

**IMPACTO DE LA PRODUCCION DE GAS ASOCIADO A LA PRODUCCION DE  
PETROLEO EN LOS CAMPOS GALAN, GALA Y LLANITO EN POZOS CON  
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO MECANICO**

**WILMER JAIR CAMACHO CADENA  
JUAN ALID TRIANA SANTAMARIA**

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

**2011**

**IMPACTO DE LA PRODUCCION DE GAS ASOCIADO A LA PRODUCCION DE  
PETROLEO EN LOS CAMPOS GALAN, GALA Y LLANITO EN POZOS CON  
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO MECANICO**

**WILMER JAIR CAMACHO CADENA  
JUAN ALID TRIANA SANTAMARIA**

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

**Directores,  
Jorge Andrés Sachica Ávila**

**Ing. de Petróleos**

**Edelberto Hernández**

**Ing. de Petróleos**

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

**2011**

## AGRADECIMIENTOS

Te Agradezco Dios, por permitirme conquistar una meta mas en la vida, por proveerme la salud para luchar desde el primer dia hasta hoy, por este gran sueño.

Te agradezco Madre. Eduviges Cadena Sánchez, por la perseverancia de querer ver tus hijos profesionales, por la educación de casa, fruto de ello es esta obra que va dedicada para ti.

Agradezco a Diana Patricia Robles, por el apoyo y motivación. Gracias preciosa.

Agradezco al Ingeniero Jorge Andrés Sachica, mi director, por creer en el proyecto y en nosotros, por brindarnos siempre cada fin de semana, su consejo y orientación. Gracias Ingeniero

Agradezco al Ingeniero Leonardo Arzusa, por apoyar, codirigir y guiar nuestro trabajo y ser el coordinador.

*Wílmer Jaír Camacho Cadena*

## AGRADECIMIENTOS

Te Agradezco Dios, por permitirme conquistar una meta mas en la vida, por proveerme la salud para luchar desde el primer dia hasta hoy, por este gran sueño.

Te agradezco Madre. Eduviges Cadena Sánchez, por la perseverancia de querer ver tus hijos profesionales, por la educación de casa, fruto de ello es esta obra que va dedicada para ti.

Agradezco a Diana Patricia Robles, por el apoyo y motivación. Gracias preciosa.

Agradezco al Ingeniero Jorge Andrés Sachica, mi director, por creer en el proyecto y en nosotros, por brindarnos siempre cada fin de semana, su consejo y orientación. Gracias Ingeniero

Agradezco al Ingeniero Leonardo Arzusa, por apoyar, codirigir y guiar nuestro trabajo y ser el coordinador.

*Juan Alid Triana Santamaria*

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION.....	22
1. CAMPO GALAN, GALA Y LLANITO.....	25
1.1 LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO .....	25
1.2 RESEÑA HISTORICA DE LOS CAMPOS.....	26
1.3 ESTRATIGRAFIA DEL AREA DE ESTUDIO.....	28
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	31
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS.....	32
1.5.1 PRODUCCIÓN DE GAS DE LOS CAMPOS.....	34
2. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO .....	39
2.1 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	39
2.1.1 VENTAJAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO .....	40
2.1.2 DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	41
2.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO .....	42
2.3 PARTES DEL BOMBEO MECANICO.....	42
2.4 EQUIPO DE SUPERFICIE .....	45
2.4.1 Motor .....	45
2.4.2 Unidad de bombeo .....	47
2.4.3 Cabeza de pozo .....	48
2.5 CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE BOMBEO.....	50
2.5.1 Unidades Convencionales (Clase I) .....	51
2.5.2 Unidades Balanceadas por Aire. Clase III .....	53
2.5.3 Unidades Uitorque Mark II. Clase III.....	57
2.6 EQUIPO DE FONDO .....	59
2.6.1 Tubería de Revestimiento o Casing. ....	60
2.6.2 Tubería de Producción o Tubing. ....	60

2.6.3	Sarta de Varillas de Succión.....	61
2.6.4	Bomba de Subsuelo .....	61
2.7	PARTES ESTRUCTURALES DE UNA BOMBA DE SUBSUELO .....	61
2.7.1	Barril .....	63
2.7.2	Pistón .....	63
2.7.3	Válvulas .....	64
2.7.4	Anclaje de fondo.....	65
2.8	DEZPLAZAMIENTO DE LA BOMBA DE SUBSUELO.....	65
2.8.1	Carrera Ascendente .....	66
2.8.2	Carrera Descendente .....	66
2.9	DESIGNACION API PARA LAS BOMBAS .....	67
2.10	TIPOS DE BOMBA DE SUBSUELO.....	72
2.10.1	Bombas de Tubería .....	73
2.10.2	Bombas de varillas (Rod Pumps).....	74
2.10.3	Bombas Especiales .....	77
3.	REGISTRO Y CONTROL PARA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON BOMBEO MECÁNICO.....	83
3.1	Pruebas de Pozo .....	84
3.1.1	Controlar si el pozo “produce” . .....	84
3.1.2	Registrar y medir la producción. ....	85
3.1.3	Medir la presión del pozo.....	86
3.2	NIVEL DE FLUIDO .....	86
3.2.1	Ecómetro .....	87
3.2.2	Toma de Niveles de Fluido.....	89
3.3	EL DINAGRAMA.....	91
3.3.1	Cartas Dinamométricas .....	92
3.3.2	PRINCIPALES CARTAS DINANOMETRICAS .....	97
4.	MANEJO DE DOS FASES EN BOMBEO MECÁNICO. ....	109
4.1	Eficiencia volumétrica .....	109
4.2	Equipos para el manejo de dos fases en bombeo mecánico.....	113

4.2.1	Anclas de gas .....	113
4.3	DISEÑO ANCLA DE GAS.....	118
4.3.1	VELOCIDAD TERMINAL DE LA BURBUJA DE GAS .....	118
4.3.2	ÁREA DEL ANCLA DE LODO.....	120
4.3.3	ÁREA DEL TUBO DE INMERSIÓN.....	121
4.3.4	Longitud de Tubería de Inmersión.....	122
4.3.5	ANCLA DE GAS / PERFORACIONES DE LA TUBERÍA DE INMERSIÓN .....	123
4.3.6	CÁLCULOS DE CAÍDA DE PRESIÓN .....	123
4.3.7	VÁLVULA ANTIBLOQUEO DE GAS SUPERIOR .....	127
4.3.8	VALVULAS DARTT .....	128
4.3.9	Válvulas HIVAC .....	130
4.3.10	Válvula “cargadora”.....	131
4.3.11	Válvula de anillos superiores .....	133
5.	ANALISIS TECNICO CAMPO GALA,GALAN Y LLANITO.....	135
5.1	SISTEMA DE PRODUCCION.....	135
5.2	DESCRIPCION GENERAL.....	135
5.3	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTUDIO .....	136
5.4	ETAPA DE DESCARTE.....	138
5.4.1	Impacto de la presión de cabeza de pozo (CHP). .....	138
5.4.2	Impacto de la sumergencia.....	139
5.4.3	Análisis de datos de pozos descartados .....	139
5.4.4	Aplicación de la metodología y resultados.....	140
5.5	IMPLEMENTACION DE HERRAMIENTAS .....	142
5.6	POZO - LLANITO23.....	144
5.6.1	Paso 1 Entrada correcta de datos al TWM.....	145
5.6.2	Paso 2 Cálculo de volumen de gas en casing .....	145
5.6.3	Paso 3 Calculo y análisis de IPR– método de vogel .....	149
5.6.4	Paso 4 Análisis de eficiencia volumétrica de la bomba .....	151
5.6.5	Paso 5 Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo .....	158

5.6.6	Paso 6	Análisis sistema de levantamiento.....	159
5.6.7	Paso 7	- Diseño / rediseño de el ancla de gas. ....	164
5.7	POZO	- LLANITO 112.....	171
5.7.1	Paso 1	Entrada correcta de datos al TWM.....	171
5.7.2	Paso 2	Cálculo de volumen de gas en casing .....	172
5.7.3	Paso 3	Calculo y Análisis de IPR – Método de Vogel .....	175
5.7.4	Paso 4	Análisis de Eficiencia Volumétrica de la Bomba .....	177
5.7.5	Paso 5	Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo .....	183
5.7.6	Paso 6	Análisis Sistema de Levantamiento.....	185
5.8	POZO	- LLANITO 114.....	188
5.8.1	Paso 1	Entrada Correcta de Datos al TWM.....	188
5.8.2	Paso 2	Calculo de Volumen de Gas en Casing.....	189
5.8.3	Paso 3	Calculo y Análisis de IPR – Método de Vogel .....	192
5.8.4	Paso 4	Análisis de Eficiencia Volumétrica de la Bomba.....	193
5.8.5	Paso 5	Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo .....	198
5.8.6	Paso 6	Análisis Sistema de Levantamiento.....	199
5.8.7	Paso 7	Diseño / rediseño de el ancla de gas.....	201
5.9	POZO	- LLANITO 119.....	205
5.9.1	Paso 1	Entrada Correcta de Datos al TWM.....	205
5.9.2	Paso 2	Calculo de Volumen de Gas en Casing.....	206
5.9.3	Paso 3	Cálculo y Análisis de IPR – Método de Vogel .....	209
5.9.4	Paso 4	Análisis de Eficiencia Volumétrica de la Bomba.....	211
5.9.5	Paso 5	Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo .....	215
5.9.6	Paso 6	Análisis Sistema de Levantamiento.....	217
5.9.7	Paso 7	Diseño / rediseño de el ancla de gas.....	219
5.10	POZOS CON MAYOR IMPACTO DE GAS	.....	222
6.	.CONCEPTOS DE INGENIERIA ECONOMICA	.....	229
6.1	BALANCE DE FLUJO DE CAJA.....		229
6.2	METODOS DE ANALISIS ECONOMICO .....		230
6.2.1	Valor presente Neto.....		230

6.2.2 Tasa Interna de Retorno.....	231
6.2.3 Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME .....	232
7. EVALUACION ECONOMICA.....	232
7.1 INFORMACION ECONOMICA .....	233
7.2 gASTOS DE CAPITAL (capex).....	234
7.3 Gastos Operativos (OPEX).....	238
7.4 ANALISIS ECONOMICO .....	239
CONCLUSIONES .....	240
RECOMENDACIONES.....	241
BIBLIOGRAFIA.....	242
ANEXOS.....	245

## LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Gala, Llanito y Galán. ....	25
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena. ....	30
Figura 3. Características de un yacimiento tipo Black Oil. ....	31
Figura 4. Curva histórica de producción del campo Galán. ....	33
Figura 5. Curva histórica de producción del campo Galán. ....	34
Figura 6. Curva histórica de producción del campo Llanito. ....	35
Figura 7. Curva histórica de producción del campo Gala. ....	36
Figura 8. Reservas de gas valoradas para el campo Llanito - Gala. ....	37
Figura 9. Producción de gas por campo. ....	38
Figura 10. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico. ....	44
Figura 11. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Convencional. ....	53
Figura 12. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire. ....	55
Figura 13. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Mark II. ....	59
Figura 14. Partes esquemáticas equipo de fondo. ....	62
Figura 15. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena. ....	67
Figura 16. Designación API de las Bombas de Subsuelo. ....	70
Figura 17. BOMBAS API. ....	72
Figura 18. Bomba insertable de tres tubos. ....	79
Figura 19. Bomba de dos etapas. ....	80
Figura 20. Bomba con vástago hueco (hollow) ....	82
Figura 21. Esquema de instalación del Echometer. ....	88
Figura 22. Gráfico del equipo y la señal acústica del programa. ....	90
Figura 23. Gráfica que muestra los resultados del nivel de fluido. ....	91
Figura 24. Carta dinamométrica ideal. ....	92
Figura 25. Carta dinamométrica considerando efectos de acelerado. ....	94
Figura 26. Carta dinamométrica considerando acción de las válvulas. ....	95

<b>Figura 27.</b> Dinagrama considerando efectos de presión de gas. ....	96
<b>Figura 28.</b> Representación de un dinagrama real. ....	97
<b>Figura 29.</b> Representación en echometer (fugas en la válvula viajera).....	98
<b>Figura 30.</b> Representación con el echometer (fugas en la válvula estacionaria). .	99
<b>Figura 31.</b> Carta dinamométrica echometer (Tubing Roto) .....	100
<b>Figura 32.</b> Carta dinamométrica echometer (Golpe de Bomba).....	101
<b>Figura 33.</b> Carta dinamométrica echometer (Golpe de Fluido) .....	102
<b>Figura 34.</b> Carta dinamométrica echometer (Interferencia de gas) .....	103
<b>Figura 35.</b> Carta dinamométrica echometer (Bloqueo por gas) .....	104
<b>Figura 36.</b> Carta dinamométrica echometer (Pesca de Varillas).....	105
<b>Figura 37.</b> Carta dinamométrica echometer (Fricción) .....	106
<b>Figura 38.</b> Carta dinamométrica echometer (Alta aceleración del fluido).....	107
<b>Figura 39.</b> Carta dinamométrica echometer (Tubing Roto). ....	108
<b>Figura 40.</b> Análisis nodal con sensibilidad a la separación de gas en el fondo..	111
Figura 41. Esquema de funcionamiento de un ancla de gas .....	114
Figura 42. <b>Ancla de Gas tipo Niple Perforado</b> .....	115
Figura 43. <b>Ancla de Gas tipo Copas</b> .....	116
Figura 44. Ancla de Empacadura. Gas tipo .....	117
Figura 45. Secciones de caída de presión en ancla de gas.....	126
Figura 46. Dispositivo Antibloqueo de Gas Superior.....	128
Figura 47. VÁLVULAS de DARTT®.....	129
Figura 48. <b>"Cargador" Operación de Valvula</b> .....	133
Figura 49. Operación de Bomba de Valvula de anillos superiores.....	134
Figura 50. Pozo- Gala 124. Variables operacionales versus el tiempo.....	141
Figura 51. Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer .....	146
Figura 52. Incremento de Presión en casing. ....	146
Figura 53. Presión en Casing Vs Eficiencia Volumétrica de Bomba-Llanito 23. .	147
Figura 54. Curva de Producción de fluidos Entre Enero y Diciembre de 2010 ....	148
Figura 55. Análisis de Eficiencia de Influjos (IPR). Método Vogel .....	149
<b>Figura 56.</b> Calculo de Eficiencia de Influjos (IPR). Llanito 23 - Método Vogel .....	150

<b>Figura 57.</b> Prueba Dinamométrica Llanito 23 – Noviembre 1 de 2010.....	152
<b>Figura 58.</b> Eficiencia Volumétrica Vs. Venteo Anular – Pozo Llanito 23 .....	156
<b>Figura 59.</b> Simulación SROD .Venteo De Gas a 79.4%.....	157
<b>Figura 60.</b> Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 23 .....	158
<b>Figura 61.</b> Análisis del Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 23 .....	159
<b>Figura 62.</b> Eficiencia volumétrica de bomba Llanito 23 – Recorrido 144 pulgadas. .....	163
<b>Figura 63.</b> Eficiencia Volumétrica de la Bomba con/sin separador – Llanito 23..	164
<b>Figura 64.</b> Eficiencia Separador de Gas tipo Copas .....	165
<b>Figura 65.</b> Diseño Recomendado. Separador de Gas Tipo Copas – Llanito 23..	166
<b>Figura 66.</b> Filtro de Vena Excéntrica – Separación de Gas y Arena. ....	167
Figura 67 Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer .....	173
<b>Figura 68.</b> Presión en Casing - Fuente. Software TWM Echometer.....	173
<b>Figura 69.</b> Tendencia Presion en Casing Vs Eficiencia Volumetrica de Bomba	174
<b>Figura 70.</b> Curva de Producción de fluidos Entre Enero y Diciembre de 2010 ...	174
<b>Figura 71.</b> Análisis de Eficiencia de Influjos (IPR). Método Vogel.....	175
<b>Figura 72.</b> Calculo de Eficiencia de Influjos (IPR). Llanito 112 - Método Vogel ...	176
<b>Figura 73.</b> Prueba Dinamométrica Llanito 112 – Noviembre 1 de 2010.....	178
<b>Figura 74.</b> Eficiencia Volumétrica Vs. Venteo Anular – Pozo Llanito 112 .....	182
<b>Figura 75.</b> Comportamiento De Bomba Con Venteo De Gas a 79.4%.....	183
<b>Figura 76.</b> Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 112 ....	184
<b>Figura 77.</b> Análisis del Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 112 .....	185
<b>Figura 78.</b> Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer .....	188
Figura 79. Incremento de Presión en casing - Software TWM Echometer .....	190
<b>Figura 80.</b> Tendencia Presión Casing Vs Eficiencia Volumétrica de Bomba .....	191
<b>Figura 81.</b> Curva de Producción de Fluidos entre Enero y Diciembre de 2010....	191
<b>Figura 82.</b> Análisis de Eficiencia de Influjos (IPR). Método Vogel.....	192
<b>Figura 83.</b> Calculo de Eficiencia de Influjos (IPR). Llanito 114 - Método Vogel ...	193
<b>Figura 84.</b> Prueba Dinamométrica Llanito 114 – Octubre 29 de 2010. ....	194
<b>Figura 85.</b> Calculo Eficiencia Volumétrica de la Bomba Vs. Venteo Anular .....	196

