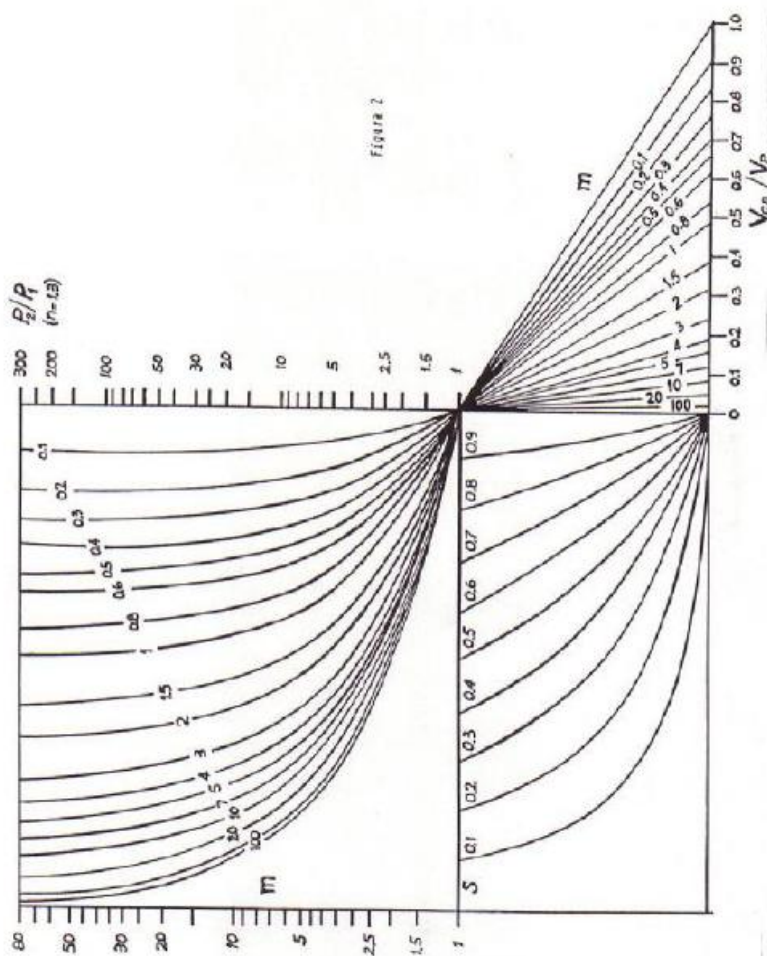
Reemplazando las fórmulas (30), (31), (39), (40) y (42) en la (43) y simplificando por eliminación de V_{GL} , V_c , V'_{GL} , V'_c y V_p , se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{V_{CB}}{V_p} = \frac{1}{1-s} \frac{1}{1+m} - \frac{s}{m \frac{P_1}{P_2} n + 1}$$

Ecuación 44

La expresión (44) representa la relación entre el petróleo producido por carrera (o embolada) y el volumen de desplazamiento del pistón, en función de los parámetros m , s y P_1/P_2 . La **figura 99** constituye la representación gráfica de esta ecuación.

Figura 98. Relación entre petróleo producido por carrera y el volúmen de desplazamiento del pistón.



Fuente: Eduardo J. Dottore; Cómo evitar el bloqueo por gas en bombeo mecánico.

Las ecuaciones de desplazamiento volumétrico de una bomba de subsuelo son las siguientes:

$$Q_{\text{bruto}} = C_b * CMP * EPM \text{Ecuación 45}$$

$$Q_{\text{teorico}} = C_b * CBS * EPM \text{Ecuación 46}$$

$$Q_{\text{bruto}} = C_b * CMP * EPM \text{Ecuación 47}$$

$$Q_{\text{efectivo}} = C_b * CEP * EPM \text{Ecuación 48}$$

$$\epsilon_v(\%) = \frac{Q_{\text{Medido}}}{Q_{\text{Teorico}}} * 100 \text{Ecuación 49}$$

$$LIB \% = \frac{Q_{\text{Efectivo}}}{Q_{\text{Bruto}}} * 100 \text{Ecuación 50}$$

Tabla 14. Constante de bombeo

Ø PISTÓN	Cte	
	m3/d	bpd
4 1/2	0.375	2.360
4 1/4	0.335	2.106
4	0.297	1.865
3 1/2	0.227	1.428
3 1/4	0.196	1.231
2 3/4	0.140	0.882
2 1/2	0.116	0.728
2 1/4	0.094	0.590
2	0.074	0.466
1 3/4	0.057	0.357
1 1/2	0.042	0.262
1 1/4	0.029	0.182

Fuente: Cálculo de Desplazamiento Volumétrico en Bombas Mecánicas de Profundidad, OilproductionOil& Gas Consulting

Donde:

Q_{teorico} : Desplazamiento volumétrico teórico (m3/d o bpd) (Considerando el recorrido de la carrera de la barra pulida en superficie).

CBS :Carrera de Barra Pulida en Superficie (pulgadas)

EPM :Emboladas por Minuto

C_b :Constante de bombeo o Volumétrica, cte

Q_{bruto} :Desplazamiento volumétrico bruto (m3/d o bpd) (Considerando el recorrido máximo del pistón en el barril)

CMP :Carrera Máxima del Pistón (pulgadas)

$Q_{Efectivo}$: Desplazamiento volumétrico real (m3/d o bpd) (Considerando el recorrido efectivo del pistón, cuando se abre la válvula viajera)

ε_v % :Eficiencia Volumétrica Total (%)

Q_{Medido} :Caudal de fluido medido en separador o batería de ensayo

LLB: Porcentaje de llenado de bomba (%)

En la expresión (18) la producción Q_{bruto} representa al volumen de desplazamiento del pistón. Esto es válido para el caso en que estemos bombeando una sola fase, es decir liquido solamente. Pero cuando a la bomba también ingresa gas libre, deberemos afectar a esa expresión por la relación de crudo, que efectivamente se esta expresión por la relación de crudo, que efectivamente se está bombeando, respecto del desplazamiento del pistón; es decir, deberemos afectarlo por la expresión (15):

$$Q_t = \frac{V_{CB}}{V_P} * Q_{bruto} \quad \text{Ecuación 51}$$

Donde Q_t representa a la producción teórica de crudo en el caso que se esté bombeando una mezcla gas y petróleo. Este valor será tanto menor cuanto mayor sea la cantidad de gas libre que ingrese a la bomba, al punto que, si el gas presente es abundante, Q_t podría ser igual a cero.

Otro concepto importante que se debe tener en cuenta cuando bombeamos dos fases, es que la eficiencia de la bomba no es aplicable en los términos tradicionales. La eficiencia volumétrica se define de la siguiente manera:

$$\varepsilon = \frac{Q_t}{Q_{bruto}} * 100 \quad \text{Ecuación 51}$$

6.3.2 Modificación de parámetros involucrados para facilitar el bombeo con gas²⁴. Para modificar los parámetros involucrados en el bombeo con dos fases dicha ecuación es:

$$\frac{V_{CB}}{V_p} = \frac{1}{1-s} \frac{1}{1+m} - \frac{s}{m \frac{P_1}{P_2}^{1-n} + 1} \quad \text{Ecuación 52}$$

Como ya se anticipó, la compresión que se produce en las bombas mecánicas durante el bombeo en pozos petroleros es asimilable, con un mínimo error que es despreciable para nuestro análisis, a una evolución adiabática. Por lo tanto $n=1,3$. En la figura 2 el eje de ordenadas de la derecha corresponde a P_2/P_1 con $n=1,3$. Si se considerara una evolución isotérmica $n=1$, corresponde al eje de ordenada de la izquierda. Fijando el valor de n , los parámetros que quedan como variables en la ecuación (15) son: P_2/P_1 , s y m . para que la relación V_{CB}/V_p aumente, deberíamos poder modificar todos o por lo menos uno de dichos parámetros de la siguiente manera:

1. Aumentar P_1
2. Disminuir P_2
3. Disminuir V_o
4. Aumentar V_p
5. Disminuir m

6.3.2.1 Modificación de P_1 . El valor de P_1 puede aumentarse si permitimos que el nivel dinámico aumente en el anular. Este procedimiento usualmente resistido por los productores u operadores de campo, consiste simplemente en bajar la velocidad de bombeo (golpes por minuto o GPM) de la bomba para permitir que aumente la presión dinámica (y por tanto la presión de admisión de la bomba). La resistencia a la utilización de este procedimiento radica en la creencia errónea que siempre que se baje el régimen de bombeo bajara el volumen de crudo producido. Estas afirmaciones es cierta cuando se está produciendo una sola fase y hay llenado completo de la bomba, pero cuando bombeamos mezclas de gas-petróleo, los resultados pueden ser sorprendentes.

²⁴ Eduardo J. Dottore; Cómo evitar el bloqueo por gas en bombeo mecánico.

El éxito de la aplicación de este criterio depende fundamentalmente de la respuesta que tenga la formación en restablecer un aumento del Nivel dinámico y mantenerlo a lo largo de un cierto periodo de operación.

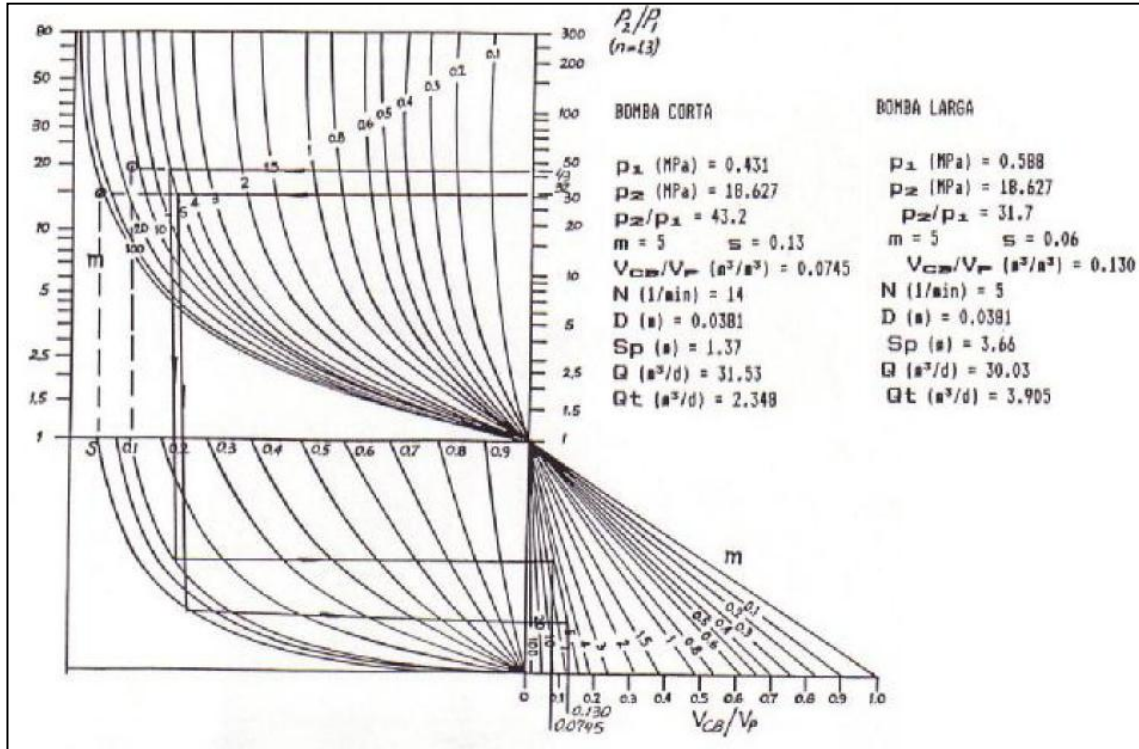
R.M Parker explica el mecanismo que opera cuando en una bomba se quiebra una forma espontánea el bloqueo por gas. Estando la bomba bloqueada, el nivel de fluido en el anular aumenta hasta que la presión estática (**P1**) es suficiente para forzar a la válvula estacionaria a abrirse hacia el final de la carrera ascendente. Una pequeña cantidad de fluido entrara en la bomba, el que forzara a abrir la válvula viajera hacia el final de la carrera descendente, restableciéndose así el bombeo. En el caso en que la producción no se restablece, los operadores utilizan una metodología universalmente condenada pero que permanece como una práctica de campo aceptada: golpear la bomba.

Parker asevera que una de las principales herramientas para aumentar la producción de mezclas gas-petróleo y/o para evitar el bloqueo por gas es, indiscutiblemente permitir que se genere niveles dinámicos apropiados.

6.3.2.2 Modificación de P2. La propuesta radica en intentar disminuir la presión de descarga de la bomba para bajar el valor de **P2/P1**. En términos hidráulico, sería como intentar eliminar parte de la columna de fluido contenido en el interior del Tubing. Si bien en la práctica no podemos eliminar ese volumen de fluido para permitir que baje la presión **P2** y, de este modo, la carga sobre la válvula viajera, lo que si estamos en condiciones de hacer es intercalara una válvula cuya apertura y cierre no dependa de las condiciones reinantes en la cámara de la bomba.

6.3.2.3 Aumento de Vp. La figura 100, representa a dos bombas de distinto largo (es decir tienen distintos Vp) con las restantes condiciones operativas iguales. Se obtienen diferentes resultados para La bomba corta y la bomba larga.

Figura 99. Optimización de la producción mediante el aumento de V_p .



Fuente: Eduardo J. Dottore; Cómo evitar el bloqueo por gas en bombeo mecánico.

6.3.2.4 Disminución de m . El poder disminuir el valor de m significa, en última instancia modificar la cantidad de gas libre en la zona adyacente a la admisión de la bomba y por ende en el interior de la misma.

En el punto referente a la modificación de la presión **P1** se detalló el efecto que produce la disminución de los golpes por minuto de la bomba. El incremento de la presión dinámica también trae como consecuencia un aumento en la presión de la formación en la zona aledaña a la entrada del pozo, y podría en algunos casos ser suficiente como para disminuir la liberación de burbujas de gas y, en el caso límite, eliminar la presencia de gas si se supera la presión del punto de burbuja.

La forma más efectiva de disminuir la cantidad de gas libre en la cámara de la bomba en pozos con alta liberación de gas es mediante el uso de separadores de gas en fondo. Estos dispositivos funcionan con el principio de separación gravitacional. Los líquidos siendo los más densos fluyen hacia abajo, mientras que el gas debido a su menor gravedad específica tiende a subir en los líquidos.

El separador más simple y eficiente es el que se denomina separador natural de gas. Este utiliza la sección inferior del anular Casing-Tubing como sumidero para la separación natural del gas. La bomba es colocada por debajo de los punzados, de tal manera que la succión está a mayor profundidad que la zona donde los fluidos de la formación entran al pozo. En el trayecto hacia la bomba, las burbujas tienden a subir respecto del líquido con una velocidad mínima que generalmente se encuentra en el orden de 0.5 ft/seg en líquidos de baja viscosidad. Si la velocidad descendente del fluido está por debajo de este valor, el gas se separa subiendo hacia el anular por encima del nivel de fluido.

Para el caso en que la bomba no pueda ser colocada por debajo de los punzados, se instala debajo de la bomba el separador de gas en fondo constituido por un tubo exterior con perforaciones en la parte superior y ciego en la inferior, dentro del cual se encuentra un tubo de menor diámetro a la admisión de la bomba llamado tubo de succión. Más adelante se harán los respectivos diseños de separadores de gas en fondo para los pozos de estudio.

Ahora que se conocen los parámetros que pueden ser alterados para aumentar la producción de líquido, de aquí en adelante nos enfocaremos en la alteración de las dos principales variables para optimizar la producción de petróleo mediante el control de la interferencia por gas en los cinco pozos de estudio: (1) minimizar la fracción de gas en el volumen muerto y (2) disminuir la expansión del gas en el volumen muerto.

Para disminuir la fracción de gas en el volumen muerto se hará el diseño de separador de gas en fondo Poorboy, y la disminución del gas en el volumen muerto se evaluará el modelo "panacea".

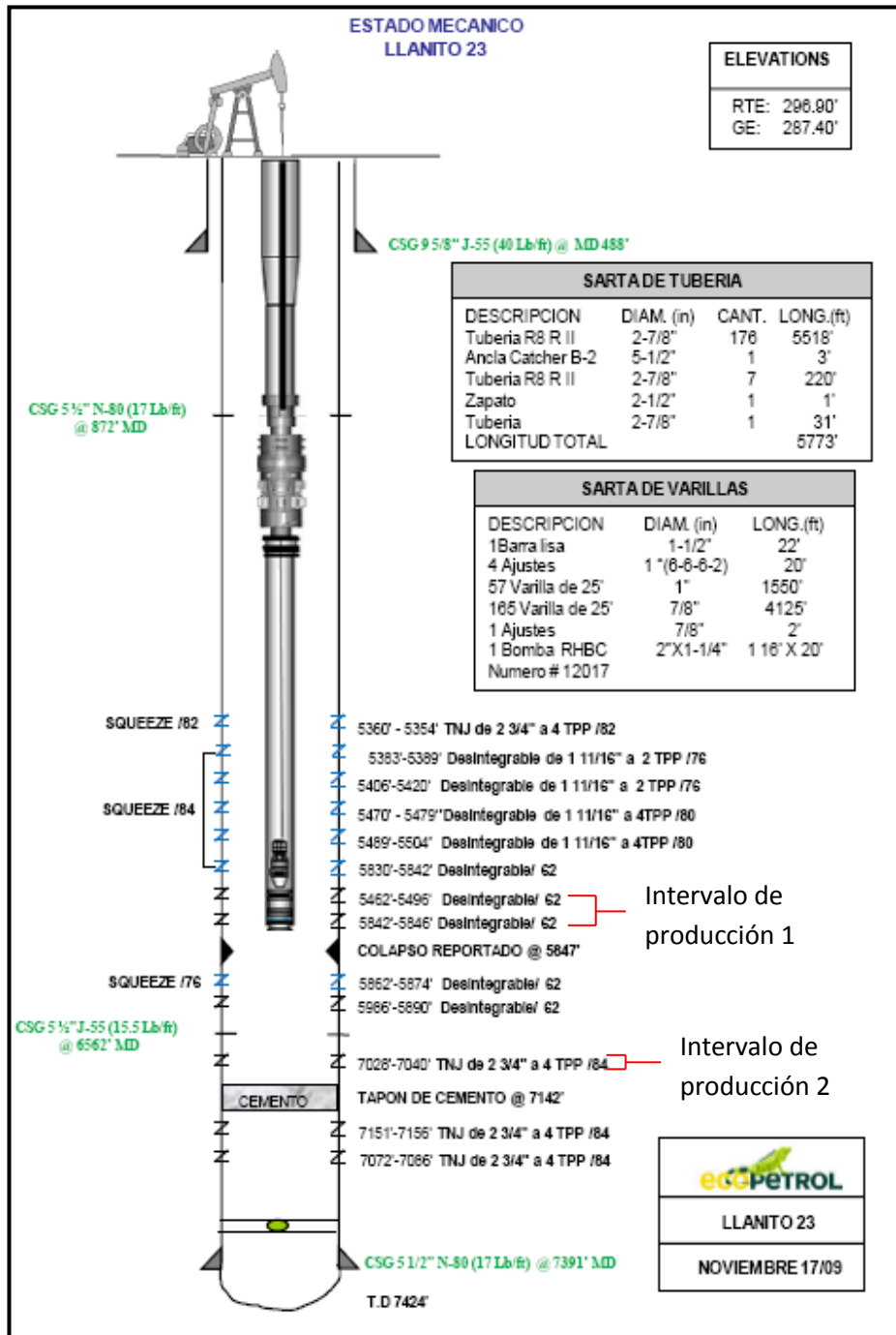
6.4. POZO LLANITO 23 (POZO DE ESTUDIO 1)

Tabla 15. Información del pozo Llanito 23

Equipo de superficie	Subsuelo	Fluidos	Completamiento
Unidad de Bombeo: A456-305-144 Longitud de carrera en superficie: <ul style="list-style-type: none"> Recorrido actual: 120.962 in Recorridos Disponibles: 144 in , 104.137 in , 120.962 in THP: 45 psi SPM: 6.143	Bomba tipo inserto. API 25-125-RHBC-16-6-2-2 CDV VAG P21 Prof. Bomba: 5741 ft PIP: 435.5 psi Pwf:918.5 psi Fallas en Bomba Golpe de fluido y presencia e interferencia por gas. Presencia de sólidos en el sistema. Leve golpe mecánico al final de la carrera descendente.	API Crudo:20 BSW: 34 % Viscosidad crudo: 5 cp. $\gamma_{gas} = 0.69$ $\gamma_{agua} = 1.05$ $\gamma_0 = 0.934$ Producción Caudal bruto: 61 BLPD	Tubing : 2 7/8” Varillas Grado D Perforaciones: 5462-5496” 5842-5986 7028-7040” Revestimiento: 5 1/2” Formación zona B y C (mugrosa) No tiene ancla de gas

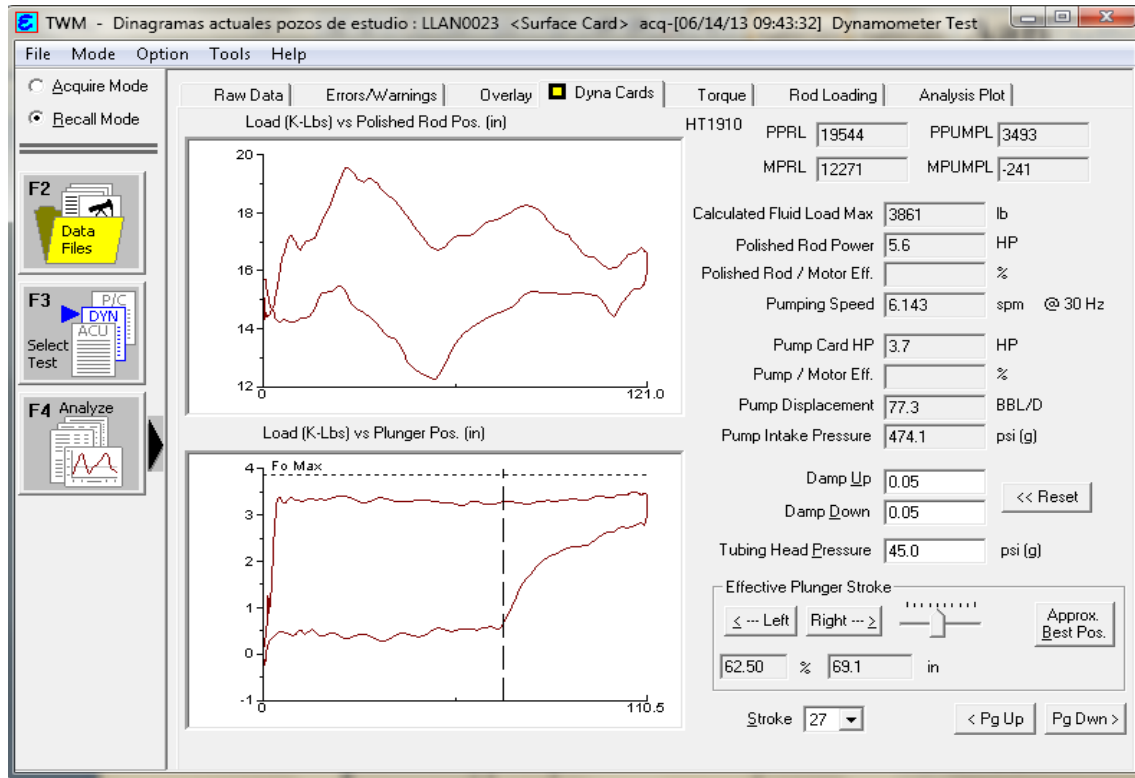
Fuente: Autor

Figura 100. Estado mecánico Llanito 23



Fuente: Autores

Figura 101. Carta Dinamométrica Llanito 23, pozo con interferencia por gas



Fuente: Autores

6.4.1 Minimizar la fracción de gas a la entrada de la bomba del pozo Llanito 23.

Para reducir la entrada de gas libre en la entrada de la bomba es necesario realizar el diseño de separador de gas óptimo, es decir liberar la mayor cantidad de gas en el espacio anular tubería de revestimiento-tubería de producción.

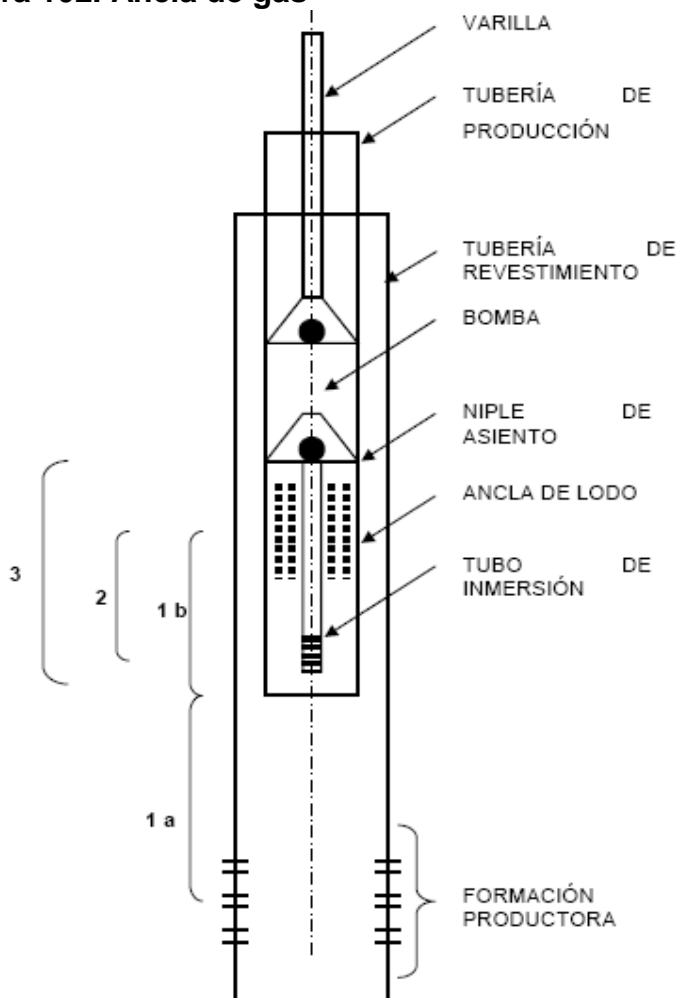
6.4.1.1 Operación de Ancla de gas.

El ancla de gas se ilustra en la **Figura 103** y funciona de la siguiente manera: La mezcla de gas y aceite fluye dentro del pozo de producción de la formación a través de las perforaciones del casing. Las burbujas más grandes tienden a subir directamente a la superficie del líquido y separar como gas libre en el casing. Una porción media y pequeña burbuja son arrastradas dentro de las perforaciones del ancla de barro por la succión de la bomba. Como la mezcla se extrae hacia abajo a través del cuerpo del anclaje de barro, las burbujas tienden a subir a la parte superior del anclaje y se acumulan y se liberan en forma de burbujas más grande. Como más burbujas de gas aumentan, el líquido descendente se convierte menos agitado y las más pequeñas, las burbujas que suben tienen oportunidad de separarse del aceite. Esta forma de aceite descendente en el anclaje, hace incrementar gas libre y, si el anclaje tiene la capacidad de separación suficiente, la succión a la bomba a través

del tubo de inmersión de aceite será totalmente libre de gas arrastrado. Para lograr esto y para separar el gas de petróleo, es necesario hacer que el aceite fluya hacia abajo a una velocidad menor que la velocidad de ascenso de las burbujas de gas.

Si la velocidad hacia abajo del aceite es mayor que la velocidad de ascenso de las burbujas de gas, no ocurrirá la separación y el gas es llevado dentro de la bomba. Por lo tanto, es importante conocer el aumento de la velocidad terminal de las burbujas de gas en el líquido con el fin de que un anclaje de gas puede ser diseñado para asegurarse de que la velocidad de descenso del líquido es menor que la velocidad ascendente del gas.

Figura 102. Ancla de gas



Fuente: Adaptado de Gipson y Swain. "Pumping Fundamentals". Texas Technological College

Antes de iniciar con el diseño del separador de gas en fondo en los pozos de estudio (Llanito 23 y 119) es necesario conocer los fundamentos teóricos y prácticos para el diseño de este. Generalmente se han planteado diferentes reglas de oro por parte de los operadores de campo, acerca de un diseño eficiente de ancla de gas. Pero resultados de laboratorio en la universidad de **Texas en Austin petroleum production Engineering Facility (UTAPPEF)** han demostrado que muchas suposiciones no son del todo válidas. En el documento “Laboratory Testing of Downhole Gas Separator” se ha hecho un estudio muy profundo en el laboratorio a escala de campo acerca del separador de gas en fondo y a continuación se discutirá las consideraciones más importantes encontradas en ese documento.

Procedimientos e instalaciones experimentales²⁵.

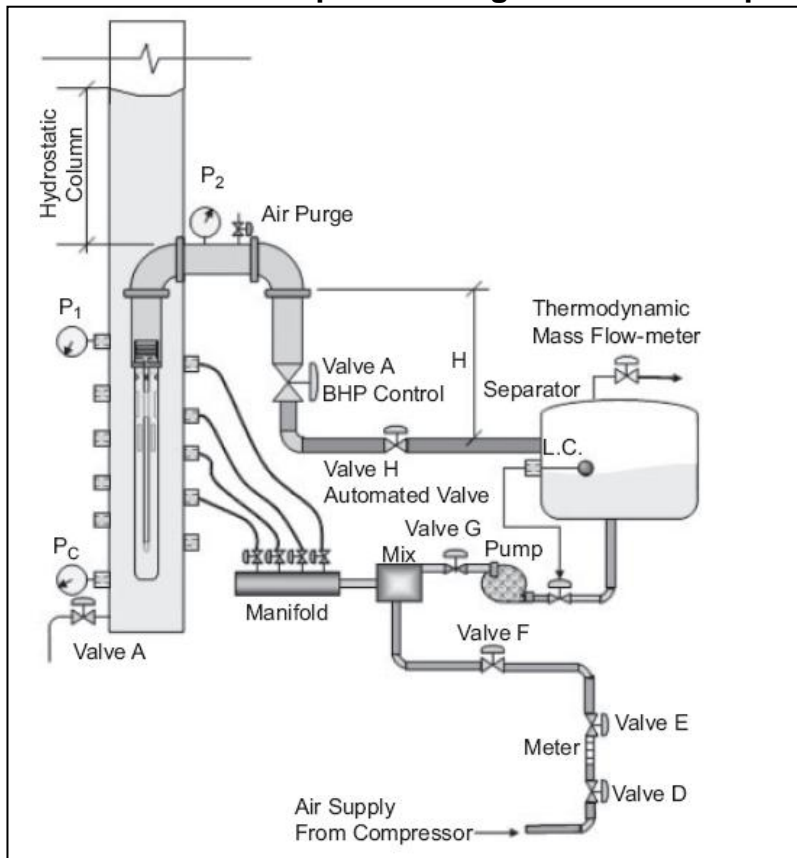
La Figura 104 es un esquema del aparato utilizado para probar diseños de ancla de gas de en la **UTAPPEF**. El aparato consiste en un bucle-flujo entre un laboratorio de pozo y un separador de tres fases. La parte inferior del casing es un tubo de acrílico transparente con 6 in de diámetro interior (ID). La parte superior del casing es una tubería de PVC que se extiende aproximadamente 75 pies. Hay varios diámetros de perforaciones de 31/64-in en la parte inferior del casing. La tubería de producción está conectada además a través de un acoplamiento en forma de T a una línea de retorno PVC de 3 in a él separador de tres fases.

Los separadores de fondo de pozo, tubo de inmersión y de anclaje de barro fueron construidos con material acrílico transparente para permitir la observación visual del comportamiento del flujo de dos fases. Todos los diseños de separador analizadas fueron de 6 pies de largo y tenía un diámetro interior de 2,75 pulgadas. Durante las pruebas agua fue bombeada por una bomba centrífuga desde el separador de tres fases dentro del pozo luego a través del separador de gas de fondo de pozo y de nuevo al separador de tres fases. Se suministró aire al sistema por una línea de aire comprimido y se mezcla con el agua antes de entrar en el pozo en un tubo colector. La mezcla de fluido en el múltiple se alimenta individualmente a través de mangueras conectadas a las perforaciones de tubería de revestimiento. Las válvulas en el manifold son usadas para controlar el flujo de la mezcla agua-aire inyectada dentro del pozo a través de las perforaciones. A lo largo de las pruebas de laboratorio, se mantuvo un flujo en estado estacionario de agua (que van desde 150 hasta 750 BPD) con la presión en la parte inferior de la tubería de revestimiento promedio entre 5 y 15 psi.

²⁵ Laboratory Testing of Downhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell

La tasa de inyección del flujo de aire, que varió desde 15 hasta 120 MMPCD, se controló utilizando un tubo flowrator y una válvula de control de flujo (es decir, la válvula E en la Figura 104). Parte del aire inyectado es transportado por el agua a través del separador de gas de fondo de pozo, mientras que el volumen restante de aire migra hacia arriba del casing. La cantidad de aire que fluye a través del separador de gas de fondo de pozo se mide cuando sale del separador de tres fases por un medidor de flujo de masa termodinámico.

Figura 103. Esquema del circuito de flujo de laboratorio utilizado para las mediciones en el separador de gas de fondo de pozo



Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

Discusión de resultados de laboratorio

Cada separador de prueba fue de 6 pies de largo y tenía una longitud de tubo de inmersión de 5,5 pies. Esta longitud demostró ser suficiente para la separación eficaz del aire del agua cuando la velocidad superficial del líquido en el interior del separador fue de 6 pulgadas por segundo o menos. Por lo tanto, no es necesario

tener un separador de gas de fondo de pozo largo, contrariamente a la práctica tenida popularmente en la industria. El uso de un tubo de inmersión más largo aumenta la caída de presión a través del separador, que en última instancia aumenta la posibilidad de la liberación de burbujas de gas en solución.

A lo largo de todo el período de investigación, que llevo más de 3 años de ensayos de laboratorio [extensamente cubierto de Bohórquez (2006), Guzmán (2005), y Lisigurski (2004)], los siguientes efectos en el rendimiento del diseño han sido analizados:

Efecto de la posición de los puertos de entrada del separador con relación a las perforaciones del casing. Para cualquiera de los diseños de separadores de prueba, independientemente del área anular del separador y la geometría de los puertos de entrada; siempre que los puertos de separación se encuentran por debajo de las perforaciones de tubería de revestimiento, la cantidad de gas a la salida del separador fue insignificante. Esto también se observó incluso cuando las pruebas se realizaron en la tasa más alto de líquido de 755 BPD, que corresponde a una velocidad superficial del líquido en el interior del separador de 20 pulgadas por segundo. En cualquiera de estos ensayos, la distancia entre los puertos de entrada del separador y la perforación más baja de la tubería de revestimiento fue de no más de 1,5 pies. Esta pequeña distancia fue suficiente para permitir la separación completa y se debe aplicar al campo (Lisigurski 2004).

Con los puertos del separador por encima o enfrente de las perforaciones del casing, la cantidad de gas entrante a través del separador incrementa a medida que la cantidad de líquido producido incrementa así como la cantidad de gas entrante al pozo incrementa. Entre más grande sean los puertos, mayor será la probabilidad de que el flujo de las perforaciones afecte directamente dentro de los puertos de entrada del separador. Cuanto más delgados sean los puertos de entrada de fluido, mejor será el rendimiento del separador cuando los puertos de entrada de fluido de anclaje de barro se encuentran directamente frente a las perforaciones del casing (Lisigurski et al.2005).