<b>Figura 86.</b> Simulación SROD Comportamiento de Bomba sin Venteo De Gas...	197
<b>Figura 87.</b> Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 114 ....	198
<b>Figura 88.</b> Análisis de el Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 114. ....	199
<b>Figura 89.</b> Eficiencia Volumétrica de la Bomba con/sin separador – Llanito 114	201
<b>Figura 90.</b> Eficiencia Separador de Gas tipo Copas 4 ½” x 2” .....	202
<b>Figura 91.</b> Diseño Optimo de Separador de Gas Tipo Copas – Llanito 114 .....	203
<b>Figura 92.</b> Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer .....	206
<b>Figura 93.</b> Incremento de Presión en casing.....	207
<b>Figura 94.</b> Tendencia Presión Casing Vs Eficiencia Volumétrica de Bomba .....	208
Figura 95. Curva de Producción de Fluidos entre Enero y Diciembre de 2010. ..	208
<b>Figura 96.</b> Análisis de Eficiencia de Influjos (IPR). Método Vogel.....	210
<b>Figura 97.</b> Cálculo de Eficiencia de Influjos (IPR). Llanito 119 - Método Vogel ...	210
Figura 98. Prueba Dinamométrica Llanito 119 – Noviembre 18 de 2010.....	211
<b>Figura 99.</b> Simulación SROD Comportamiento de Bomba sin Venteo De Gas...	213
<b>Figura 100.</b> Calculo Eficiencia Volumétrica de la Bomba Vs. Venteo Anular .....	215
Figura 101. Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 119 ...	216
Figura 102. Análisis del Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 119 .....	217
Figura 103. Eficiencia Volumétrica con/sin separador – Llanito 119.....	220
<b>Figura 104.</b> Eficiencia Separador de Gas tipo Copas 5 ½” x 4-1/2” .....	220
<b>Figura 105.</b> Diseño Optimo de Separador de Gas Tipo Copas – Llanito 119 .....	221
<b>Figura 106.</b> diagrama de distribución de velocidad .....	258

## LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Propiedades principales por arena. ....	32
Tabla 2. API Tipos de Bomba. ....	68
Tabla 3. Pozos candidatos a estudio (Por presencia considerable de gas). ....	137
Tabla 4. Pozos seleccionados para estudio de optimización. ....	143
Tabla 5. Información de pozo. ....	144
Tabla 6. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento. (A partir de Dinagramas) ....	154
Tabla 7. Reducción de espaciamiento de VALVULAS- Llanito 23. ....	162
Tabla 8. Longitud mínima de filtro. ....	168
Tabla 9. Caracterización del pozo. ....	171
Tabla 10. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento (A partir de Dinagramas) ....	180
Tabla 11. Espaciamiento de válvulas- Llanito 112. ....	187
Tabla 12. Información del pozo Llanito-114. ....	188
Tabla 13. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento (A partir de Dinagramas) ....	195
Tabla 14. Información general del pozo. ....	205
Tabla 15. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento (A partir de Dinagrama) ....	212
Tabla 16. Ancla tipo Poorman diseñada. ....	222
Tabla 17. Tipo copas diseñadas. ....	223
Tabla 18. Cuadro ancla tipo copas óptimas. ....	224
Tabla 19. .Cuadro ancla tipo empaque recomendada. ....	224
Tabla 20. Separador filtro fibra de vidrio (ECCENTRIC VEIN). ....	225
Tabla 21. Cuadro anclas recomendadas. ....	226
Tabla 22. Optimización de la producción. ....	228
Tabla 23. Datos económicos comerciales. ....	233
Tabla 24. Costo de accesorios requeridos para la optimización. ....	234

Tabla 25. Costo producción diferida de aceite.....	236
Tabla 26. Costo producción diferida de gas.....	236
Tabla 27. Costo de implementación y movilización de equipos.....	236
Tabla 28. CAPEX.....	237
Tabla 29. Incremento de producción de Aceite.....	237
Tabla 30. Incremento de producción de gas.....	238
Tabla 31. Análisis económico .....	239

## ANEXOS

	Pág.
<b>ANEXO 1. ESTADOS MECANICOS .....</b>	<b>246</b>
<b>ANEXO 2. TABLAS DINAMICAS EXCEL. DATOS ORGANIZADOS PARA CADA CAMPO Y CADA POZO. ....</b>	<b>253</b>
<b>ANEXO 3. FACTORES IMPORTANTES EN LA SEPARACIÓN DE GAS-PETRÓLEO .....</b>	<b>254</b>
<b>ANEXO 4. SEPARADOR TIPO COPAS.....</b>	<b>259</b>
<b>ANEXO 5. ENSAMBLE FITRO ECCENTRIC VEIN.....</b>	<b>260</b>
<b>ANEXO 6. COTIZACION DE HERRAMIENTAS A IMPLEMENTAR.....</b>	<b>261</b>

## RESUMEN

**TITULO: IMPACTO DE LA PRODUCCION DE GAS ASOCIADO A LA PRODUCCION DE PETROLEO EN LOS CAMPOS GALAN, GALA Y LLANITO EN POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE BOMBEO MECANICO.\***

**AUTORES: WILMER JAIR CAMACHO CADENA \*\***  
**JUAN ALID TRIANA SANTAMARIA \*\***

**PALABRAS CLAVE:** Ancla de gas, dinagrama, bomba de subsuelo, eficiencia volumétrica, sumergencia efectiva, CHP, Interferencia de gas.

### DESCRIPCION:

Los campos Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A. cuentan a la fecha con 116 pozos activos, en los cuales 105 producen bajo el Sistema de Levantamiento Artificial con Bombeo Mecánico (BM), 11 se encuentran con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP). Las condiciones actuales de presión de yacimiento se encuentran produciendo por debajo del punto de burbuja, permitiendo que el gas se libere y se produzca antes de llegar a las facilidades de producción en superficie, siendo este manejado por la bomba en fondo. Se hace necesario entonces, la implementación de herramientas eficientes para separación en fondo del gas, como las anclas de gas, que ayuden a que el gas sea producido a través del anular, aumentando la eficiencia volumétrica de la bomba en fondo. Los Dinagramas y medida de Niveles de Fluido, son herramientas importantes, en el diagnostico del problema de interferencia de gas. Variables operacionales tales como velocidad, longitud de recorrido y aun la presión del revestimiento en cabeza de pozo, pueden ser controladas, para permitir un mejor desempeño de la bomba y reducir la contrapresión a la formación.

Este estudio presenta un análisis técnico y económico de implementación de equipos de subsuelo como separadores de gas en fondo y componentes de la bomba que contribuyan a incrementar la razón de compresión y optimizar las tasas de producción de cada pozo. Se propone y diseña herramientas de fondo, para siete pozos que presentan mayor influencia ayudando a reducir la interferencia por gas e incrementar la eficiencia volumétrica de las bombas,<sup>1</sup>

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: Jorge Andrés Sachica Ávila.

Codirector: Edelberto Hernandez

## ABSTRACT

**TITLE- GAS PRODUCTION IMPACT ON ROD PUMPING WELLS AT GALAN, GALA AND LLANITO OILFIELDS.**

**AUTOR: WILMER JAIR CAMACHO CADENA \*\***

**JUAN ALID TRIANA SANTAMARIA \*\***

**KEY WORDS:** GAS ANCHORS, DOWNHOLE SUCKER ROD PUMP, VOLUMETRIC EFFICIENCY, EFECTIVE SUBMERGENCE, GAS INTERFERENCE.

### DESRPTION

The Gala, Galan and Llanito Oilfields from Ecopetrol S.A. have at least 116 active wells which 105 are producing thru Rod pumping systems and 11 are PCP producing wells. Actual conditions of reservoir pressure are producing below bubble point pressure, allowing gas to be separated from the oil phase before it can reach the surface production facilities and mostly being handled by the sucker rod downhole pumps. Then it is necessary to implement some kind of efficient downhole separation system like gas anchors helping the gas to be produced at the surface thru the annulus and increasing downhole pump volumetric efficiency. The dynamometer cards and fluid level measurements are special graphs which can he analyzed to determine rod pump gas interference problems. Surface Operational parameters like Speed, Stroke Length and even Casing Head Pressure can be controlled in order to enhance the pump performance and reduce the back pressure on the formation.

This study includes technical and economical analysis of downhole auxiliary equipment implementation like gas separators and sucker rod pump components which increase compression ratio of the downhole pump and optimize production rate on a per well basis. Downhole optimizing tools for seven wells are designed and introduced having great influence on reducing gas interference and increasing pump volumetric efficiencies.

---

\* Undergraduate Project

\*\*Physiochemical Engineering Faculty. Petróleum Engineering School

Director: Jorge Andrés Sachica Ávila.

Coordinator: Edelberto Hernández

## INTRODUCCION

Optimizar los procesos de producción, con el fin de obtener un mayor beneficio a un menor costo, es hoy, uno de los objetivos fundamentales de la ingeniería de petróleos dentro de la industria gasífera y petrolera. Las operaciones realizadas en pozos productores, deben contemplar estudios previos y profundos de las condiciones de estos, para determinar la mejor alternativa operacional de extracción de fluidos.

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más utilizado para este fin. A pesar de esto, presenta inconvenientes técnicos de funcionamiento, que obligan costosas intervenciones de mantenimiento y generan pérdidas cuantiosas a las empresas operadoras; en la mayoría de los casos, por desconocimiento o bajo control de aquellos parámetros físicos altamente relacionados con la eficiencia de bombeo, como los son, la presión de cabeza del revestimiento (CHP), profundidad de la bomba, estado del equipo de subsuelo, características de los fluidos provenientes del yacimiento y el impacto del gas en la eficiencia del sistema de levantamiento.

Cuando la presión de un yacimiento cae por debajo de la presión de burbuja, el gas es liberado; si esto ocurre en fondo de pozo antes de entrar a la tubería de producción, disminuye el volumen de líquido dentro de la bomba, lo que genera problemas operaciones debido a un mal funcionamiento de las válvulas fija y viajera, ocasionando pérdidas significativas en la producción de hidrocarburos líquidos.

El siguiente trabajo presenta un análisis técnico y económico, de la influencia e impacto del gas en la bomba de subsuelo y en su eficiencia volumétrica, para pozos con sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico. Aplicado a los

Campos Gala, Galán y Llanito, operados por la empresa colombiana ECOPEPETROL S.A.

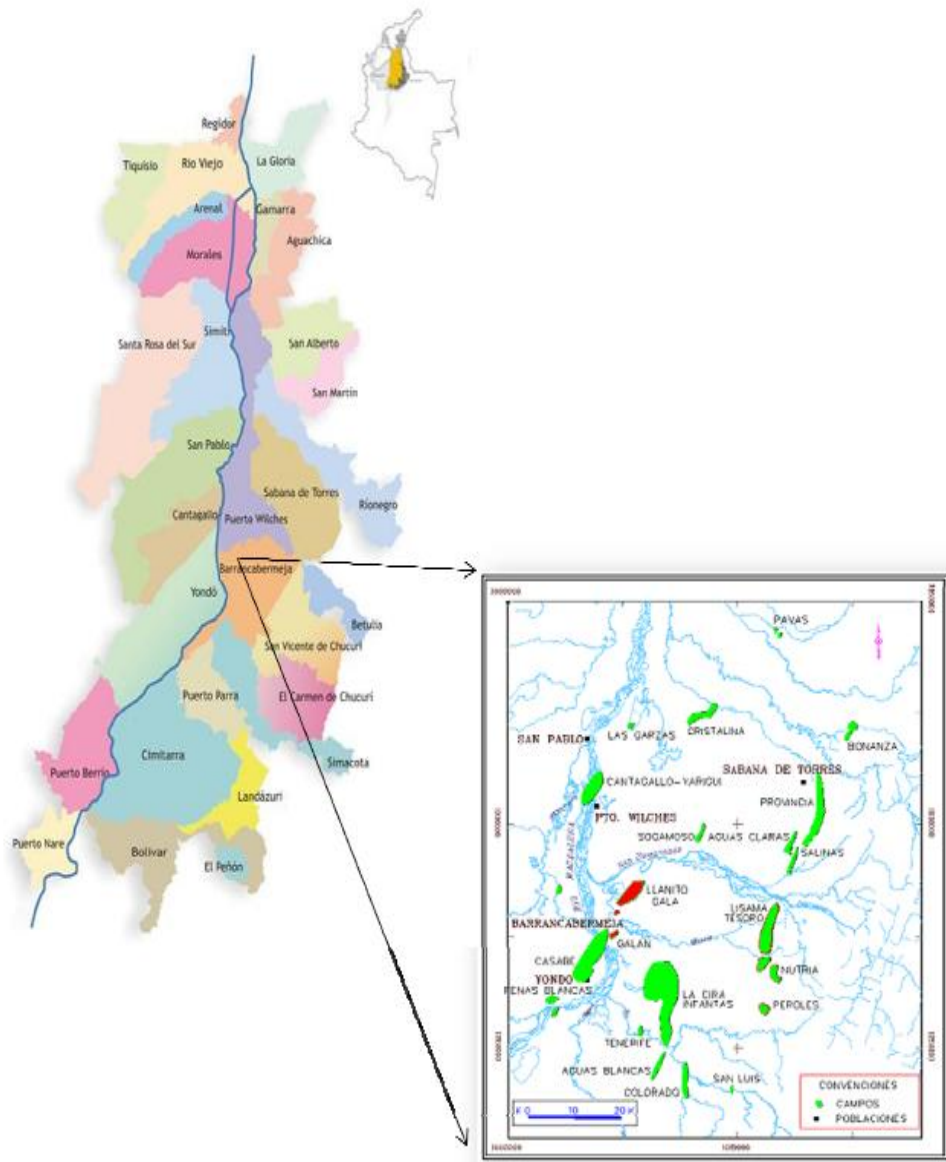
Los campos Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A. cuentan a la fecha con 116 pozos activos, en los cuales 105 producen bajo el Sistema de Levantamiento Artificial con Bombeo Mecánico (BM), 11 se encuentran con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).

Estos 105 pozos son objeto de este estudio, por lo cual se realiza un análisis tanto técnico como económico para evaluar la viabilidad de mejorar su eficiencia, a través del diseño de herramientas de fondo que permitan la máxima recuperación de líquidos valiosos, así, como la extracción segura del gas.

# 1. CAMPO GALAN, GALA Y LLANITO

## 1.1 LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO

Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Gala, Llanito y Galán.



Fuente: Ecopetrol.

Los campos del área Llanito-Gala-Galán se encuentran ubicados al norte de la concesión de Mares del Departamento de Santander, Valle Medio del Magdalena, al norte de Barrancabermeja. Estos campos están conformados por boques 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 comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 a 1'030,000

El activo tiene una extensión aproximada de 70 Km<sup>2</sup> donde se han perforado alrededor de 270 pozos con áreas de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres.

## **1.2 RESEÑA HISTORICA DE LOS CAMPOS.<sup>2</sup>**

El activo Llanito tiene sus inicios con el descubrimiento del campo Galán hecho por la compañía Tropical Oil Company en el año de 1945, cuando se perforo el

---

<sup>22</sup> Análisis de colapsos de los campos Galán y Casabe.

pozo Galán 1. Entre los años de 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto se suspendieron las operaciones en este campo.