Efecto del separador en la geometría de los puertos de entrada. La geometría de los puertos de entrada no tuvo un impacto significativo en el rendimiento del separador cuando se encontraban localizados por encima de las perforaciones de la tubería de revestimiento. A lo largo del período de estudio de laboratorio, separadores con diferentes geometrías del puerto de entrada, y con el mismo diámetro de tubo de inmersión, tenían un comportamiento similar. También se observó que, en general, a medida que aumentaba la anchura de los puertos, el

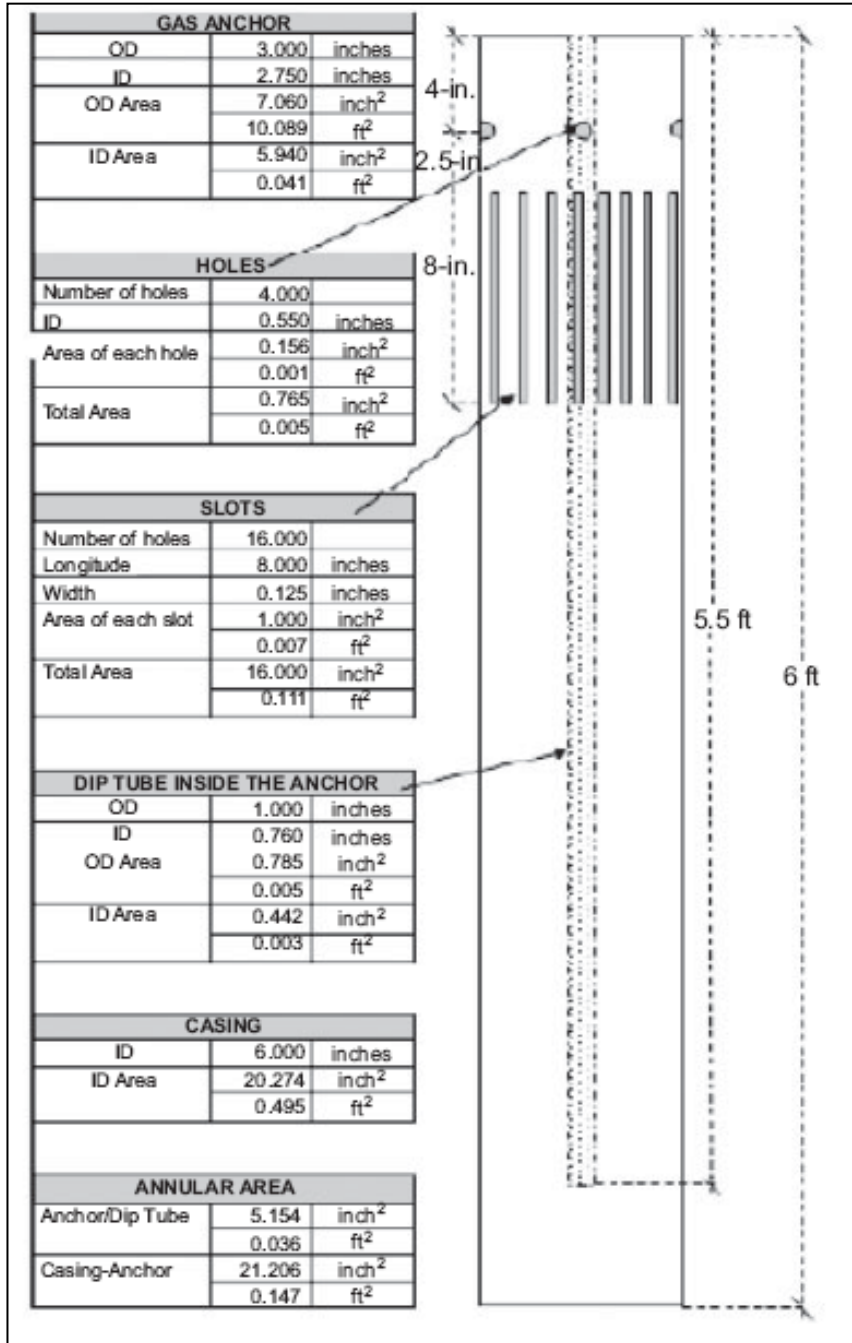
rendimiento del separador se deterioró particularmente por las altas tasas de gas en el anular.

Separadores Patterson 8, Echometer 7 y Poorboy 6. Ilustrada en las figuras. Figura 105 a 107, respectivamente, tienen 1 pulg. De diámetro exterior en el tubo de inmersión. Los tres separadores tienen diferentes geometrías en los puertos de entrada como muestra lo siguiente:

- Patterson 8: 16 slots (ranuras), 1/8-pulg. De ancho por 8 pulgadas. De altura, con un área de flujo total de 16 pulgadas cuadradas (Campbell y Brimhall 1989).
- Echometer 7: 4 slots, 1 pulg. de ancho por 4 pulgadas. de altura, con un área de flujo total de 16 pulgadas cuadradas (Campbell y Brimhall 1989)
- Poorboy 6: 24 orificios 3/8-pulg. de diámetro, con un área de flujo total de 2,65 pulgadascuadranas (Campbell y Brimhall 1989).

Los separadores con el mismo diámetro del tubo de inmersión y diferentes geometrías de puerto tienen un rango operativo óptimo similar. Este rango de operación es visto en la Figura 108, que compara el rendimiento de los separadores Patterson, Echometer, y Poorboy con un tubo de inmersión de 1.5 in de diámetro externo. Para caudales de agua, menor que aproximadamente 230 BPD (una velocidad superficial del líquido en el espacio anular separador de 6 pulgadas por segundo), la cantidad de gas que entra a través de cualquiera de los separadores es muy mínimo si está presente del todo.

Figura 104. Geometría del separador Patterson 8



Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

Figura 105. Geometría del separador Echometer 7

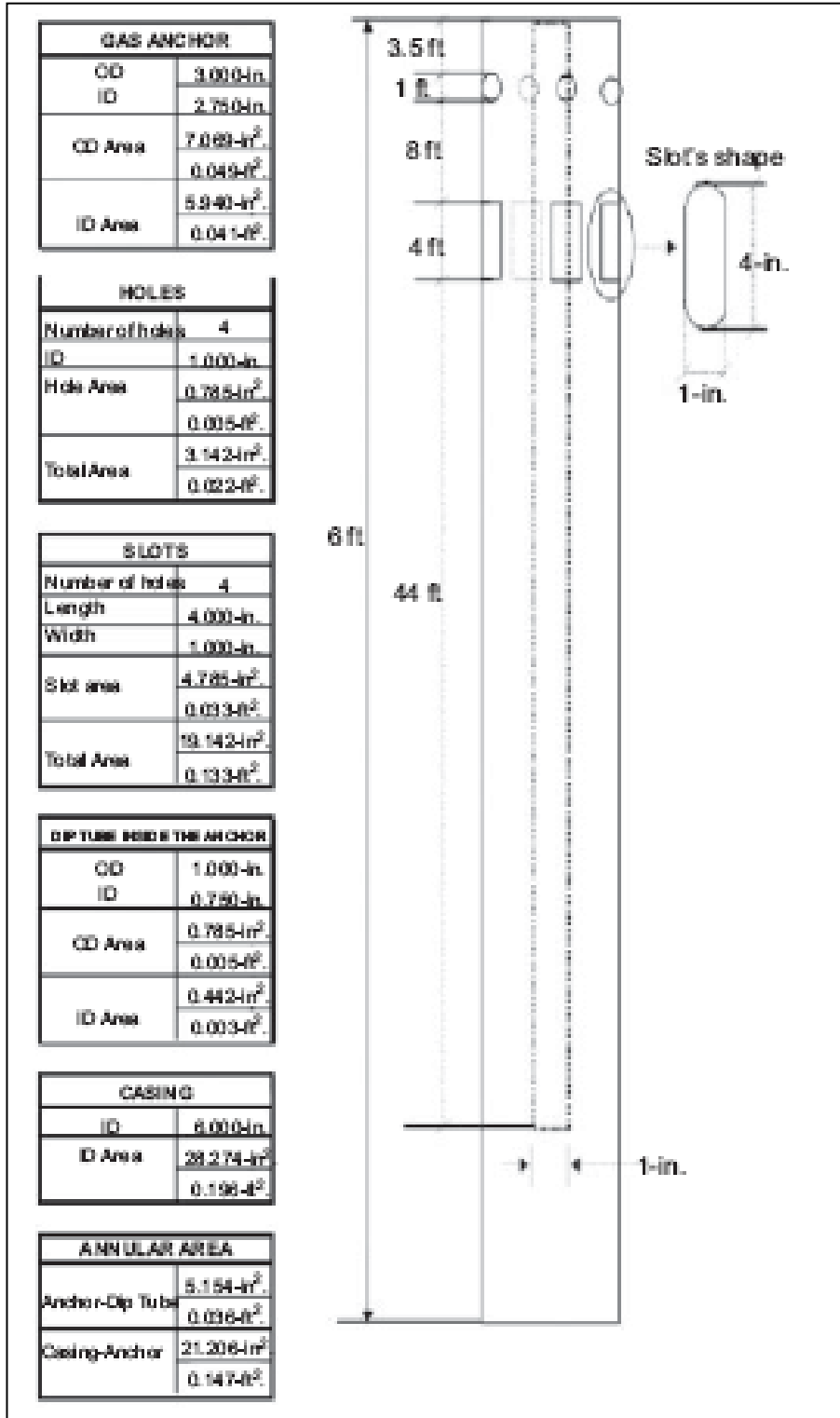
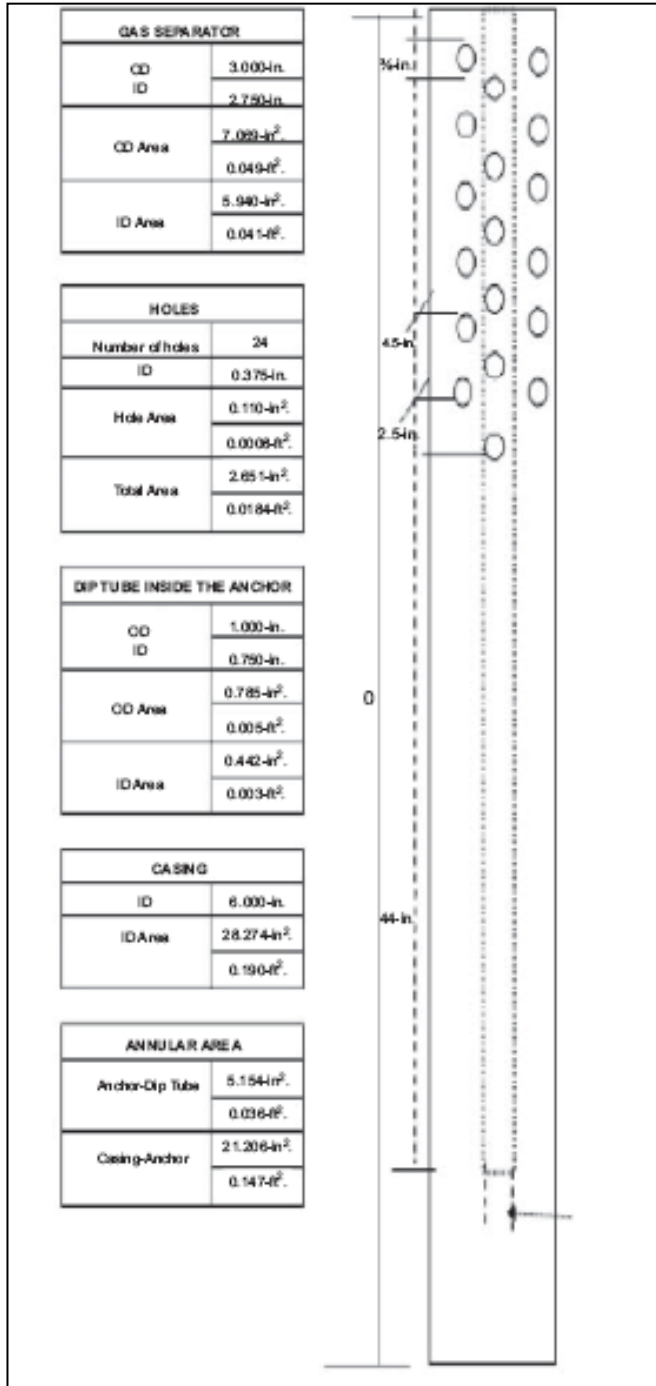
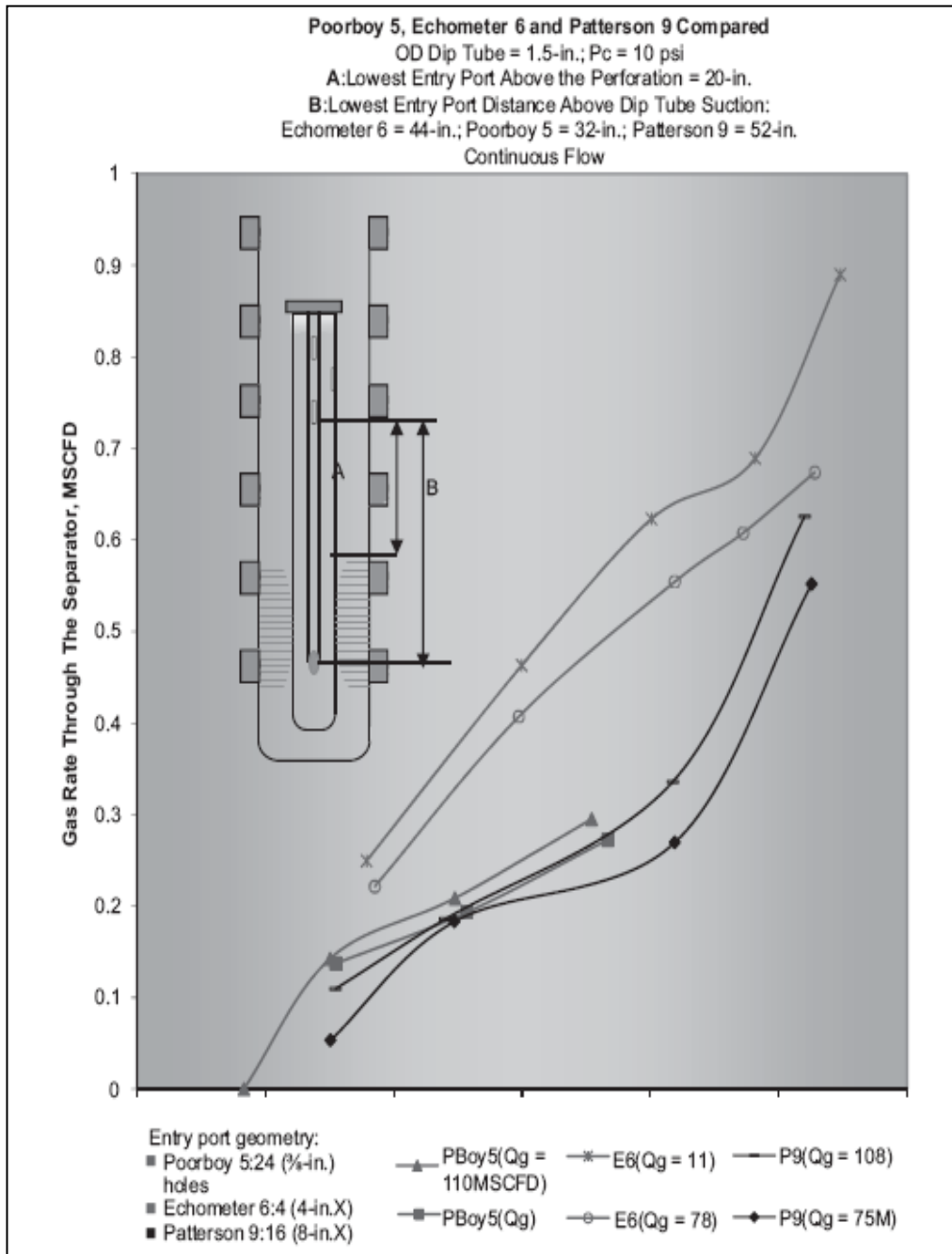


Figura 106. Geometría del separador Poor boy



Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

Figura 107. Efecto de los separadores en la geometría de los puertos de entrada



Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

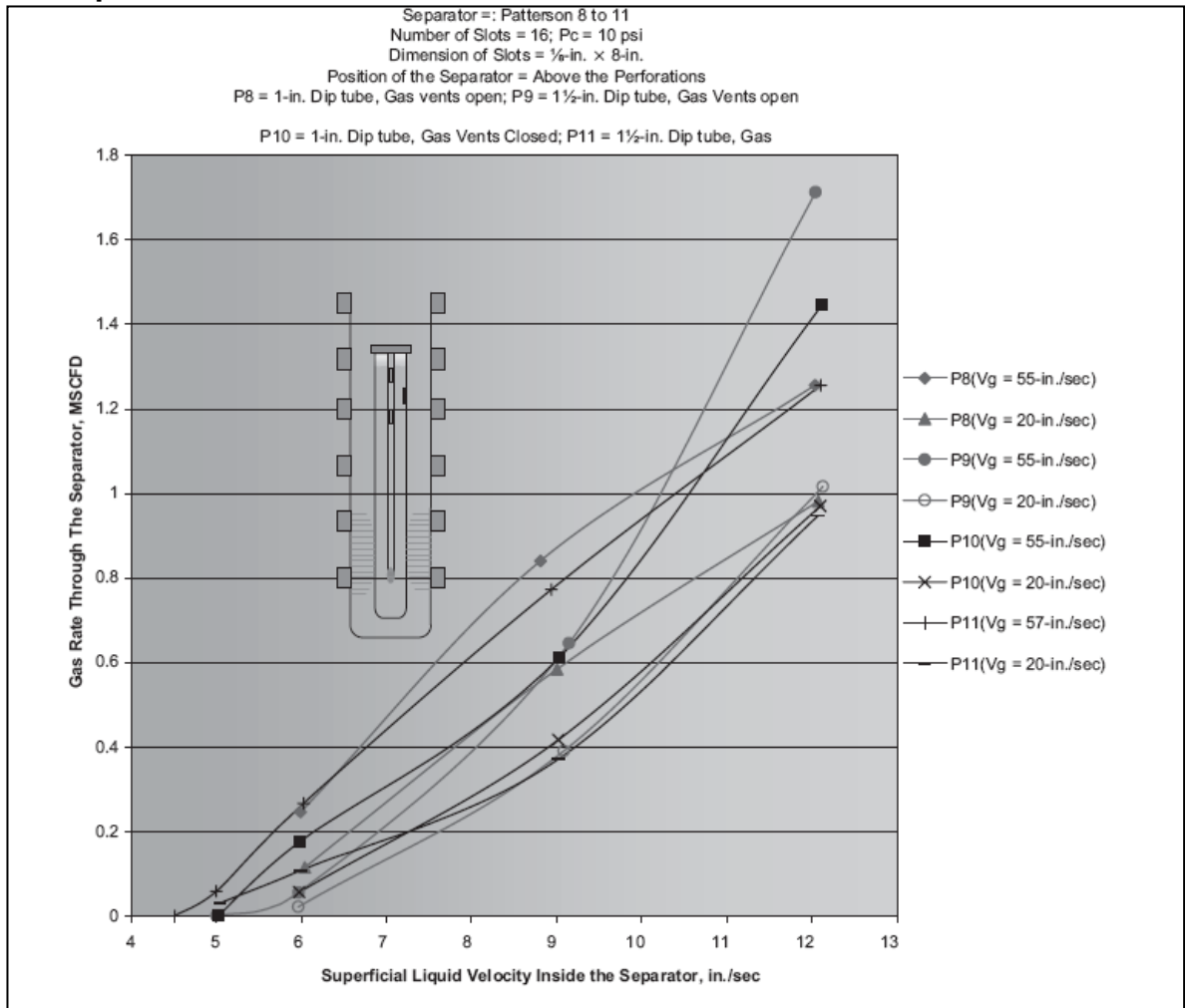
Efecto del área total de los puertos de entrada. El rendimiento de los tres separadores es similar, a pesar de que el área total del puerto de entrada es 6 veces menor para el Poorboy (2,65 pulg [Campbell y Brimhall 1989]) en comparación con el Patterson y echómetro (16 pulg [Campbell y Brimhall 1989]). El área total de los puertos de anclaje para Poorboy es sólo el 65% del área anular separador, mientras que para la Echómetro y el Patterson, el área total de los puertos del ancla es casi cuatro veces el área anular separadora. En las condiciones de laboratorio, incrementar el área total de los puertos de entrada a más que 65 % del área anular ancla de barro-tubería de inmersión no mejora considerablemente la eficiencia del separador.

Efecto de usar múltiples filas de ranuras (slots). Los resultados de laboratorio muestran que no se requieren múltiples filas de ranuras. Pruebas de paso de flujo de agua verifican que el agua fluye preferentemente a través de los puertos de entrada más bajos del separador.

Efecto del uso de agujeros de ventilación de gas. Agujeros de ventilación de gas, situados a una distancia por encima de los puertos de entrada, sólo son necesarios si la velocidad del líquido a través de toda el área del puerto de entrada es alta. Si los puertos de entrada del separador son lo suficientemente largo y tienen un área suficiente, el líquido fluye a una velocidad lenta a través de la parte superior de los puertos de entrada que proporcionan espacio para el gas a ventilar. En tales casos, no se necesitan orificios de ventilación. Un ejemplo es el diseño de separador Patterson, que trabaja de manera similar con y sin agujeros de ventilación de gas.

Los rendimientos de flujo continuo de separadores probados Patterson 8 a 11 por Guzmán (2005) se comparan en la figura. 9. separadores Patterson 8 a 11 tienen 16 puertos de entrada que son 1/8-pulg. De ancho y 8 pulgadas. De alto. Pattersons 8 y 11 tienen 1 pulg. De diámetro de tubo de inmersión y Patterson 9 y 10 tienen 1.5-in. De diámetro del tubo de inmersión. Patterson 8 tiene cuatro orificios de ventilación de gas, mientras que los orificios de ventilación de gas en Patterson 11 fueron cerrados con cinta adhesiva. En la figura. 109, el rendimiento de la Patterson 8 es similar a la de la Patterson 11. Además, Patterson 9 y 10, con agujeros de ventilación de gas abierta y cerrada, respectivamente, tuvieron rendimientos de separación similares.

Figura 108. Efectos de orificios de ventilación de gas en el rendimiento, para los separadores Patterson 8 a 11.



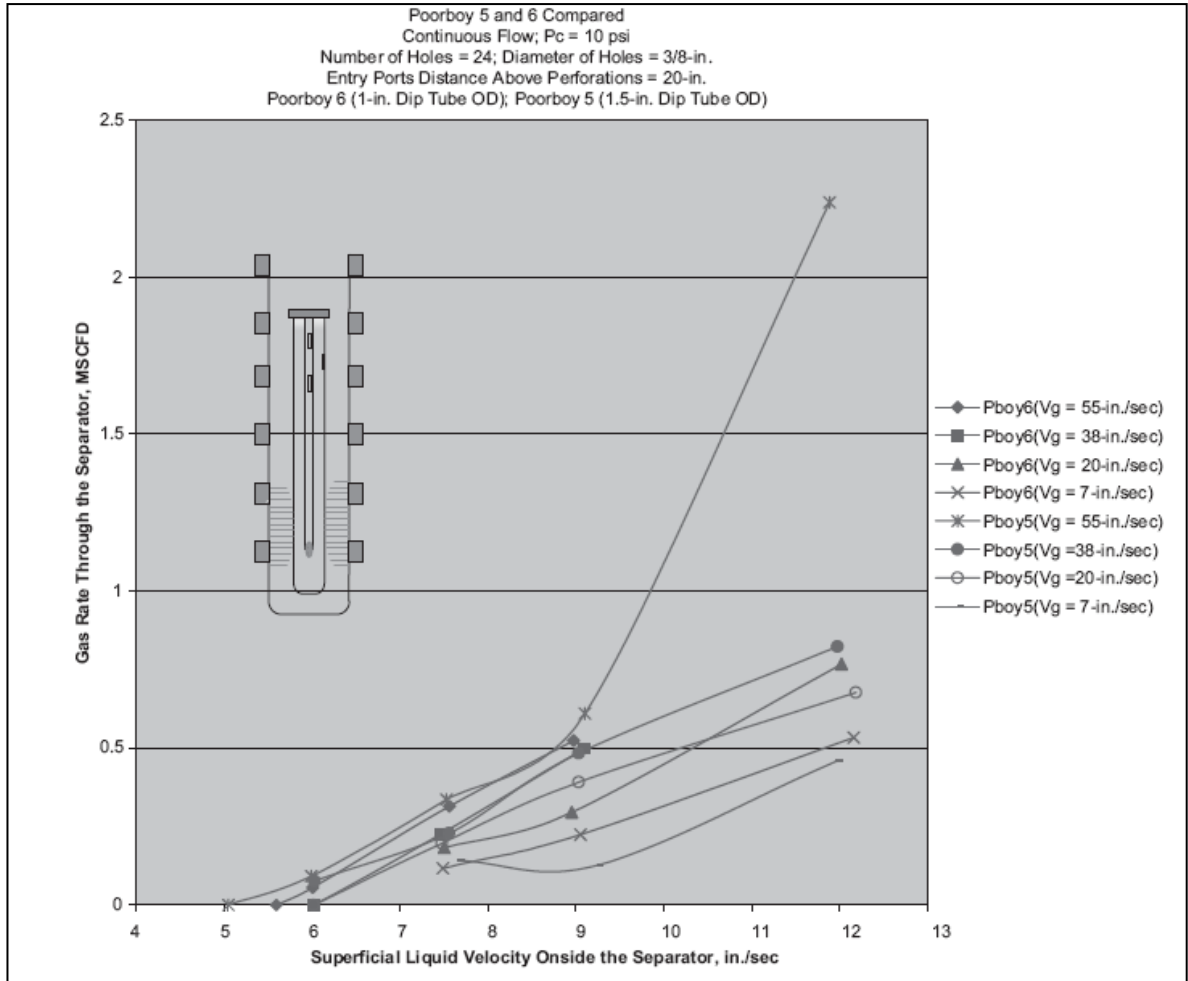
Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

Efectos del diámetro del tubo de inmersión. Dos tamaños de tubo de inmersión fueron usados durante las pruebas de laboratorio.

- 1.5 in de diámetro externo, lo que resulta en un área anular separador igual a 4,172 pulgadas cuadradas (Campbell y Brimhall 1989).
- 1 in de diámetro externo, lo que resulta en un área anular separador igual a 5,154 pulgadas cuadradas (Campbell y Brimhall 1989).

El rendimiento de flujo continuo en los separadores Poorboy 5 y 6 se compararon en la figura 110. Poorboy 5 y 6 cuentan con 24 perforaciones en el ancla de barro y diámetros externos en el tubo de inmersión: 1 in y 1.5 in, respectivamente. Para velocidades superficiales de líquido que van de 6 a 12 pulgadas por segundo y se demostró que el rendimiento de Poorboy 5 y 6 eran similares.

Figura 109. Efecto del diámetro del tubo de inmersión en el rendimiento del separador Poorboy



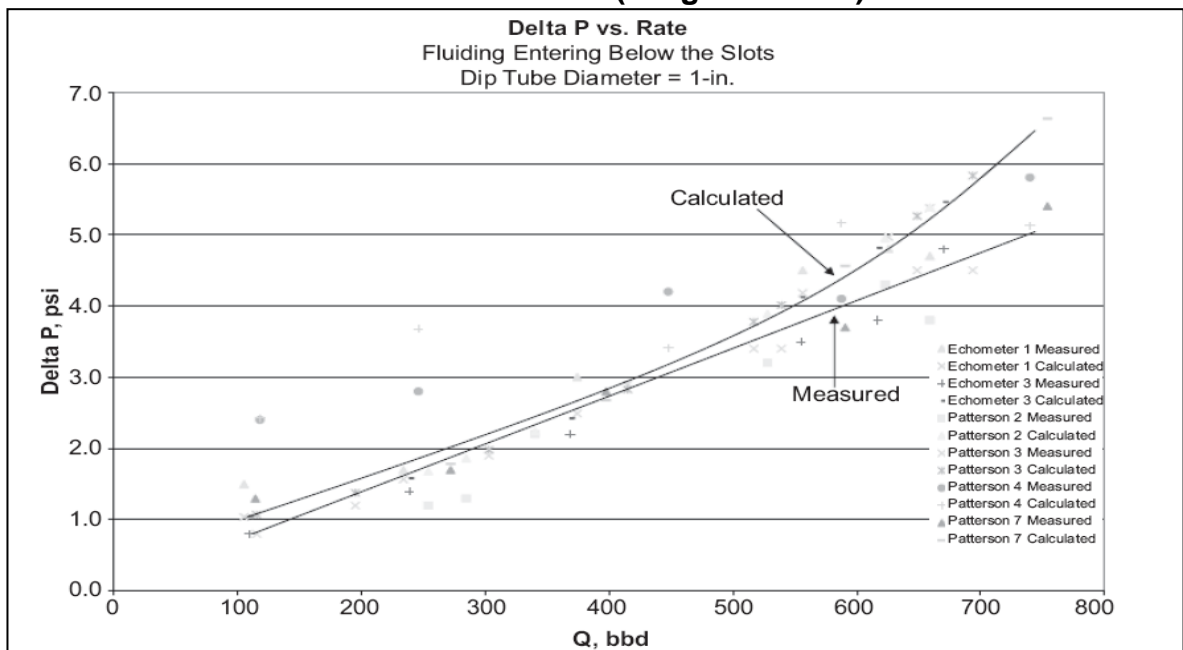
Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

Efecto del diámetro del tubo de inmersión en la pérdida de presión en el separador. La disminución del diámetro del tubo de inmersión aumenta la caída de presión a través del separador. La caída de presión a través del separador, en el laboratorio, fue tomada como la diferencia entre la presión del casing cerca de los

puertos de entrada del separador (P1 en la figura. 104) y la presión en la línea de tubo de retorno cerca del separador (P2 en la figura. 104). Para aplicación en el campo, P2 es la presión en la bomba, suponiendo que no hay pérdidas de presión adicionales a través de la válvula de admisión.

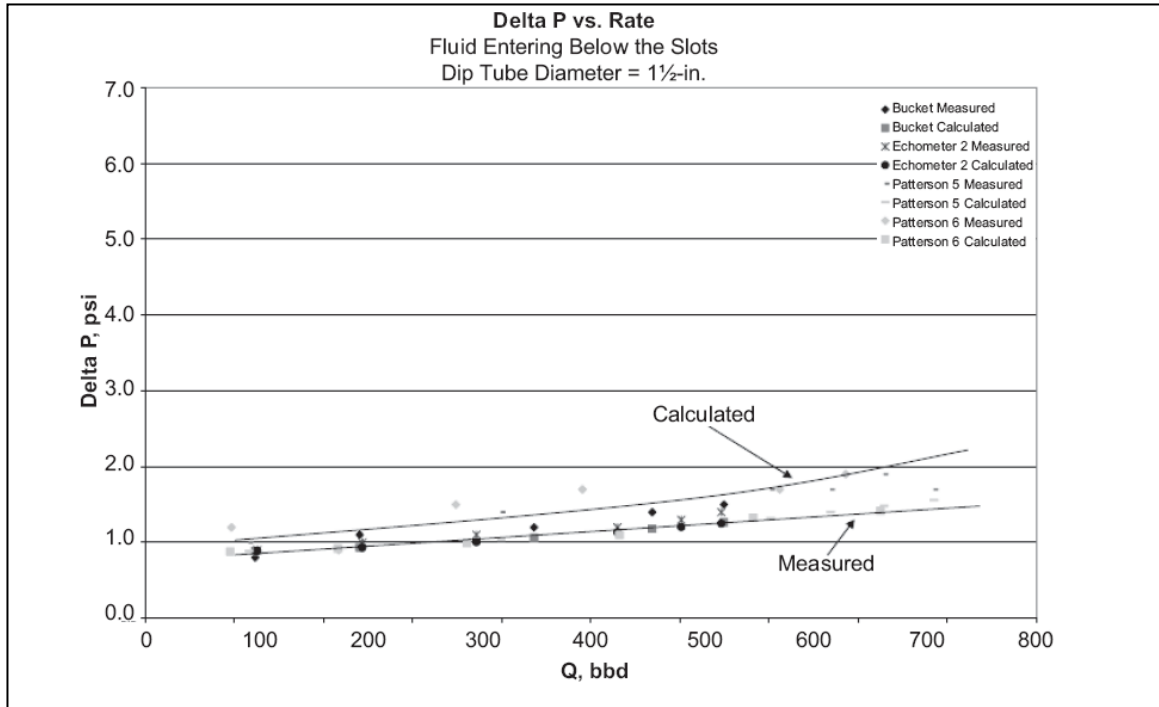
La Figura 111 muestra la medida de la caída de presión, para flujo de 100% de agua variando desde 100 a 750 BPD, a través de separadores con 1 in de diámetro externo (0.75 diámetro interno) de tubo de inmersión. La figura 112 ilustra igualmente el mismo concepto, pero para separadores con un tubo de inmersión de 1.5 pulgada de diámetro externo (1.28 in de diámetro externo) (Lisigurski 2004). Además, las figuras. 111 y 112 muestran los valores de caída de presión calculada sobre la base de coeficientes de fricción, la rugosidad del material, y las tasas de flujo de agua dadas. La caída de presión medida a través de los separadores con 1,5 in. De diámetro del tubo de inmersión oscila desde aproximadamente 0,8 a 1,6 psi, mientras que a través de los separadores con 1 inde diámetro del tubo de inmersión oscila desde 0,8 hasta 5 psi. En general, se observó para los rangos de tasas de flujo de agua probados que la caída de presión a través del tubo de inmersión de 1 in fue considerable mayor que la caída de presión a través del tubo de inmersión de 1,5 in.

Figura 110. Caída de presión a través del separador con 1 pulgada de diámetro externo del tubo de inmersión (Lisigurski 2004).



Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

Figura 111. Caída de presión a través del separador con 1.5 pulgada de diámetro externo del tubo de inmersión (Lisigurski 2004).

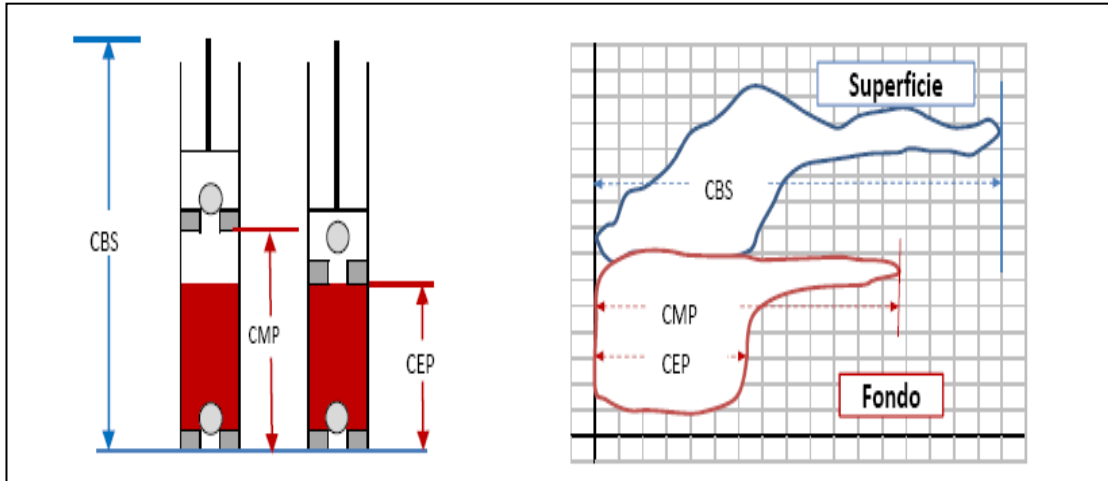


Fuente: Laboratory Testing of Dowhole Gas Separator, R. Bohorquez, V. Ananaba, O. Alabi, and A.L. Podio, University of Texas at Austin; O. Lisigurski, OXY; and M. Guzman, Shell International E&P

Como ya se discutió los parámetros más importantes a tener en cuenta, se ha planteado por los autores una metodología de diseño de separador de gas fondo para los pozos de estudio, en base a experiencias de campo, resultados de laboratorio y bibliografía consultada tales como: An Engineering Approach to Gas Anchor Design, Laboratory Testing of Downhole Gas Separators, Optimización Bombeo Mecánico-Theta Enterprises.

Paso 1. Calculo del Desplazamiento de la Bomba. El desplazamiento de la bomba depende de la velocidad de bombeo, diámetro del pistón y recorrido de la bomba.

Figura 112. Definiciones de dinamometría y desplazamiento del pistón



Fuente: Interpretación de cartas dinamométricas básicas, Oíl Production

Donde:

CBS (Carrera de barra pulida en superficie): longitud de la carrera de la barra pulida medida en superficie.