Ecopetrol reinició la actividad en 1953, perforando 9 pozos mas, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de San Silvestre, hasta alcanzar en el año 1980 un total de 80 pozos perforados en el campo Galán y 19 en el campo San Silvestre.

Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (Galán 90, 91 y 92), que conjuntamente con un pozo viejo (Galán 53), sirvieron de inyectores al pozo Galán 39 con el propósito de llevar a cabo un piloto de inyección de agua en febrero 1974. En cuanto a los campos Llanito y Gala, la exploración inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó 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 C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. Dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos. En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la 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 perforaron los pozos Cardenales 1 y Yuma 1, ubicados en la parte sur del campo.

### **1.3 ESTRATIGRAFIA DEL AREA DE ESTUDIO**

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.

**Formación Colorado (Zona A).** Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, 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 silíceo 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.

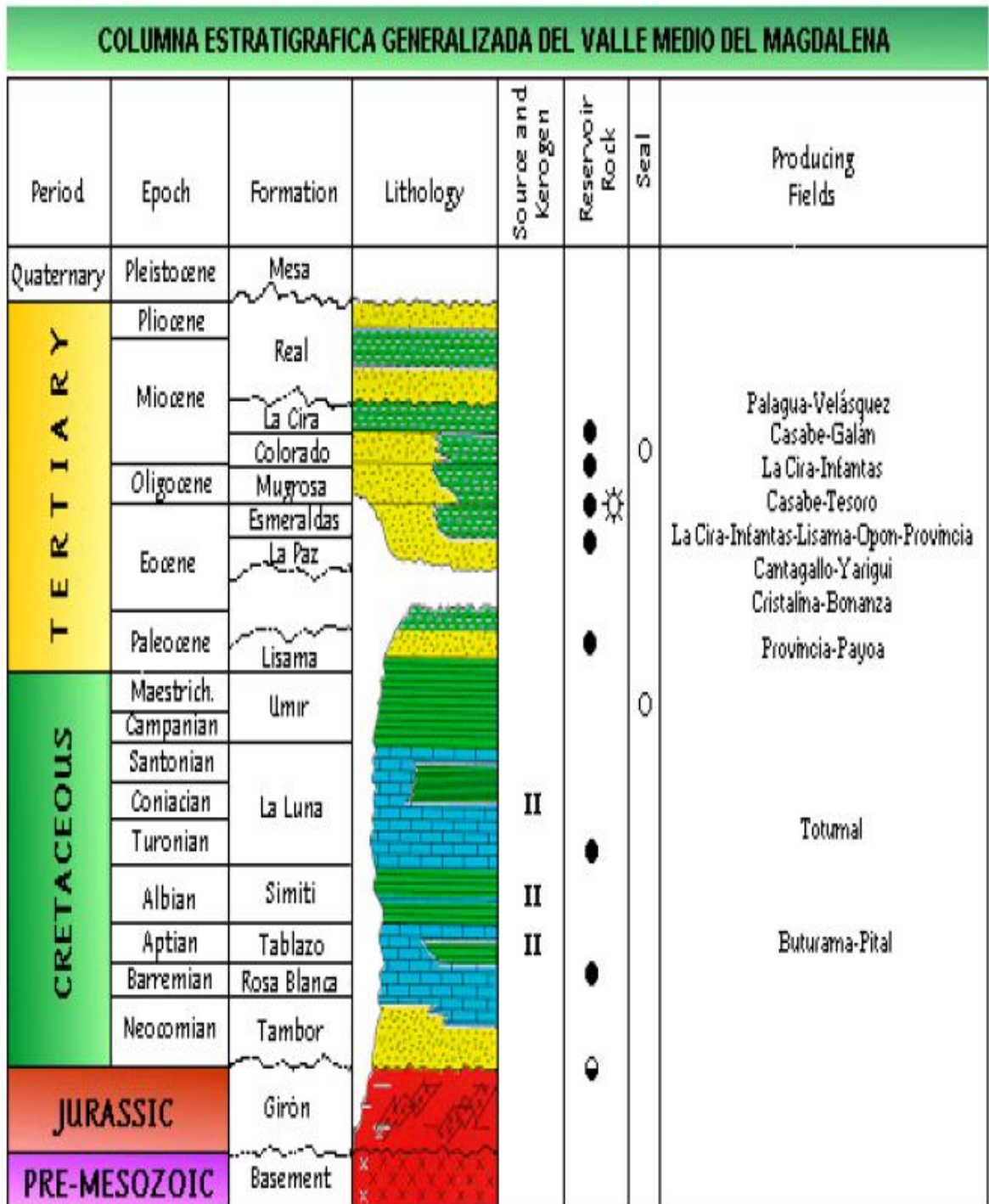
**Formación Mugrosa.** El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

- **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.
- **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 arcilollita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blocosa. Con un espesor promedio de 550 pies.

**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 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.

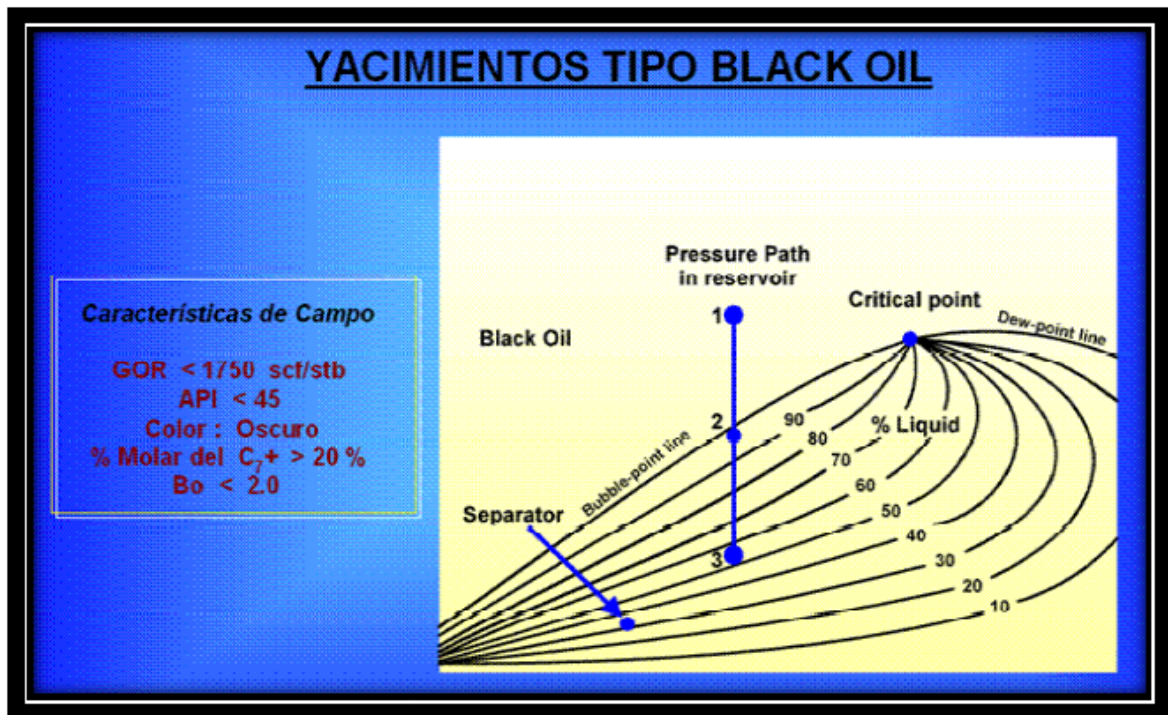


Fuente: Prognosis – Campaña de Perforación Llanito-Galán vigencia 2008.

## 1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose de esta manera como un Black Oil (Figura 3). 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 3. Características de un yacimiento tipo Black Oil.



Fuente. Estrategias de desarrollo a corto plazo campo Llanito. ICP 2008

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

que se encuentran en cada una de las formaciones productoras de los campos del activo Llanito.

Tabla 1. Propiedades principales por arena.

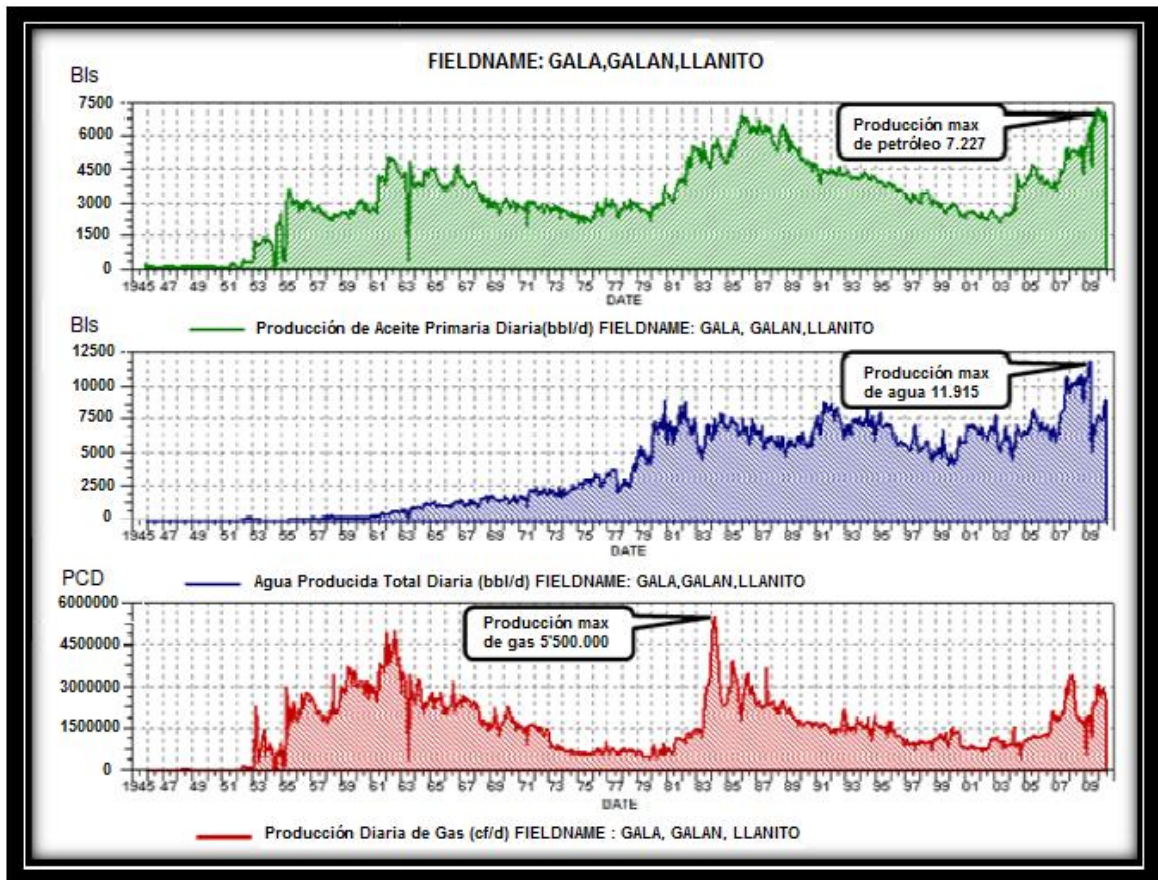
<b>HORIZONTE PRODUCTOR</b>	<b>ZONA A</b>	<b>ZONA B</b>	<b>ZONA C</b>	<b>ZONA D</b>
<b>ESPEJOR PETROLÍFERO (ft)</b>	<b>26-GAS</b>	<b>50</b>	<b>40</b>	<b>18</b>
<b>POROSIDAD PROMEDIO (%)</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>15</b>
<b>PERMEABILIDAD (md)</b>	<b>250</b>	<b>150</b>	<b>180</b>	<b>160</b>
<b>SATURACIÓN DE AGUA (%)</b>	<b>25</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>47</b>
<b>SALINIDAD AGUA DE FORM (ppm)</b>	<b>18000</b>	<b>23500</b>	<b>29900</b>	<b>32000</b>
<b>PRESIÓN INICIAL DE YACIMIENTO(psi)</b>	<b>1880</b>	<b>2400</b>	<b>2800</b>	<b>3200</b>
<b>PRESIÓN ACTUAL (psi)</b>	<b>1600</b>	<b>900-1500</b>	<b>1100</b>	<b>900</b>
<b>TEMPERATURA DE YACIMIENTO ( °F)</b>		<b>135</b>	<b>140</b>	<b>140</b>
<b>GRAVEDAD API</b>	<b>18,4</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
<b>GOR INICIAL (SCF/STB)</b>	<b>150</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>370</b>
<b>BO (BOL/STB)</b>		<b>1.094</b>	<b>1.105</b>	<b>1.206</b>
<b>BSW INICIAL (%)</b>	<b>0</b>	<b>0-3</b>	<b>0-3</b>	<b>0-3</b>

Fuente. ECOPELROL, Octubre 2003.

## 1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS.

En la Figura 4 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas de los campos Llanito, Gala y Galán de manera agrupada. El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 con un caudal de petróleo de 228 BOPD, de agua BAPD y de gas de 42.000 PCPD.

Figura 4. Curva histórica de producción del campo Galán.



**Fuente.** Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. ECOPETROL S.A.

Actualmente el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 7.000 BOPD, de gas de 2'500.000 PCD y de agua de 9.000 BAPD con una producción acumulada a la fecha de petróleo de 78'132.900 Bbl, de agua de 88'905.000 Bbl y de gas 37'353.000 KPD.

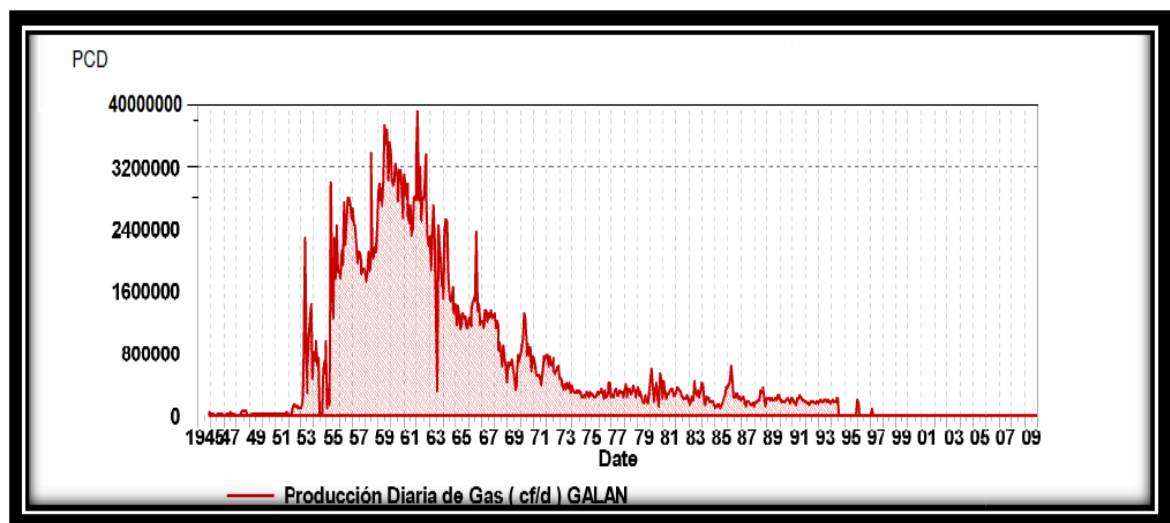
Teniendo en cuenta la energía del yacimiento y los mecanismos de empuje con los que cuenta, algunos de sus pozos perforados inician su producción en flujo natural y de acuerdo al comportamiento de la caída de presión y los respectivos

caudales de los fluidos, se hace necesario implementar es los pozos sistemas de levantamiento artificial como lo es el bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

### 1.5.1 PRODUCCIÓN DE GAS DE LOS CAMPOS.

Los campos Llanito, Gala y Galán iniciaron su producción de gas inmediatamente comenzaron su explotación, efecto asociado a su principal mecanismo de producción “gas en solución”. Fue en 1953 cuando el desarrollo continuo de los campos Galán y Llanito le permitió a la Empresa Colombiana de Petróleos hoy Ecopetrol S.A. alcanzar más de un millón y medio (1,5) de pies cúbicos de gas por día, pasando en 1962 a producir cinco (5) millones principalmente asociados al desarrollo de Galán quien aportaba en ese entonces algo más de (3) millones de pies cúbicos de gas por día (figura 5)

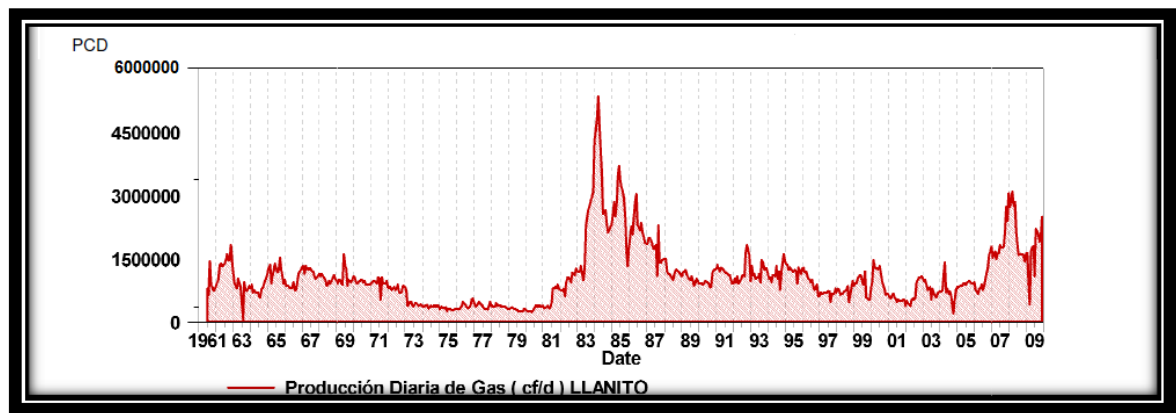
Figura 5. Curva histórica de producción del campo Galán.