CMP (Carrera Máxima del Pistón): Máxima longitud de movimiento del pistón respecto al barril durante una carrera completa.

CEP (Carrera Efectiva del Pistón): Longitud de la carrera del pistón cuando la carga total de fluido está actuando sobre la válvula de pie.

Ecuaciones de desplazamiento volumétrico

$$Q_{teorico} = C_b * CBS * EPM$$

$$Q_{bruto} = C_b * CMP * EPM$$

$$Q_{efectivo} = C_b * CEP * EPM$$

$$\epsilon_v(\%) = \frac{Q_{Medido}}{Q_{Teorico}} * 100$$

$$LIB \% = \frac{Q_{Efectivo}}{Q_{Bruto}} * 100$$

Dónde:

$Q_{teorico}$: Desplazamiento volumétrico teórico (m³/d o bpd) (Considerando el recorrido de la carrera de la barra pulida en superficie).

CBS : Carrera de Barra Pulida en Superficie (pulgadas)

EPM :Emboladas por Minuto

C_b :Constante de bombeo o Volumétrica

Q_{bruto} :Desplazamiento volumétrico bruto (m³/d o bpd) (Considerando el recorrido máximo del pistón en el barril)

CMP :Carrera Máxima del Pistón (pulgadas)

$Q_{Efectivo}$: Desplazamiento volumétrico real (m³/d o bpd) (Considerando el recorrido efectivo del pistón, cuando se abre la válvula viajera)

ϵ_v % :Eficiencia Volumétrica Total (%)

Q_{Medido} :Caudal de fluido medido en separador o batería de ensayo

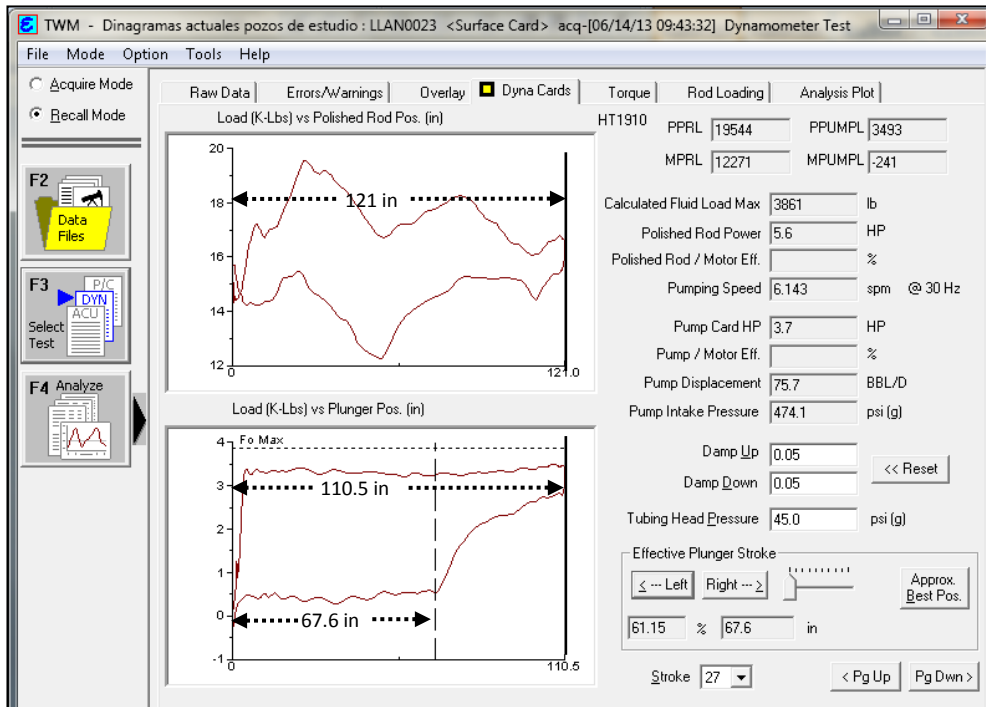
LLB: Porcentaje de llenado de bomba (%)

Tabla 16. Área del Pistón y Constante de la bomba

Diámetro del pistón (in)	Área del pistón (in ²)	Constante de la bomba (Bpd/(in/spm) (Cb)
1-1/16"	0.887	0.1316
1-1/4"	1.277	0.1821
1-1/2"	1.767	0.2622
1-5/8"	2.074	0.3078
1-3/4"	2.405	0.3569
1-25/32"	2.49	0.3699
2	3.142	0.4662
2-1/4"	3.976	0.5901
2-1/2"	4.909	0.7285
2-3/4"	5.94	0.8814
3-1/4"	8.296	1.231
3-3/4"	11.045	1.639
4-3/4"	17.21	2.6297

Fuente: Optimización Bombeo Mecánico, Theta Enterprises

Datos:



CBS = 121 in

CMP = 110.5 in

CEP = 67.6 in

EPM = 6.143 SPM

$\phi_{\text{piston}} = 1 \frac{1}{4}'' = 1.25$ in

$C_b = 0.1821$ (VerTabla)

$Q_{\text{teorico}} = C_b * CBS * EPM$

$Q_{\text{teorico}} = 0.1821 * 121 * 6.143 = 135.35$ bpd

$Q_{\text{bruto}} = C_b * CMP * EPM$

$Q_{\text{bruto}} = 0.1821 * 110.5 * 6.143 = 123.61$ bpd

$Q_{\text{efectivo}} = C_b * CEP * EPM$

$Q_{\text{efectivo}} = 0.1821 * 67.6 * 6.143 = 75.62$ bpd

$\epsilon_v(\%) = \frac{Q_{\text{Medido}}}{Q_{\text{Teorico}}} * 100$

$$\varepsilon_v \% = \frac{61}{135.35} * 100 = 45.1 \%$$

$$LIB \% = \frac{Q_{Efectivo}}{Q_{Bruto}} * 100$$

$$LIB \% = \frac{75.62}{123.61} * 100 = 62 \%$$

La barra pulida en superficie puede recorrer teóricamente 121 in y la sarta de varillas tiene una elongación de 10.5 in (121 in-110.5 in). La longitud de recorrido máximo del pistón durante la carrera descendente es de 110.5 in y utiliza 42.9 in (110.5 in – 67.6 in) para comprimir el gas que sea liberado por debajo de la válvula fija. Esto da a entender que la cantidad de gas libre presente en la bomba afecta de manera negativa la producción de líquidos y hay presencia de un leve golpe de fluido al final de la carrera descendente.

El golpe de fluido generalmente es presentado cuando hay un bajo nivel de fluido o cuando sea liberado una cantidad considerable de gas dentro de la bomba. La principal causa del golpe de fluido en los pozos de estudio es la liberación de gas, debido a que este yacimiento ha declinado por debajo de la presión de burbujeo y su mecanismo de producción primario es gas en solución combinado con empuje parcial de agua.

Paso 2. Determinar la tasa de producción de diseño

$$Q_{diseño} = \frac{Q_{Medido}}{LIB \%}$$

$$Q_{diseño} = \frac{61}{62 \%} = 98.40 \text{ BLPD}$$

Paso 3. Calculo de la velocidad de la burbuja de gas

En muchas literaturas sobre diseño de separadores de gas en fondo consideran la velocidad de burbuja de gas como 0.5 pies/seg debido a que esta es la velocidad mínima de ascenso que debe tener una burbuja de gas para que pueda ser separada de la fase líquida. En general están las siguientes consideraciones que se toman en cuenta para hallar la velocidad de la burbuja de gas:

- Radio mínimo de la burbuja de gas para que se presente un proceso de separación : 0.5 ft/seg =6 ft/seg
- Peebles y Garber determina a partir de su trabajo experimental de que un pequeño radio de la burbuja de gas equivalente estará en el rango de 0,002 a 0,005 pies.

$$U = \frac{2g \rho_o - \rho_g * R_b}{9\mu} \frac{ft}{seg}$$

Donde:

g: Aceleración gravitacional, $32.17 \frac{ft}{seg}$

ρ_o : Densidad del petróleo liquido, $\frac{lb}{ft^3}$

ρ_g : Densidad del gas, $\frac{lb}{ft^3}$

R_b : Radio de la burbuja de gas, ft

μ : Viscosidad del petróleo, $\frac{lbm}{ft-seg}$

a) Propiedades del Aceite.

Densidad del aceite

$$\rho_o = \gamma_o * \rho_w \quad ; \quad \rho_w = 62.42 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_o = \gamma_o * \rho_w \quad \rightarrow \quad \rho_o = 0.934 * 62.42 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_o = 58.30 \frac{lb}{ft^3}$$

b) Propiedades del gas (100% metano)

Densidad del gas

$$\rho_g = \frac{2.7 * GE_g * P}{Z * T}$$

P=Pwf=151.3 psi

T= 150°F=610 R

$$P_r = \frac{P}{P_c} = \frac{151.3}{667.8} \rightarrow P_r = 0.23$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} = \frac{610}{343.37} \rightarrow T_r = 1.78$$

Z=0.99 (ver grafica de standing)

$$\gamma_g = 0.68$$

$$\rho_g = \frac{2.7 * 0.68 * 151.3}{0.99 * 610} \frac{lb}{ft^3} \rightarrow \rho_g = 0.46 \frac{lb}{ft^3}$$

Tomando el radio de burbuja mínimo, es decir: $R_b = 0.002$

Entonces hallamos U

$$U = \frac{2g \rho_o - \rho_g * R_b^2}{9\mu} \frac{ft}{seg}$$

$$g = 32.17 \frac{ft}{seg^2} ; \quad \rho_o = 58.11 \frac{lb}{ft^3} ; \quad R_b = 0.002 \text{ ft} ;$$

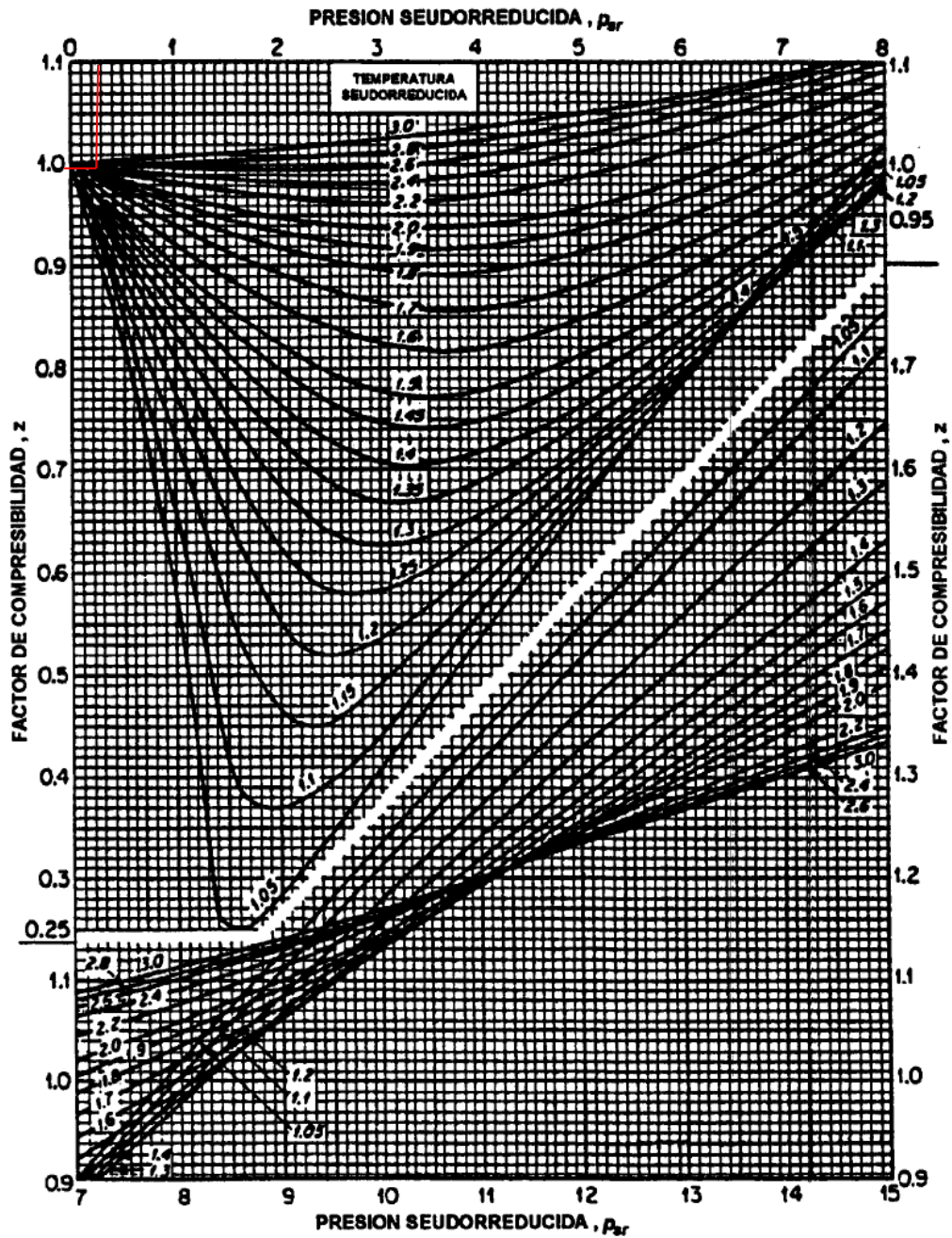
$$\mu = 5 \text{ cp} = 0.0034 \frac{lbm}{ft - seg}$$

$$U = \frac{2 * 32.17 * 58.30 - 0.46 * 0.002^2}{9 * 0.0034}$$

$$U = 0.48 \frac{ft}{seg} \approx 0.5 \frac{ft}{seg}$$

La velocidad de ascenso de la burbuja de gas cumple con las condiciones requeridas.

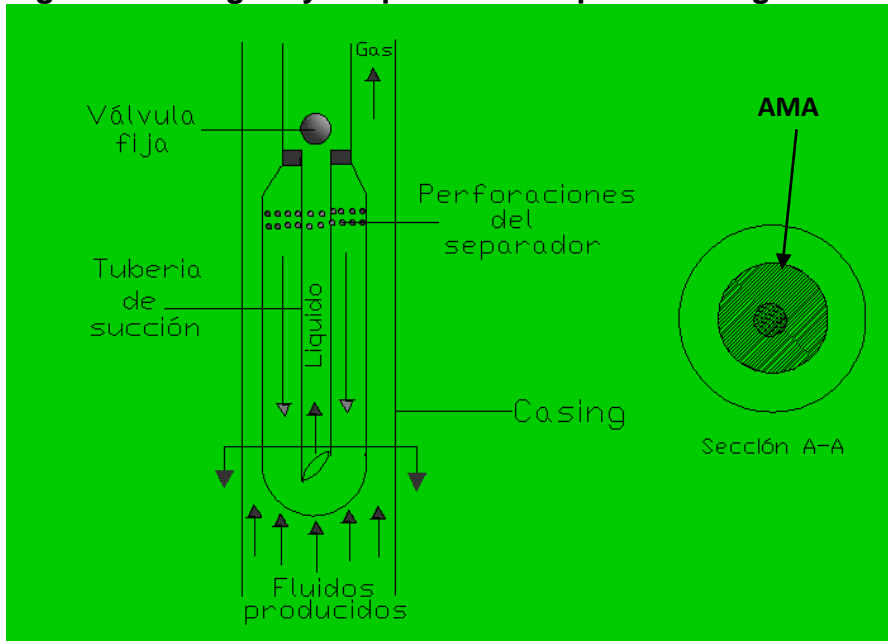
Figura 113. Grafica de Standing, Factor de compresibilidad.



Paso 4. Se calcula el área de anclaje de barro mínima y el diámetro óptimo del tubo de inmersión

El área de anclaje de barro es la región anular tubo de barro-tubo de succión, la siguiente figura ilustra esta región y las partes del separador de gas en fondo poorboy.

Figura 114. Región y las partes del separador de gas en fondo poorboy.



La ecuación para determinar el área de anclaje de barro (AMA) mínima o suficientemente grande para que la velocidad descendente del aceite sea menor que la velocidad ascendente del gas, permitiendo así que el gas se separe del aceite.

$$AMA = 0.00935 * \frac{Q_l}{U * E_v} \text{ in}^2$$

Dónde:

Q_l : Caudal de líquido medido en superficie, 61 *BLPD*

$$U \approx 0.5 \frac{ft}{seg} \rightarrow \text{velocidad de ascenso de la burbuja de gas}$$

ϵ_v : Eficiencia volumétrica de la bomba, 62%

AMA: Área de anclaje de barro

Luego,

$$AMA = 0.00935 * \frac{61}{0.5 * 62\%} \text{ in}^2 = 1.84 \text{ in}^2$$

$$AMA = 1.84 \text{ in}^2$$

1.84 in² Debe ser el área de diseño. Si se asume que la tasa de producción es constante y la eficiencia de la bomba son constante, entonces la única manera de disminuir la velocidad de descenso de líquido es aumentar el área de flujo en el interior del ancla de barro.

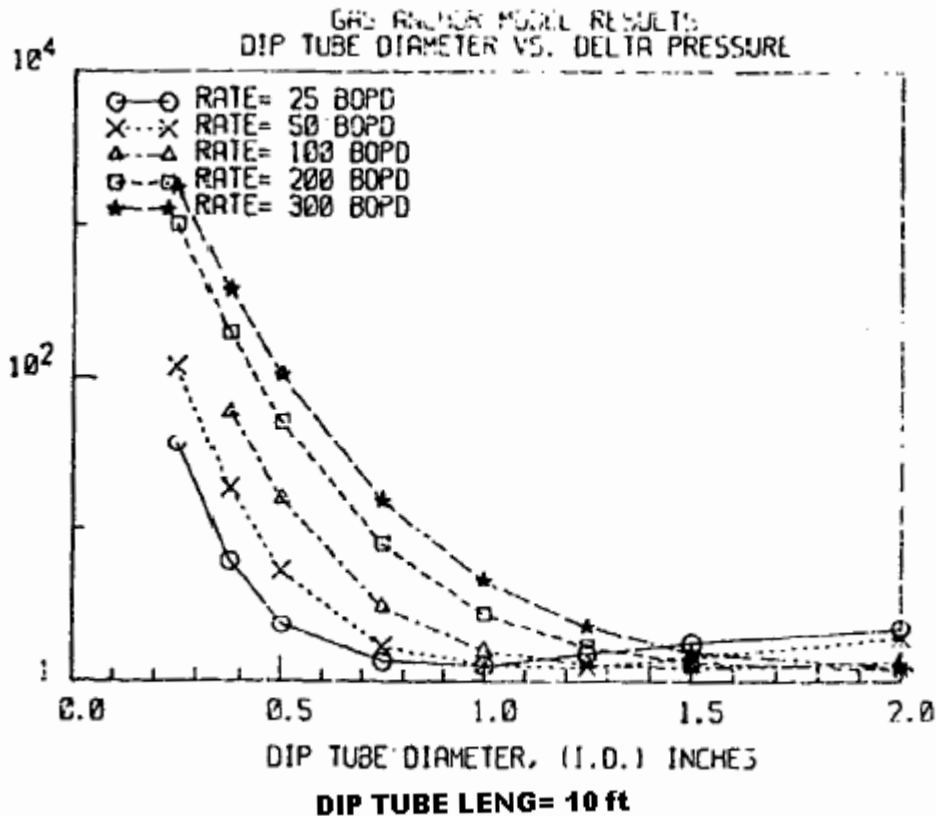
El factor más importante es proporcionar un área tan grande como sea posible en el área de paso hacia abajo para reducir al mínimo la velocidad del líquido y para eliminar el gas llevado en el tubo de succión.

Dado que ya se conoce AMA mínima se necesita saber que tuberías de ancla de barro y de succión se pueden usar.

$$AMA = \frac{\mu}{4} * ID_{\text{ancla de barro}}^2 - OD_{\text{Dip tube}}^2$$

Diámetro de la Tubería de succión. Es de suma importancia seleccionar este diámetro ya que el tubo de succión es el segmento más importante de flujo hasta que hay una caída de presión está involucrada, es decir se debe seleccionar el tamaño de tal manera que la caída de presión asociada con el diámetro sea insignificante. Resultados experimentales en el Paper de Campbell, Meridian et al. –SPE 18826- han demostrado que los diámetros óptimos generalmente están en el rango de 1" a 1 ½" y también en las figuras 111y 112 muestran que el diámetro optimo a usar es 1 ½". La figura 115 ilustra la caída de presión como una función del diámetro del tubo de inmersión para varias tasas, para un crudo con: °API= 40, GOR=100 SCF/STB, T=200 °F y P=400 psia. Resultados de este trabajo muestran que el diámetro de la tubería no debe ser menor que una pulgada para evitar una pérdida de presión sustancial sobre la tubería. El diámetro general del tubo de inmersión, para una mínima caída de presión, es 1.5 pulg.

Figura 115. Diámetros del tubo de inmersión vs caída de presión



API=40° ; GOR=100 SCF/STB ; Temperature= 200°F ; Pressure=400 psia

Fuente: An Engineering Approach to Gas Anchor Design. Campbell, Meridian et al. -SPE 18826-

Se ha escogido el diámetro de $1 \frac{1}{2}'' = 1.25$ in.

Diámetro del tubo de barro. El diámetro del tubo de barro es una sección de tubería que generalmente tiene las mismas dimensiones de la tubería de producción, pero si no cumple con el área mínima de flujo (AMA) hay que utilizar otras dimensiones de tubo de barro.

La **tabla16** presenta Tamaños, dimensiones y áreas de tuberías estándar. La idea es seleccionar el tamaño de tubería barro de tal manera que el área anular entre el diámetro interno del Tubing y el diámetro externo del tubo de succión sea mayor al área mínima de flujo (AMA).

Tubo de succión: $1 \frac{1}{2}''$ (OD:1.90 in; ID:1.61 in)

$$AMA = \frac{\mu}{4} * ID_{\text{ancla de barro}}^2 - OD_{\text{Dip tube}}^2$$

$$AMA = \frac{\mu}{4} * ID_{\text{ancla de barro}}^2 - 1.90^2$$

Tabla 17. Tamaños, Dimensiones y áreas de tuberías estándar

Tamaño de la tubería (nominal)	ID in	Área ID in ²	OD in	Área OD in ²	Diámetro del cuello in
¾"	0.824	0.533	1.05	0.866	1.313
1"	1.049	0.867	1.315	1.358	1.576
1 ¼"	1.380	1.496	1.66	2.164	2.054
1 ½"	1.61	2.036	1.90	2.835	2.20
2"	1.995	3.1245	2.375	4.43	3.063
2 ½"	2.441	4.68	2.875	6.492	3.668
3"	3.068	7.393	3.5	9.62	4.25
3 ½"	3.548	9.886	4.00	12.566	4.625
4"	4.026	12.73	4.5	15.90	5.20

Fuente: Optimización Bombeo Mecánico, Theta Enterprises

Siempre se busca que el tamaño nominal de la tubería de ancla de barro pueda representar un área anular Tubo de succión-ancla de barro mayor o igual al área mínima de diseño (1.84 in). Por tanto se pueden utilizar las siguientes dimensiones:

Tamaño de la tubería (nominal): 2 ½"

Diámetro interno ID: 2.441

Diámetro externo OD: 2.875

$$AMA = \frac{\mu}{4} * ID_{\text{ancla de barro}}^2 - 1.90^2$$

$$AMA = \frac{\mu}{4} * 2.441^2 - 1.90^2 = 1.84 \text{ in}^2$$

Tamaño de la tubería (nominal): 3"

Diámetro interno ID: 3.068

Diámetro externo OD: 3.5

$$AMA = \frac{\mu}{4} * ID_{\text{ancla de barro}}^2 - 1.90^2$$

$$AMA = \frac{\mu}{4} * 3.068^2 - 1.90^2 = 4.56 \text{ in}^2$$

Paso 5. Calculo de la longitud del tubo de succión

La longitud del tubo de succión debe mantenerse a un mínimo con el fin de reducir la caída de presión, y de este modo la interferencia de gas en el interior del tubo de inmersión. Por otro lado, el tubo de succión debe ser lo suficientemente largo para proporcionar un volumen quieto adecuada entre la parte inferior de las ranuras de anclaje de barro y la parte superior de las ranuras de tubo de succión de manera que la separación de gas y petróleo tendrá tiempo suficiente para producirse²⁶.

Realmente, la cantidad de longitud vertical requerido normalmente no es demasiado grande, excepto donde el problema es uno, separación de espuma. A pocos pies es normalmente adecuado. En el pasado, una regla empírica (regla del dedo gordo) ha sido usar dos volúmenes de la bomba como el volumen quieto entre la parte inferior de las ranuras de anclaje de barro y la parte superior de las ranuras de tubo de succión. Basado en este volumen y el área del anclaje barro, la longitud del tubo de succión se puede calcular utilizando la siguiente ecuación.

$$LDT = \frac{2 * SL * (D_{\text{bomba}})^2 * 0.785}{AMA}$$

Donde:

LDT=Longitud del tubo de succión, *in*

SL=longitud de recorrido (stroke) de la bomba, *in*

D_{bomba} =Diámetro de la bomba, *in*

Este enfoque fue tomado para asegurarse de que ningún líquido se extrae desde fuera del ancla de barro que no haya sido sometido al proceso de separación. La caídas de presión asociada con la longitud del tubo de succión que fueron calculadas para tasas de fluidos realistas eran bastante pequeñas, siempre y cuando el diámetro del tubo de succión era igual a, o mayor que, 1,00 pulgadas.

²⁶ J.H, Campbell; R.M, Brimhall; An engineering Approach to Gas Anchor Design, SPE 18826, Oklahoma,1989.

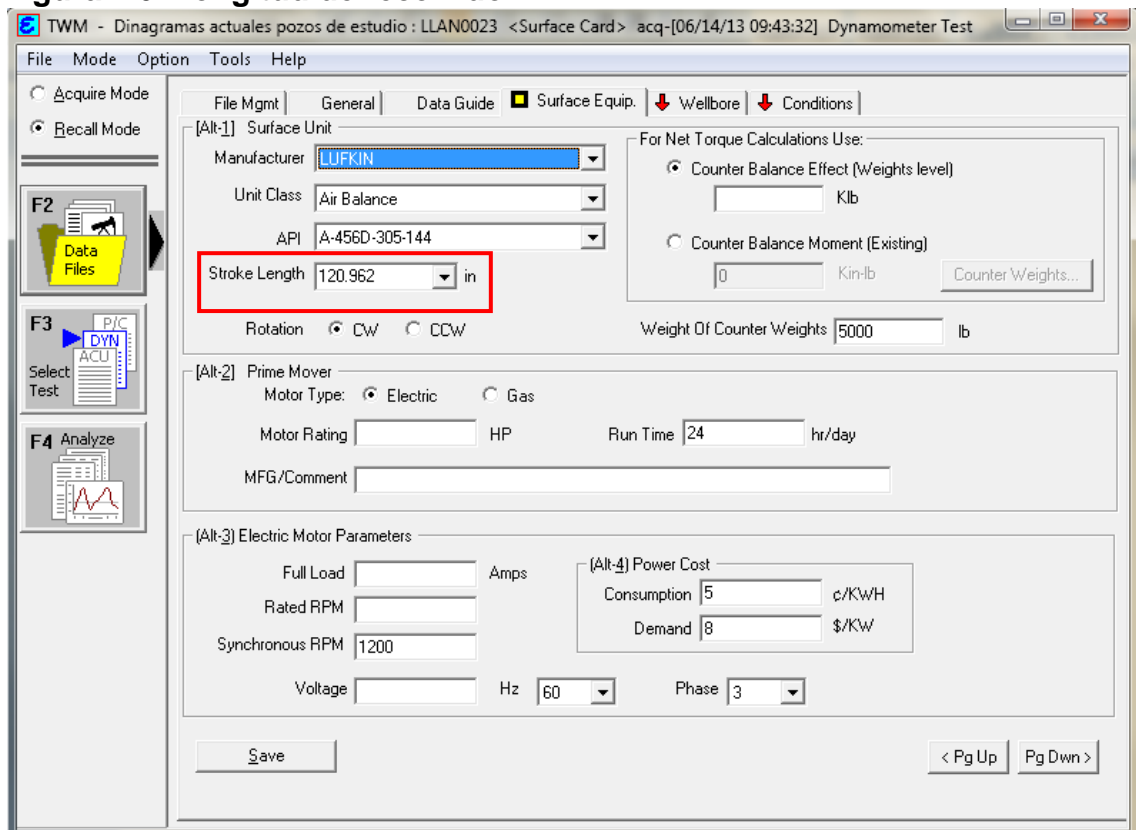
La longitud del tubo de succión mínima de diseño se puede hallar con el área mínima de flujo ($AMA = 1.84 \text{ in}^2$)

$$LDT = \frac{2 * SL * (D_{bomba})^2 * 0.785}{AMA}$$

Datos:

- longitud de recorrido (stroke) de la bomba, in : $SL = 120.962 \text{ in}$

Figura116. Longitud de recorrido



- El diámetro de la bomba se obtiene de la especificación de la bomba de subsuelo del pozo llanito 23. Es decir tenemos una bomba : 25-125-RHBC-16-6-2-2 CDV VAG P21

$$D_{bomba} = 125 = 1 \frac{1}{4}'' = 1.25 \text{ in}$$

- El área del ancla de barro mínima ya fue calculada en el paso 4
 $AMA = 1.84 \text{ in}^2$

Por tanto:

$$LDT = \frac{2 * 120.962 * (1.25)^2 * 0.785}{1.84 \text{ in}^2} = 161.27 \text{ in}$$

LDT = 13.44 ft → longitud del tubo de succión

Es decir para un área de diseño mínimo de 1.84 in^2 , se requiere una longitud de diseño mínima de 13.44 ft . Pero como el área real para el diseño que se va a usar es 4.56 in^2 , entonces:

$$LDT = \frac{2 * 120.962 * (1.25)^2 * 0.785}{4.56 \text{ in}^2} = 65.07 \text{ in}$$

LDT = 5.42 ft , resultado que coincide con la longitud óptima del tubo de inmersión en los estudios experimentales recientemente desarrollados²⁷ .

Paso 6. Hallamos las áreas óptimas de perforaciones del Ancla de barro y el tubo de succión y el número de orificios

La regla de oro o empírica usada en la industria ha sido hacer esta área equivalente entre dos y cuatro veces el área del anular entre el ancla de barro y el tubo de inmersión, pero en el estudio reciente del separador de gas en fondo de pozo a escala de campo que se hizo en “**Laboratory Testing of Downhole Gas Separators**” a los siguientes tres separadores:

- Patterson 8: 16 slots (ranuras), 1/8-pulg. De ancho por 8 pulgadas. De altura, con un área de flujo total de 16 pulgadas cuadradas (Campbell y Brimhall 1989).
- Echometer 7: 4 slots, 1 pulg. de ancho por 4 pulgadas. de altura, con un área de flujo total de 16 pulgadas cuadradas (Campbell y Brimhall 1989)
- Poorboy 6: 24 orificios 3/8-pulg. de diámetro, con un área de flujo total de 2,65 pulgadas cuadradas (Campbell y Brimhall 1989).

²⁷ “Laboratory Testing of Downhole Gas Separators”.

Indica que el rendimiento es similar, a pesar de que el área total de los puertos de entrada o perforaciones en el ancla de barro es 6 veces menor para el Poorboy en comparación con Patterson y Echometer. El área total de los puertos de entrada para el Poorboy es solo el 65% del área anular del separador, mientras que para Echometer y Patterson, el área total de los puertos de anclaje es casi cuatro veces el área anular del separador.

De este modo se concluyó que en las condiciones del laboratorio, incrementar el área total de los puertos de entrada a más del 65% del área anular ancla de barro-tubería de inmersión no mejora considerablemente la eficiencia del separador.

Luego tomando la consideración anterior para un separador Poorboy, se tiene:

$$A_{perf,AMA} = 0.65 * AMA$$

En ocasiones es recomendable hacer orificios en la tubería de inmersión para reducir la caída de presión a la entrada, hasta ahora no se ha presentado algunos estudios que derrumben la teoría empírica de los operadores en campo acerca de que el área de perforaciones en el tubo de inmersión es cuatro veces el área del asiento de la válvula fija, por tanto:

$$A_{perf,Dip Tube} = 4 * A_{sv}$$

Dónde:

$A_{perf,AMA}$ = área de las perforaciones en el ancla de barro, in^2

$A_{perf,Dip Tube}$ = área de las perforaciones en el tubo de inmersión, in^2

AMA = área del anular tubo de succión-ancla de barro, in^2

A_{sv} = área de flujo del asiento de la válvula fija, in^2

Luego

- Calculamos $A_{perf,AMA}$

$$AMA = 4.56 \text{ in}^2$$

$$A_{perf,AMA} = 0.65 * 4.56 \text{ in}^2$$

$$A_{perf,AMA} = 2.964 \text{ in}^2$$

- Calculamos $A_{perf,Dip Tube}$

$$A_{perf,Dip Tube} = 4 * A_{sv}$$

El área de flujo de la válvula fija se halla con el diámetro del pistón (1 ¼") de la siguiente tabla

Tabla 18. Diámetros y áreas del pistón y la Válvula fija

Diámetros y áreas del pistón y la Válvula fija			
Diámetro del pistón (in)	Área del pistón (in)	ID del asiento de la VF (in)	Área de flujo del asiento de la VF (in ²)
1 1/16"	0.88	0.5	0.196
1 1/4"	1.227	0.5782	0.262
1 1/2"	1.767	0.656	0.338
1 5/8"	2.074	0.656	0.338
1 3/4"	2.405	0.844	0.559
1 25/32"	2.49	-	-
2	3.142	0.937	0.689
2 1/4"	3.976	1.062	0.887
2 1/2"	4.909	1.312	1.35
2 3/4"	5.94	1.312	1.35
3 1/4"	8.296	1.688	2.238
3 3/4"	11.045	1.75	2.405
4 3/4"	17.721	-	-

Fuente: Optimización Bombeo Mecánico, Theta Enterprises

$$A_{perf,Dip Tube} = 4 * 0.262 \text{ in}^2$$

$$A_{perf,Dip Tube} = 1.048 \text{ in}^2$$

Luego el número de orificios para el ancla de barro y el tubo de succión se puede calcular de la siguiente manera:

$$A_{perf,AMA} = 2.964 \text{ in}^2$$

$$A_{orificios} = \frac{\mu}{4} * ID_{orificios} \text{ in}^2$$

$$ID_{orificios} = 3/8"$$

$$A_{orificios} = \frac{\mu}{4} * \frac{3}{8} in^2 \rightarrow \text{área de los orificios del ancla de barro}$$

$$A_{orificios} = 0.110 in^2$$

$$N_{orificios} = \frac{A_{perf,AMA}}{A_{orificios}} \rightarrow \text{Numero de orificios}$$

$$N_{orificios} = \frac{2.964 in^2}{0.110 in^2} \approx 26$$

El número de orificios en el tubo de inmersión también puede ser calculado:

$$N_{orificios} = \frac{A_{perf,Dip Tube}}{A_{orificios}} \rightarrow \text{Numero de orificios}$$

$$A_{perf,Dip Tube} = 1.048 in^2$$

$$A_{orificios} = \frac{\mu}{4} * ID_{orificios} in^2$$

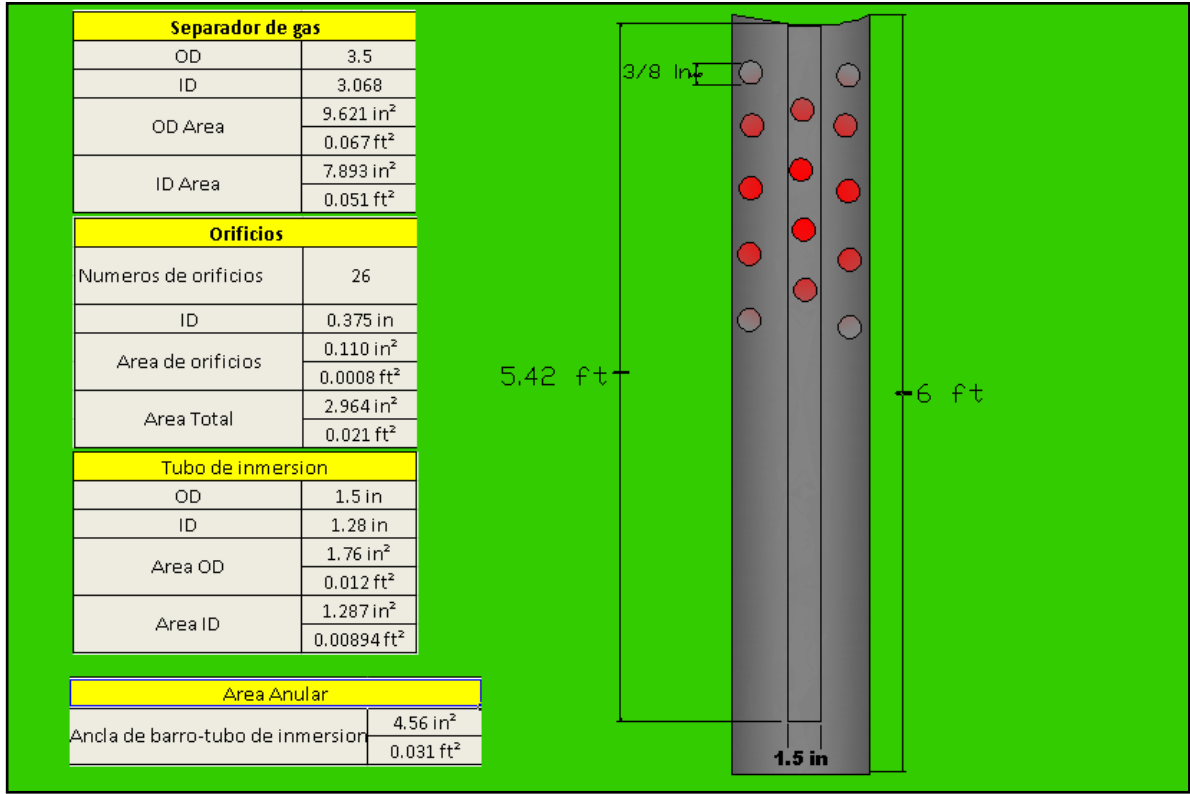
$$A_{orificios} = \frac{\mu}{4} * 1 in^2$$

Luego:

$$N_{orificios} = \frac{1.048 in^2}{\frac{\mu}{4} * 1 in^2} \rightarrow \text{Numero de orificios en el tubo de inmersion}$$

$$N_{orificios} \approx 2$$

Figura 117. Diseño ancla de gas Poorboy-Llanito 23



Fuente: Autor, Dibujos Autocad

Tabla 19. Diseño Ancla de gas Poor boyLlanito 23

DISEÑO ANCLA DE GAS POOR BOY POZOLLANITO23	
Yacimiento	Formación Esmeralda-la paz
Velocidad de la burbuja de gas	0.5 ft/seg
Tasa de Liquido en superficie	61 BLPD
AMA de diseño seleccionada	4.62 in ²
Tasa de diseño	98.4 BLPD
Tamaño Ancla de barro	3" (ID: 3.068in ; OD:3.5 in)
Tamaño tubo de inmersión	1½"
Longitud del tubo de inmersión (LDT)	5.42 ft
Área de las perforaciones en el ancla de barro	2.964 in ²
Numero de perforaciones ancla de barro	26

Fuente: Autor

Recomendaciones para la instalación del separador

- Como el pozo tiene problemas de arenamiento, no es aconsejable instalar el separador de gas más abajo del último intervalo productor, ya que la bomba tiende a pegarse y se agravaría el problema. Por tanto si se quiere obtener una mayor eficiencia de llenado es recomendable instalar una herramienta que maneje la producción de arena o diseño de bomba especial.
- El separador debe instalarse arriba de los intervalos productores, el diseño es apropiado para la instalación arriba de los intervalos productores.

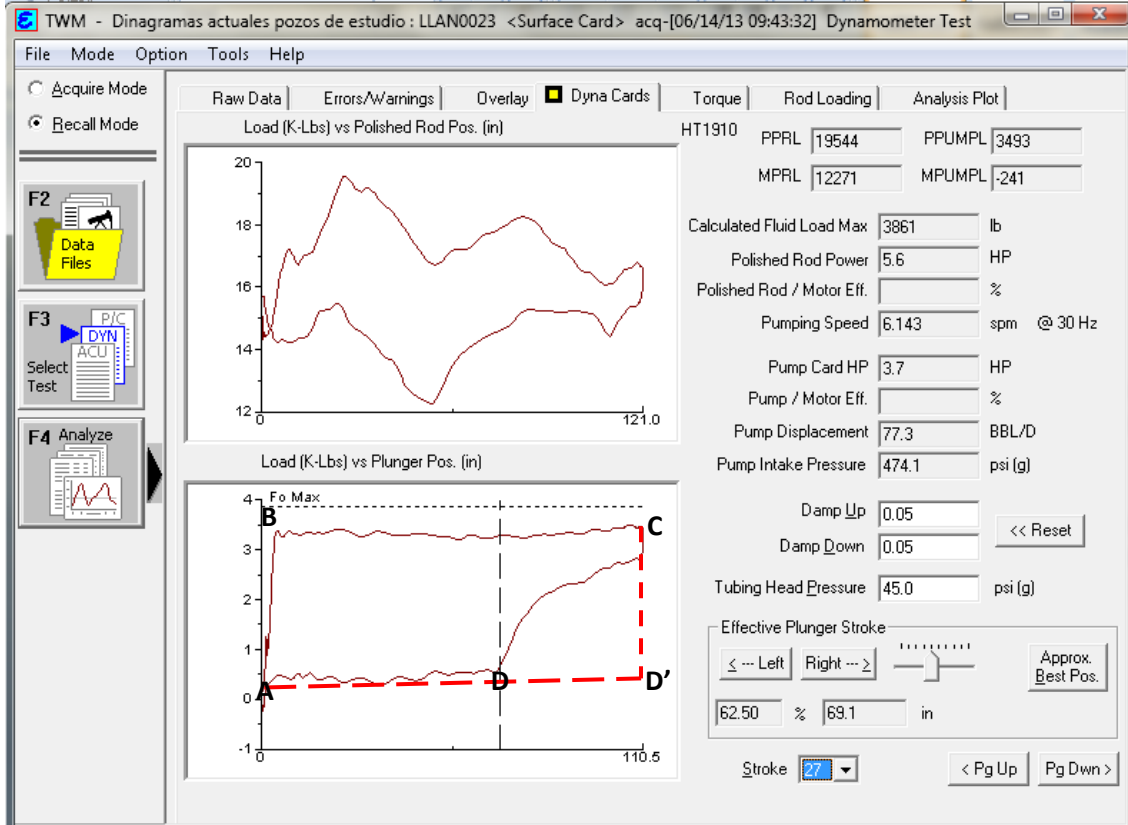
6.4.2 Minimizar la expansión del gas en el volumen muerto pozo- en el pozo Llanito 23. Esta sección abarca la evaluación del diseño de bombas especial Panacea.

Observación:

La aplicación de este modelo al pozo Llanito 23 puede mejorar el recorrido efectivo del pistón, interferencia por gas y el golpe leve de fluido que tiene al final de la carrera descendente.

Para mejorar el recorrido efectivo del pistón siempre se busca que el **punto D** de la carta dinagráfica del pozo sea trasladado horizontalmente hasta el **punto D'**, es decir tenga un comportamiento ideal (100 % llenado de la bomba).

Figura 118. Análisis cualitativo carta dinografica del pozo Llanito 23



Fuente: Echometer, Llanito 23

Como puede verse en la carta dinografica un recorrido significativo del pistón en la carrera descendente se encarga de comprimir el gas que se encuentra debajo de la válvula viajera hasta que la presión dentro de la bomba supera la presión hidrostática de la columna de fluido por encima de la válvula viajera, ocasionando un leve golpe de fluido.

El diseño “panacea” puede controlar eficientemente la expansión de esta cantidad de gas por debajo de la descarga de la bomba, ya que al final de la carrera ascendente el gas que estaba debajo de la bomba de subsuelo es atrapado en la cámara de bolsa de gas, permitiendo una apertura eficiente de la válvula viajera y de este modo un aumento en el llenado de la bomba.

La profundidad de asentamiento actual está bien diseñada para esta bomba, ya que está a una distancia considerable sobre los intervalos de producción.

6.5 POZO LLANITO 119 (POZO DE ESTUDIO 2)

Tabla 20. Información del pozo Llanito 119

CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS
Unidad de bombeo M II-640D-365-168 Recorrido Actual 149 in THP 50 psi CHP 59 PSI SPM: 4.5	Bomba tipo Tubinga API 25-225-20-3-2-2 Prof. Bomba : 5929.91 ft PIP:329 psig Pwf: 492.85 psi Pr: 744.1psig Fallas BOMBA OPERANDO CON INTERFERENCIA POR GAS	API Crudo 20.5 BS&W 40 % Viscosidad del crudo $\mu=5$ cp Gr.Esp.Gas 0.64 Gr.Esp.Aceite 0.931 Gr.Esp.Agua 1.05 Produccion 17/05/2013 Caudal Bruto 60 BLS/Dia GOR: 426 scf/bl

COMPLETAMIENTO				
SARTA DE TUBERIA				
CANT	DESCRIPCIÓN	DIAM (in)	PROF (ft)	LONG (ft)
	DMR			16
182	Tubería EUE J55	2-7/8"	5642	5658
1	AD-1 Sin Cauchos	7	3.39	5661.39
11	Tubería EUE J55	2-7/8"	338.8	6000.19
1	Barril 25-225-THC-20-3-2-2		26	6026.19
3	Tubería EUE J55	2-7/8"	92	6118.19
1	Coupling J-55	2-7/8"	0.44	6118.63

COMPLETAMIENTO				
SARTA DE VARILLAS				
CANT	DESCRIPCIÓN	DIAM (in)	PROF (ft)	LONG (ft)
1	Barra lisa	1-1/2"		30
46	Varillas grado UHS lisas	1	1150	1180
43	Varillas grado UHS Centr 1L-1C	1	1075	2255
2	Varillas grado UHS Centr 1L-1C	7/8"	50	2305
80	Varillas grado UHS lisas	7/8"	2000	4305

COMPLETAMIENTO				
SARTA DE VARILLAS				
CANT	DESCRIPCIÓN	DIAM (in)	PROF (ft)	LONG (ft)
7	Varillas grado UHS Centr 1L-1C	7/8"	175	4480
29	Varillas grado UHS Centr 1L-1C	3/4"	725	5205
32	Varillas grado UHS lisas	3/4"	800	6005
1	Pony Rod	3/4"	2	6007
1	Pistón 2-1/4"		3	6010
	LONGITUD TOTAL			6010

Figura 119. Estado mecánico pozo Llanito 119

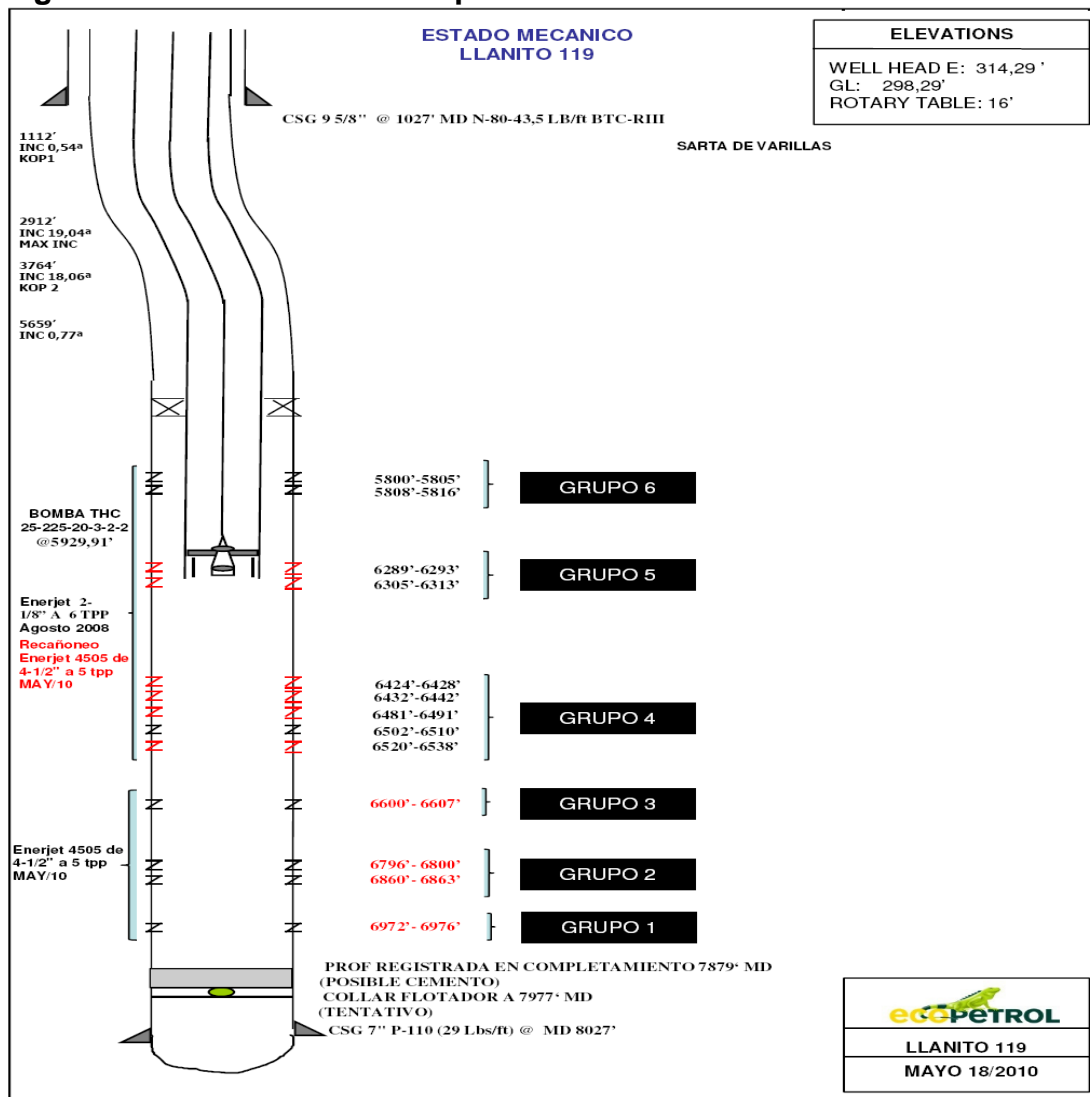
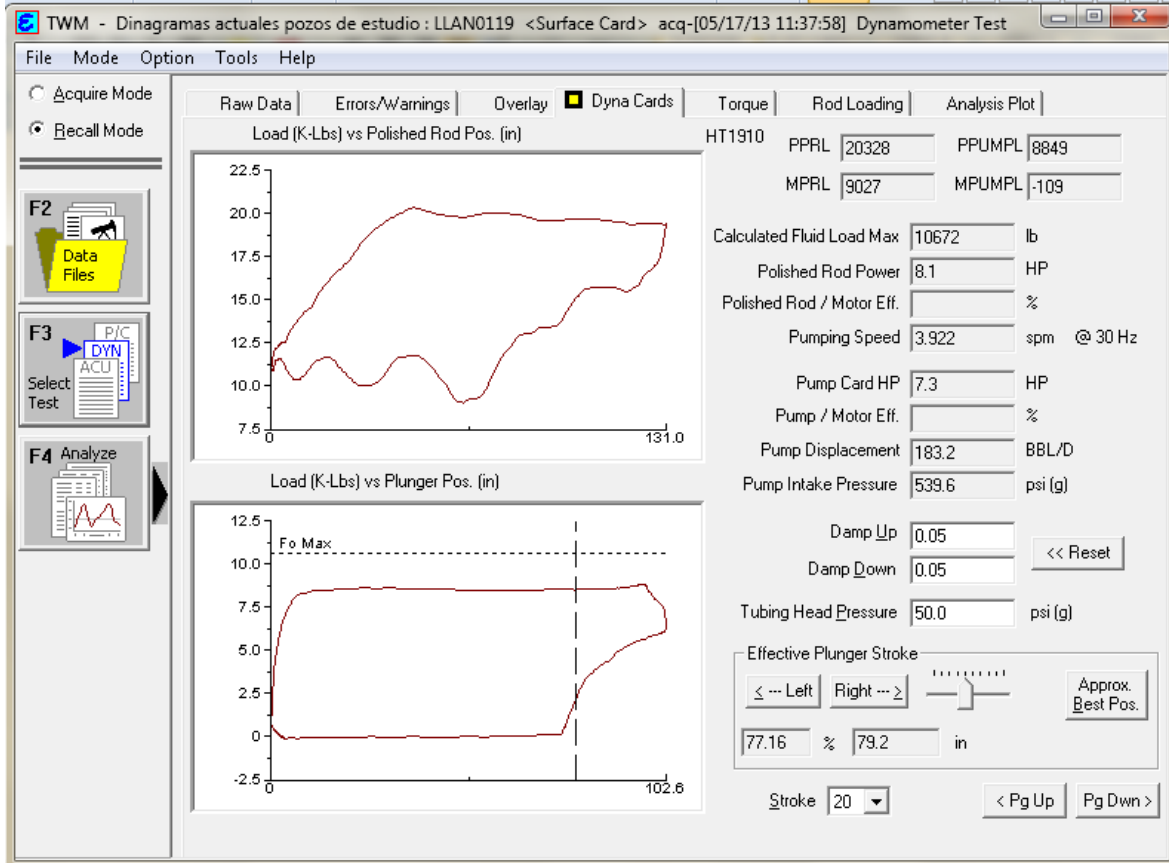
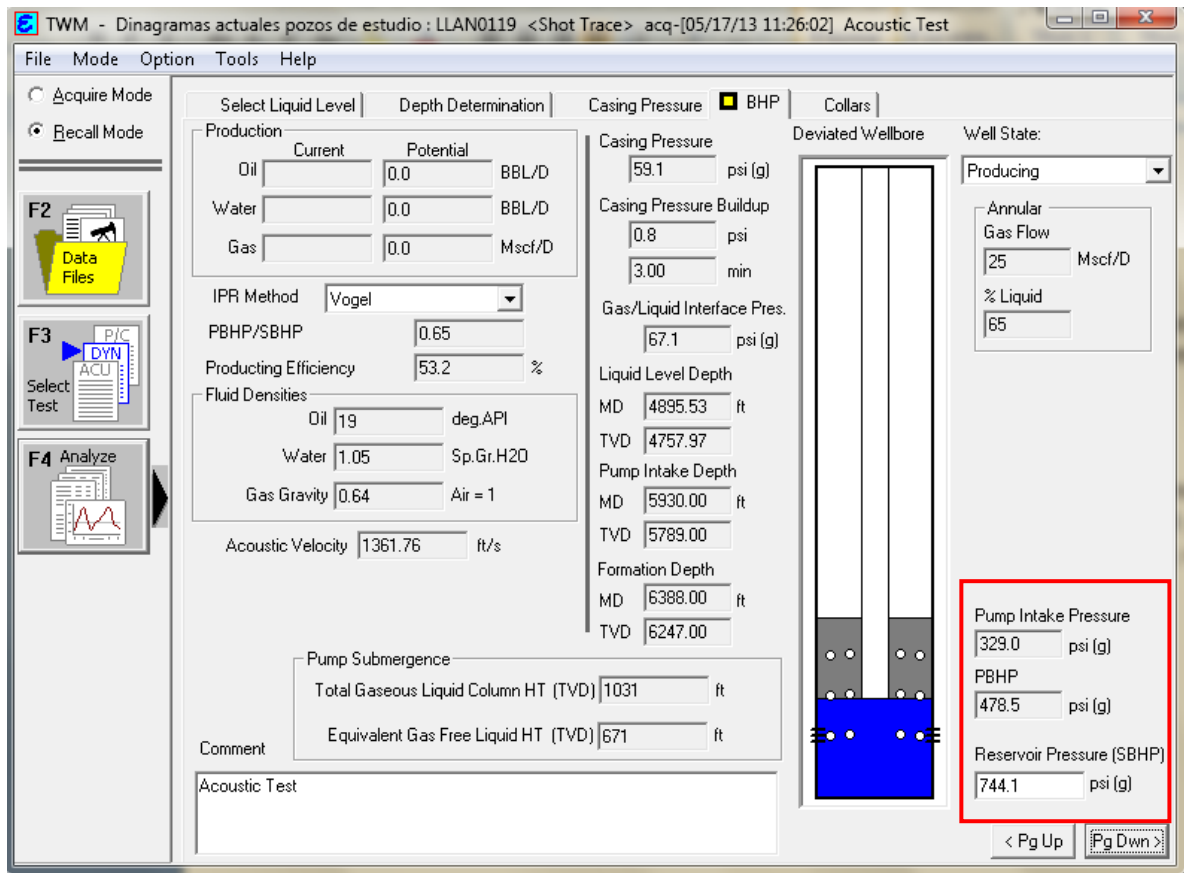


Figura 120. Carta Dinamométrica Llanito 119, pozo con interferencia por gas



Es necesario hacer el IPR del pozo para determinar el caudal máximo que se puede producir. Del programa Ecomether TWM del pozo Llanito 119 se puede obtener la presión de fondo fluyendo, presión promedio del yacimiento, como se ve en la siguiente figura, es decir: $P_{wf}=478.5$ psig; $P_r=744.1$ psig. Pero este yacimiento se caracteriza porque su presión a declinado por debajo de la presión de burbuja, por tanto se está produciendo un yacimiento de petróleo bifásico.

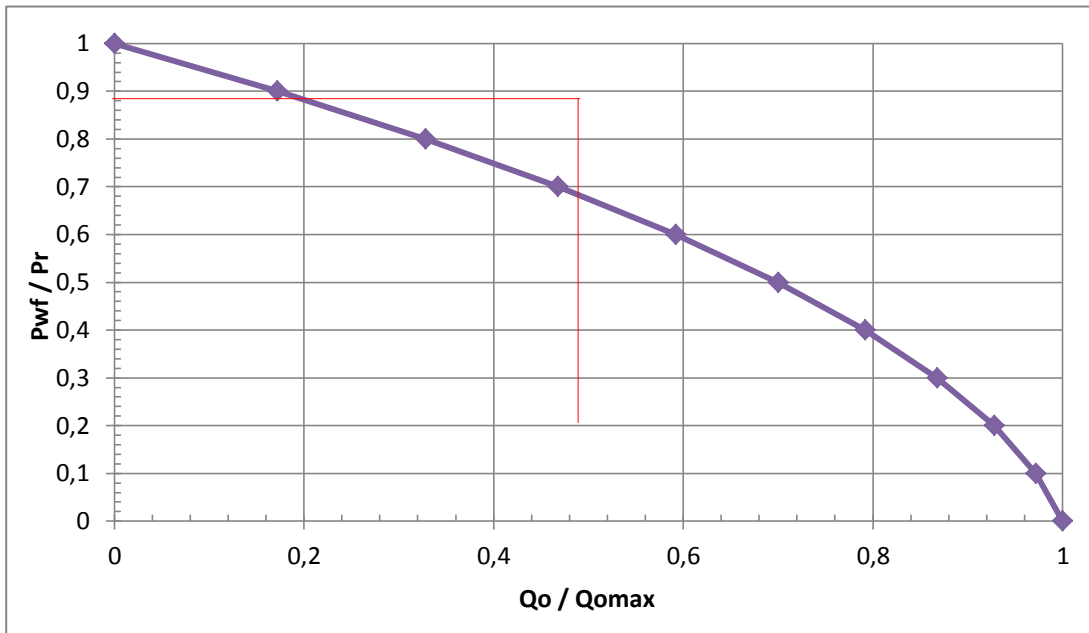
Para yacimientos con flujo bifásico (líquido y gas), donde la presión de yacimiento es menor a la presión en el punto de burbuja, Vogel (con base a las ecuaciones de Weller) propuso la siguiente expresión para construir la relación Q vs. ΔP



$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \times \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \times \frac{P_{wf}^2}{P_r^2}$$

La Figura anexa puede ser utilizada como aproximación para calcular Q_{max} y construir el comportamiento IPR. Conocidas P_r y una prueba (Q_o, P_{wf}).

- Se calcula la relación P_{wf} / P_r
- Con la Figura anexa se calcula Q_o/Q_{max}
- Con Q_o y Q_o/Q_{max} , se determina Q_{max}
- Se suponen P_{wf} y se calculan Q_o .



$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \times \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \times \frac{P_{wf}^2}{P_r^2}$$

$$Q_o = Q_{max} * \left(1 - 0,2 \times \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \times \frac{P_{wf}^2}{P_r^2} \right)$$

$$Q_o = 117.64 * \left(1 - 0,2 \times \frac{P_{wf}}{758.8} - 0,8 \times \frac{P_{wf}^2}{758.8^2} \right)$$

Figura 120. IPR Pozo Llanito 119



Q	Pwf
0	758.8
15.85	700
40.20	600
61.28	500
79.09	400
93.64	300
104.91	200
112.91	100
117.65	0

Siempre se discuten en las literaturas de producción de fluidos petrolíferos y aun en las cátedras de esta asignatura que al disminuir la presión de fondo fluyendo en un pozo en particular se obtiene la producción máxima de líquido, pero muy poco se habla sobre el efecto que causa disminuir esta presión y en especial para un pozo que produce por Bombeo mecánico. La condición de $P_{wf} = 0$ es una aproximación teórica, ya que en la práctica tienen lugar diversas condiciones restrictivas que imposibilitan alcanzarla, entre esas restricciones se encuentran:

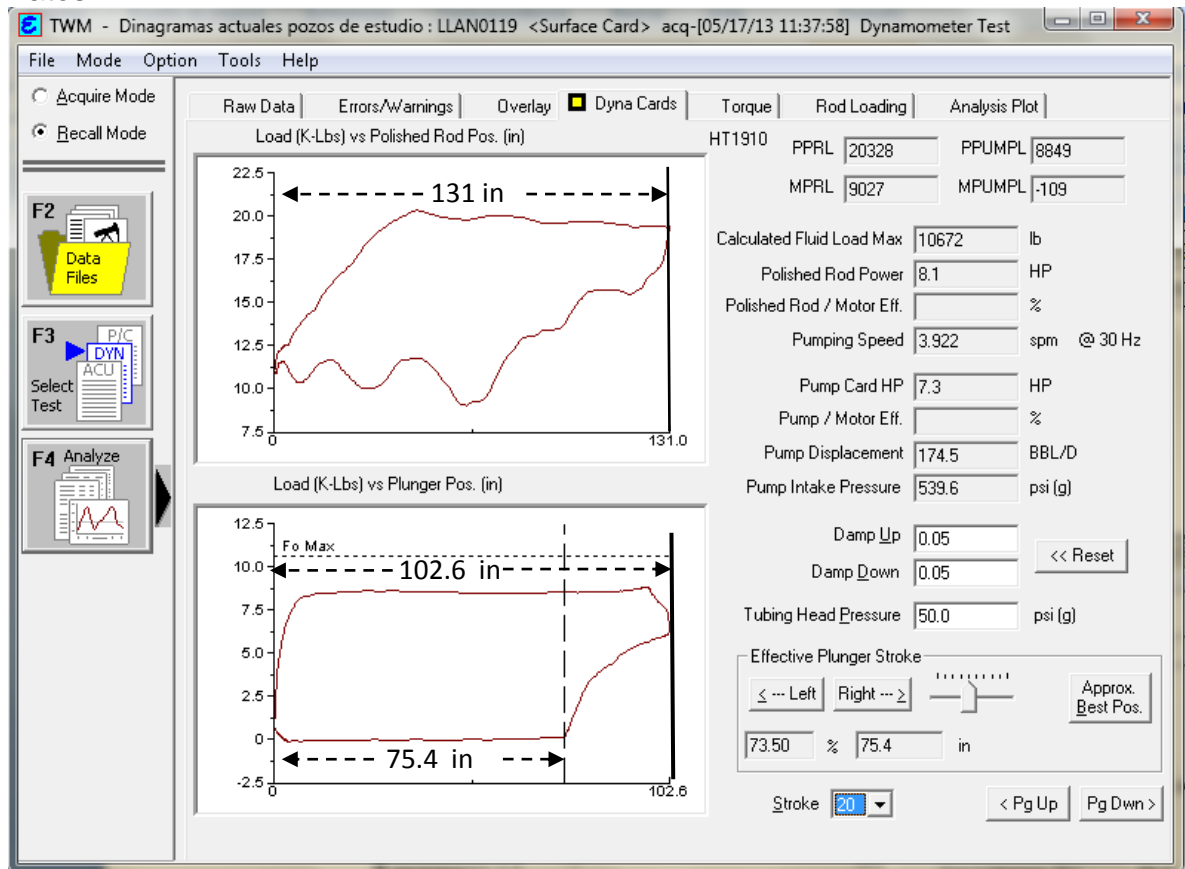
- Tasas críticas, o tasas en las cuales se propiciaría la producción incontrolada de arena, gas o agua.
- Restricciones mecánicas, como la imposibilidad de instalar la bomba en la base de la arena productora (o más profunda).
- En la medida que baja la P_{wf} , se incrementa la separación del gas de la fase disuelta en el líquido a la fase gaseosa, pudiendo bloquear la bomba de subsuelo o disminuyendo significativamente su eficiencia

Al utilizar un separador de gas en fondo y disminuir la presión de fondo fluyendo es necesario determinar la eficiencia de separación de ese diseño de tal manera que todo el gas que se libera no entre en la bomba de subsuelo. Si se utiliza una bomba especial para controlar la liberación de gas dentro de la bomba es necesario utilizar un diseño de bomba que permita la apertura y cierre de las válvulas viajera y fija en los recorridos del pistón.

6.5.1 Minimizar la fracción de gas a la entrada de la bomba. Se realiza el diseño del separador de gas en fondo para el pozo Llanito 119.

Paso 1. Calculo del Desplazamiento de la bomba. El desplazamiento de la bomba depende de la velocidad de bombeo, diámetro del pistón y recorrido de la bomba.

Datos:



CBS = 131 in

CMP = 102.6 in

CEP = 75.4 in

EPM = 3.922 SPM

$\phi_{\text{piston}} = 2 \frac{1}{4}'' = 2.25$ in

$C_b = 0.5901$ (Ver Tabla)

$$Q_{\text{teorico}} = C_b * CBS * EPM$$

$$Q_{\text{teorico}} = 0.5901 * 131 * 3.922 = 303.18 \text{ bpd}$$

$$Q_{\text{bruto}} = C_b * CMP * EPM$$

$$Q_{\text{bruto}} = 0.5901 * 102.6 * 3.922 = 237.45 \text{ bpd}$$

$$Q_{\text{efectivo}} = C_b * CEP * EPM$$

$$Q_{\text{efectivo}} = 0.5901 * 75.4 * 3.922 = 174.50 \text{ bpd}$$

$$\varepsilon_v(\%) = \frac{Q_{\text{Medido}}}{Q_{\text{Teorico}}} * 100$$

$$\varepsilon_v \% = \frac{60}{303.18} * 100 = 20 \%$$

$$LIB \% = \frac{Q_{\text{Efectivo}}}{Q_{\text{Bruto}}} * 100$$

$$LIB \% = \frac{174.50}{237.45} * 100 = 73 \%$$

Paso 2. Determinar la tasa de producción de diseño

$$Q_{\text{diseño}} = \frac{Q_{\text{Medido}}}{LIB \%}$$

$$Q_{\text{diseño}} = \frac{60}{73\%} = 82.20 \text{ BLPD}$$

Paso3. Determinamos la velocidad de burbuja de gas

$$U = \frac{2g \rho_o - \rho_g * R_b}{9\mu} \frac{ft}{seg}$$

c) Propiedades del Aceite.

Densidad del aceite

$$\rho_o = \gamma_o * \rho_w \quad ; \quad \rho_w = 62.4 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_o = \gamma_o * \rho_w \quad \rightarrow \quad \rho_o = 0.931 * 62.4 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_o = 58.11 \frac{lb}{ft^3}$$

d) Propiedades del gas (100% metano)

Densidad del gas

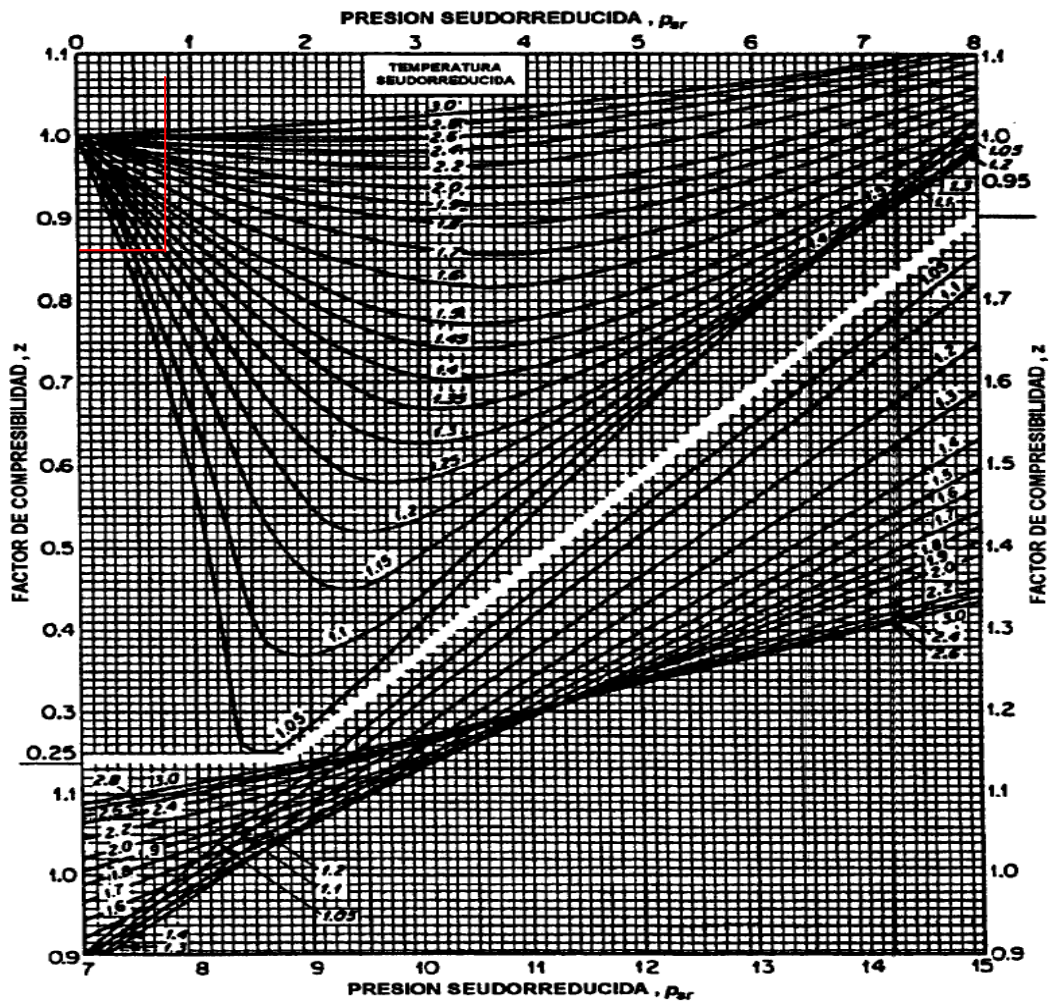
$$\rho_g = \frac{2.7 * GE_g * P}{Z * T}$$

P=Pwf=493.2 psi

T= 150 ° F=610 R

$$P_r = \frac{P}{P_c} = \frac{493.2}{667.8} \rightarrow P_r = 0.74$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} = \frac{610}{343.37} \rightarrow T_r = 1.78$$



$$Z=0.96$$

$$\gamma_g = 0.64$$

$$\rho_g = \frac{2.7 * 0.64 * 493.2}{0.96 * 610} \frac{lb}{ft^3} \rightarrow \rho_g = 1.45 \frac{lb}{ft^3}$$

Radio esférico equivalente de burbuja de gas

Peebles y Garber²⁸ determina a partir de su trabajo experimental de que un pequeño radio de la burbuja de gas equivalente estará en el rango de 0,002 a 0,005 pies.