**Fuente.** Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A. Debido a la declinación en la producción de gas en el campo Galán, en 1997 se le permitió a las comunidades cercanas y a las fuerzas militares su consumo; razón por la cual prácticamente su producción a partir de ese año desapareció.

En 1984 inició el segundo desarrollo del campo Llanito, basado principalmente en una campaña de perforación para reducción de espaciamiento, gracias a la cual se alcanzó el pico máximo de producción con 5,5 Millones de pies cúbicos por día (Figura 6).

Figura 6. Curva histórica de producción del campo Llanito.

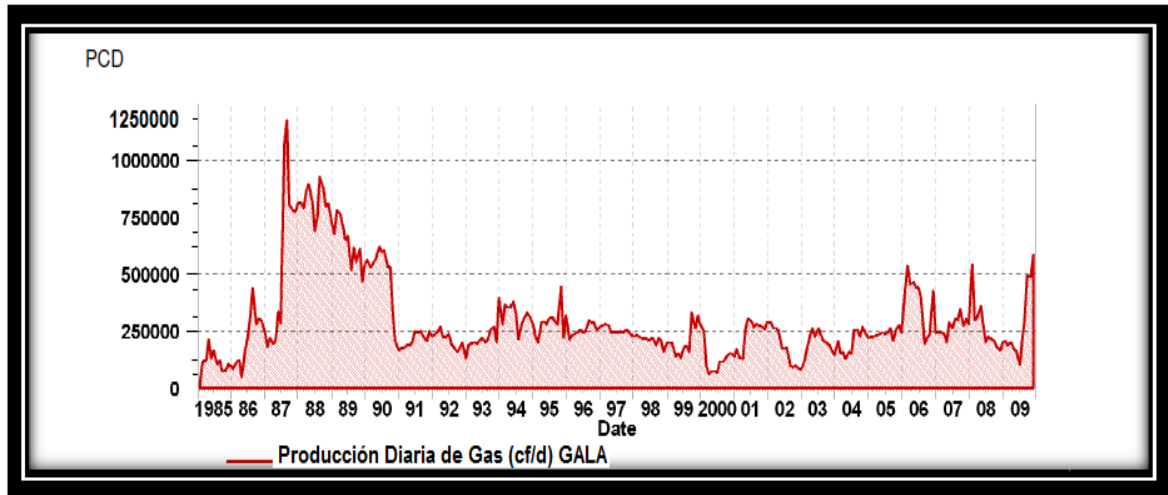


**Fuente.** Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

En 1985 inicio el desarrollo del campo Gala, un bloque al sur del campo Llanito, el cual alcanzó una producción de más de 1millon de pies cúbicos de gas por día en 1987. (Figura 7)

La producción de gas de los campos Llanito - Gala a Junio de 2010 es cercana a los 2,5 millones de pies cúbicos por día, producción que es comprimida y enviada a la Gerencia Complejo de Barrancabermeja para consumo interno de equipos como calderas y hornos.

Figura 7. Curva histórica de producción del campo Gala



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

### 1.5.1.1 **CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE LOS CAMPOS}**

Posteriormente al inicio de la explotación del campo Gala y al incremento en la producción en 1984 se realizó una valoración de reservas que clasificó el gas de estos campos de acuerdo a su ubicación en el yacimiento “gas libre y gas asociado” (figura 8).

El gas libre se ubica en las arenas de la formación Colorado, las cuales fueron parcialmente explotadas. El gas asociado hace parte de la producción de hidrocarburos de la formación Mugrosa y Esmeralda.

Figura 8. Reservas de gas valoradas para el campo Llanito - Gala.

**● GAS ORIGINAL Y RESERVAS**

	ZONA	G (GPCS)	FR (X)	RES TOT (GPCS)	Gp (GPCS)	RES REM (GPCS)
LIBRE	A	17.8	85.0	15.1	--	15.1
ASOCIADO	TOTAL (A,B,C,D)	74.6	40	30.0	12.1	17.9

**● CUADRO COMPARATIVO**

FUENTE	AREA GALA- LLANITO									
	ACEITE				GAS LIBRE			GAS ASOCIADO		
	N(MBLS)	FR FINAL (X)	RES TOT (MBLS)	RES REM (MBLS)	G (GPCS)	RES TOT (GPCS)	RES REM (GPCS)	G (GPCS)	RES TOT (GPCS)	RES REM (GPCS)
METODO ESTADISTICO	314.7	21.0	65.9	40.5	17.8	15.1	15.1	74.6	30.0	17.9
CURVAS DECLINACIÓN	314.7	14.7	46.4	21.0	--	--	--	--	--	--
DATO OFICIAL	247.0	17.1	42.4	16.7	27.0	21.0	21.0	57.0	24.0	11.8

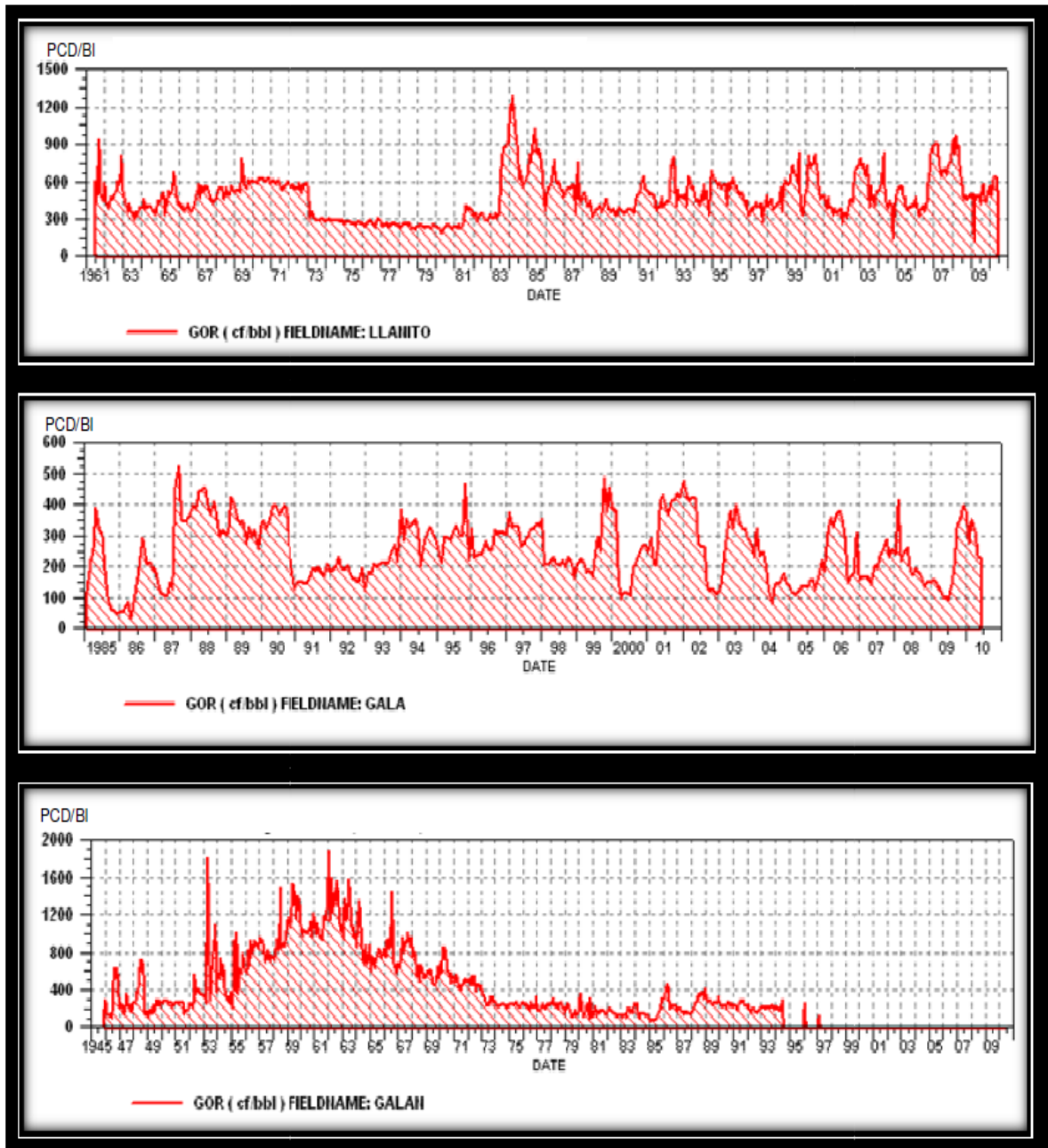
**Fuente.** Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Actualmente no se tiene en explotación las reservas de gas libre; el cien por ciento (100%) de la producción de gas a junio de 2010 proviene del gas asociado a la producción de petróleo, lo que origina restricciones a la producción de líquidos en algunos pozos.

Las siguientes graficas presentan el comportamiento del GOR (Relación Gas/ Petróleo) en pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido. Para los tres

campos el comportamiento de esta variable indica que el mecanismo predominante de producción es el gas en solución (figura 9).

Figura 9. Producción de gas por campo.



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

## **2. SISTEMA DE BOMBEO MECANICO**

### **2.1 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

El diseño adecuado de una instalación de Bombeo mecánico, debe considerar todas las partes del sistema como un todo y de forma individual, con el fin de seleccionar el equipo de superficie y subsuelo necesario para suministrar la energía faltante al yacimiento para levantar el fluido hasta la superficie.

El diseño del sistema de bombeo mecánico por varillas de succión tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad en donde se encuentra ubicado el fluido, a fin de elevarlo hasta superficie.

El bombeo mecánico por medio de varillas conocido en inglés como “*Sucker Rod Pumping*” es de los sistemas de extracción el más ampliamente usado. Históricamente, la mayor ventaja ha sido la familiaridad que el personal de operación tiene con el sistema; pero no por ser el más antiguo, más simple, más barato es el más conocido por todos su diseño.

De todos los sistemas de extracción artificial, es el mecánicamente más complejo, debido a que está expuesto a mayores cantidades de esfuerzos y es por estas razones que requiere mayor atención durante su operación.

Su empleo data de los albores de la explotación petrolera, en el año 1860 en los Estados Unidos de América. Probablemente fue una adopción del sistema de explotación de pozos de agua. Aquellos pioneros no imaginaron las complicaciones a que nos estaban sometiendo a quienes nos toca trabajar hoy con tales aparatos. Es posible que si hubiesen adoptado algún otro sistema, hoy aquel no existiría. Pues al principio se utilizaban máquinas de bombeo que

alcanzaban los 100 a 250 metros de profundidad, con un balancín de madera y sarta de varillas de acero y una bomba tipo molino de viento. Lo que sucedió con el transcurso de los años es que la industria petrolera adoptó su sistema y lo fue adaptando para profundidades cada vez mayores y se ubicó entre los primeros lugares como un método de extracción artificial de petróleo.

Durante muchos años se fueron efectuando mejoras a este sistema, especialmente en lo que hace referencia a los materiales empleados, lo que le dio mucha más vida, además se mejoró su diseño para hacerlo adaptable a cualquier tipo de yacimiento y al tipo de fluido que se desee levantar.

Una gran limitante para su diseño ha sido siempre la profundidad, no obstante, unidades de bombeo con mayor capacidad de carga y con varillas de alta resistencia permiten trabajar a mayores profundidades.

### **2.1.1 VENTAJAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

- ❖ Debido a la familiaridad del personal de campo con el bombeo mecánico, las operaciones e instalaciones no resultan complicadas.
- ❖ El bombeo mecánico ofrece una amplia gama de tasas de producción que variará de acuerdo a los equipos de superficie y de subsuelo utilizados.
- ❖ Los costos de operación y mantenimiento de cada unidad de bombeo son relativamente bajos por la baja energía que consumen, que puede ser el gas del mismo pozo o producida con motores eléctricos o a diesel.
- ❖ Es independiente de otros pozos bajo el mismo sistema, siempre y cuando la alimentación del combustible para los motores no esté interconectada.

- ❖ Los componentes del sistema y las partes de cambio están disponibles rápidamente y son intercambiados en cualquier parte del mundo.
- ❖ No se necesita una gran torre para un cambio de bomba o para la intervención del pozo debido a que el peso de las varillas es bajo y de fácil manejo.
- ❖ Puede levantar petróleo con altas viscosidades y altas temperatura, bajo condiciones operacionales promedio, se pueden utilizar hasta el abandono de pozo.

### **2.1.2 DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO**

- ❖ El diámetro del revestimiento y la profundidad limitan el volumen manejado por el sistema. La eficiencia volumétrica se reduce por altos valores del *GOR*, por producción de sólidos, formación de parafinas y por la corrosividad de los fluidos.
- ❖ Al inicio la inversión es elevada, principalmente para pozos donde se requieren grandes unidades de bombeo; adicionalmente el análisis económico debe contemplar el costo de la sarta de varillas.
- ❖ El mal manejo de las varillas es causa de muchas fallas de la bomba, roturas en las cuplas y costosas pescas.
- ❖ La unidad de bombeo en superficie ocupa un gran espacio.

## 2.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

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

En la actualidad El diseño de un sistema de bombeo mecánico está basado en los boletines de la *American Petroleum Institute* API:

API 11L-3 (*Sucker Rod Pumping System design Book*).

API 11AX (*Subsurface Sucker Rod pumps and Fittings*).

API 11AR (*Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps*).