Tomando el radio de burbuja mínimo, es decir: $R_b = 0.002$

Entonces hallamos U

$$U = \frac{2g \rho_o - \rho_g * R_b^2}{9\mu} \frac{ft}{seg}$$

$$g = 32.17 \frac{ft}{seg^2} ; \quad \rho_o = 58.11 \frac{lb}{ft^3} ; \quad R_b = 0.002 \text{ ft} ;$$

$$\mu = 5 \text{ cp} = 0.0034 \frac{lbm}{ft - seg}$$

$$U = \frac{2 * 32.17 * 58.11 - 1.45 * 0.002^2}{9 * 0.0034}$$

$$U = 0.47 \frac{ft}{seg} \approx 0.5 \frac{ft}{seg}$$

Paso 4.Calculamos el área de anclaje de barro

$$AMA = 0.00935 * \frac{Q_l}{U * Ev} \text{ in}^2$$

²⁸ PEEBLES, F.N. and GARBBER, H.J. Studies on the Motion of Gas Bubbles in Liquids. Chem. Eng. Prog. (Feb. 1953).

Dónde:

$$Q_l = \text{caudalbrutodelíquido}, 60 \frac{\text{Bls}}{\text{Día}}$$

$$U \approx 0.5 \frac{\text{ft}}{\text{seg}} \rightarrow \text{velocidad de ascenso de la burbuja de gas}$$

$$E_v = \text{eficiencia volumetrica de la bomba}, 0.73$$

Luego,

$$AMA = 0.00935 * \frac{60}{0.5 * 0.73} \text{ in}^2 = 1.54 \text{ in}^2$$

$AMA = 1.54 \text{ in}^2$, esta es el área mínima de diseño para que las burbujas de gas se separen del líquido.

Las especificaciones de las tuberías del ancla de gas se hallan de la siguiente manera:

Tubo de succión: 1 ½” (OD: 1.90 in; ID:1.61 in)

Tubo de barro: 2” (OD: 2.375 in; ID: 1.995 in)

$$AMA = \frac{\mu}{4} * ID_{\text{ancla de barro}}^2 - OD_{\text{Dip tube}}^2$$

$$AMA = \frac{\mu}{4} * ID_{\text{ancla de barro}}^2 - 1.90^2$$

$$AMA = \frac{\mu}{4} * 1.995^2 - 1.90^2 = 0.29 \text{ in}^2$$

Tubo de succión: 1 ½” (OD: 1.90 in; ID: 1.61 in)

Tubo de barro: 2½” (OD: 2.875 in; ID: 2.441 in)

$$AMA = \frac{\mu}{4} * 2.875^2 - 1.90^2 = 1.84 \text{ in}^2$$

Tubo de succión: 1 ½” (OD: 1.90 in; ID: 1.61 in)

Tubo de barro: 3" (OD: 3.5 in; ID: 3.068 in)

$$AMA = \frac{\mu}{4} * 3.068^2 - 1.90^2 = 4.56 \text{ in}^2$$

Tubo de succión: 1 ½" (OD: 1.90 in; ID: 1.61 in)

Tubo de barro: 3 ½" (OD: 4 in; ID: 3.548 in)

$$AMA = \frac{\mu}{4} * 3.548^2 - 1.90^2 = 7.051 \text{ in}^2$$

Es aconsejable usar $AMA=7.51 \text{ in}^2$, ya que el tamaño de la tubería de revestimiento (CSG 7" P-110(29 lb/ft) @ MD 8027') es suficiente mente grande, para permitir la separación gravitacional en el anular tubería de revestimiento- tubo de barro

Tamaño de la tubería (nominal)	ID in	Área ID in ²	OD in	Área OD in ²	Diámetro del cuello in
¾"	0.824	0.533	1.05	0.866	1.313
1"	1.049	0.867	1.315	1.358	1.576
1 ¼"	1.380	1.496	1.66	2.164	2.054
1 ½"	1.61	2.036	1.90	2.835	2.20
2"	1.995	3.1245	2.375	4.43	3.063
2 ½"	2.441	4.68	2.875	6.492	3.668
3	3.068	7.393	3.5	9.62	4.25
3 ½"	3.548	9.886	4.00	12.566	4.625
4"	4.026	12.73	4.5	15.90	5.20

Paso 5.Calculamos la longitud del tubo de succión.

$$LDT = \frac{2 * SL * (D_{bomba})^2 * 0.785}{AMA}$$

Dónde:

LDT=Longitud del tubo de inmersión

SL=longitud de recorrido (stroke) de la bomba, in

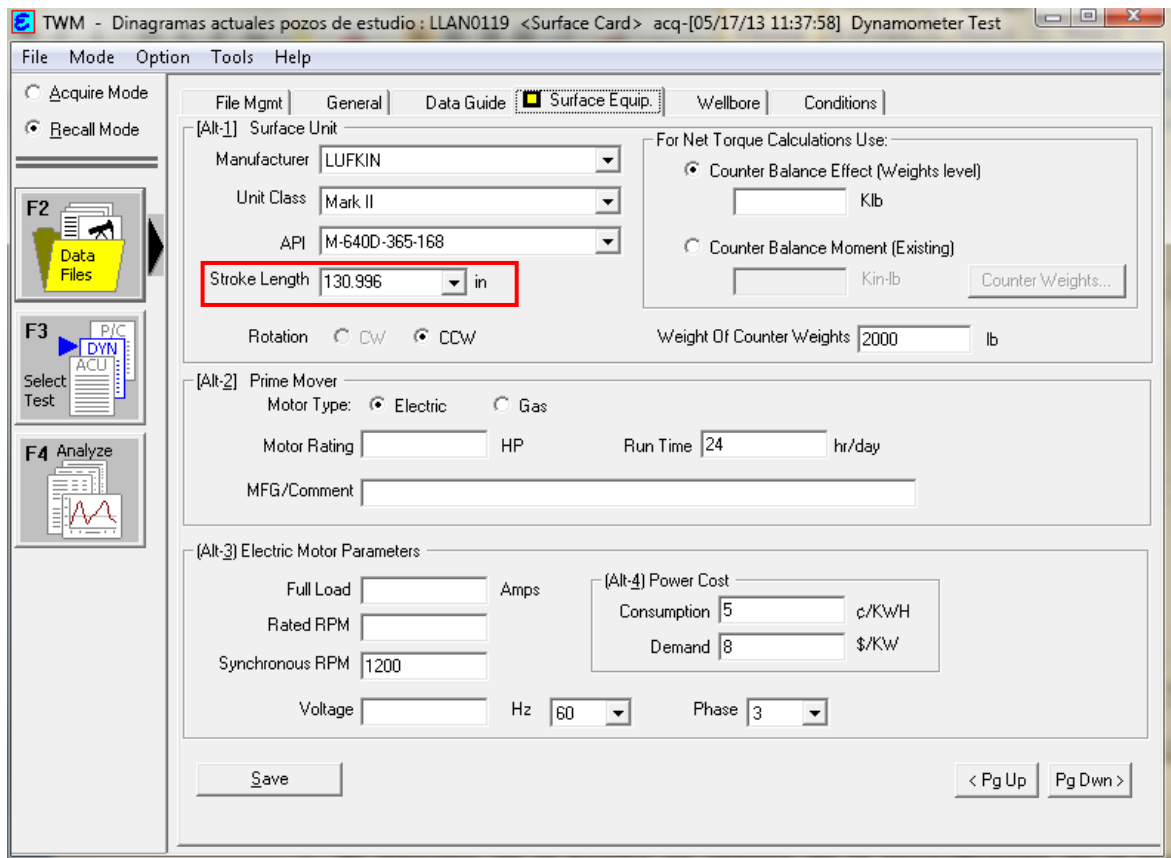
D_{bomba} =Diámetro de la bomba, *in*

Luego se calcula la longitud del tubo de inmersión:

Datos:

- longitud de recorrido (stroke) de la bomba, *in*

$SL=131$ *in*



- El diámetro de la bomba se obtiene de la especificación de la bomba de subsuelo del pozo llanito 23. Es decir se tiene una bomba : 25-225-THC-20-3-2-2

$D_{bomba} = 225 = 2 \frac{1}{4}'' = 2.25$ *in*

- El área mínima de diseño ya fue calculada en el **paso 3**, $AMA=7.051$ *in*² . Para el área mínima de diseño se puede obtener lo siguiente:

$$LDT = \frac{2 * 149.498 * (2.25)^2 * 0.785}{7.051} = 168.519 \text{ in}$$

$$LDT = 14 \text{ ft}$$

Paso 6. Se halla las áreas óptimas de perforaciones del Ancla de barro y tubo de inmersión.

En el diseño de ancla de gas del pozo Llanito 23 se había mencionado que para diseñar el área de las perforaciones del separador Poorboy ya no era necesario usar cuatro veces el área del anular tubería de inmersión-ancla de barro, si no que era suficiente usar el 65 % de esta. Por tanto:

$$A_{perf,AMA} = 0.65 * AMA$$

$$A_{perf,Dip Tube} = 4 * A_{sv}$$

Dónde:

$$A_{perf,AMA} = \text{área de las perforaciones en el ancla de barro, } in^2$$

$$A_{perf,Dip Tube} = \text{área de las perforaciones en el tubo de inmersión, } in^2$$

$$AMA = \text{área del anular tubo de succión-ancla de barro, } in^2$$

$$A_{sv} = \text{área de flujo del asiento de la válvula fija, } in^2$$

Luego

- Calculamos $A_{perf,AMA}$

- $AMA = 7.051 \text{ in}^2$

$$A_{perf,AMA} = 0.65 * 7.051 \text{ in}^2$$

$$A_{perf,AMA} = 4.583 \text{ in}^2$$

Ahora el número de orificios en el ancla de barro para diámetros de 3/8" se puede hallar de la siguiente manera:

$$N_{orificios} = \frac{A_{perf,AMA}}{A_{orificios}}$$

$$A_{orificios} = \frac{\pi}{4} * \frac{3}{8}^2 \text{ in}^2 = 0.110$$

$$N_{orificios} = \frac{4.583}{0.110} \approx 42$$

- Calculamos $A_{perf,Dip Tube}$

$$A_{perf,Dip Tube} = 4 * A_{sv}$$

El área de flujo de la válvula fija se halla con el diámetro del pistón (1 ¼") de la siguiente tabla

Diámetros y áreas del pistón y la Válvula fija			
Diámetro del pistón (in)	Área del pistón (in)	ID del asiento de la VF (in)	Área de flujo del asiento de la VF (in ²)
1 1/16"	0.88	0.5	0.196
1 1/4"	1.227	0.5782	0.262
1 1/2"	1.767	0.656	0.338
1 5/8"	2.074	0.656	0.338
1 3/4"	2.405	0.844	0.559
1 25/32"	2.49	-	-
2	3.142	0.937	0.689
2 1/4"	3.976	1.062	0.887
2 1/2"	4.909	1.312	1.35
2 3/4"	5.94	1.312	1.35
3 1/4"	8.296	1.688	2.238
3 3/4"	11.045	1.75	2.405
4 3/4"	17.721	-	-

$$A_{perf,Dip Tube} = 4 * 0.887 \text{ in}^2$$

$$A_{perf,Dip Tube} = 3.55 \text{ in}^2$$

El número de orificios del tubo de succión puede ser calculado:

$$N_{orificios} = \frac{A_{perf,Dip Tube}}{A_{orificios}}$$

$$A_{orificios} = \frac{\pi}{4} * 1^2 \text{ in}^2 = 0.785$$

$$N_{orificios} = \frac{3.55}{0.75} = 4$$

Tabla 21. Diseño Ancla de gas Poor boy Llanito 119

DISEÑO ANCLA DE GAS POOR BOY TIPO COPAS POZOLLANITO119	
Yacimiento	Formación Esmeralda-la paz
Velocidad de la burbuja de gas	0.5 ft/seg
Tasa de Liquido en superficie	61 BLPD
AMA de diseño mínima	1.54 in ²
AMA de diseño seleccionada	7.051 in ²
Tasa de diseño mínima	82.20 BLPD
Tamaño Ancla de barro	3½”(OD: 4 in; ID: 3.548 in)
Tamaño tubo de inmersión	1½”
Longitud del tubo de inmersión (LDT)	14 ft
Área de las perforaciones en el ancla de barro	0.110 in ²
Numero de perforaciones ancla de barro	42

Fuente: Autores

Recomendaciones para la instalación del separador:

- Como los problemas de arenamiento actualmente son leves en este pozo es recomendable instalar el separador de gas, 2 ft después del último intervalo productor (6972’-6976’), ya que hay suficiente espacio para que se genere un nivel de fluido aceptable y de esta manera obtener un llenado completo en la bomba de subsuelo.
- Uno de los mayores inconvenientes de que la bomba de subsuelo no esté debajo del último intervalo productor es la producción leve de arena, ya que podría ocasionar daños en el pistón y barril de la bomba se recomienda instalar una herramienta que controle la producción de arena si el problema persiste.

6.5.2 Minimizar la expansión del gas en el volumen muerto en el pozo Llanito 119.

Observaciones:

La carta dinagráfica muestra que hay una longitud ($102.6\text{in}-75.4\text{in}=27.2\text{ in}$) considerable en la cual el pistón de la bomba se encarga de comprimir el gas, es decir utiliza el 27% de la longitud máxima del recorrido del pistón en la carrera descendente para comprimir. Otro problema de este pozo es la elongación de las varillas, pero no hay inconvenientes con la producción de arenas. La bomba utilizada (THC 25-225-20-3-2-2) se encuentra a una profundidad de 5929,91 pies, tratándose de un pozo poco profundo.

Recomendaciones para Diseño de la bomba “panacea”

Se sugiere realizar los siguientes ajustes para optimizar la producción de este pozo con la bomba especial “panacea”

1. Instalar la bomba “panacea”
2. Aumentar la carrera superficial a 149.498 in. Esto permite que la eficiencia de llenado de la bomba aumente, ya que la bomba panacea maneja grandes cantidades de gas mejorando el recorrido efectivo del pistón.
3. Mantener la velocidad de bombeo (3.922 spm) para que aumente el nivel de fluido y de esta manera la presión de admisión en la bomba, generando que haya poca liberación de gas dentro del barril.
4. Cambiar la bomba THC por una bomba tipo Inserto para no cambiar la tubería de producción a causa de la cámara de gas de la bomba.
5. Dado que el pozo no tiene inconvenientes con la producción de arena, pero si con la elongación de varillas es recomendable realizar un nuevo diseño de sarta de varillas.

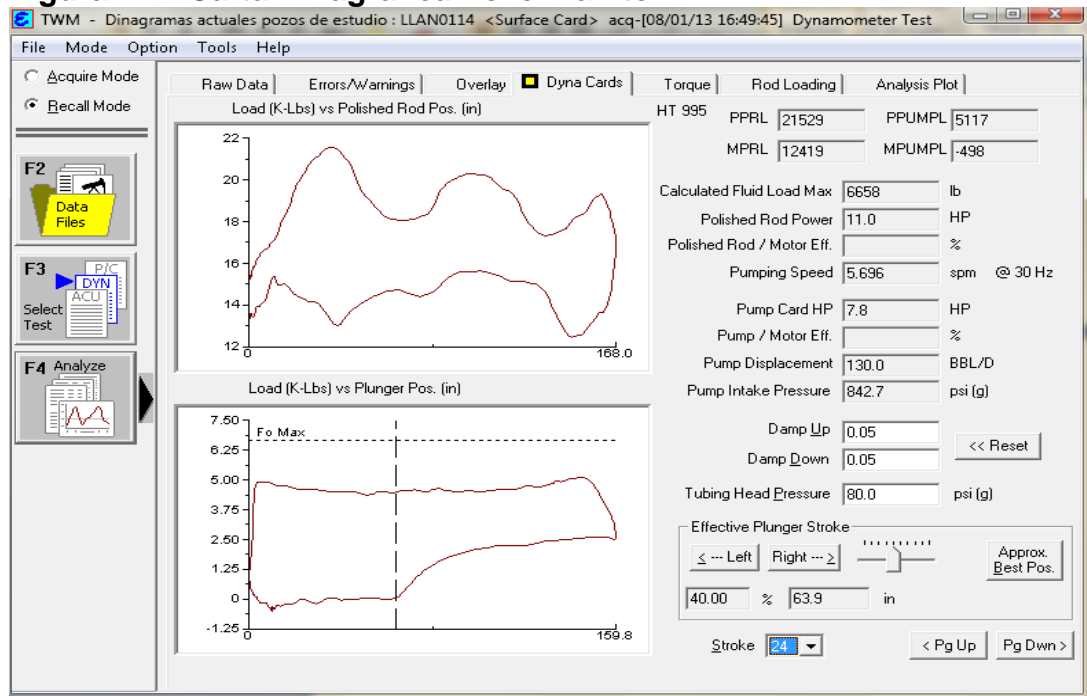
6.6 POZO LLANITO 114 (Pozo de estudio 3)

Tabla 22. Datos pozo Llanito 114 para diseño separador de gas en fondo

Datos	
LIB(%)	40,16%
BSW	0,1%
Qsup (BLPD)	90
Qneto(BOPD)	89,9
Ugas(ft/seg)	0,5
°API	40
SL (in)	168
Dbomba (in)	1,75
Area de flujo del asiento de la	0,559
VF (in ²)	

Fuente: Autor

Figura 121. Carta Dinagráfica Pozo Llanito 114



Fuente: Echometer, Llanito 114

Figura 122. Estado mecánico pozo Llanito 114

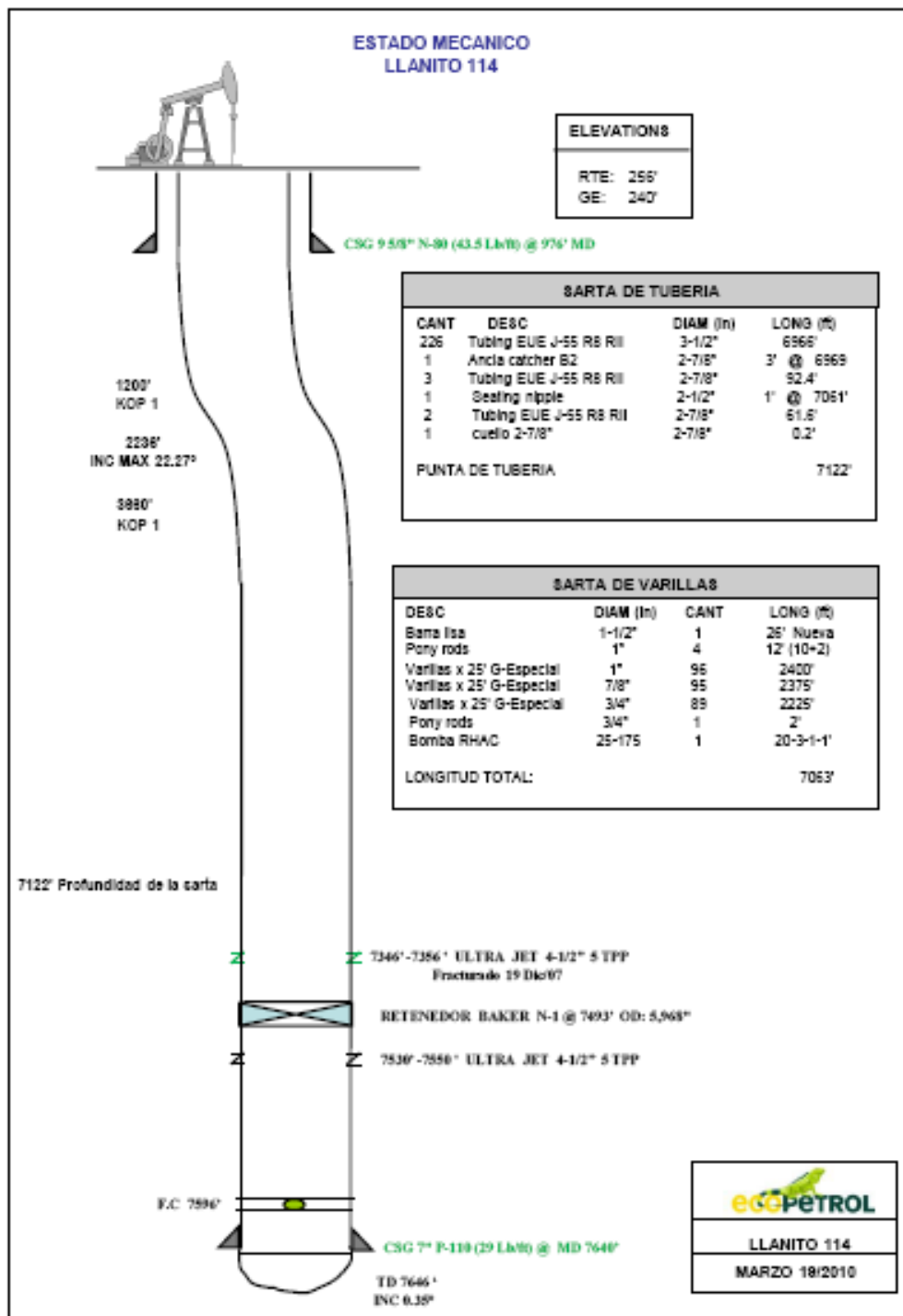


Tabla 23. Diseño Separador de gas fondo Poorboy modificado-pozo Llanito 114.

DISEÑO SEPARADOR DE GAS POOR-BOY LLANITO 114			
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Tasa de produccion de diseño	$Q_{diseño}$	224,10	BLPD
Velocidad de la Burbuja de gas	U_g	0,5	ft/seg
Area Anular de Anclaje de Barro minima de diseño	AMA	4,19	in ²
Diametro del tubo de succion	$D_{dip\ tube}$	1 1/2" (OD:1.90 in; ID:1.61)	in
Diametro interno del tubo de barro de 31/2"	$ID_{ancla\ de\ barro}$	3,55	in
Area anular seleccionada para diseño	AMA Diseño	7,05	in ²
Longitud del tubo de succion	LDT_{min}	192,75	in
Longitud del tubo de succion	LDT_{min}	16,06	ft
Longitud del tubo de succion para diseño	$LDT_{diseño}$	114,55	in
Longitud del tubo de succion para diseño	$LDT_{diseño}$	9,55	ft
Area de las perforaciones de Ancla de barro	$A_{perf, AmA}$	4,58	in ²
Diametro perforaciones ancla d barro	$D_{perforaciones,AMA}$	0,38	in
Area de los orificios	$A_{orificios}$	0,11	in ²
Numero de perforaciones ancla de barro	$N_{perforaciones}$	41	-
Area de las perforaciones tubo de succión	$A_{perf, Dip\ tube}$	2	in ²
Diametro perforaciones tubo de succión	$D_{perforaciones, Dip\ tube}$	1	in
Area de los orificios tubo de succion	$A_{orificios, Dip\ tube}$	0,785	in ²
Numero de perforaciones Tubo de succion	$N_{perforaciones, Dip\ tube}$	3	-

Fuente: Autor

6.7 POZO LLANITO 123 (pozo de estudio 4)

Tabla 24. Datos pozo Llanito 123 para diseño separador de gas en fondo

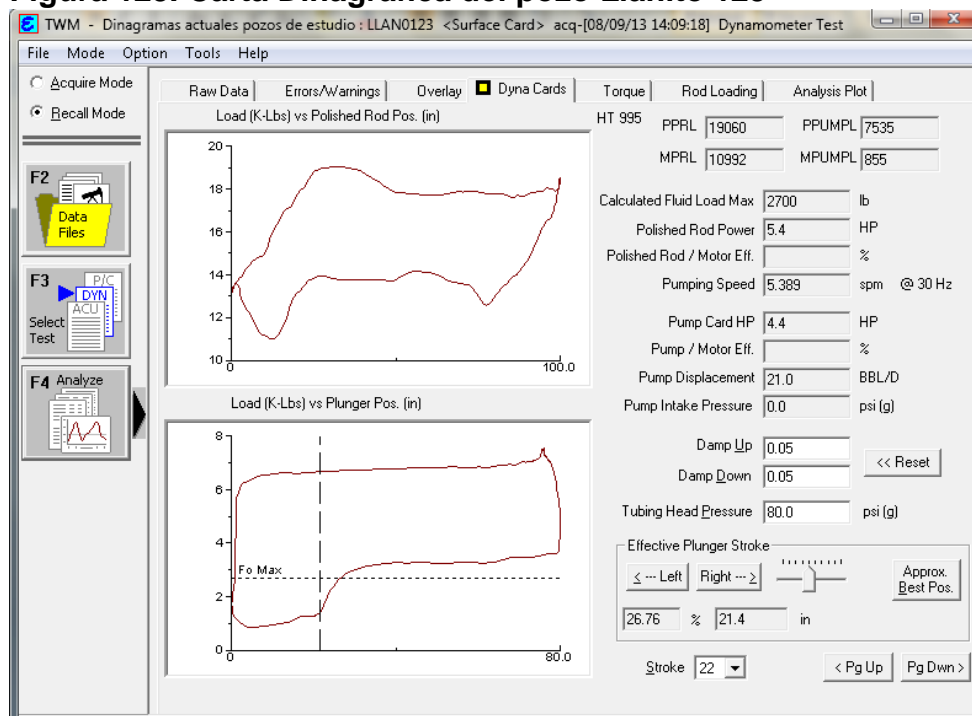
Datos	
LIB(%)	26.76%
BSW	3.2%
Q_{sup} (BLPD)	15
Q_{neto} (BOPD)	14.52
U_{gas} (ft/seg)	0.5
°API	22
SL (in)	100
D_{bomba} (in)	1.25
Area de flujo	0.262
del asiento de la	
V_F (in ²)	

Fuente: Autor

Tabla 25. Diseño Separador de gas fondo Poorboy modificado-pozo Llanito 129.

DISEÑO SEPARADOR DE GAS POOR-BOY LLANITO 123			
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Tasa de produccion de diseño	$Q_{diseño}$	56,05	BLPD
Velocidad de la Burbuja de gas	U_g	0,5	ft/seg
Area Anular de Anclaje de Barro minima de diseño	AMA	1,05	in ²
Diametro del tubo de succion	$D_{dip\ tube}$	1 1/2" (OD:1.90 in; ID:1.61)	in
Diametro interno del tubo de barro de 3"	$ID_{ancla\ de\ barro}$	3,07	in
Area anular seleccionada para diseño	AMA Diseño	4,56	in ²
Longitud del tubo de succion	LDT_{min}	234,03	in
Longitud del tubo de succion	LDT_{min}	19,50	ft
Longitud del tubo de succion para diseño	$LDT_{diseño}$	53,83	in
Longitud del tubo de succion para diseño	$LDT_{diseño}$	4,49	ft
Area de las perforaciones de Ancla de barro	$A_{perf, AmA}$	2,96	in ²
Diametro perforaciones ancla d barro	$D_{perforaciones, AMA}$	0,38	in
Area de los orificios	$A_{orificios}$	0,11	in ²
Numero de perforaciones ancla de barro	$N_{perforaciones}$	27	-
Area de las perforaciones tubo de succión	$A_{perf, Dip\ tube}$	1	in ²
Diametro perforaciones tubo de succión	$D_{perforaciones, Dip\ tube}$	1	in
Area de los orificios tubo de succion	$A_{orificios, Dip\ tube}$	0,785	in ²
Numero de perforaciones Tubo de succion	$N_{perforaciones, Dip\ tube}$	1	-

Figura 123. Carta Dinagráfica del pozo Llanito 123



Fuente: Echometer, Llanito 123

6.8 POZO LLANITO 129 (Pozo de estudio 5)

Tabla 26. Datos pozo Llanito 129 para diseño separador de gas en fondo.

Datos	
LIB(%)	85.62%
BSW	61.0%
Qsup (BLPD)	179
Qneto(BOPD)	70
Ugas(ft/seg)	0.5
°API	22
SL (in)	168
Dbomba (in)	1.25
Area de flujo del asiento de la VF (in ²)	0.262

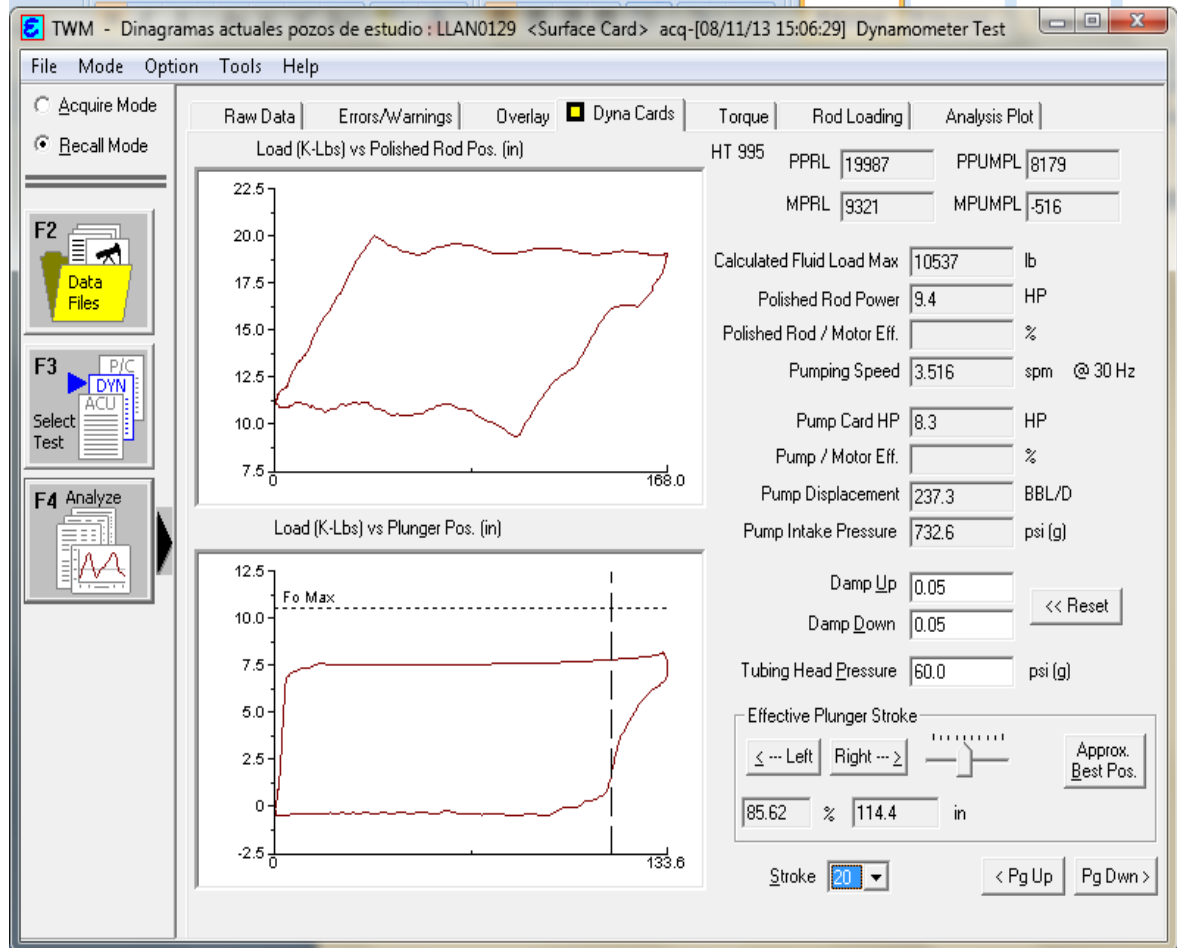
Fuente: Autor

Tabla 27. Diseño Separador de gas fondo Poorboy modificado-pozo Llanito 129.

DISEÑO SEPARADOR DE GAS POOR-BOY LLANITO 129			
VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Tasa de produccion de diseño	$Q_{diseño}$	209.06	BLPD
Velocidad de la Burbuja de gas	U_g	0.5	ft/seg
Area Anular de Anclaje de Barro minima de diseño	AMA	3.91	in ²
Diametro del tubo de succion	$D_{dip\ tube}$	1 1/2" (OD:1.90 in; ID:1.61)	in
Diametro interno del tubo de barro de 31/2"	$ID_{ancla\ de\ barro}$	3.55	in
Area anular seleccionada para diseño	AMA Diseño	7.05	in ²
Longitud del tubo de succion	LDT_{min}	105.42	in
Longitud del tubo de succion	LDT_{min}	8.78	ft
Longitud del tubo de succion para diseño	$LDT_{diseño}$	58.44	in
Longitud del tubo de succion para diseño	$LDT_{diseño}$	4.87	ft
Area de las perforaciones de Ancla de barro	$A_{perif, AMA}$	4.58	in ²
Diametro perforaciones ancla d barro	$D_{perforaciones, AMA}$	0.38	in
Area de los orificios	$A_{orificios}$	0.11	in ²
Numero de perforaciones ancla de barro	$N_{perforaciones}$	41	-
Area de las perforaciones tubo de succión	$A_{perif, Dip\ tube}$	1	in ²
Diametro perforaciones tubo de succión	$D_{perforaciones, Dip\ tube}$	1	in
Area de los orificios tubo de succion	$A_{orificios, Dip\ tube}$	0.785	in ²
Numero de perforaciones Tubo de succion	$N_{perforaciones, Dip\ tube}$	1	-

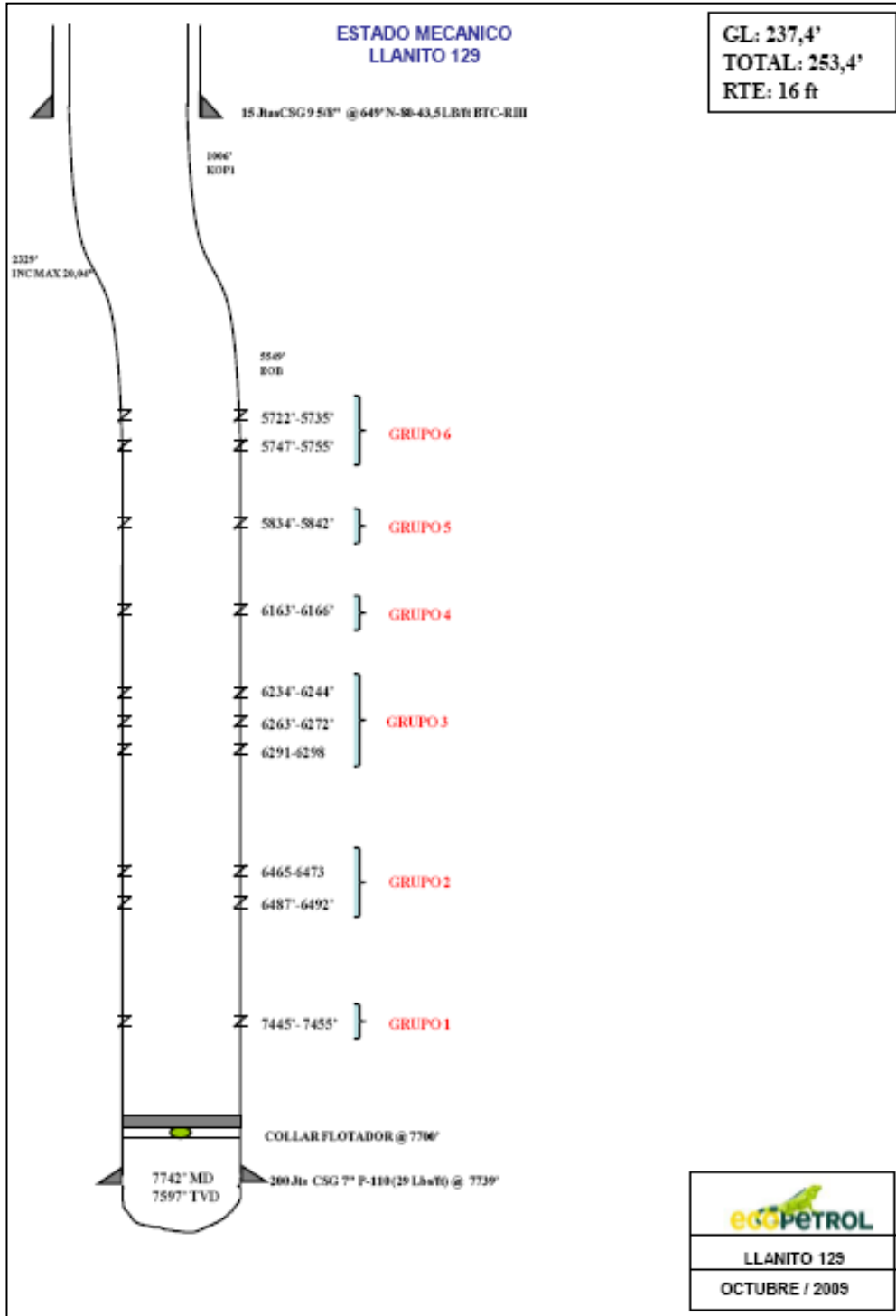
Fuente: Autor

Figura 124. Carta Dinagráfica del pozo Llanito 129



Fuente: Echometer, Llanito 129

Figura 125. Estado mecánico pozo Llanito



7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Hay una ley inquebrantable en la naturaleza “ley de la siembra y la cosecha”, es decir siempre que se haga una inversión se recibe algo, pero lo que se obtenga depende de los parámetros involucrados en dicha inversión. Por tanto cada proyecto de investigación requiere una evaluación financiera de tal manera que se genere las ganancias suficientes para recuperar la inversión y al mismo tiempo aumentar los activos de la empresa.

Durante las cátedras de ingeniería económica y métodos de producción en la Universidad Industrial de Santander, se desarrollaron diferentes técnicas de evaluación que permiten establecer la viabilidad de un proyecto desde el punto de vista financiero. Es por esto que se utilizaron, en esta sección, algunos indicadores o criterios de evaluación financiera de proyectos de inversión, tales como: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio Costo (*RB/C*) y Payback o Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), para determinar la viabilidad o cierre financiero del proyecto de instalar el diseño (ancla de gas Poorboy) en el campo Llanito.

7.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto (VPN) es el criterio más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión. Este indicador se calcula restandole a la sumatoria del valor presente de los flujos de caja neto (FCN), las inversiones (*I*) o egresos en presente o valores de hoy.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \{FCN_t / (1+k)^t\} - I$$

- Cuando el VPN es positivo, es porque la inversión genera rentabilidad superior a la tasa de oportunidad o tasa mínima de retorno del inversionista o de la empresa, denotando que los ingresos netos después de impuestos (flujos de caja netos) en presente, son mayores que las inversiones.

- Si el VPN es negativo, significa que la inversión genera una rentabilidad inferior a la tasa de oportunidad o tasa mínima de retorno del inversionista o de la empresa; o sea que las inversiones o egresos, son mayores que los flujos de caja netos en presente. En otras palabras, la inversión no se alcanza a recuperar a la tasa de oportunidad del inversionista (TIO) en el horizonte del tiempo.
- Si VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente para el inversionista, pues genera una rentabilidad igual al TIO o tasa de oportunidad del inversionista.

7.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la rentabilidad que produce la inversión o proyecto. Conocida como la tasa de rentabilidad de la inversión, y matemáticamente es la tasa que genera la equivalencia entre ingresos y egresos en cualquier punto en el tiempo. Se calcula armando la ecuación de VPN e igualándola a cero.

$$VPN = 0 = \frac{FCN_1}{1+i^1} + \frac{FCN_2}{1+i^2} + \dots + \frac{FCN_n}{1+i^n} - Inversión$$

Donde:

FCN: Flujo de Caja Neto

i: Tasa Interna de Retorno

7.3 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (R/B/C)

Se define como el cociente entre el valor presente de los ingresos (VPIn), con respecto del valor presente de los egresos (VPEg), es decir:

$$RBC = \frac{VP_{In}}{VP_{Eg}}$$

7.4 PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Se define como el tiempo de recuperación de la inversión o tiempo en el cual se recupera el dinero que se ha invertido inicialmente en un proyecto, es decir para que los flujos de caja netos positivos sean iguales o mayores a la inversión inicial. Matemáticamente puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\sum_{t=1}^n \{FCNt / (1 + k)^t\} \geq I$$

7.5 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LOS POZOS DE ESTUDIO

Los cinco pozos de estudio **Llanito (23, 114, 119, 123, 129)** se evaluaron teniendo en cuenta parámetros financieros tales como VPN, TIR, Payback, Relación costo beneficio. A continuación se hace la evaluación para **Llanito 23** con todo el proceso requerido, de igual forma se evalúan los pozos restantes teniendo el mismo criterio ya que a todos se les implementó el separador en fondo o ancla de gas.

7.5.1 Evaluación Llanito 23. Partiendo de las curvas de declinación del pozo del caso base e incremental, se obtiene el área bajo la curva del caudal optimizado. La evaluación del primer mes del área bajo esa curva, es el caudal incremental del pozo en el primer mes, que por efecto de su declinación en el nuevo diseño se reduce en los meses restantes hasta el fin de su vida útil, es decir cuando el caudal con el nuevo diseño regresa al caudal del caso base. Cabe aclarar que el caso base tiene una declinación del 3%, luego el índice de declinación del caso optimizado es hallado mediante relaciones matemáticas de producción.

El índice de declinación con el nuevo diseño de separación en fondo para Llanito 23 se determina:

$$\frac{Q_0}{Q_1} = \frac{b_{t1}}{b_{t2}}$$

Dónde:

$$Q_0 = 61 \text{ Bls}$$

$$Q_1 = 98.4 \text{ Bls}$$

$$B_{t1} = 0.03$$

$$B_{t2} = ?$$

Luego:

$$b_{t2} = \frac{Q_1 * b_{t1}}{Q_0}$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$b_{t2} = \frac{98.4 * 0.03}{61} = 0.048 = 4.8\% \text{ *declinación*}$$

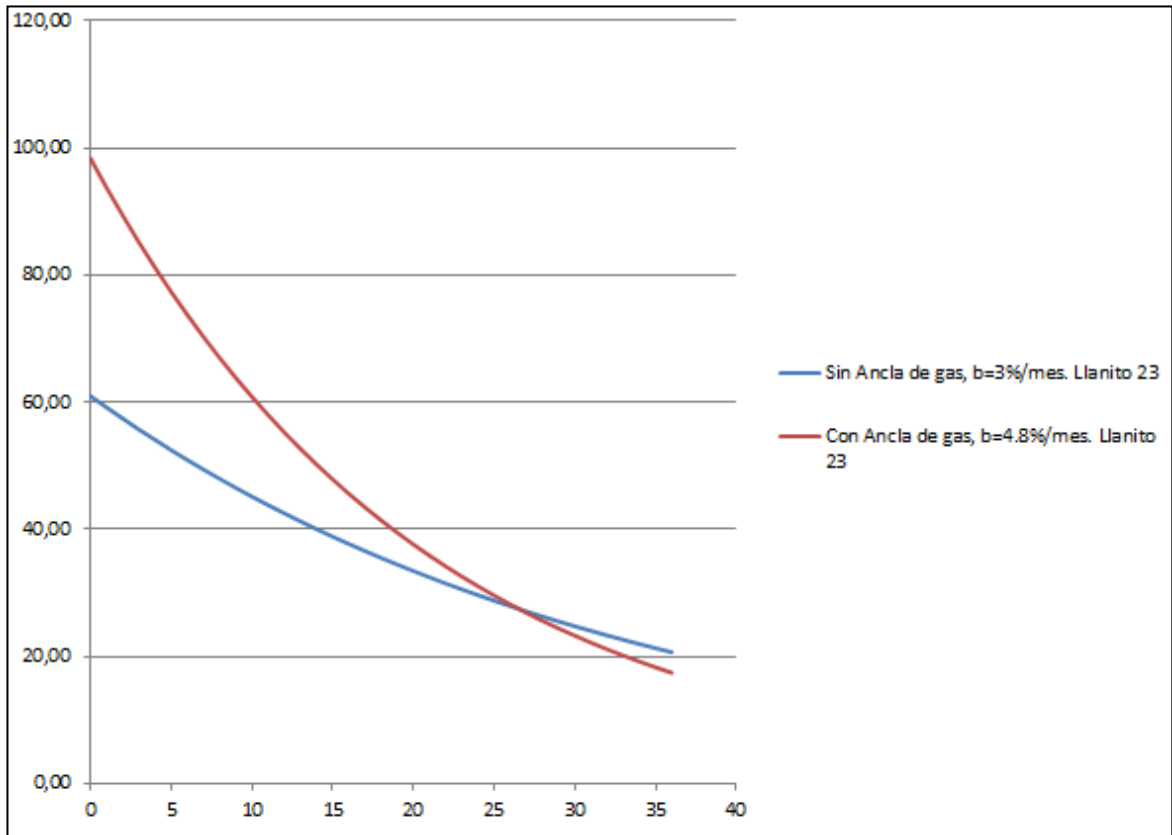
Los datos de producción en Llanito 23 con un estimativo a 3 años para generar las curvas de declinación son los siguientes:

Tabla 28. Datos de producción considerando declinación mensual del 4.8%, Llanito 23.

Llanito 23-sin ancla degas		Llanito 23-con ancla de gas	
q (BLPD)	t(mes)	q (BLPD)	t (mes)
61,00	0	98,40	0
59,20	1	93,79	1
57,45	2	89,39	2
55,75	3	85,20	3
54,10	4	81,20	4
52,50	5	77,39	5
50,95	6	73,76	6
49,44	7	70,30	7
47,98	8	67,01	8
46,56	9	63,86	9
45,18	10	60,87	10
43,85	11	58,02	11
42,55	12	55,29	12
41,29	13	52,70	13
40,07	14	50,23	14
38,88	15	47,87	15
37,73	16	45,63	16
36,62	17	43,49	17
35,54	18	41,45	18
34,48	19	39,51	19
33,46	20	37,65	20
32,48	21	35,89	21
31,51	22	34,21	22
30,58	23	32,60	23
29,68	24	31,07	24
28,80	25	29,62	25
27,95	26	28,23	26
27,12	27	26,90	27
26,32	28	25,64	28
25,54	29	24,44	29

Fuente: Autores

Figura 126. Producción base e incremental Llanito23, 4.8% de declinación en el nuevo diseño



Fuente: Autores

La implementación del separador de fondo para los pozos de estudio optimizó de manera eficiente la producción de líquido, mostrando un $\Delta q=35.98$ BOPD incremental para Llanito 23 en el primer mes, con una tasa de declinación constante del 4.8% mensual a lo largo del tiempo evaluado.

El punto de corte predice en qué tiempo el diseño de separador recobra la producción base, es decir tiempo en el cuál el diseño deja de ser óptimo. Para el análisis de la vida útil del diseño optimizado se parte de una expresión matemática que denota un caudal producido en función del tiempo:

$$Q_{t1} = Q_0 * e^{-bt}$$

$$Q_{t2} = Q_1 * e^{-bt}$$

Reemplazando valores e igualando se obtiene:

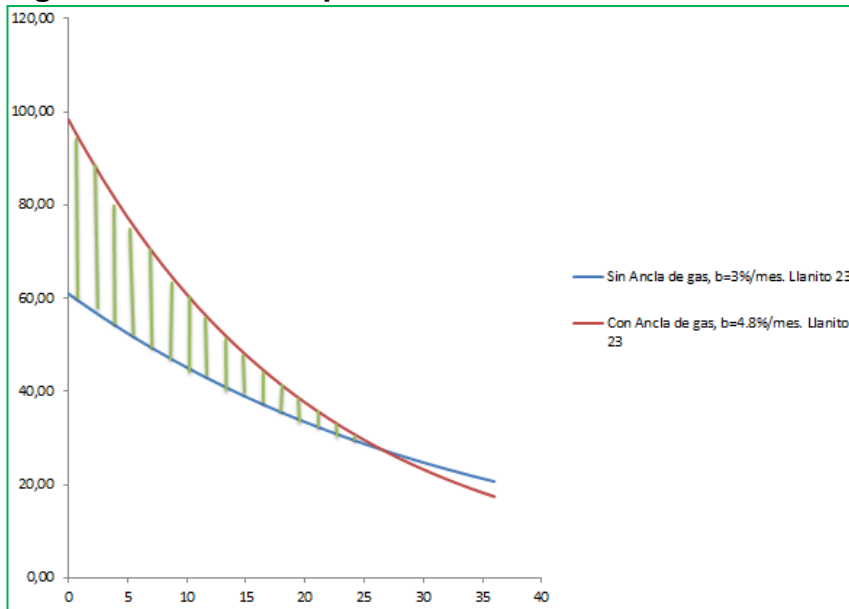
$$98.4 * e^{-0.048t} = 61 * e^{-0.03t}$$

$$t = 27 \text{ meses}$$

Despejando t se llega a que el tiempo en igualación de producción es de 27 meses aproximadamente. Por tal razón la evaluación financiera para el pozo Llanito 23 se hace con el caudal optimizado a lo largo de 27 meses de producción del mismo luego de la implementación del separador en fondo o ancla de gas.

Se calcula el **N_p** en el primer mes hallando el área bajo la curva con referencia a las curvas de producción actual y optimizada:

Figura 127. Caudal Optimizado Llanito 23



Fuente: Autor

Integrando la expresión del caudal se tiene:

$$N_p = \int_0^1 Q_{t2} - Q_{t1} * dt = \int_0^1 98.4 * e^{-0.048t} - 61 * e^{-0.03t} * dt$$

$$N_p = 98.4 \int_0^1 e^{-0.048t} * dt - 61 \int_0^1 e^{-0.03t} * dt$$

$$N_p = 35.98 \text{ BN/Día}$$

La metodología usada para la evaluación financiera de la implementación del ancla de gas en el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico para el **Pozo Llanito 23**, es:

Datos básicos:

$$Q_{\text{Actual}} = 61 \text{ BLPD}$$

$$\text{BSW} = 34\%$$

Tasa de declinación= 4.8 % mensual

$$Q_{\text{Diseño}} = 98.4 \text{ BLPD}$$

$$\Delta Q = 37.4 \text{ BLPD}$$

Tiempo del pozo sin producir: 2 Días

Costo de levantamiento del barril: 24 US\$

Costo de un barril de petróleo: 80 US\$

Tasa de impuesto: 34% de la renta líquida (ganancia antes de impuesto)

Tasa de oportunidad: 12% anual en dólares

Horizonte de evaluación: 27 meses

$$\Delta Q_{o \text{ incremental}} = 35.98 * (1 - 0.34) = 23.74 \text{ BOPD} \rightarrow \text{Primer mes}$$

Luego con el decrecimiento mensual de 4.8%, se hace el estudio para 27 meses considerados como vida útil en la implementación del separador de fondo:

Tabla 29. Ingresos Mensuales Llanito 23

INGRESOS MENSUALES	
\$US	Mes
56992,32	1
54256,69	2
51652,37	3
49173,05	4
46812,75	5
44565,74	6
42426,58	7
40390,10	8
38451,38	9
36605,71	10
34848,64	11
33175,90	12
31583,46	13
30067,45	14
28624,22	15
27250,25	16
25942,24	17
24697,01	18
23511,56	19
22383,00	20
21308,62	21
20285,81	22
19312,09	23
18385,11	24
17502,62	25
16662,50	26
15862,70	27

Fuente: Autor

Inversiones:

Ancla de barro: 245 US\$

Tubo de Succión: 114 US\$

Equipo de Varilleo: $8000 \frac{US\$}{Día} * 2 \text{ Dias} = 16000 \text{ US\$}$

$$\text{Producción diferida: } 2 \text{ Dias} * 61 \text{ BLPD} * 1 - 0.34 * 80 - 24 \frac{\text{US\$}}{\text{BL}} * 0.8 \\ = 3607.3 \text{ US\$}$$

Total Inversiones: 19966 US\$

Inversión depreciable: 359 US\$ (sumatoria costo del ancla de barro y el tubo de succión o inmersión)

$$\text{Depreciación 5 años (60 meses): } D_i = \frac{PC-L}{n}$$

Donde:

PC: Precio de compra

L: Valor de salvamento, es considerado cero para la industria petrolera

n: Tiempo

Luego,

$$D_i = \frac{359 - 0}{60} = 5.98$$

Tabla 30. Flujo de caja neto mensual-Llanito 23

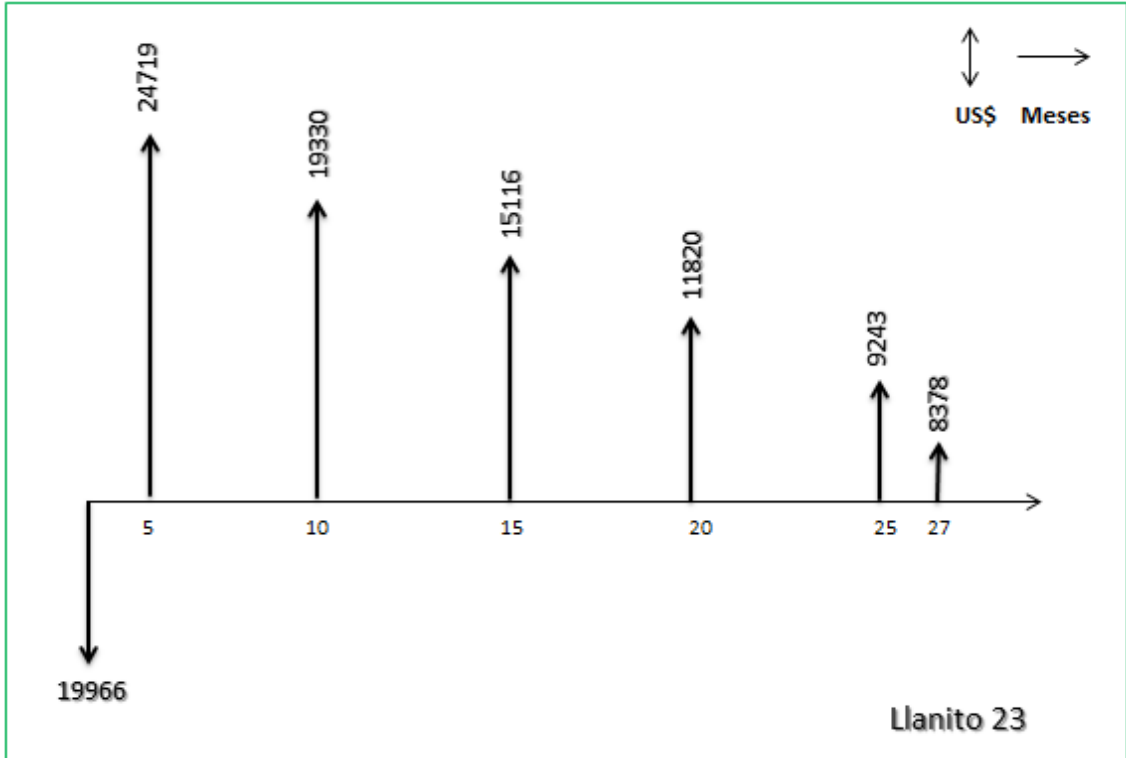
Item	MES →	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingreso		56992,32	54256,689	51652,368	49173,054	46812,747	44565,735	42426,58	40390,104	38451,379
Regalías(20%)		11398,464	10851,338	10330,474	9834,6108	9362,5495	8913,1471	8485,316	8078,0209	7690,2759
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
Renta líquida Gravable		45587,876	43399,371	41315,914	39332,463	37444,218	35646,608	33935,284	32306,103	30755,123
Impuesto		15499,878	14755,786	14047,411	13373,037	12731,034	12119,847	11537,997	10984,075	10456,742
Ganancia después de impuesto		30087,998	28643,585	27268,503	25959,426	24713,184	23526,762	22397,288	21322,028	20298,381
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
FCN(Flujo de caja neto)		30093,978	28649,565	27274,483	25965,406	24719,164	23532,742	22403,268	21328,008	20304,361

Item	MES →	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ingreso		36605,713	34848,639	33175,904	31583,461	30067,455	28624,217	27250,254	25942,242	24697,015
Regalías(20%)		7321,1426	6969,7278	6635,1808	6316,6922	6013,4909	5724,8434	5450,0509	5188,4484	4939,4029
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
Renta líquida Gravable		29278,59	27872,931	26534,743	25260,789	24047,984	22893,393	21794,224	20747,814	19751,632
Impuesto		9954,7208	9476,7966	9021,8127	8588,6681	8176,3145	7783,7538	7410,036	7054,2567	6715,5548
Ganancia después de impuesto		19323,87	18396,135	17512,931	16672,121	15871,669	15109,64	14384,188	13693,557	13036,077
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
FCN(Flujo de caja neto)		19329,85	18402,115	17518,911	16678,101	15877,649	15115,62	14390,168	13699,537	13042,057

Item	MES →	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Ingreso		23511,558	22383,003	21308,619	20285,805	19312,087	18385,106	17502,621	16662,496	15862,696
Regalías(20%)		4702,3116	4476,6006	4261,7238	4057,1611	3862,4173	3677,0213	3500,5243	3332,4991	3172,5391
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
Renta líquida Gravable		18803,266	17900,423	17040,915	16222,664	15443,689	14702,105	13996,117	13324,016	12684,177
Impuesto		6393,1106	6086,1437	5793,9112	5515,7058	5250,8544	4998,7158	4758,6798	4530,1656	4312,62
Ganancia después de impuesto		12410,156	11814,279	11247,004	10706,958	10192,835	9703,3894	9237,4373	8793,8508	8371,5566
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
FCN(Flujo de caja neto)		12416,136	11820,259	11252,984	10712,938	10198,815	9709,3694	9243,4173	8799,8308	8377,5366

Fuente: Autor

Figura 128. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito 23



Fuente: Autor

Criterios de evaluación:

Tasa de oportunidad mensual: $TIO = 1.12^{1/12} - 1 = 0.009489$ mensual

a) VALOR PRESENTE NETO (VPN):

b)

$$VPN = 30093.98 * 1.009489^{-1} + 28649.56 * 1.009489^{-2} + 27274.48 * 1.009489^{-3} + 25965.40 * 1.009489^{-4} + 24719.16 * 1.009489^{-5} + \dots + 8377.53 * 1.009489^{-27} - 19966$$

$VPN = 396042.39$ US\$.

Como el VPN es mayor a cero, la inversión es atractiva para Ecopetrol S.A, obteniendo en 27 meses una ganancia extraordinaria de **396042** dólares en dineros de hoy, gracias a la producción incremental que se obtiene al optimizar el bombeo mecánico, resolviendo el efecto del gas, al instalar el ancla.

c) PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI):
Para n=1 mes

$$VPN = 30093.98 * 1.009489^{-1} - 19966 = \mathbf{9845.1}$$

Para n=0

$$VPN = \mathbf{-19966}$$

A los 30 días se ha pagado la deuda con un sobrante o ganancia de US\$ **9845**. Ahora lo que interesa saber es en cuántos días se paga realmente la inversión. Interpolando para un VPN = 0 se obtiene un PRI de aproximadamente 0.7 meses. O sea que la inversión se recuperará en aproximadamente 21 días, a una tasa del 12% efectivo anual.

d) TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno, se obtiene igualando la ecuación del VPN a cero, de la siguiente manera:

$$0 = 30093.98 * 1 + i_{mensual}^{-1} + 28649.56 * 1 + i_{mensual}^{-2} + 27274.48 * 1 + i_{mensual}^{-3} + 25965.40 * 1 + i_{mensual}^{-4} + 24719.16 * 1 + i_{mensual}^{-5} + \dots + 8377.53 * 1 + i_{mensual}^{-27} - 19966$$

Despejando, se obtiene la tasa interna de retorno (TIR):

$$i_{mensual} = TIR = 1.45 \text{ Mensual, o sea } 145\% \text{ mensual}$$

$$TIR_{Anual} = 1 + 1.45^{12} - 1 = 46771 \text{ Efectivo anual.}$$

$$TIR_{Anual} \approx 4'677.100\% \text{ Efectivo anual.}$$

El proyecto o la inversión es muy atractiva para Ecopetrol S.A, la inversión genera una rentabilidad del 131% mensual o lo que es equivalente al 2'308.470% efectivo anual, muy superior al 12% anual, que es la tasa mínima de retorno de la empresa para realizar una inversión.

e) RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RB/C):

$$R_{bc} = \frac{VPN_{ing}}{VPN_{eg}} = \frac{396042.39}{19966} = 19.83$$

7.5.2 Evaluación Llanito 114. El índice de declinación con el nuevo diseño de separación en fondo para Llanito 114 se determina:

$$\frac{Q_0}{Q_1} = \frac{b_{t1}}{b_{t2}}$$

Donde:

$$Q_0 = 90 \text{ Bls}$$

$$Q_1 = 224 \text{ Bls}$$

$$B_{t1} = 0.03$$

$$B_{t2} = ?$$

Luego:

$$b_{t2} = \frac{Q_1 * b_{t1}}{Q_0}$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$b_{t2} = \frac{224 * 0.03}{90} = 0.075 = 7.5\% \text{ declinación}$$

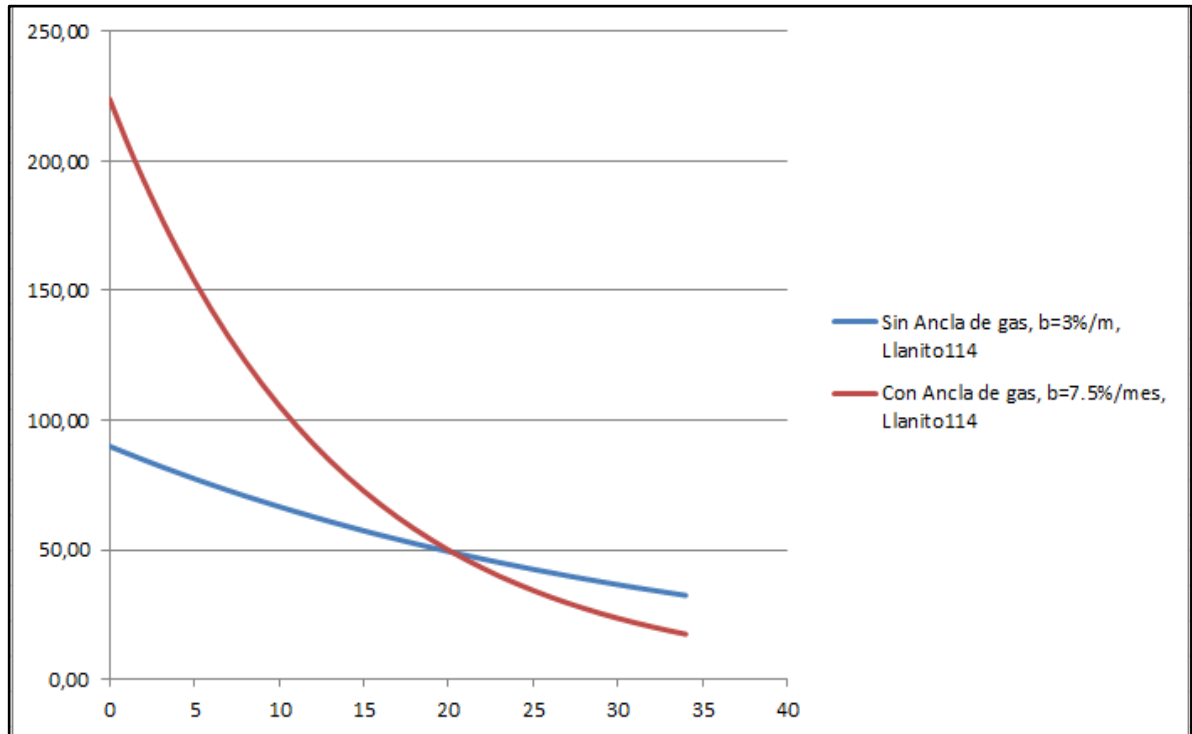
Los datos de producción en Llanito 114 con un estimativo a 3 años para generar las curvas de declinación son los siguientes:

Tabla 31. Datos de producción considerando declinación mensual del 7.5%, Llanito 114.

Llanito 114-sin ancla degas		Llanito 114-Con ancla de gas	
q (BLPD)	t(mes)	q (BLPD)	t (mes)
90,00	0	224,00	0
87,34	1	207,80	1
84,76	2	192,78	2
82,25	3	178,84	3
79,82	4	165,91	4
77,46	5	153,92	5
75,17	6	142,79	6
72,94	7	132,46	7
70,79	8	122,89	8
68,69	9	114,00	9
66,66	10	105,76	10
64,69	11	98,11	11
62,78	12	91,02	12
60,92	13	84,44	13
59,12	14	78,33	14
57,37	15	72,67	15
55,67	16	67,42	16
54,03	17	62,54	17
52,43	18	58,02	18
50,88	19	53,83	19
49,37	20	49,93	20
47,91	21	46,32	21
46,50	22	42,97	22
45,12	23	39,87	23
43,79	24	36,98	24
42,49	25	34,31	25
41,24	26	31,83	26
40,02	27	29,53	27
38,83	28	27,39	28
37,68	29	25,41	29

Fuente: Autores

Figura 129. Producción base e incremental Llanito 114, 7.5% de declinación en el nuevo diseño



Fuente: Autores

La implementación del separador de fondo para los pozos de estudio optimizó de manera eficiente la producción de líquido, mostrando un $\Delta q=127.1$ BOPD incremental para Llanito 114 en el primer mes, con una tasa de declinación constante del 7.5% mensual a lo largo del tiempo evaluado.

$$Q_{t1} = Q_0 * e^{-bt}$$

$$Q_{t2} = Q_1 * e^{-bt}$$

Reemplazando valores e igualando se obtiene:

$$224 * e^{-0.075t} = 90 * e^{-0.03t}$$

$$t = 20 \text{ meses}$$

Despejando t se llega a que el tiempo en igualdad de producción es de 20 meses aproximadamente. Por tal razón la evaluación financiera para el pozo Llanito 114

se hace con el caudal optimizado a lo largo de 20 meses de producción del mismo luego de la implementación del separador en fondo o ancla de gas.

El **NP** en el primer mes desarrollando la integral es:

$$N_p = 224 \int_0^1 e^{-0.075t} * dt - 90 \int_0^1 e^{-0.03t} * dt$$

$$N_p = 127.14 \text{ BN/Día}$$

La metodología usada para la evaluación financiera de la implementación del ancla de gas en el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico para el **Pozo Llanito 114**, es:

Datos básicos:

$$Q_{\text{Actual}} = 90 \text{ BLPD}$$

$$\text{BSW} = 0.1\%$$

Tasa de declinación= 7.5 % mensual

$$Q_{\text{Diseño}} = 224 \text{ BLPD}$$

$$\Delta Q = 134 \text{ BLPD}$$

Tiempo del pozo sin producir: 2 Días

Costo de levantamiento del barril: 24 US\$

Costo de un barril de petróleo: 80 US\$

Tasa de impuesto: 34% de la renta líquida (ganancia antes de impuesto)

Tasa de oportunidad: 12% anual en dólares

Horizonte de evaluación: 20 meses

$$\Delta Q_{\text{incremental}} = 127.1 * 1 - 0.001 = 126.97 \text{ BOPD} \rightarrow \text{Primer mes}$$

Luego con el decrecimiento mensual de 7.5%, se hace el estudio para 20 meses considerados como vida útil en la implementación del separador de fondo:

Tabla 32. Ingresos Mensuales Llanito 114

INGRESOS MENSUALES	
\$US	Mes
302084,64	1
287584,58	2
273780,52	3
260639,05	4
248128,38	5
236218,22	6
224879,74	7
214085,51	8
203809,41	9
194026,56	10
184713,28	11
175847,05	12
167406,39	13
159370,88	14
151721,08	15
144438,47	16
137505,42	17
130905,16	18
124621,71	19
118639,87	20

Fuente: Autores

Inversiones:

Ancla de barro: 275 US\$

Tubo de Succión: 114 US\$

Equipo de Varilleo: $8000 \frac{US\$}{Dia} * 2 Dias = 16000 US\$$

Producción diferida: $2 Dias * 90 BLPD * 1 - 0.001 * 80 - 24 \frac{US\$}{BL} * 0.8$

$$= 8055.94 \text{ US\$}$$

Total Inversiones: 24445 US\$

Inversión depreciable: 389 US\$ (sumatoria costo del ancla de barro y el tubo de succión o inmersión)

Depreciación 5 años (60 meses): $D_i = \frac{PC-L}{n}$

Donde:

PC: Precio de compra

L: Valor de salvamento, es considerado cero para la industria petrolera

n: Tiempo

Luego,

$$D_i = \frac{389 - 0}{60} = 6.48$$

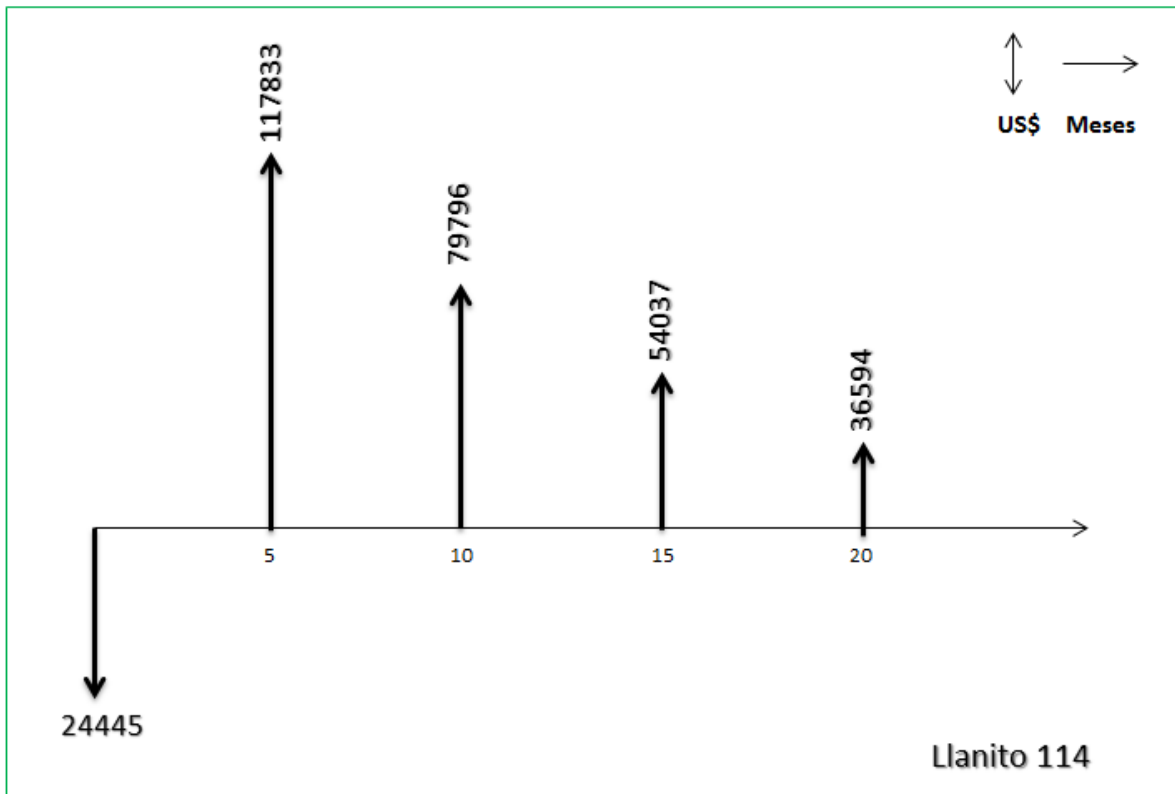
Tabla 33. Flujo de caja neto mensual-Llanito 114

Item	MES →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso		304830,864	281968,549	260820,908	241259,34	223164,889	206427,523	190945,459	176624,549	163377,708	151124,38
Regalías(20%)		60966,1728	56393,7098	52164,1816	48251,868	44632,9779	41285,5045	38189,0917	35324,9098	32675,5416	30224,876
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Renta líquida Gravable		243858,211	225568,359	208650,246	193000,992	178525,432	165135,538	152749,887	141293,159	130695,686	120893,024
Impuesto		82911,7918	76693,2422	70941,0838	65620,3373	60698,6467	56146,083	51934,9615	48039,6742	44436,5334	41103,6281
Ganancia después de impuesto		160946,419	148875,117	137709,163	127380,655	117826,785	108989,455	100814,925	93253,4851	86259,153	79789,3958
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
FCN(Flujo de caja neto)		160952,899	148881,597	137715,643	127387,135	117833,265	108995,935	100821,405	93259,9651	86265,633	79795,8758