## 2.3 PARTES DEL BOMBEO MECANICO

La **figura 10** muestra las partes características del sistema de levantamiento por bombeo mecánico. El sistema se divide en dos partes fundamentales, a saber:

Equipos de superficie y equipos de fondo

A. Equipo de superficie:

1. Motor(Eléctrico o a combustión)
2. Unidad de bombeo

- ❖ Unidad
- ❖ Caja reductora
- ❖ Contrapesas

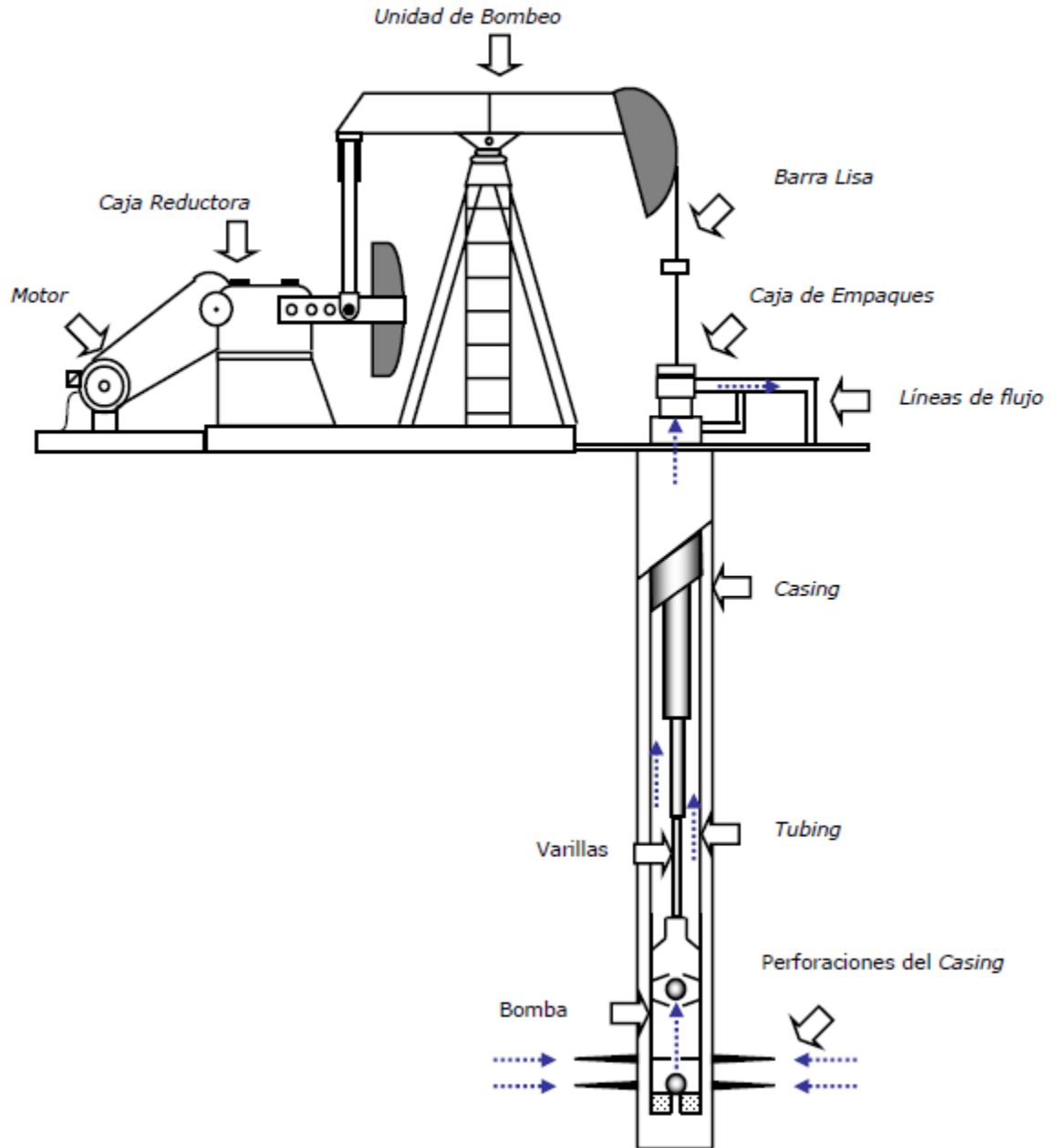
### 3. Cabeza de pozo

- ❖ Caja de empaques “Stuffing box”
- ❖ Líneas de flujo
- ❖ Barra lisa “polished rod”

#### B. Equipos de fondo:

1. Tubería de revestimiento “Casing”
2. Tubería de producción “Tubing”
3. Varillas “Rod”
4. Bomba
5. Ancla de tubería

Figura 10. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.



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

## **2.4 EQUIPO DE SUPERFICIE**

### **2.4.1 Motor**

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

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 redundará en un abaratamiento en los costos porque para este tipo de motores se puede utilizar como combustible el mismo gas de los pozos. Estos motores reciben mantenimiento periódicamente para prevenir posibles fallas y paradas de las unidades.

**Motores eléctricos.** Los motores eléctricos para bombas de varillas son principalmente motores de inducción de tres fases. NEMA D (Nacional Electrica Manufacturers 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 deslizamiento es definido como:

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

$S_g$ : es la velocidad de sincronía del motor (usualmente 120 rpm)

$S_n$ : es la velocidad para cargas completas.

La variación de la velocidad es diferente del deslizamiento. Se define como:

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

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

**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 70rpm 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 capital y mantenimiento son usualmente más altos que para motores eléctricos.

Motores a gas son primordialmente utilizados en locaciones remotas sin disponibilidad de electricidad.

### **2.4.2 Unidad de bombeo**

**Unidad.** 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 vuela 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 esta en el medio del balancín y es contrabalanceada por pesas, como tipo Mark II que posee el punto de apoyo 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 contrabalance 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 da la clasificación relacionada 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 contrabalance genera cargas desiguales en la caja reductora y en el motor entre cada recorrido ascendente y descendente, originando cargas muy altas y excesivos requerimientos de potencia originando fallas en los cojinetes, bielas, engranes y correas, una unidad debidamente contrabalaceada tiene un torque máximo igual en el recorrido ascendente y descendente.

### 2.4.3 Cabeza de pozo

Este ensamble contiene Prensa estopas (*Stuffing Box*) que sella sobre la barra lisa y una tee de superficie para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque, a la línea de flujo. A continuación se profundizará en dos de las partes del sistema donde mayor énfasis hay que tener a la hora de hacer mantenimientos tanto preventivos como correctivos ya que constituyen puntos críticos del sistema.

**La caja de 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 lubricador es usualmente instalado encima de

la prensa estopa. Este lubricador prevendrá daños en la prensa estopa y la barra lisa con la constante lubricación.

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 dinagráfica por la 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.

**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.

**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. Mientras más grande sea el tamaño del pistón, más grande será el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema.

## 2.5 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 esta 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 (*Beam Balanced*).

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

**M:** Unitorque *Mark II*.

### **2.5.1 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.

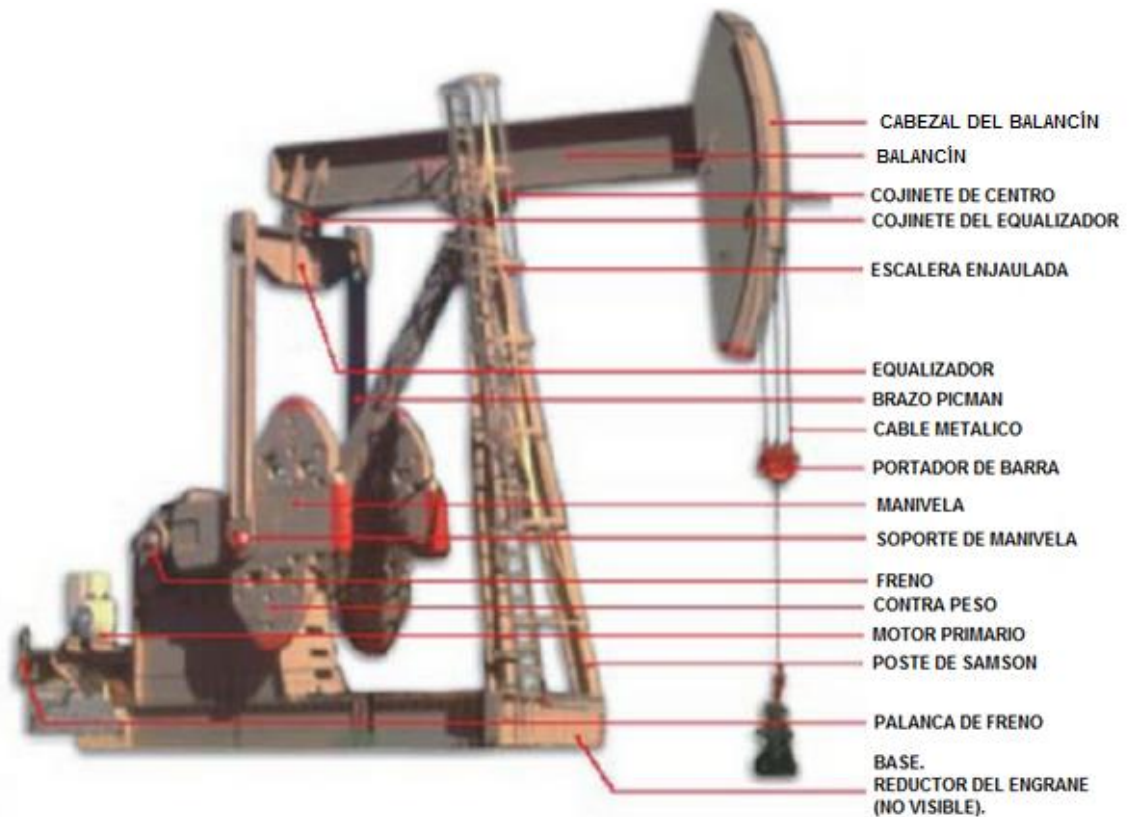
Ventajas:

- ❖ 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 antihorario.
- ❖ Puede bombear más rápido que las unidades Mark II sin problemas.
- ❖ Requiere menos contrabalance 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 Convencional.



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

### 2.5.2 Unidades Balanceadas por Aire. Clase III

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.

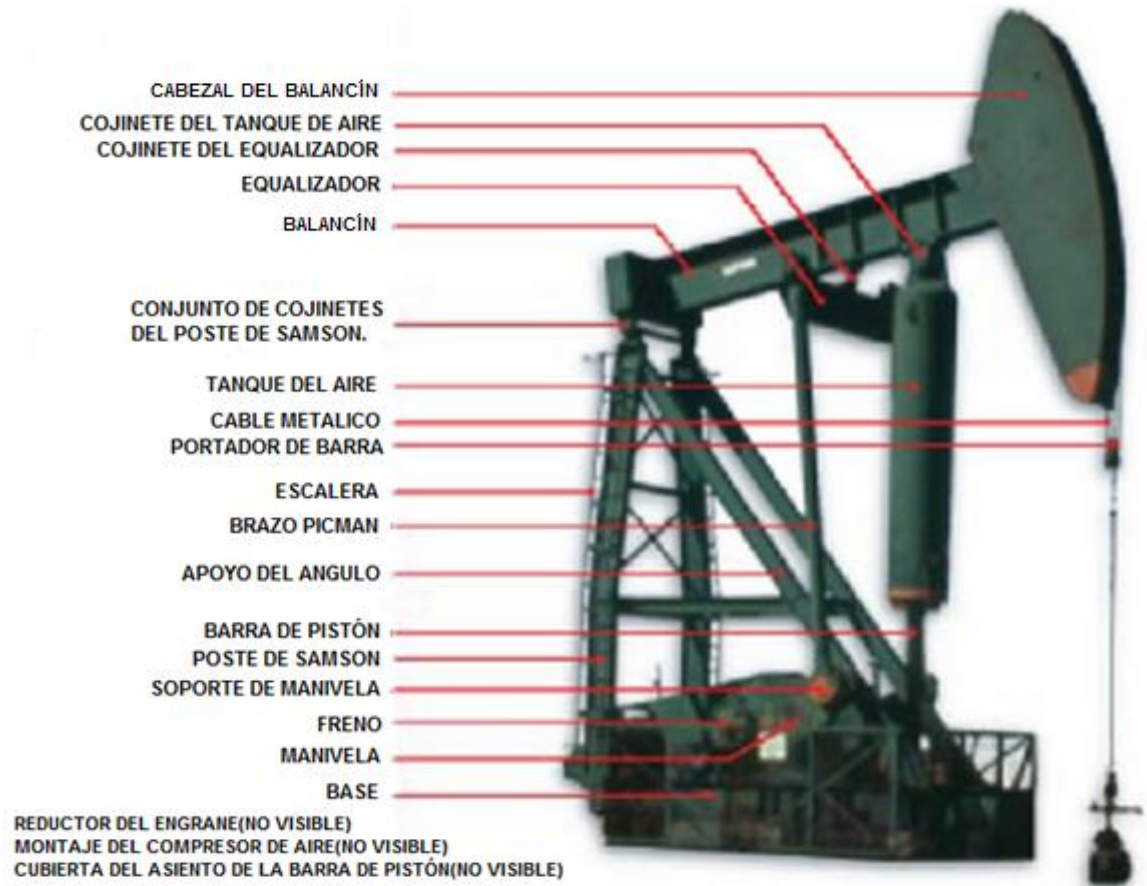
Las unidades balanceadas por aire son estructuralmente distintas de las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín mientras que la unidad convencional tiene el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela. Permiten una mayor longitud de carrera del vástago pulido que si se utilizara una unidad convencional del mismo tamaño.

Son aproximadamente 35% más pequeñas y 40% más livianas que las unidades de balancín convencional que prestan un servicio equivalente.

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 12. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire.



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

Existen unidades de este tipo de hasta 3648000 Lb-pulg. y carreras de hasta 300 pulgadas de longitud. Estas unidades son especialmente indicadas para plataformas costa afuera, en las que el espacio es reducido; debido a que las cargas quedan en el plano vertical, se eliminan las fuerzas dinámicas horizontales que se presentan con las unidades convencionales.

Debido a que el reductor está colocado entre el poste maestro y el pozo, se pueden utilizar manivelas más cortas reduciendo el “factor torque” de la unidad, que es simplemente un número que multiplicado por la carga sobre el vástago menos el contrabalanceo da como resultado el torque requerido por el reductor. Este número varía durante las diferentes posiciones de la rotación de la manivela y generalmente se considera su valor máximo el cual ocurre a 75 grados del punto muerto superior y casi siempre es algo mayor que la mitad de la carrera del vástago. Una unidad con geometría “perfecta” tendría exactamente la mitad de la carrera como su factor de torque.

El factor G de una unidad es la relación de la mitad de la carrera dividido por el factor de torque máximo y representa la medida de la eficiencia de la geometría de la unidad. Al analizar un sistema de bombeo es necesario suponer que el movimiento es armónico simple.

Otra de las condiciones que en numerosas ocasiones se ha comprobado y que presenta este equipo es que bombeando en similares condiciones de velocidad, largo de la carrera y el mismo tamaño del émbolo de la bomba, una unidad balanceada por aire produce más que la unidad convencional, a continuación se citan algunos de los factores que influyen en esto y son los siguientes:

Una razón se debe a que como la aceleración y la velocidad son menores en el recorrido inferior, la bomba tiene más tiempo para su llenado. Esta condición se torna más importante cuanto más pesado y viscoso es el petróleo.

Más de la mitad del recorrido vertical se efectúa en la mitad de la carrera descendente. Es decir, que el máximo de la velocidad se produce en menos de la mitad del tiempo del recorrido descendente. Como el resto de la carrera descendente se efectúa en más de la mitad del tiempo, hay un intervalo más largo para que la inercia de las varillas haga bajar el émbolo a mayor profundidad. La elasticidad de la sarta de varillas hace posible el sobre recorrido de tal manera que se consigue un desplazamiento efectivo de la bomba más alto.

El inconveniente que presentan estas unidades respecto a las convencionales es que requieren un mantenimiento más intensivo por personal especializado lo que redundará en un mayor costo de operación.

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.

### **2.5.3 Unidades Unitorque Mark II. Clase III**

Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La

forma poco común del *Mark II* redundante en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo.

La carrera ascendente disminuye la aceleración donde la carga es más alta y reduce así la carga sobre el vástago pulido. Al encontrarse el travesaño compensador en la posición mencionada, se obtiene una ventaja mecánica menor para la carga reducida de la carrera descendente, es decir, baja el factor máximo de torsión.

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.

Figura 13. Nomenclatura de la Unidad de Bombeo Mark II.



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

## 2.6 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 (*Rod String*).
- ❖ La Bomba de Subsuelo.
- ❖ Otros accesorios (como anclas o empaques)

### **2.6.1 Tubería de Revestimiento o 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".

### **2.6.2 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". En la tabla 2 del API RP 11L hay mayor información sobre datos de tubería de producción.

### **2.6.3 Sarta de Varillas de Succión**

Es usada para transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, van dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo, son fabricadas de acero y en fibra de vidrio y las combinadas, que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados A, B, C, D, y E dependiendo de la resistencia a la carga. Las varillas son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores.