Item	MES →	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingreso		139790,051	129305,798	119607,863	110637,273	102339,478	94664,0167	87564,2154	80996,8993	74922,1318	69302,972
Regalías(20%)		27958,0103	25861,1595	23921,5725	22127,4546	20467,8955	18932,8033	17512,8431	16199,3799	14984,4264	13860,5944
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Renta líquida Gravable		111825,561	103438,158	95679,8102	88503,3384	81865,102	75724,7334	70044,8924	64791,0394	59931,2255	55435,8976
Impuesto		38020,6908	35168,9737	32531,1355	30091,1351	27834,1347	25746,4093	23815,2634	22028,9534	20376,6167	18848,2052
Ganancia después de impuesto		73804,8703	68269,1843	63148,6747	58412,2033	54030,9673	49978,324	46229,629	42762,086	39554,6088	36587,6924
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
FCN(Flujo de caja neto)		73811,3503	68275,6643	63155,1547	58418,6833	54037,4473	49984,804	46236,109	42768,566	39561,0888	36594,1724

Fuente: Autores

Figura 130. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito 114



Fuente: Autores

Criterios de evaluación:

Tasa de oportunidad mensual: $TIO = 1.12^{1/12} - 1 = 0.009489$ mensual

a. VALOR PRESENTE NETO (VPN):

$$VPN = 160952.89 * 1.009489^{-1} + 148881.59 * 1.009489^{-2} + 137715.6 * 1.009489^{-3} + 127387.13 * 1.009489^{-4} + 117883.26 * 1.009489^{-5} + \dots + 36594 * 1.009489^{-20} - 24445$$

$$VPN = 1548923.06US\$.$$

Como el VPN es mayor a cero, la inversión es atractiva para Ecopetrol S.A, obteniendo en 20 meses una ganancia extraordinaria de **1548923.06** dólares en

dineros de hoy, gracias a la producción incremental que se obtiene al optimizar el bombeo mecánico, resolviendo el efecto del gas, al instalar el ancla.

b. PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI):

Para n=1 mes

$$VPN = 160952.9 * 1.009489^{-1} - 24445 = \mathbf{134994.97}$$

Para n=0

$$VPN = \mathbf{-24445}$$

A los 30 días se ha pagado la deuda con un sobrante o ganancia de US\$ **134995**. Ahora lo que interesa saber es en cuántos días se paga realmente la inversión. Interpolando para un VPN = 0 se obtiene un PRI de aproximadamente 0.15 meses. O sea que la inversión se recuperará en aproximadamente 5 días, a una tasa del 12% efectivo anual.

c. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno, se obtiene igualando la ecuación del VPN a cero, de la siguiente manera:

$$0 = 160952.89 * 1 + i_{mensual}^{-1} + 148881.59 * 1 + i_{mensual}^{-2} + 137715.6 * 1 + i_{mensual}^{-3} + 127387.13 * 1 + i_{mensual}^{-4} + 117883.26 * 1 + i_{mensual}^{-5} + \dots + 36594 * 1 + i_{mensual}^{-20} - 24445$$

Despejando, se obtiene la tasa interna de retorno (TIR):

$$i_{mensual} = TIR = 6.51 \text{ Mensual, o sea } 651\% \text{ mensual}$$

$$TIR_{Anual} = 1 + 6.51^{12} - 1 = 32186906916 \text{ Efectivo anual.}$$

$$TIR_{Anual} \approx 3218690691600\% \text{ Efectivo anual.}$$

El proyecto o la inversión es muy atractiva para Ecopetrol S.A, la inversión genera una rentabilidad del 651% mensual o lo que es equivalente al 3218690691600% efectivo anual, muy superior al 12% anual, que es la tasa mínima de retorno de la empresa para realizar una inversión.

d. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RB/C):

$$R_{bc} = \frac{VPN_{ing}}{VPN_{eg}} = \frac{1548923.06}{24445} = 63.36$$

7.5.3 Evaluación Llanito 119. El índice de declinación con el nuevo diseño de separación en fondo para Llanito 119 se determina:

$$\frac{Q_0}{Q_1} = \frac{b_{t1}}{b_{t2}}$$

Dónde:

$$Q_0 = 60 \text{ Bls}$$

$$Q_1 = 82.2 \text{ Bls}$$

$$B_{t1} = 0.03$$

$$B_{t2} = ?$$

Luego:

$$b_{t2} = \frac{Q_1 * b_{t1}}{Q_0}$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$b_{t2} = \frac{82.2 * 0.03}{60} = 0.041 = 4.1\% \text{ declinación}$$

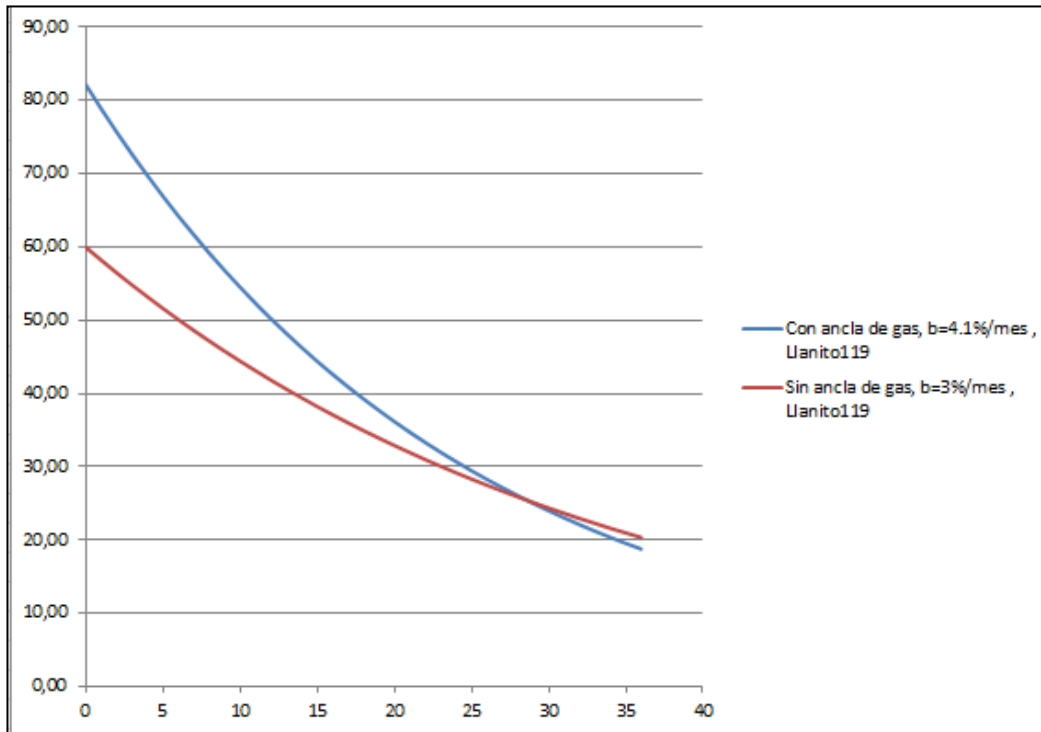
Tabla 34. Datos de producción considerando declinación mensual del 4.1%, Llanito 119.

Llanito 119-sin ancla degas	
q (BLPD)	t(mes)
60,00	0
58,23	1
56,50	2
54,83	3
53,21	4
51,64	5
50,11	6
48,63	7
47,19	8
45,79	9
44,44	10
43,13	11
41,85	12
40,61	13
39,41	14
38,25	15
37,12	16
36,02	17
34,95	18
33,92	19
32,92	20
31,94	21
31,00	22
30,08	23
29,19	24
28,33	25
27,49	26
26,68	27
25,89	28
25,12	29

Llanito 119-Con ancla de gas	
q (BLPD)	t (mes)
82,20	0
78,90	1
75,72	2
72,68	3
69,76	4
66,96	5
64,26	6
61,68	7
59,20	8
56,82	9
54,54	10
52,35	11
50,24	12
48,22	13
46,28	14
44,42	15
42,64	16
40,92	17
39,28	18
37,70	19
36,18	20
34,73	21
33,33	22
31,99	23
30,71	24
29,47	25
28,29	26
27,15	27
26,06	28
25,01	29

Fuente; Autores

Figura 131. Producción base e incremental Llanito 119, 4.1% de declinación en el nuevo diseño



Fuente: Autores

La implementación del separador de fondo para los pozos de estudio optimizó de manera eficiente la producción de líquido, mostrando un $\Delta q=21.43$ BOPD incremental para Llanito 119 en el primer mes, con una tasa de declinación constante del 4.1% mensual a lo largo del tiempo evaluado.

$$Q_{t1} = Q_0 * e^{-bt}$$

$$Q_{t2} = Q_1 * e^{-bt}$$

Reemplazando valores e igualando se obtiene:

$$82.2 * e^{-0.041t} = 60 * e^{-0.03t}$$

$$t = 29 \text{ meses}$$

Despejando t se llega a que el tiempo en igualdad de producción es de 29 meses aproximadamente. Por tal razón la evaluación financiera para el pozo Llanito 119

se hace con el caudal optimizado a lo largo de 29 meses de producción del mismo luego de la implementación del separador en fondo o ancla de gas.

El N_p en el primer mes desarrollando la integral es:

$$N_p = 82.2 \int_0^1 e^{-0.041t} * dt - 60 \int_0^1 e^{-0.03t} * dt$$

$$N_p = 21.43 \text{ BN/Día}$$

La metodología usada para la evaluación financiera de la implementación del ancla de gas en el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico para el **Pozo Llanito 119**, es:

Datos básicos:

$$Q_{\text{Actual}} = 60 \text{ BLPD}$$

$$\text{BSW} = 40\%$$

Tasa de declinación= 4.1 % mensual

$$Q_{\text{Diseño}} = 82.20 \text{ BLPD}$$

$$\Delta Q = 22.2 \text{ BLPD}$$

Tiempo del pozo sin producir: 2 Días

Costo de levantamiento por barril: 24 US\$

Costo de un barril de petróleo: 80 US\$

Tasa de impuesto: 34% de la renta líquida (ganancia antes de impuesto)

Tasa de oportunidad: 12% anual en dólares

Horizonte de evaluación: 29 meses

$$\Delta Q_{\text{incremental}} = 21.43 * 1 - 0.4 = 12.86 \text{ BOPD} \rightarrow \text{Primer mes}$$

Luego con el decrecimiento mensual de 4.1%, se hace el estudio para 29 meses considerados como vida útil en la implementación del separador de fondo:

Tabla 35. Ingresos Mensuales Llanito 119

INGRESOS MENSUALES	
SUS	Mes
33945,12	1
32315,75	2
30764,60	3
29287,90	4
27882,08	5
26543,74	6
25269,64	7
24056,70	8
22901,97	9
21802,68	10
20756,15	11
19759,86	12
18811,38	13
17908,44	14
17048,83	15
16230,49	16
15451,42	17
14709,76	18
14003,69	19
13331,51	20
12691,60	21
12082,40	22
11502,45	23
10950,33	24
10424,71	25
9924,33	26
9447,96	27
8994,46	28
8562,72	29

Inversiones:

Ancla de barro: 275 US\$

Tubo de Succión: 114 US\$

Equipo de Varilleo: $8000 \frac{US\$}{Dia} * 2 Dias = 16000 US\$$

Producción diferida: $2 Dias * 60 BLPD * 1 - 0.4 * 80 - 24 \frac{US\$}{BL} * 0.8$
 $= 3226 US\$$

Total Inversiones: 19615 US\$

Inversión depreciable: 389 US\$ (sumatoria costo del ancla de barro y el tubo de succión o inmersión)

Depreciación 5 años (60 meses): $D_i = \frac{PC-L}{n}$

Donde:

PC: Precio de compra

L: Valor de salvamento, es considerado cero para la industria petrolera

N: Tiempo

Luego,

$$D_i = \frac{389 - 0}{60} = 6.48$$

Tabla 36. Flujo de caja neto mensual-Pozo Llanito 119

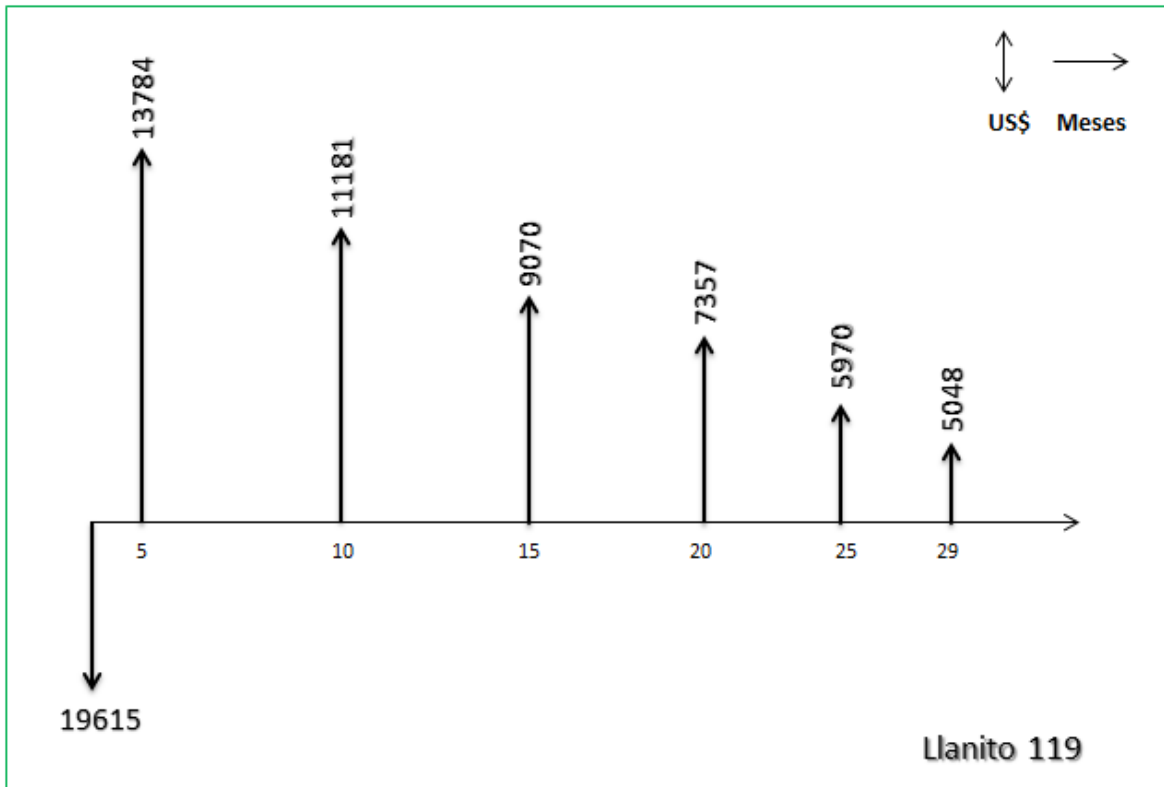
Item	MES→	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso		30859,2	29593,973	28380,62	27217,014	26101,117	25030,971	24004,701	23020,509	22076,668	21171,524
Regalías(20%)		6171,84	5918,7946	5676,124	5443,4029	5220,2234	5006,1942	4800,9403	4604,1017	4415,3335	4234,3049
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Renta líquida Gravable		24680,88	23668,698	22698,016	21767,132	20874,414	20018,297	19197,281	18409,927	17654,854	16930,739
Impuesto		8391,4992	8047,3574	7717,3254	7400,8247	7097,3006	6806,2209	6527,0756	6259,3751	6002,6504	5756,4514
Ganancia después de impuesto		16289,381	15621,341	14980,691	14366,307	13777,113	13212,076	12670,205	12150,552	11652,204	11174,288
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
FCN(Flujo de caja neto)		16295,861	15627,821	14987,171	14372,787	13783,593	13218,556	12676,685	12157,032	11658,684	11180,768

Item	MES→	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Ingreso		20303,492	19471,049	18672,736	17907,153	17172,96	16468,869	15793,645	15146,106	14525,115
Regalías(20%)		4060,6984	3894,2097	3734,5471	3581,4307	3434,592	3293,7738	3158,729	3029,2212	2905,0231
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Renta líquida Gravable		16236,313	15570,359	14931,709	14319,243	13731,888	13168,615	12628,436	12110,405	11613,612
Impuesto		5520,3466	5293,922	5076,7809	4868,5426	4668,842	4477,3291	4293,6683	4117,5376	3948,6282
Ganancia después de impuesto		10715,967	10276,437	9854,9276	9450,7002	9063,0462	8691,2859	8334,7679	7992,867	7664,9841
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
FCN(Flujo de caja neto)		10722,447	10282,917	9861,4076	9457,1802	9069,5262	8697,7659	8341,2479	7999,347	7671,4641

Item	MES→	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Ingreso		13929,586	13358,473	12810,775	12285,534	11781,827	11298,772	10835,522	10391,266	9965,2238	9556,6496
Regalías(20%)		2785,9171	2671,6945	2562,1551	2457,1067	2356,3653	2259,7543	2167,1044	2078,2531	1993,0448	1911,3299
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Renta líquida Gravable		11137,189	10680,298	10242,14	9821,9468	9418,9813	9032,5374	8661,9377	8306,5326	7965,699	7638,8397
Impuesto		3786,6441	3631,3014	3482,3277	3339,4619	3202,4536	3071,0627	2945,0588	2824,2211	2708,3377	2597,2055
Ganancia después de impuesto		7350,5444	7048,9968	6759,8126	6482,4849	6216,5277	5961,4747	5716,8789	5482,3115	5257,3614	5041,6342
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
FCN(Flujo de caja neto)		7357,0244	7055,4768	6766,2926	6488,9649	6223,0077	5967,9547	5723,3589	5488,7915	5263,8414	5048,1142

Fuente: Autores

Figura 132. Diagrama de tiempo - valor, Pozo Llanito 119



Fuente: Autores

Criterios de evaluación:

Tasa de oportunidad mensual: $TIO = 1.12^{12} - 1 = 0.009489$ mensual

a) VALOR PRESENTE NETO (VPN):

$$\begin{aligned}
 VPN &= 162895.86 * 1.009489^{-1} + 15627.82 * 1.009489^{-2} + 14987.17 \\
 &\quad * 1.009489^{-3} + 14372.78 * 1.009489^{-4} + 13783.59 * 1.009489^{-5} \\
 &\quad + \dots + 5048.11 * 1.009489^{-29} - 19615 \\
 VPN &= 230276.4 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$

Como el VPN es mayor a cero, la inversión es atractiva para Ecopetrol S.A, obteniendo en 29 meses una ganancia extraordinaria de **230276** dólares en dineros de hoy, gracias a la producción incremental que se obtiene al optimizar el bombeo mecánico, resolviendo el efecto del gas, al instalar el ancla.

b) PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI):
Para n=1 mes

$$VPN=16295.86*(1.009489)^{-1} - 19615 = - 3472.32$$

Para n=2 meses

$$VPN=16295.86*(1.009489)^{-1}+15627.82*(1.009489)^{-2} - 19615 = 11863$$

Interpolando para un VPN = 0 se obtiene un PRI de aproximadamente 1.2 meses, o 1 mes y 6 días. O sea que la inversión se recuperará en 36 días, a una tasa del 12% efectivo anual.

c) TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno, se obtiene igualando la ecuación del VPN a cero, de la siguiente manera:

$$0 = 16295.86 * 1 + i_{mensual}^{-1} + 15627.82 * 1 + i_{mensual}^{-2} + 14987.17 * 1 + i_{mensual}^{-3} + 14372.79 * 1 + i_{mensual}^{-4} + 13786.59 * 1 + i_{mensual}^{-5} + \dots + 5048.11 * 1 + i_{mensual}^{-29} - 19615$$

Despejando, se obtiene la tasa interna de retorno (TIR):

$$i_{mensual} = TIR = 0.79 \text{ Mensual, o sea } 79\% \text{ mensual}$$

$$TIR_{Anual} = 1 + 0,79^{12} - 1 = 1081 \text{ Efectivo anual.}$$

$$TIR_{Anual} \approx 108100\% \text{ Efectivo anual.}$$

El proyecto o la inversión es muy atractiva para Ecopetrol S.A, o sea que la inversión genera una rentabilidad del 79% mensual o lo que es equivalente al 108100% efectivo anual, muy superior al 12% anual, que es la tasa mínima de retorno de la empresa para realizar una inversión.

d) RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RB/C):

$$R_{b_c} = \frac{VPN_{ing}}{VPN_{eg}} = \frac{230276.44}{19615} = 11.53$$

7.5.4 Evaluación Llanito 123. El índice de declinación con el nuevo diseño de separación en fondo para Llanito 123 se determina:

$$\frac{Q_0}{Q_1} = \frac{b_{t1}}{b_{t2}}$$

Donde:

$$Q_0 = 15 \text{ Bls}$$

$$Q_1 = 56 \text{ Bls}$$

$$B_{t1} = 0.03$$

$$B_{t2} = ?$$

Luego:

$$b_{t2} = \frac{Q_1 * b_{t1}}{Q_0}$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$b_{t2} = \frac{56 * 0.03}{15} = 0.11 = \mathbf{11\% \textit{ declinación}}$$

Los datos de producción en Llanito 123 con un estimativo a 3 años para generar las curvas de declinación son los siguientes:

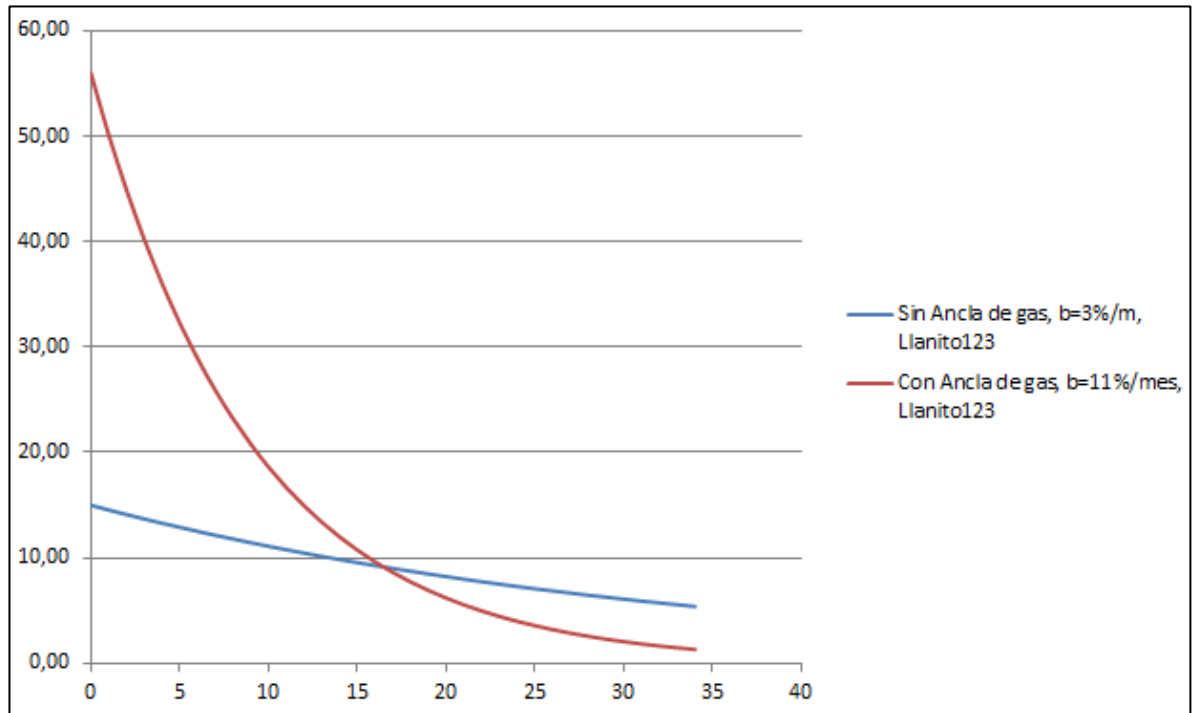
Tabla 37. Datos de producción considerando declinación mensual del 11%, Llanito 123.

Llanito 123-Con ancla de gas	
q (BLPD)	t (mes)
56,00	0
50,16	1
44,93	2
40,25	3
36,06	4
32,30	5
28,93	6
25,92	7
23,21	8
20,80	9
18,63	10
16,69	11
14,95	12
13,39	13
11,99	14
10,74	15
9,62	16
8,62	17
7,72	18
6,92	19
6,20	20
5,55	21
4,97	22
4,45	23
3,99	24
3,57	25
3,20	26
2,87	27
2,57	28
2,30	29

Llanito 123-sin ancla degas	
q (BLPD)	t(mes)
15,00	0
14,56	1
14,13	2
13,71	3
13,30	4
12,91	5
12,53	6
12,16	7
11,80	8
11,45	9
11,11	10
10,78	11
10,46	12
10,15	13
9,85	14
9,56	15
9,28	16
9,00	17
8,74	18
8,48	19
8,23	20
7,99	21
7,75	22
7,52	23
7,30	24
7,08	25
6,87	26
6,67	27
6,47	28
6,28	29

Fuente: Autores

Figura 133. Producción base e incremental Llanito 123, 11% de declinación en el nuevo diseño



Fuente: Autores

La implementación del separador de fondo para los pozos de estudio optimizó de manera eficiente la producción de líquido, mostrando un $\Delta q=38.25$ BOPD incremental para Llanito 123 en el primer mes, con una tasa de declinación constante del 11% mensual a lo largo del tiempo evaluado.

$$Q_{t1} = Q_0 * e^{-bt}$$

$$Q_{t2} = Q_1 * e^{-bt}$$

Reemplazando valores e igualando se obtiene:

$$56 * e^{-0.11t} = 15 * e^{-0.03t}$$

$$t = 17 \text{ meses}$$

Despejando t se llega a que el tiempo en igualdad de producción es de 17 meses aproximadamente. Por tal razón la evaluación financiera para el pozo Llanito 123

se hace con el caudal optimizado a lo largo de 17 meses de producción del mismo luego de la implementación del separador en fondo o ancla de gas.

El **NP** en el primer mes desarrollando la integral es:

$$N_p = 56 \int_0^1 e^{-0.11t} * dt - 15 \int_0^1 e^{-0.03t} * dt$$

$$N_p = 38.25 \text{ BN/Día}$$

La metodología usada para la evaluación financiera de la implementación del ancla de gas en el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico para el **Pozo Llanito 123**, es:

Datos básicos:

$$Q_{\text{Actual}} = 15 \text{ BLPD}$$

$$\text{BSW} = 3.2\%$$

Tasa de declinación= 11 % mensual

$$Q_{\text{Diseño}} = 56 \text{ BLPD}$$

$$\Delta Q = 41 \text{ BLPD}$$

Tiempo del pozo sin producir: 2 Días

Costo de levantamiento del barril: 24 US\$

Costo de un barril de petróleo: 80 US\$

Tasa de impuesto: 34% de la renta líquida (ganancia antes de impuesto)

Tasa de oportunidad: 12% anual en dólares

Horizonte de evaluación: 17 meses

$$\Delta Q_o \text{ incremental} = 38.25 * 1 - 0.032 = 37 \text{ BOPD} \rightarrow \text{Primer mes}$$

Luego con el decrecimiento mensual de 11%, se hace el estudio para 17 meses considerados como vida útil en la implementación del separador de fondo:

Tabla 38. Ingresos Mensuales Llanito 123

INGRESOS MENSUALES	
\$US	Mes
88862,40	1
79087,54	2
70387,91	3
62645,24	4
55754,26	5
49621,29	6
44162,95	7
39305,03	8
34981,47	9
31133,51	10
27708,82	11
24660,85	12
21948,16	13
19533,86	14
17385,14	15
15472,77	16
13770,77	17

Fuente: Autores

Inversiones:

Ancla de barro: 245 US\$

Tubo de Succión: 114 US\$

Equipo de Varilleo: $8000 \frac{US\$}{Dia} * 2 Dias = 16000 US\$$

Producción diferida: $2 Dias * 15 BLPD * 1 - 0.032 * 80 - 24 \frac{US\$}{BL} * 0.8$
 $= 1301 US\$$

Total Inversiones: 17660 US\$

Inversión depreciable: 359 US\$ (sumatoria costo del ancla de barro y el tubo de succión o inmersión)

Depreciación 5 años (60 meses): $D_i = \frac{PC-L}{n}$

Donde:

PC: Precio de compra

L: Valor de salvamento, es considerado cero para la industria petrolera

n: Tiempo

Luego,

$$D_i = \frac{359 - 0}{60} = 5.98$$

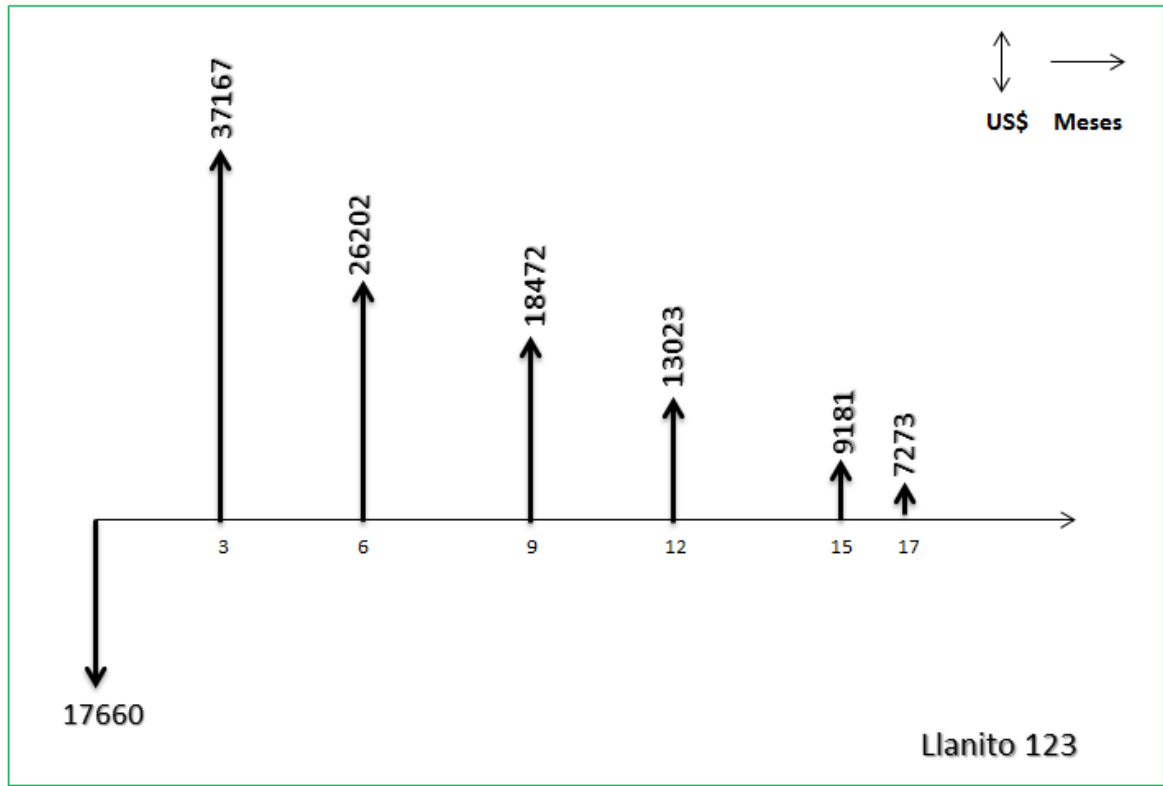
Tabla 39. Flujo de caja neto mensual-Llanito123

Item	MES →	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingreso		88862,4	79087,536	70387,907	62645,237	55754,261	49621,292	44162,95	39305,026
Regalías(20%)		17772,48	15817,507	14077,581	12529,047	11150,852	9924,2585	8832,5901	7861,0051
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
Renta líquida Gravable		71083,94	63264,049	56304,346	50110,21	44597,429	39691,054	35324,38	31438,041
Impuesto		24168,54	21509,777	19143,478	17037,471	15163,126	13494,958	12010,289	10688,934
Ganancia después de impuesto		46915,4	41754,272	37160,868	33072,738	29434,303	26196,096	23314,091	20749,107
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
FCN(Flujo de caja neto)		46921,38	41760,252	37166,848	33078,718	29440,283	26202,076	23320,071	20755,087

Item	MES →	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingreso		34981,473	31133,511	27708,825	24660,854	21948,16	19533,862	17385,138	15472,772	13770,767
Regalías(20%)		6996,2946	6226,7022	5541,7649	4932,1708	4389,632	3906,7725	3477,0275	3094,5545	2754,1535
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
Renta líquida Gravable		27979,198	24900,829	22161,08	19722,703	17552,548	15621,11	13902,13	12372,238	11010,634
Impuesto		9512,9274	8466,2818	7534,7671	6705,7191	5967,8663	5311,1774	4726,7242	4206,5609	3743,6156
Ganancia después de impuesto		18466,271	16434,547	14626,313	13016,984	11584,682	10309,933	9175,4058	8165,677	7267,0184
Depreciación		5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
FCN(Flujo de caja neto)		18472,251	16440,527	14632,293	13022,964	11590,662	10315,913	9181,3858	8171,657	7272,9984

Fuente: Autores

Figura 134. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito123



Fuente: Autores

Criterios de evaluación:

Tasa de oportunidad mensual: $TIO = 1.12^{1/12} - 1 = 0.009489$ mensual

a. VALOR PRESENTE NETO (VPN):

$$\begin{aligned}
 VPN &= 46921.38 * 1.009489^{-1} + 41760.25 * 1.009489^{-2} + 37166.84 \\
 &\quad * 1.009489^{-3} + 33078.72 * 1.009489^{-4} + 29440.28 * 1.009489^{-5} \\
 &\quad + \dots + 7272.99 * 1.009489^{-17} - 17660 \\
 VPN &= 328914.43US\$.
 \end{aligned}$$

Como el VPN es mayor a cero, la inversión es atractiva para Ecopetrol S.A, obteniendo en 17 meses una ganancia extraordinaria de **328914.43** dólares en dineros de hoy, gracias a la producción incremental que se obtiene al optimizar el bombeo mecánico, resolviendo el efecto del gas, al instalar el ancla.

b. PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI):
Para n=1 mes

$$VPN = 46921.38 * 1.009489^{-1} - 17660 = 28820.32$$

Para n=0

$$VPN = -17660$$

A los 30 días se ha pagado la deuda con un sobrante o ganancia de US\$ **28820.32**. Ahora lo que interesa saber es en cuántos días se paga realmente la inversión. Interpolando para un VPN = 0 se obtiene un PRI de aproximadamente 0.38 meses. O sea que la inversión se recuperará en aproximadamente 11 días, a una tasa del 12% efectivo anual.

c. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno, se obtiene igualando la ecuación del VPN a cero, de la siguiente manera:

$$0 = 46921.38 * 1 + i_{mensual}^{-1} + 41760.25 * 1 + i_{mensual}^{-2} + 37166.84 * 1 + i_{mensual}^{-3} + 33078.72 * 1 + i_{mensual}^{-4} + 29440.28 * 1 + i_{mensual}^{-5} + \dots + 7272.99 * 1 + i_{mensual}^{-17} - 17660$$

Despejando, se obtiene la tasa interna de retorno (TIR):

$$i_{mensual} = TIR = 2.54 \text{ Mensual, o sea } 254\% \text{ mensual}$$

$$TIR_{Anual} = 1 + 2.54^{12} - 1 = 3872924 \text{ Efectivo anual.}$$

$$TIR_{Anual} \approx 387292400\% \text{ Efectivo anual.}$$

El proyecto o la inversión es muy atractiva para Ecopetrol S.A, la inversión genera una rentabilidad del 254% mensual o lo que es equivalente al 387292400% efectivo anual, muy superior al 12% anual, que es la tasa mínima de retorno de la empresa para realizar una inversión.

d. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RB/C):

$$R_{b\ c} = \frac{VPN_{ing}}{VPN_{eg}} = \frac{328914.43}{17660} = \mathbf{18.62}$$

7.5.5 Evaluación Llanito 129. El índice de declinación con el nuevo diseño de separación en fondo para Llanito 129 se determina:

$$\frac{Q_0}{Q_1} = \frac{b_{t1}}{b_{t2}}$$

Donde:

$$Q_0 = 179 \text{ Bls}$$

$$Q_1 = 209 \text{ Bls}$$

$$B_{t1} = 0.03$$

$$B_{t2} = ?$$

Luego:

$$b_{t2} = \frac{Q_1 * b_{t1}}{Q_0}$$

Reemplazando valores se obtiene:

$$b_{t2} = \frac{209 * 0.03}{179} = 0.035 = \mathbf{3.5\% \textit{ declinación}}$$

Los datos de producción en Llanito 129 con un estimativo a 3 años para generar las curvas de declinación son los siguientes:

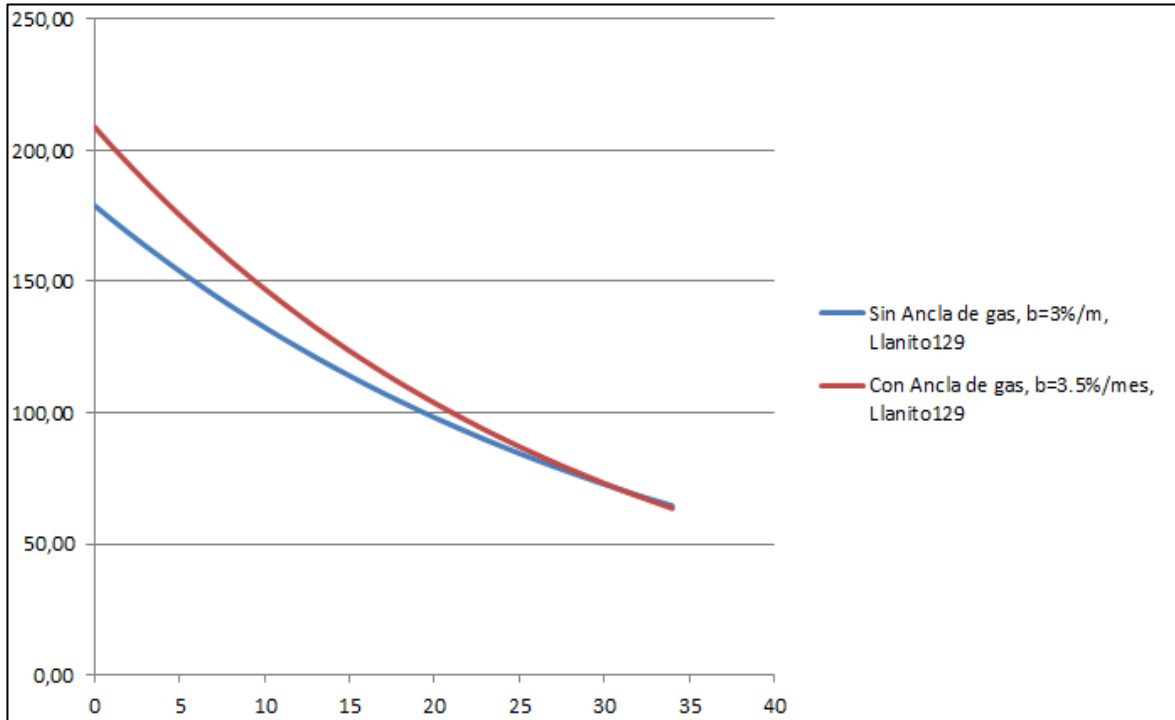
Tabla 40. Datos de producción considerando declinación mensual del 3.5%, Llanito 129.