### **2.6.4 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.

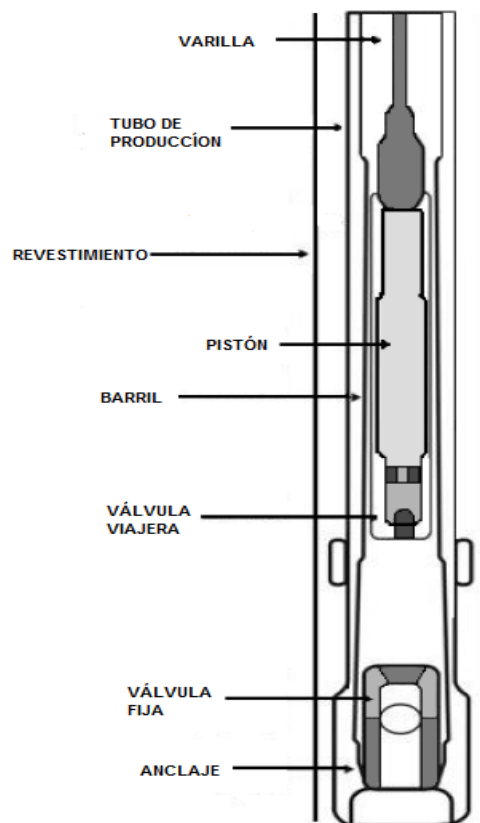
## **2.7 PARTES ESTRUCTURALES DE UNA BOMBA DE SUBSUELO**

Básicamente los elementos que conforman la bomba son cuatro y son:

- ❖ Barril o Cilindro de Trabajo (*Barrel*).
- ❖ Válvula Fija o de Entrada (*Standing Valve*)
- ❖ Pistón o Émbolo (*Plunger*).
- ❖ Válvula Viajera o de Descarga (*Traveling Valve*)
- ❖ Anclaje de fondo (Opcional)

Se observan las partes esquemáticamente en la Figura 12.

Figura 14. Partes esquemáticas equipo de fondo.



**Fuente.** CABEZAS, Yurgin A. y SANDOVAL. Sergio A. Trabajo de Grado. Libro 130429. Universidad Industrial de Santander, 2009.

### **2.7.1 Barril**

El Barril de Trabajo conforma un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón. El tamaño nominal de la Bomba es el diámetro interno exacto del Barril. Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos, aparecen disponibles los Barriles con extremo de pin (macho) o de caja. Existen diferentes tipos de barriles para Bombas de Subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas (1/8") para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas (1/4") para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (*tubing*) o tipo camisa (*liner*). Los barriles son fabricados en longitudes estándar hasta de 24" (7,2m) y las bombas más grandes usualmente tienen varios barriles unidos, como es el caso de una bomba de 100 pies (30,5 m).

### **2.7.2 Pistón**

Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos. Algunas características importantes son: Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico.

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

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad. La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad. Una longitud de 6 pies es satisfactoria para más de 6000 pies.

### **2.7.3 Válvulas**

Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la válvula fija permite el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. La especificación 11AX del API para válvulas de bola y asiento no especifica los materiales de manufactura, sin embargo, solo se controlan las tres dimensiones. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula. El diseño API para válvulas de bola es el más comúnmente utilizado en bombas de subsuelo.

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

#### **2.7.4 Anclaje de fondo**

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

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

### **2.8 DEZPLAZAMIENTO DE LA BOMBA DE SUBSUELO**

Entender el funcionamiento interno de la bomba de subsuelo es de vital importancia, como operan la válvula viajera como la válvula fija estas son las encargadas del paso del fluido hasta la bomba y de esta al tubing. El fluido en su

desplazamiento a través del sistema en este caso la bomba de subsuelo ejerce una carga sobre el pistón y las varillas, esta carga se puede medir por medio de un dinamómetro el cual grafica carga vs posición de la bomba.

La carta está determinada por cuatro puntos principales y dos movimientos o “Carreras”: carrera ascendente y carrera descendente están formados el recorrido “Stroke”.

### **2.8.1 Carrera Ascendente**

Al inicio de la carrera, la válvula viajera está cerrada impidiendo el paso del fluido al tubing, levanta el fluido y soporta una carga. Supuestamente la respuesta se refleja inmediatamente, esto quiere decir que la carga se transmite de manera instantánea al principio de la carrera “puntos D a A”.

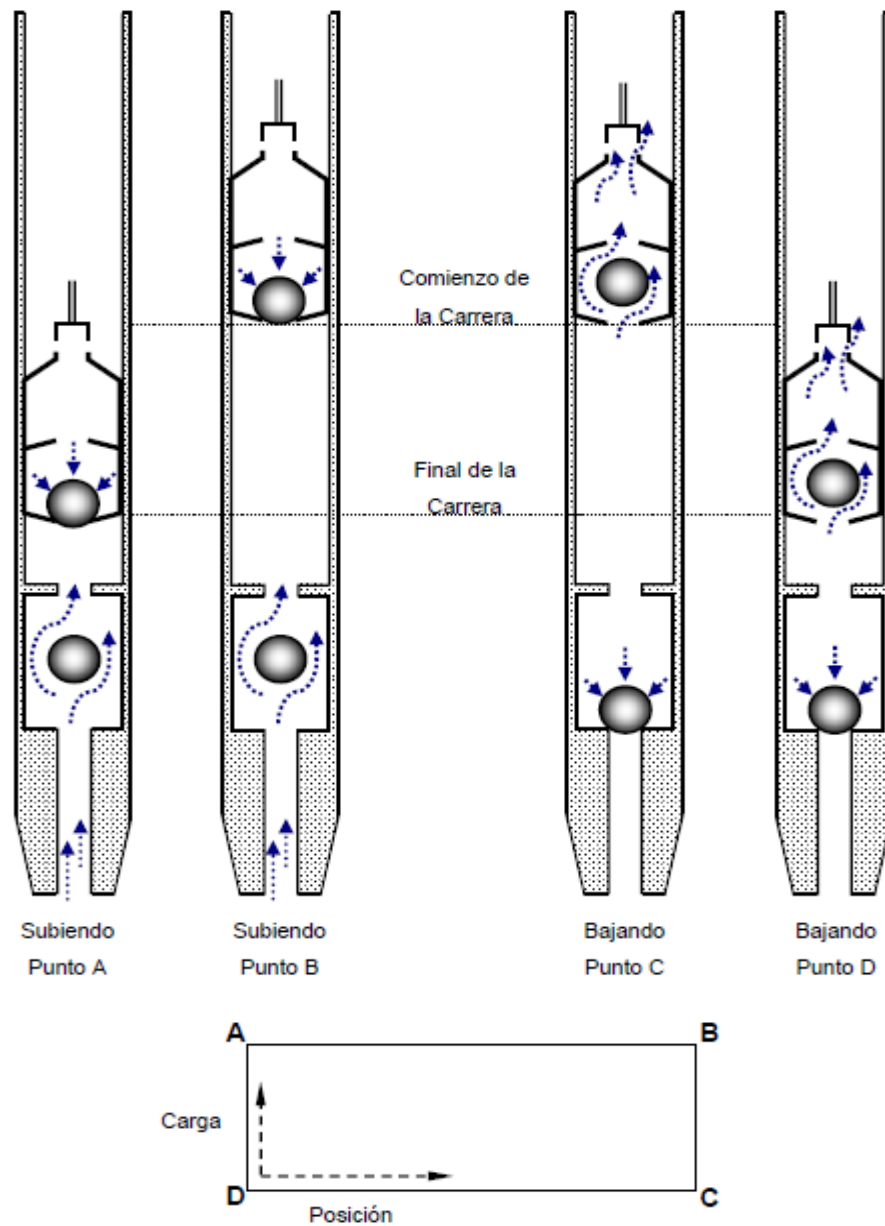
Al contrario de la válvula fija esta se mantiene abierta dejando fluir desde la formación hasta en interior de la bomba. Situación que se conserva hasta el final de la carrera “punto B”

### **2.8.2 Carrera Descendente**

Al inicio de esta carrera la unidad se encuentra en su punto más alto, el barril está completamente lleno, la válvula viajera abre permitiendo el paso de fluido hasta el tubing “punto C” .La válvula viajera no soporta la carga del fluido durante la carrera “puntos C a D”.

Al contrario de la válvula fija se cierra impidiendo el paso de fluido de la formación. Situación que se conserva hasta el final de la carrera “Punto D” empieza un nuevo ciclo y vuelve nuevamente al punto A.

Figura 15. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena.



**Fuente.** Adaptado de NAVARRETE, Juan C. y TORRES, Juan E. Trabajo de Grado. Libro 99225. Universidad Industrial de Santander, 2000.

## 2.9 DESIGNACION API PARA LAS BOMBAS

El instituto americano del petróleo (API) ha desarrollado un método para designar las bombas de subsuelo. La designación API proporciona una manera concisa

para describir las bombas. la figura 8, muestra los tipos comunes de bombas API. Luego de mirar el sistema de códigos de la tabla 2.

Tabla 2. API Tipos de Bomba.

<b>Anclada en el Fondo, Bomba de pared gruesa</b>		
<b>Pistón(in)</b>	<b>Espesor de la pared</b>	<b>Profundidad máxima</b>
1.00	0.125	11,540
1.06	0.125	11,000
1.25	0.188	13,350
1.50	0.188	11,570
1.75	0.250	11,970
2.00	0.156	7,785
2.25	0.25	10,485
<b>Anclado en fondo, Barril de Pared delgada</b>		
2.00	0.125	6,400
2.50	1.125	5,240
<b>Bombas de Tubería</b>		
1.75	0.25	9,600
2.25	0.25	7,870
2.75	0.25	6,660
<b>Bombas de Revestidor</b>		

2.75	0.25	6,660
3.25	0.25	5,770
3.75	0.25	5,090
4.75	0.25	4,120

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

Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

Muchas de las Bombas de Succión Utilizadas en la industria mundial del petróleo se ajustan a las especificaciones de la *American Petroleum Institute (API)*.

### **Émbolos metálicos Émbolos con Empaque Flexible**

**H** para pared gruesa                      **P** para pared gruesa

**W** para pared delgada                      **S** para pared delgada

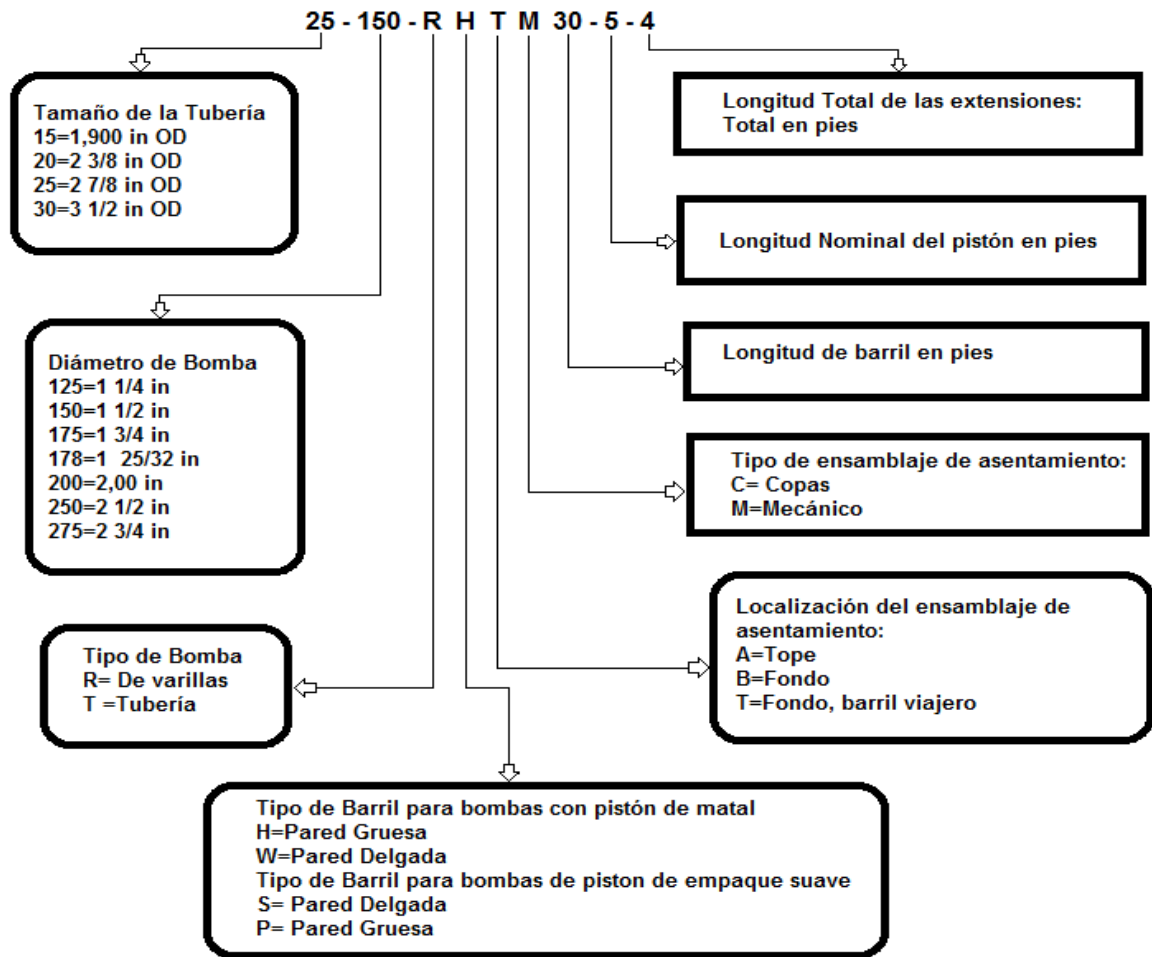
La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de asentamiento para las bombas de varillas. El conjunto de asentamiento o agarre, siempre va al fondo en una Bomba de Barril Viajero; otras Bombas de Varillas se pueden asentar en la parte superior o inferior, como se explica enseguida. En la figura 13, se muestra un ejemplo de su utilización.

**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.

Figura 16. Designación API de las Bombas de Subsuelo.



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

**RHA:** Varillas, barril estacionario de pared gruesa, anclado en el tope.

**RWA:** Varillas, barril estacionario de pared delgada, anclado en el tope.

**RSA:** Varillas, barril estacionario de pared delgada, anclada en el tope, de la bomba tipo empaadura suave.

**RHB:** Varillas, barril estacionario de pared gruesa, anclado en el fondo.

**RWB:** Varillas, barril estacionario de pared delgada, anclado en el fondo, Empaadura suave.

**RSB:** Varillas, barril estacionario de pared delgada, anclado en fondo, empaadura suave.

**RHT:** Varillas, barril viajero de pared gruesa, anclado en el fondo.

**RWT:** Varillas, barril viajero de pared delgada, anclado en el fondo.

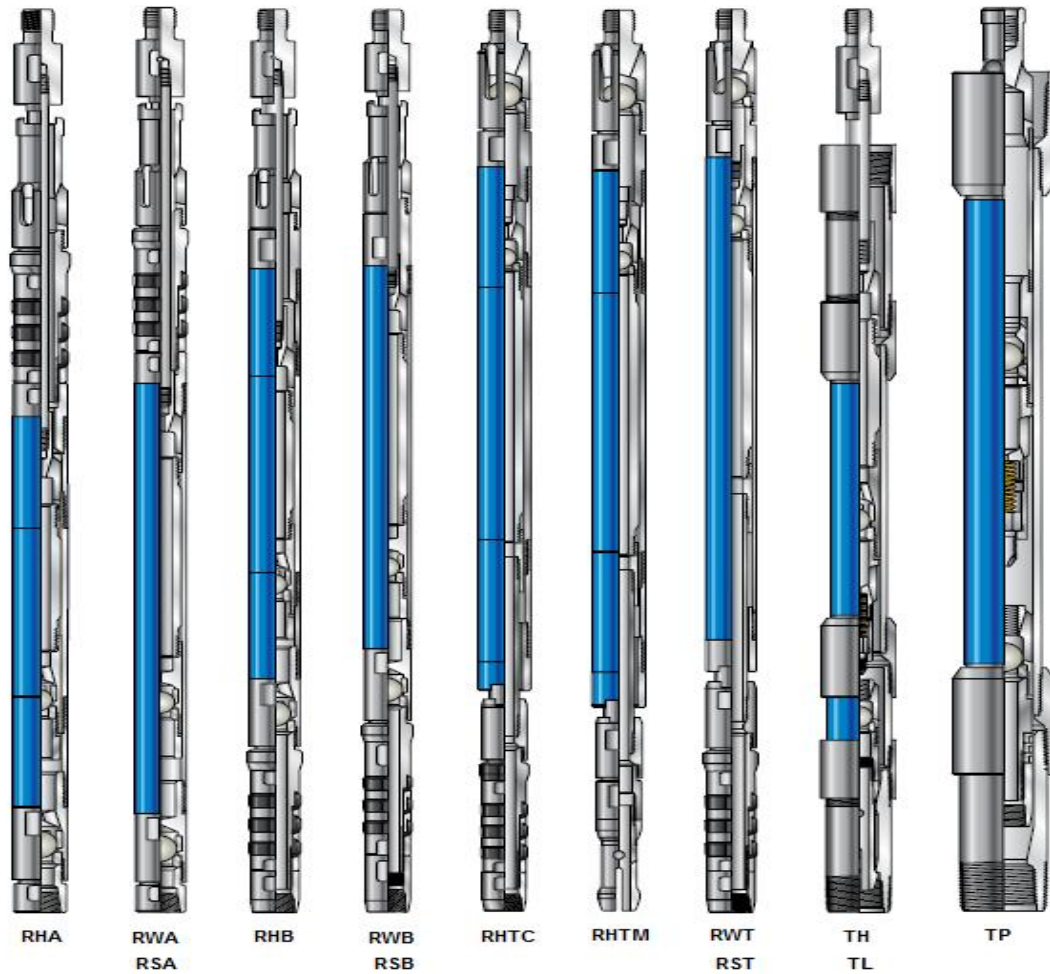
**RST:** Varillas, barril viajero de pared delgada, anclado en el fondo, empaadura suave.