Llanito 129-sin ancla degas	
q (BLPD)	t(mes)
179,00	0
173,71	1
168,57	2
163,58	3
158,75	4
154,05	5
149,50	6
145,08	7
140,79	8
136,62	9
132,58	10
128,66	11
124,86	12
121,16	13
117,58	14
114,10	15
110,73	16
107,45	17
104,28	18
101,19	19
98,20	20
95,30	21
92,48	22
89,74	23
87,09	24
84,51	25
82,01	26
79,59	27
77,24	28
74,95	29

Llanito 129-Con ancla de gas	
q (BLPD)	t (mes)
209,00	0
201,81	1
194,86	2
188,16	3
181,68	4
175,43	5
169,39	6
163,56	7
157,93	8
152,50	9
147,25	10
142,18	11
137,29	12
132,56	13
128,00	14
123,59	15
119,34	16
115,23	17
111,27	18
107,44	19
103,74	20
100,17	21
96,72	22
93,39	23
90,18	24
87,08	25
84,08	26
81,19	27
78,39	28
75,69	29

Fuente: Autores

Figura 135. Producción base e incremental Llanito 129, 3.5% de declinación en el nuevo diseño



Fuente: autores

La implementación del separador de fondo para los pozos de estudio optimizó de manera eficiente la producción de líquido, mostrando un $\Delta q=29.04$ BOPD incremental para Llanito 129 en el primer mes, con una tasa de declinación constante del 3.5% mensual a lo largo del tiempo evaluado.

$$Q_{t1} = Q_0 * e^{-bt}$$

$$Q_{t2} = Q_1 * e^{-bt}$$

Reemplazando valores e igualando se obtiene:

$$209 * e^{-0.035t} = 179 * e^{-0.03t}$$

$$t = 31 \text{ meses}$$

Despejando t se llega a que el tiempo en igualdad de producción es de 31 meses aproximadamente. Por tal razón la evaluación financiera para el pozo Llanito 129 se hace con el caudal optimizado a lo largo de 31 meses de producción del mismo luego de la implementación del separador en fondo o ancla de gas.

El **NP** en el primer mes desarrollando la integral es:

$$N_p = 209 \int_0^1 e^{-0.035t} * dt - 179 \int_0^1 e^{-0.03t} * dt$$

$$N_p = 29.04 \text{ BN/Día}$$

La metodología usada para la evaluación financiera de la implementación del ancla de gas en el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico para el **Pozo Llanito 129**, es:

Datos básicos:

$$Q_{\text{Actual}} = 179 \text{ BLPD}$$

$$\text{BSW} = 61\%$$

Tasa de declinación= 3.5 % mensual

$$Q_{\text{Diseño}} = 209 \text{ BLPD}$$

$$\Delta Q = 30 \text{ BLPD}$$

Tiempo del pozo sin producir: 2 Días

Costo de levantamiento del barril: 24 US\$

Costo de un barril de petróleo: 80 US\$

Tasa de impuesto: 34% de la renta líquida (ganancia antes de impuesto)

Tasa de oportunidad: 12% anual en dólares

Horizonte de evaluación: 31 meses

$$\Delta Q_{\text{incremental}} = 29.04 * 1 - 0.6 = 11.62 \text{ BOPD} \rightarrow \text{Primer mes}$$

Luego con el decrecimiento mensual de 3.5%, se hace el estudio para 31 meses considerados como vida útil en la implementación del separador de fondo:

Tabla 41. Ingresos Mensuales Llanito 129

INGRESOS MENSUALES	
\$US	Mes
27181,44	1
25876,73	2
24634,65	3
23452,18	4
22326,48	5
21254,81	6
20234,58	7
19263,32	8
18338,68	9
17458,42	10
16620,42	11
15822,64	12
15063,15	13
14340,12	14
13651,79	15
12996,51	16
12372,68	17
11778,79	18
11213,41	19
10675,16	20
10162,75	21
9674,94	22
9210,54	23
8768,44	24
8347,55	25
7946,87	26
7565,42	27
7202,28	28
6856,57	29
6527,46	30
6214,14	31

Fuente: Autores

Inversiones:

Ancla de barro: 275 US\$

Tubo de Succión: 114 US\$

Equipo de Varilleo: $8000 \frac{US\$}{Dia} * 2 Dias = 16000 US\$$

Producción diferida: $2 Dias * 179 BLPD * 1 - 0.61 * 80 - 24 \frac{US\$}{BL} * 0.8$
 $= 6255 US\$$

Total Inversiones: 22644 US\$

Inversión depreciable: 389 US\$ (sumatoria costo del ancla de barro y el tubo de succión o inmersión)

Depreciación 5 años (60 meses): $D_i = \frac{PC-L}{n}$

Dónde:

PC: Precio de compra

L: Valor de salvamento, es considerado cero para la industria petrolera

n: Tiempo

Luego,

$$D_i = \frac{389 - 0}{60} = 6.48$$

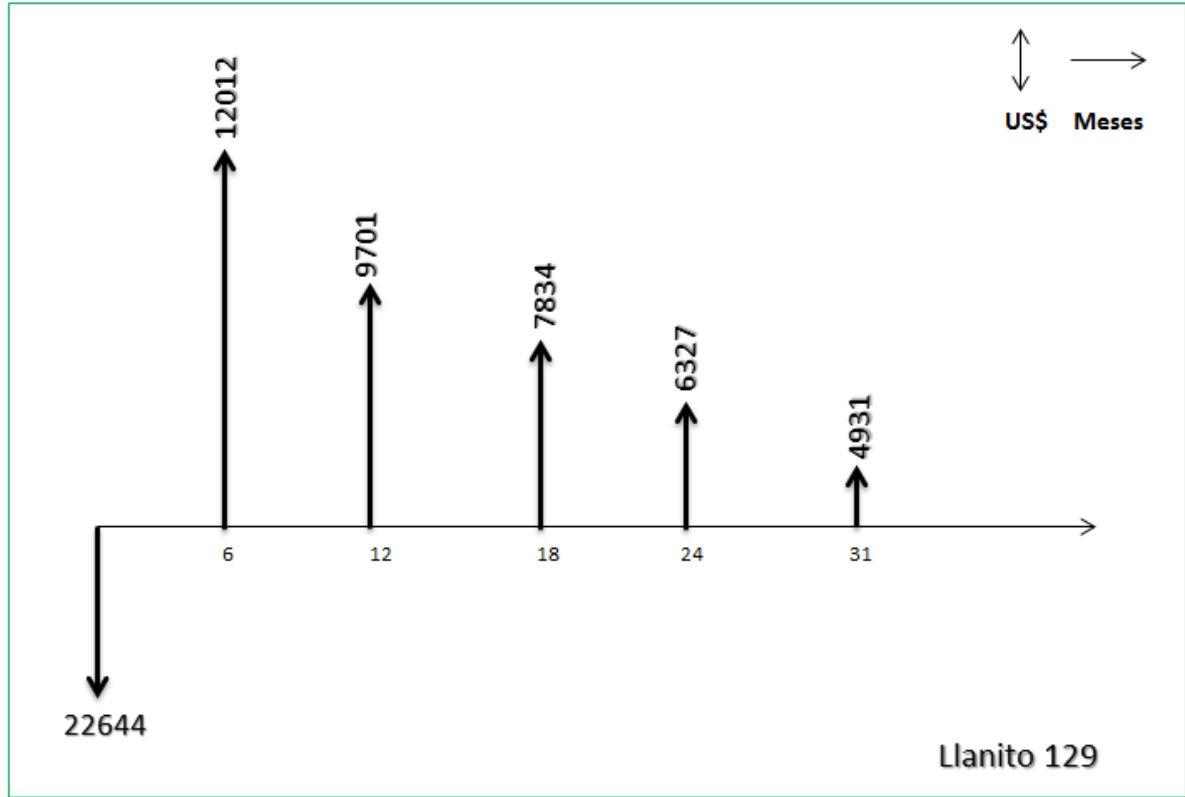
Tabla 42. Flujo de caja neto mensual-Llanito129

Item	MES→	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Ingreso		27181,44	26230,09	25312,036	24426,115	23571,201	22746,209	21950,092	21181,839	20440,474	19725,058	
Regalías(20%)		5436,288	5246,0179	5062,4073	4885,223	4714,2402	4549,2418	4390,0184	4236,3677	4088,0948	3945,0115	
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	
Renta líquida Gravable		21738,672	20977,592	20243,149	19534,412	18850,481	18190,487	17553,593	16938,991	16345,899	15773,566	
Impuesto		7391,1485	7132,3812	6882,6707	6641,7001	6409,1635	6184,7657	5968,2218	5759,2569	5557,6058	5363,0125	
Ganancia después de impuesto		14347,524	13845,211	13360,478	12892,712	12441,317	12005,722	11585,372	11179,734	10788,294	10410,554	
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	
FCN(Flujo de caja neto)		14354,004	13851,691	13366,958	12899,192	12447,797	12012,202	11591,852	11186,214	10794,774	10417,034	
Item	MES→	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Ingreso		19034,681	18368,467	17725,57	17105,175	16506,494	15928,767	15371,26	14833,266	14314,102	13813,108	
Regalías(20%)		3806,9361	3673,6934	3545,1141	3421,0351	3301,2989	3185,7534	3074,252	2966,6532	2862,8204	2762,6216	
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	
Renta líquida Gravable		15221,264	14688,293	14173,976	13677,66	13198,715	12736,534	12290,528	11860,133	11444,801	11044,007	
Impuesto		5175,2299	4994,0198	4819,152	4650,4045	4487,5633	4330,4214	4178,7796	4032,4452	3891,2325	3754,9622	
Ganancia después de impuesto		10046,035	9694,2737	9354,8244	9027,2559	8711,1522	8406,1122	8111,7486	7827,6877	7553,5689	7289,0443	
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	
FCN(Flujo de caja neto)		10052,515	9700,7537	9361,3044	9033,7359	8717,6322	8412,5922	8118,2286	7834,1677	7560,0489	7295,5243	
Item	MES→	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Ingreso		13329,649	12863,112	12412,903	11978,451	11559,205	11154,633	10764,221	10387,473	10023,912	9673,0748	9334,5172
Regalías(20%)		2665,9299	2572,6223	2482,5806	2395,6902	2311,8411	2230,9266	2152,8442	2077,4947	2004,7823	1934,615	1866,9034
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Renta líquida Gravable		10657,24	10284,009	9923,8422	9576,281	9240,8843	8917,2266	8604,8968	8303,4987	8012,6494	7731,9799	7461,1338
Impuesto		3623,4614	3496,5632	3374,1064	3255,9355	3141,9007	3031,857	2925,6649	2823,1895	2724,3008	2628,8732	2536,7855
Ganancia después de impuesto		7033,7781	6787,4462	6549,7359	6320,3454	6098,9837	5885,3695	5679,2319	5480,3091	5288,3486	5103,1067	4924,3483
Depreciación		6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
FCN(Flujo de caja neto)		7040,2581	6793,9262	6556,2159	6326,8254	6105,4637	5891,8495	5685,7119	5486,7891	5294,8286	5109,5867	4930,8283

Fuente:Autores

Autores

Figura 136. Diagrama de tiempo valor, Pozo Llanito129



Fuente: Autores

Criterios de evaluación:

Tasa de oportunidad mensual: $TIO = 1.12^{1/12} - 1 = 0.009489$ mensual

a. VALOR PRESENTE NETO (VPN):

$$\begin{aligned}
 VPN &= 14354 * 1.009489^{-1} + 13851.69 * 1.009489^{-2} + 13366.95 \\
 &\quad * 1.009489^{-3} + 12899.19 * 1.009489^{-4} + 12447.79 * 1.009489^{-5} \\
 &\quad + \dots + 4930.82 * 1.009489^{-31} - 22644 \\
 VPN &= 216555.57 \text{ US\$}.
 \end{aligned}$$

Como el VPN es mayor a cero, la inversión es atractiva para Ecopetrol S.A, obteniendo en 31 meses una ganancia extraordinaria de **216555.57** dólares en dineros de hoy, gracias a la producción incremental que se obtiene al optimizar el bombeo mecánico, resolviendo el efecto del gas, al instalar el ancla.

b. PAYBACK O PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI):

Para n=1 mes

$$VPN = 14354 * 1.009489^{-1} - 22644 = -8424.9$$

Para n=2

$$VPN = 5167.6$$

A los 60 días se ha pagado la deuda con un sobrante o ganancia de US\$ **5167.6**. Ahora lo que interesa saber es en cuántos días se paga realmente la inversión. Interpolando para un VPN = 0 se obtiene un PRI de aproximadamente 1.62 meses. O sea que la inversión se recuperará en aproximadamente 49 días, a una tasa del 12% efectivo anual.

c. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno, se obtiene igualando la ecuación del VPN a cero, de la siguiente manera:

$$0 = 14354 * 1 + i_{mensual}^{-1} + 13851.69 * 1 + i_{mensual}^{-2} + 13366.95 * 1 + i_{mensual}^{-3} + 12899.19 * 1 + i_{mensual}^{-4} + 12447.79 * 1 + i_{mensual}^{-5} + \dots + 4930.82 * 1 + i_{mensual}^{-31} - 22644$$

Despejando, se obtiene la tasa interna de retorno (TIR):

$$i_{mensual} = TIR = 0.59 \text{ Mensual, o sea } 59\% \text{ mensual}$$

$$TIR_{Anual} = 1 + 0.59^{12} - 1 = 260 \text{ Efectivo anual.}$$

$$TIR_{Anual} \approx 26000\% \text{ Efectivo anual.}$$

El proyecto o la inversión es muy atractiva para Ecopetrol S.A, la inversión genera una rentabilidad del 59% mensual o lo que es equivalente al 26000% efectivo anual, muy superior al 12% anual, que es la tasa mínima de retorno de la empresa para realizar una inversión.

d. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RB/C):

$$R_{bc} = \frac{VPN_{ing}}{VPN_{eg}} = \frac{216555.57}{22644} = 9.56$$

Tabla 43. Cuadro representativo de parámetros en la evaluación financiera para los pozos de estudio

PARAMÉTROS	LLANITO23	LLANITO114	LLANITO119	LLANITO123	LLANITO129
Inversión \$US	19966	24445	19615	17660	22644
Costo de Levantamiento \$US/BO	24	24	24	24	24
Precio de venta \$US	80	80	80	80	80
VPN \$US	396042,3937	1548923,062	230276,4449	328914,4328	216555,5737
TIR(mensual),fraccion	1,45	6,51	0,79	2,54	0,59
TIR(mensual),porcentaje	1,45	651	79	254	59
TIR(Anual), fraccion	46771,76157	32186906916	1081,022699	3872924,512	260,0751233
TIR(Anual), Porcentaje	4677176,157	3,21869E+12	108102,2699	387292451,2	26007,51233
Payback(días)	13	5	36	11	49
RB/C	19,83584062	63,36359428	11,53342907	18,62482632	9,563485854

Fuente: Autores

La implementación del diseño del separador de fondo en los pozos de estudio, arrojó los valores en los parámetros de evaluación que se muestran en la tabla anterior. Se muestra atractivo para Ecopetrol implementar el diseño en el pozo Llanito 114 en comparación a los otros pozos restantes, obteniendo una ganancia de \$US 1548923.062 en dineros de hoy en 20 meses de vida útil, pagando la inversión en tan solo 5 días de producción. Por otro lado el pozo Llanito 129 es el menos atractivo para la inversión, pero cabe aclarar que se está optimizando producción y al momento de implementar el diseño es rentable. La recuperación de lo que se invierte en Llanito 129 se hace en 49 días y se obtiene una ganancia de \$US 216555.57 en dineros de hoy a lo largo de 31 meses de vida útil del ancla de gas.

8. CONCLUSIONES

La mayoría de los diseños de bombas especiales o separadores de gas en fondo que han sido patentados fueron creados con base empíricas y de aplicabilidad bajo condiciones únicas. Por tanto no existe un diseño especial que permita controlar la entrada de gas en las bombas de subsuelo en todos los pozos del mundo que presentan este problema operacional.

La ubicación de la bomba por debajo de las perforaciones del casing reduce la cantidad de gas que entra en la bomba, sin embargo en ocasiones esto no es posible debido a: hueco insuficiente, la presencia de Liners o paquetes de grava, preocupaciones con respecto al arenamiento y pagamiento de la bomba o simplemente la preferencia del operador.

Si la entrada de la bomba se puede ajustar por debajo de las perforaciones de la tubería de revestimiento, no se necesita ningún separador de gas de fondo de pozo. Los resultados indican que el 100% de separación se logra cuando los puertos de entrada se encuentran desde 1 a 2 pies por debajo de las perforaciones más bajas de la tubería de revestimiento. Esta pequeña distancia es suficiente para permitir la separación completa y se debe aplicar al campo.

Si la entrada de la bomba debe estar por encima de las perforaciones de tubería de revestimiento, un separador de gas de fondo de pozo (ancla de gas) debe instalarse debajo de la bomba.

El uso de la bomba especial “panacea” puede eliminar el golpe de fluido existente en los pozos de estudio y de esta manera mejora el recorrido efectivo del pistón. La limitante es la ubicación de la cámara y el cambio de la tubería de producción por una de mayor tamaño.

Un diseño eficiente en los separadores de gas en fondo de pozo elimina la entrada de gas en las bombas de subsuelo, aumenta la producción de líquido en superficie. Sin embargo las limitaciones se encuentran en la producción de arena especialmente en el pozo Llanito 23.

El diámetro interno del tubo de inmersión debe ser lo más grande posible permitido por el casing y los diámetros de anclaje de barro para reducir al mínimo la caída de presión a través del separador.

Cuando los puertos de entrada del separador se encuentran directamente frente a las perforaciones de tubería de revestimiento, la tendencia general indica que las ranuras más delgadas resultaran en un mejor rendimiento del separador.

Cuando los puertos de entrada del separador se encuentran por encima de las perforaciones, el efecto de la geometría del puerto de entrada muestra que si aumenta el área, el rendimiento del separador disminuye, especialmente para tasas altas de gas en el anular.

Maximizar el tamaño de la zona anular del separador para incrementar la capacidad de líquido del separador. Usando un ancla de barro con paredes finas aumenta el tamaño de la zona anular del separador. Sin embargo, se deben hacer esfuerzos para asegurar que las paredes de anclaje de barro tengan la resistencia necesaria (McCoy y Podio).

El pozo más atractivo para implementar el diseño de separador en fondo o ancla de gas fue el Llanito 114, el cual deja una ganancia neta con dineros de hoy de casi \$US 1.500.000, como la inversión se recupera en tan solo 5 días se muestra muy rentable y la tasa interna de retorno es efectivamente muy alta. A diferencia, el menos atractivo es el Llanito 129, pero esto no quiere decir que no se pueda implementar el diseño, también sería rentable con un tiempo más prolongado en la recuperación de la inversión.

9. RECOMENDACIONES

Instalar el diseño “panacea” más abajo de las perforaciones en los pozos de estudio ya que el estado mecánico de los pozos muestra que hay suficiente profundidad para bajar la bomba. En cuanto a la producción de sólidos en los pozos de estudio se puede usar doble asentamiento en la bomba de subsuelo para evitar que se acumule arena en la bolsa de gas.

Controlar la producción de arena de los pozos en los cuales la bomba tiende a pegarse por arenamiento.

El diseño panacea produce resultados satisfactorios cuando se trabaja con pozos con moderada producción de arena tales como el pozo Llanito 119.

No se debe realizar un diseño de separador de gas como una receta de cocina, se debe hacer un estudio de las variables que afectan el rendimiento del separador, tales como: geometría y área total de las perforaciones del ancla de barro, pérdidas de presión asociadas con el diámetro y longitud del tubo de succión.

Al momento de hacer un diseño de separador de gas en fondo se debe tener en cuenta que las caídas de presión asociadas con el tubo de inmersión deben tener valores insignificantes, ya que el gas que se libere en esta sección entraría en la bomba.

BIBLIOGRAFIA

BAUTISTA CONTRERAS, Fausto Leonardo y ROMERO GANDARA, Carlos Andrés. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el método de análisis nodal. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.

BECERRA, Oscar; GAMBOA, José; KENYERY, Frank; Modelling a DoublePistonPump, Calgary 2002.

BOHORQUEZ, R; LISIGURSKY, O; GUZMAN, M; LaboratoryTesting of Downhole Gas Separators, Texas 2005.

BOLLAND Y CIA. S.A. Manual de partes. E-mail: info@bolland.com.ar

CAMACHO CADENA, Wilmer Jair y TRIANA SANTAMARIA, Juan Alid. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

CAMPBELL, J.H and BRIMHALL, R.M. Approach to Gas Anchor Design.SPE18826. Oklahoma, 1989.

CAMPBELL, J.H. The Use of an Efficient Gas Anchor in Combating Gas Interference Problems in Sucker Rod Pumping Wells' ME Report, Texas A&M Univ. College Station, TX (1988).

DIAZ CARRASCAL, Jennifer y MARTINEZ FONTECHA, Miguel Alfonso. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A. Tesis de grado.Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.

GARCIA, Fabián. VLEUGELS, Alejandro. SANCHEZ, Juan. HIRSCHFELDT, Marcelo. Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales. Pan American Energy. Yacimiento Cerro Dragon.Argentina, 2010.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Normas colombianas para la presentación trabajos de investigación. Sexta actualización. Bogotá D.C: INCONTEC, 2011 .NTC 1486.

J.H, CAMPBELL; R.M, Brimhall; AningineeringApproachto Gas Anchor Design, SPE 18826, Oklahoma,1989.

PATTERSON, John C, PODIO, Augusto and MCCOY, James. Downhole Gas Separators-A Laboratory and Field Study. Mayo 2007, Volumen 46, No. 5.

PEEBLES, F.N. and GARBER, H.J. Studies on the Motion of Gas Bubbles in Liquids. Chem. Eng. Prog. (Feb. 1953).

SOFTWARE TWM. Echometer Company Phone: (940) 767-4334 E-Mail: info@echometer.com Copyright 1994-2004 Echometer Company. All Rights Reserved.

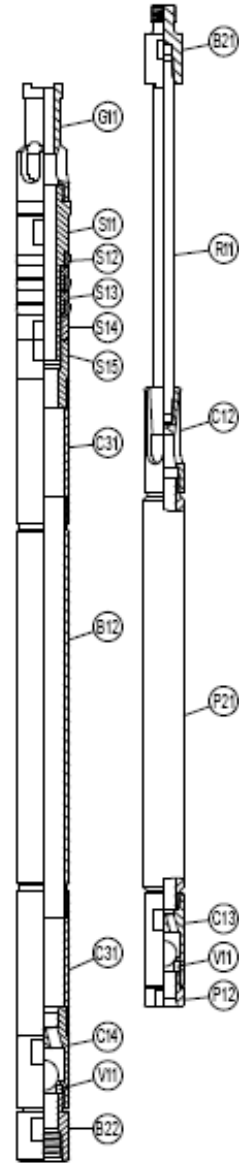
TAKÁCS, Gábor. Bombeo mecánico moderno. Consultoría y servicios Integrados de ingeniería Ltda.

THETA ENTERPRISES. Optimización Bombeo Mecánico. Entrenamiento levantamiento artificial.

ANEXOS

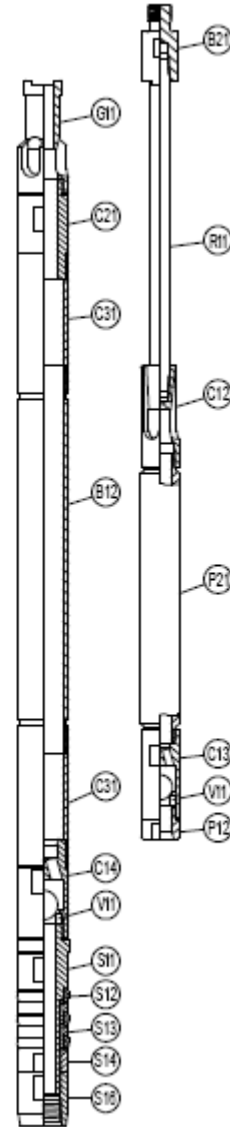
ANEXO A. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE SUPERIOR Y BARRIL DE PARED GRUESA (RHA)

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Baril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
B21	Conector sup. vástago	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
B22	Conector válvula fija	B22-20	B22-25	B22-25	B22-30
C12	Jaula superior pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Jaula inferior pistón	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
R11	Vástago	R11-20	R11-25	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Separador de copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S15	Conector anclaje copa	S15-20	S15-25	S15-25	S15-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(estacionaria)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



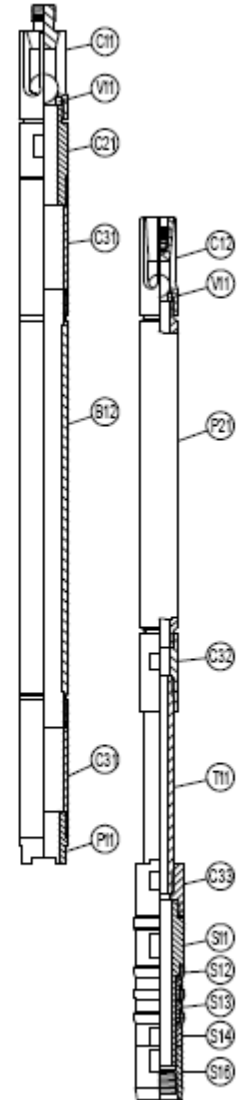
ANEXO B. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE INFERIOR Y BARRIL DE PARED GRUESA (RHB)

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
B21	Conector sup. vástago	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
C12	Jaula superior pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Jaula inferior pistón	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C21	Niple conector barril	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
R11	Vástago	R11-20	R11-25	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Separador de copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(estacionaria)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



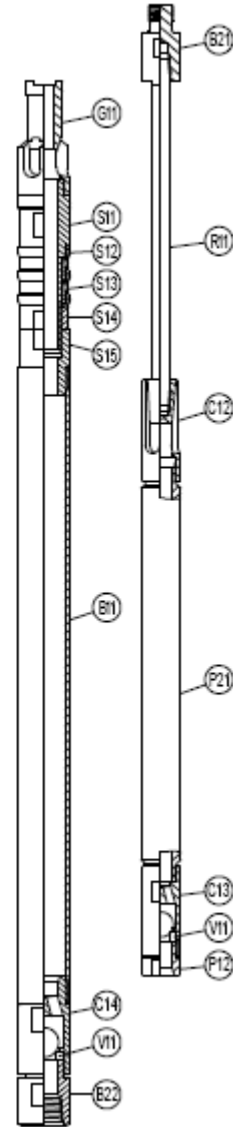
ANEXO C. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES DE BARRIL MÓVIL DE PARED GRUESA (RHT)

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
C11	Jaula superior	C11-20	C11-25	C11-25	C11-30
C12	Jaula superior pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C21	Niple conector barril	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
C32	Cupla sup. tubo de tiro	C32-125	C32-150	C32-175	C32-225
C33	Cupla inf. tubo de tiro	C33-125	C33-150-25	C33-175	C33-225
P11	Tapón tiro	P11-125	P11-150-25	P11-175	P11-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Separador de copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Contratuercas de copas	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
T11	Tubo de tiro	T11-125	T11-150	T11-175	T11-225
V11	Válvula (estacionaria)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(viajera)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



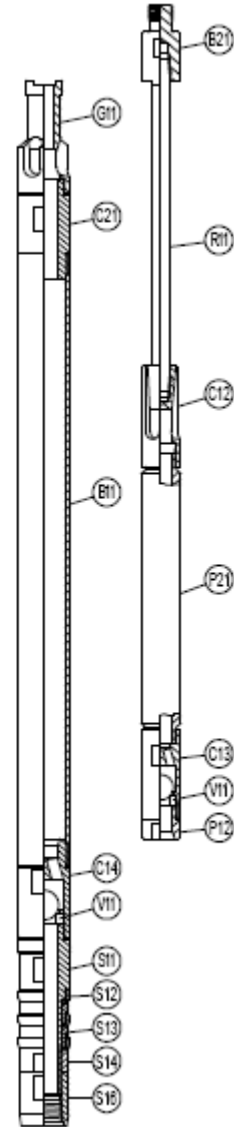
ANEXO D.COMONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE SUPERIOR Y BARRIL DE PARED FIN (RWA)

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
B21	Conector sup. vástago	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
B22	Conector válvula fija	B22-20	B22-20	B22-25	B22-30
C12	Jaula superior pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Jaula inferior pistón	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
R11	Vástago	R11-20	R11-20	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S15	Conector anclaje copa	S15-20-125	S15-20	S15-25	S15-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



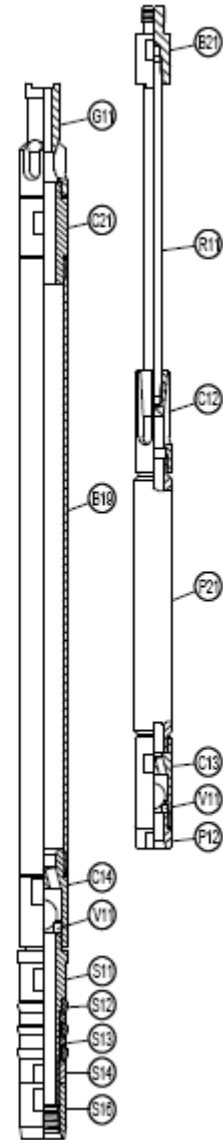
ANEXO E. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLAJE INFERIOR Y BARRIL DE PARED FINA (RWB)

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
B21	Conector sup. vástago	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
C12	Jaula superior pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Jaula inferior pistón	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
C21	Niple conector barril	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
R11	Vástago	R11-20	R11-20	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuercas de copas	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



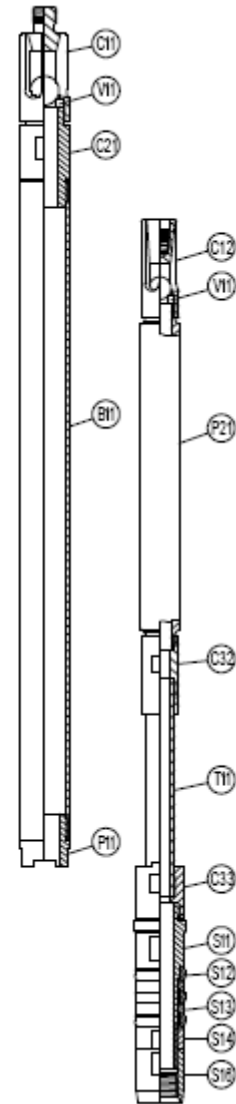
ANEXO F. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES CON ANCLA INFERIOR Y BARRIL DE PARED SEMIGRUESA (RXB)

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B19	Barril de pared semigr.	B19-125	B19-150	B19-200	B19-250
B21	Conector sup. vástago	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
C12	Jaula superior pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Jaula inferior pistón	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
C21	Niple conector barril	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
R11	Vástago	R11-20	R11-20	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuercas de copas	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



ANEXO G. COMPONENTES DE LAS BOMBAS INSERTABLES DE BARRIL MÓVIL DE PARED FINA (RWT)

		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
C11	Jaula superior	C11-20	C11-20	C11-25	C11-30
C12	Jaula superior pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C21	Niple conector barril	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
C32	Cupla sup. tubo de tiro	C32-125	C32-150	C32-200	C32-250
C33	Cupla inf. tubo de tiro	C33-125	C33-150-20	C33-200	C33-225
P11	Tapón tiro	P11-125-15	P11-150-20	P11-200	P11-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuercas de copas	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
T11	Tubo de tiro	T11-125	T11-150	T11-200	T11-225
V11	Válvula (estacionaria)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(viajera)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



ANEXO H. COMPONENTES DE LAS BOMBAS DE TUBING (TH)

DIÁMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-175	25-225	30-275
B13	Barril de pared gruesa	B13-175	B13-225	B13-275
C11	Jaula superior pistón	C11-20	C11-25	C11-30
C13	Jaula inferior pistón	C13-175	C13-225	C13-275
C16	Jaula válvula fija	C16-175	C16-225	C16-275
C34	Cupla de tubing	C34-20	C34-25	C34-30
C35	Cupla de barril	C35-20	C35-25	C35-30
N12	Niple anclaje mecánico	N12-20	N12-25	N12-30
N13	Niple asiento de copas	N13-20	N13-25	N13-30
N21	Niple de extensión sup	N21-20	N21-25	N21-30
N22	Niple de extensión inf.	N22-20	N22-25	N22-30
P21	Pistón	P21-175	P21-225	P21-275
P31	Pescador válvula fija	P31-175	P31-225	P31-275
S13	Separador de copas	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuercas de copas	S16-20	S16-25	S16-30
S17	Mandril de anclaje	S17-20	S17-25	S17-30
S18	Copa de anclaje	S18-20	S18-25	S18-30
S22	Anclaje mecánico inf.	S22-20	S22-25	S22-30
V11	Válvula (viajera/estac.)	V11-175	V11-225	V11-250