**TH:** De tubería, barril de pared gruesa.

**TL:** De tubería, liner barrel puma.

**TP:** De tubería, barril de pared gruesa, empaadura suave.

Figura 17. BOMBAS API.



Fuente. Subsurface Rod Pumps, 2008 Weatherford

## 2.10 TIPOS DE BOMBA DE SUBSUELO

- ❖ Bombas de tubería (Tubing Pumps)
- ❖ Bombas de varillas (Rod Pumps)
- ❖ Bombas especiales

### 2.10.1 Bombas de Tubería

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

#### *Ventajas:*

- ❖ Proporcionan bombas mucho más grandes para un diámetro específico de *tubing* por lo que presentan mayor desplazamiento de fluido que otro tipo de bomba.
- ❖ Los mayores tamaños de válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.
- ❖ Tienen una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas está directamente conectada al émbolo, sin necesidad de una varilla en la válvula, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varillas.
- ❖ Las Bombas de Tubería usualmente son menos costosas que las Bombas de Varillas porque tienen menor cantidad de partes.
- ❖ Se pueden usar para altas tasas de producción en crudos pesados.
- ❖ Se pueden usar para pozos con problemas de producción de arena.

- ❖ No presentan problemas cuando hay baja presión de entrada a la bomba.

Desventajas:

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

### **2.10.2 Bombas de varillas (Rod Pumps)**

Son aquellas que van introducidas en la tubería de producción y conectadas a la sarta de varillas, usualmente el barril, el pistón y las válvulas se fabrican en un solo ensamblaje y la bomba se ancla en el niple de asiento.

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:

- ❖ Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla de Fondo (RHB, RWB).
- ❖ Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla Superior (RHA, RWA).
- ❖ Bomba de Varillas con Barril Viajero con Ancla de Fondo (RHT, RWT).

- ❖ Bomba de Varillas “*Casing Pump*”.

#### **2.10.2.1 Bomba de Varillas (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.

#### **2.10.2.2 Bomba de Varillas (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 pesados.

### **2.10.2.3 Bomba de Varillas (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

#### **2.10.2.4 Bomba de Varillas (*CASING PUMP*)**

Usar para:

- ❖ Altas tasas de producción.

No usar:

- ❖ Pozos con producción de gas.

- ❖ Pozos desviados.

#### **2.10.3 Bombas Especiales**

Debido a la variedad de las condiciones de pozo que pueden encontrarse, una bomba API no siempre produciría de una manera eficiente. En esta situación podría considerarse usar bombas especiales diseñadas para problemas específicos de fondo. Problemas de pozo para los cuales hay disponibles bombas especiales las cuales incluyen: golpe de fluido, interferencia de gas, erosión por sólidos, y crudo pesado.

Lo más conveniente es tener claro las ventajas y desventajas de las bombas especiales. Bombas que son muy complicadas podrían crear más problemas que los que resuelven. Para este tipo se recomienda realizar pruebas de campo en algunos pozos para determinar si este tipo de bomba se puede trabajar bien bajo las condiciones particulares de producción.

### 2.10.3.1 Bomba insertable de tres tubos

Se utiliza en pozos que producen arena en cantidad u otros materiales abrasivos esto causa atascamiento y fallas frecuentes en las bombas. La bomba de tres tubos evita muchos de estos problemas que tienen las bombas convencionales con la arena. Estas bombas utilizan tres tubos telescópicos sueltos que se ajustan en lugar de barril y el pistón de las bomba convencionales (**Figura 18**). Mayores espaciamiento entre la tubería mejora la vida de las bombas reduciendo el desgaste por arena. El incremento en la vida de la bomba es debido a que más partículas de arena circulas a través del área sellada. El movimiento del fluido afuera del tubo viajero impide que la bomba se arene.

Esta bomba es recomendable para pozos que producen grandes volúmenes de arenas. Sin embargo estas bombas deben ser operadas a un mínimo de 10 strokes por minuto (SPM) para lograr el desplazamiento mínimo de fluido, y la presión de entrada de bomba debe ser > 220 psi.

La bomba debe estar completamente sumergida en fluido, por lo tanto no es recomendable para pozos con bajo nivel de fluido.

Figura 18. Bomba insertable de tres tubos.



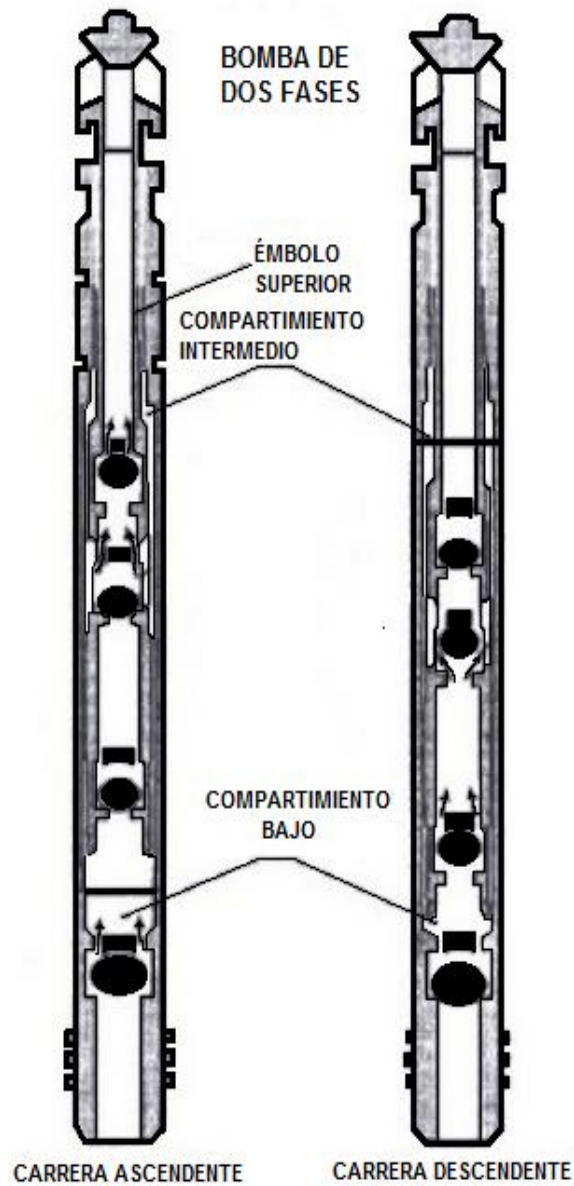
**Fuente.** Subsurface Rod Pumps, 2008 Weatherford

### 2.10.3.2 Bomba de dos etapas

Esta bomba esta especialmente diseñada para pozos con interferencia por gas (**figura19**). Es una bomba insertable que se comporta como dos bombas en serie, en la carrera ascendente el fluido es succionado dentro de una gran cámara baja, en la carrera descendente el fluido pasa a través de una válvula viajera y entra a la cámara más pequeña. En la siguiente carrera ascendente, la mezcla es compensada hasta abrir la válvula viajera y entrar a la tubería. Esta acción

efectivamente incrementa la razón de compresión de la bomba y puede ayudar a incrementar la eficiencia en pozos con interferencia de gas

Figura 19. Bomba de dos etapas



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

### 2.10.3.3 Bomba con vástago hueco (hollow)

La Bomba con vástago hueco de Dos Etapas (hollow), es una bomba estacionaria del tipo “RW” o “RH”, con anclaje superior o inferior diseñada para usarse en pozos con producciones moderadas de gas y arena (**Figura 20**).

Las bombas de anclaje inferior requieren solamente de tres partes especiales, las de anclaje superior debido a las restricciones del diámetro interior de la guía requieren de un anclaje especial tipo “O” y las tres partes especiales. Una guía de varilla hueca es ajustada en la parte superior del conjunto del barril reemplazando la guía de vástago de la bomba, esta guía tiene un diámetro interior tal que provee una luz ajustada al diámetro exterior de la varilla hueca (o tubo de tiro), pero no está perforada. Se utiliza un conector superior para unir la varilla hueca con la jaula superior abierta. La cupla perforada que une el pistón con la varilla hueca reemplaza la jaula superior de pistón.

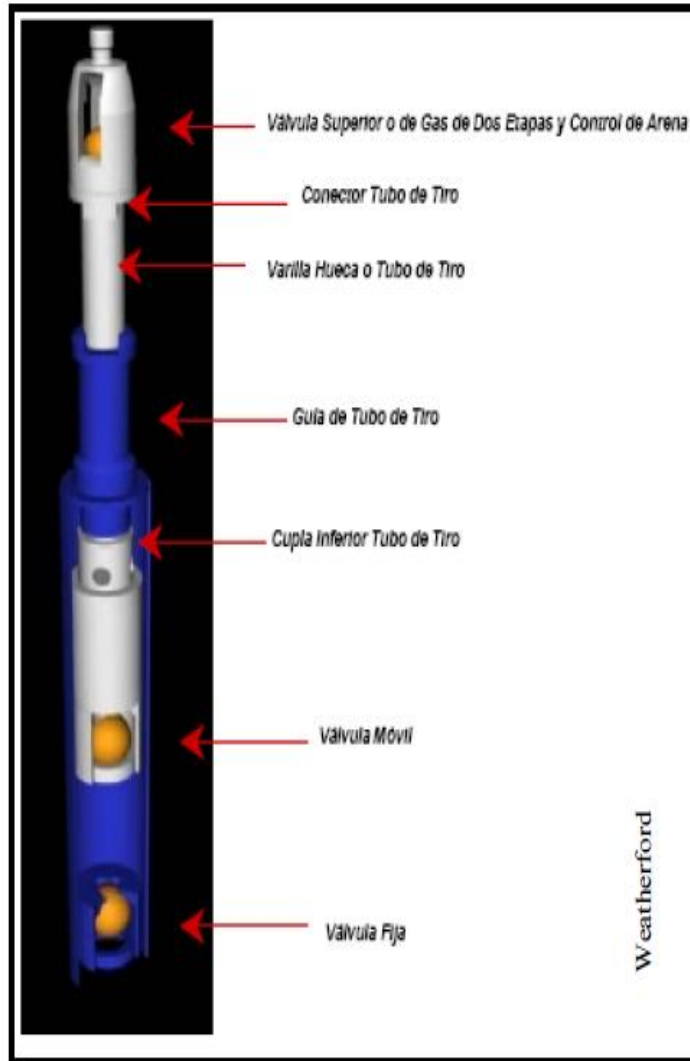
La operación de una bomba *hollow* es similar a la de una bomba mecánica con vástago macizo, con la excepción de que el fluido es descargado a través del vástago hueco y la jaula superior abierta dentro de la sarta de tubería, en lugar de descargarlos a través de la guía de vástago de la bomba.

La cupla perforada que une el pistón con el vástago hueco permite que el fluido bombeado tenga acceso al anular entre el barril y la varilla hueca ingresando a este anular en la carrera descendente y saliendo en la carrera ascendente. La división del flujo de esta manera minimiza el asentamiento de partículas abrasivas sobre el pistón.

La bomba *hollow* elimina el bloqueo moderado de gas comprimiendo la mezcla gas/petróleo dos veces. Esto se logra con el espaciado inverso de la bomba, es decir se debe lograr el mínimo espacio entre la cupla perforada ubicada en la parte superior de pistón y el conector de anclaje superior o guía de Varilla hueca

ubicada en la parte superior de la bomba, de manera que la cámara superior comprima al máximo.

Figura 20. Bomba con vástago hueco (hollow)



Fuente: [www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)

### **3. REGISTRO Y CONTROL PARA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON BOMBEO MECÁNICO**

Para hacer un buen control en el funcionamiento y en la producción de los pozos con instalaciones de Bombeo Mecánico, se debe empezar por llevar un registro diario completo de la producción de cada uno de los pozos en estudio, para lo cual deben realizarse diferentes tipos de pruebas en cada uno de ellos. 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 evaluación de estas condiciones de operación se puede realizar mediante el uso de tres registros fundamentales o pruebas, las cuales son:

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

Haciendo un análisis del funcionamiento del sistema por medio de las mediciones de estas pruebas, se puede determinar por ejemplo, si el pozo produce o no, si la bomba de subsuelo se encuentra sumergida, si las válvulas de la bomba de subsuelo se encuentran trabajando bien, si el contrabalance de la unidad es el adecuado, si hay problemas de gas, entre otros muchos aspectos.

En un sistema de Bombeo mecánico, podemos haber realizado un buen diseño en cuanto a la selección del equipo y algunas condiciones de trabajo (como velocidad de bombeo, longitud de la carrera en el vástago, tasa de producción, entre otras), pero esto no es suficiente si a la hora de poner en funcionamiento la unidad, observamos fallas que harán que la unidad trabaje con una menor eficiencia o que

en poco tiempo quede fuera de servicio. Es por tal razón que con la interpretación correcta de los resultados de las mediciones de las pruebas mencionadas anteriormente, se verá si el diseño adoptado de la unidad es correcto y si se adapta perfectamente a las condiciones del pozo, además se pueden detectar posibles obstáculos y una serie de anomalías y problemas y por ende poderlos corregir a tiempo.

En los campos de estudio ECOPETROL los controla periódicamente, con una programación previa, se encarga de hacerle seguimiento continuo a los pozos que producen con el Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico, realizando tales mediciones, usando como herramienta el *Total Well Management (TWM)*.

### **3.1 PRUEBAS DE POZO**

Las pruebas de pozo son diferentes maniobras de campo que se le hacen al pozo para determinar cómo se está portando. Se aconseja que para que den buenos resultados estas maniobras, es que se realicen 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 maniobras que normalmente se realizan son:

- ❖ Controlar si el pozo “produce”.
- ❖ Registrar y medir la producción.
- ❖ Medir la presión del pozo.

#### **3.1.1 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.

Los cuales se describirán más adelante. Además de estas dos fallas, estos equipos pueden detectar otras más no tan comunes.

### **3.1.2 Registrar y medir la producción.**

Este es otro control que se debe efectuar con bastante frecuencia. “Medirle la producción” al pozo quiere decir ponerlo a producir en un separador de prueba en la estación de bombeo y medir la producción del pozo, llevando una estadística de la misma, para poder observar de forma continua la evolución de la producción del pozo.

Cuando se note alguna disminución en su producción, inmediatamente se tomarán los correctivos para restaurarla. Vale la pena decir, que la producción obtenida en tanque se conoce como “producción bruta”.

### **3.1.3 Medir la presión del pozo.**

Esta 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.

Se deja golpeando el pozo un tiempo, que puede variar entre algunos minutos y un par de horas, luego se debe corregir el bombeo. Si con este tratamiento no se restaura la producción en un par de horas, habrá que atacar el problema más drásticamente. La primera operación que habrá de efectuarle al pozo es un dinamómetro. De acuerdo al resultado de este, el cual se analizará detenidamente, se verá la necesidad de intervenir el pozo con un equipo de *Pulling* (Varilleo), para cambiar la bomba.

## **3.2 NIVEL DE FLUIDO**

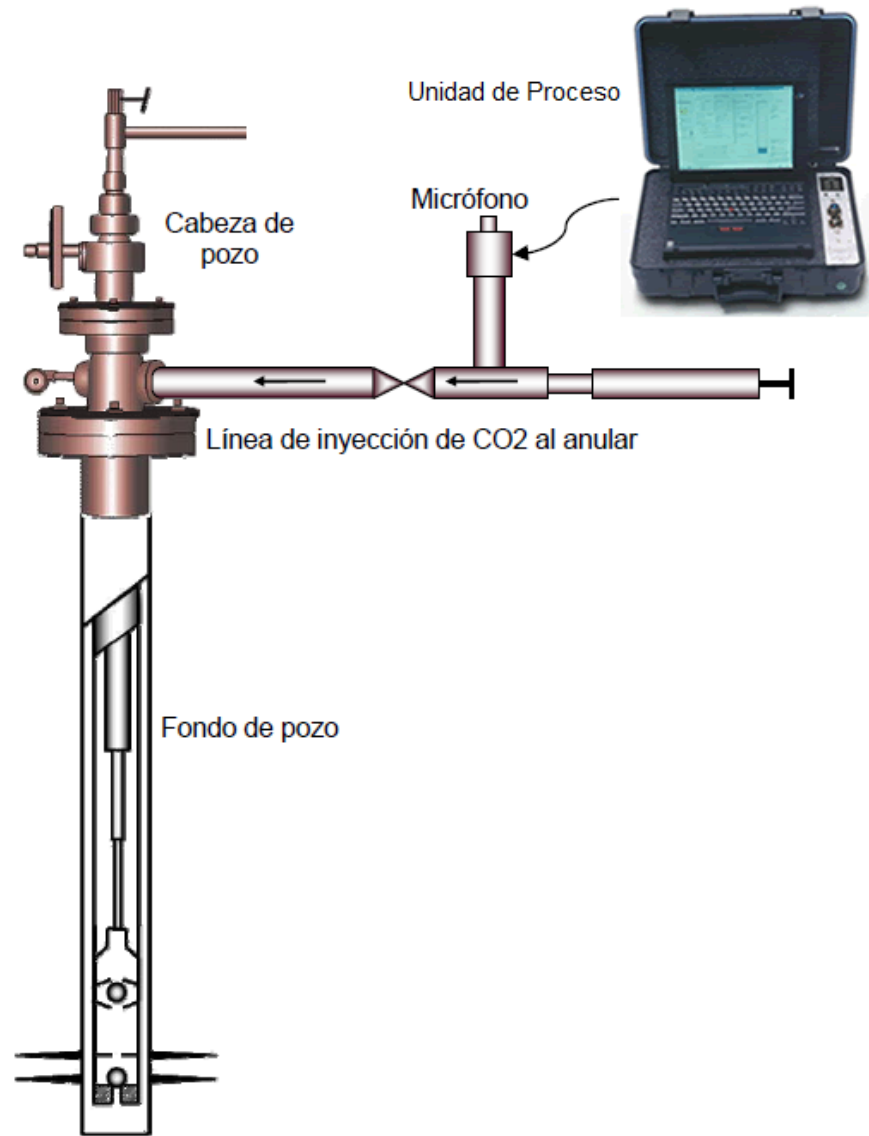
Es la profundidad a la cual se encuentra la columna de fluido producido por el yacimiento en el pozo. Este se puede medir con el Ecómetro o *Sonolog*.

### 3.2.1 Ecómetro

También llamado Sonolog, es un instrumento que aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, determina el nivel de líquido dentro de un pozo. El principio básico de este aparato consiste en generar dentro del pozo, desde la superficie, una onda sonora de alto nivel acústico inyectando gas carbónico, CO<sub>2</sub>, 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 foguero. 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 18. Los resultados son presentados por medio de una computadora portátil.

Figura 21. Esquema de instalación del Echometer.



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

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.

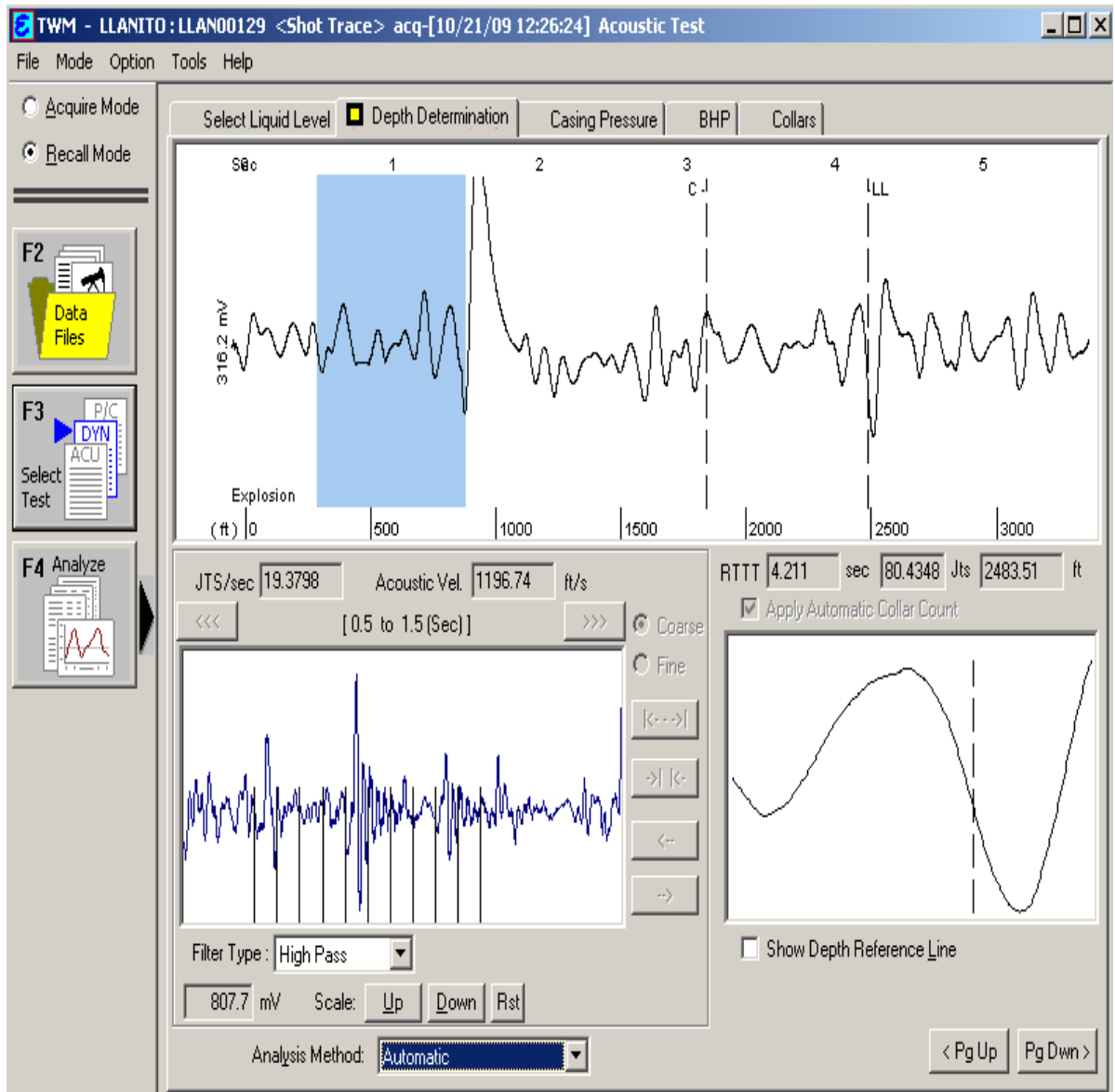
Un punto importante a considerar al hacer esta medición es que toda la tubería bajada sea aproximadamente de la misma longitud, por lo menos del mismo rango, dado que este sistema no mide, sino que cuenta las uniones entre la tubería.

### **3.2.2 Toma de Niveles de Fluido.**

Para la toma de niveles de fluidos en los pozos del campo se utilizó el Echometer denominado "*Well Analyzer Model*" que es un modelo y un software.

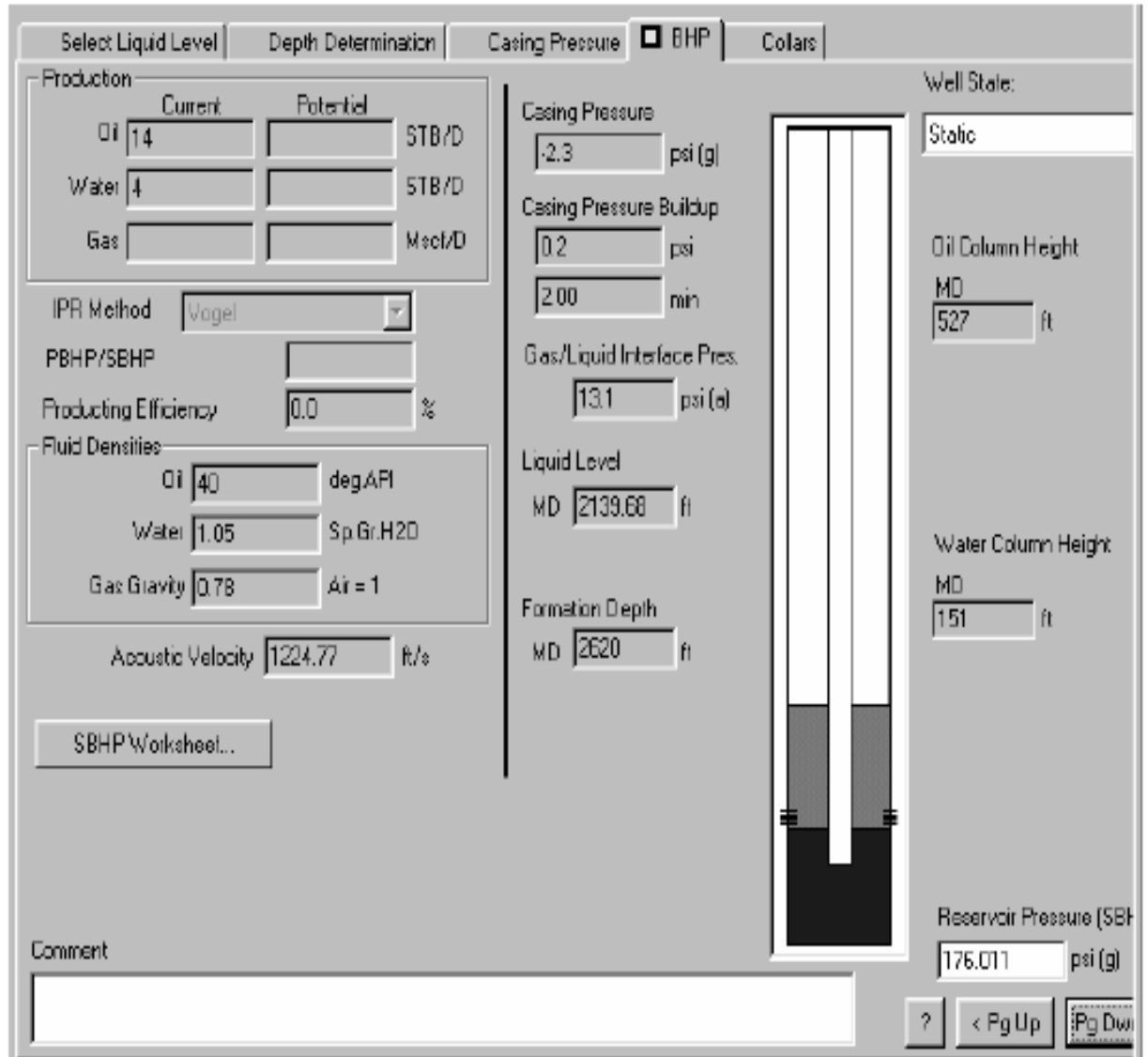
El programa debe considerar muchos parámetros para garantizar la precisión de la medición, este muestra sus resultados de una manera gráfica como se muestra en la **Figura 22**. Los datos de la medición se presentan en una interfaz representada por la **Figura 23**.

Figura 22. Gráfico del equipo y la señal acústica del programa.



Fuente. Software TWM. Campo Llanito 00129. Acoustic Test .2009

Figura 23. Gráfica que muestra los resultados del nivel de fluido.



www.echometer.com

### 3.3 EL DINAGRAMA

Es un instrumento indispensable cuando se utiliza bombeo mecánico como levantamiento artificial. Éste registra y mide en forma continua las cargas y las

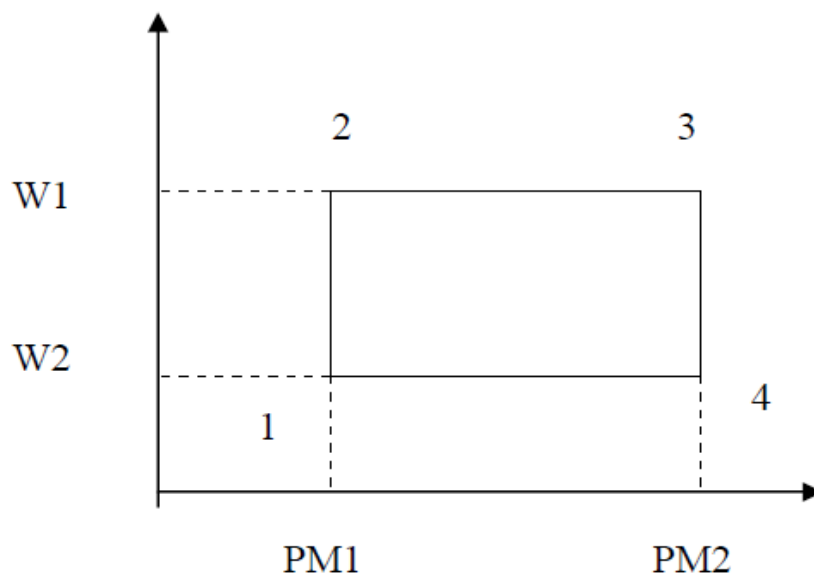
deformaciones que soporta el vástago pulido y como resultado muestra las cartas dinamométricas correspondientes que deben ser interpretadas para determinar los problemas que existen en el fondo del pozo y dar las soluciones pertinentes.

El gráfico final representa la Carga vs. Carrera y se obtiene conociendo la carrera correspondiente del vástago del balancín.

### 3.3.1 Cartas Dinamométricas

Si consideramos la sarta rígida, esto es, si al aplicarle una carga no se estira, como si estuviera el vástago directamente conectado con el pistón de la bomba, se obtendría un gráfico como el de la figura 24.

Figura 24. Carta dinamométrica ideal.



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

Suponiendo que la columna de la tubería de producción está llena y la bomba de subsuelo posee buena sumergencia se analiza lo siguiente:

**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.

Antes de iniciar el movimiento, la carga sobre el vástago era  $W_1$ , es decir, el peso de las varillas sumergidas en líquido. Un instante después, de cerrada la válvula viajera (TV), la carga en el vástago será el peso de las varillas más el peso del líquido, es decir  $W_2$ .

**Punto 2:** Completa su carrera transportando el fluido de una longitud de carrera a un valor constante de carga.

**Punto 3:** Completa el aparato su carrera de ascenso, llegando al punto muerto superior y teniendo todavía la carga de varillas más la carga de líquido. Un instante después, cuando el vástago apenas inicia su descenso, se cierra la válvula fija (SV). En este momento se transfiere la carga del líquido al tubing, quedando sobre el vástago solamente la carga de varillas ( $W_1$ ).

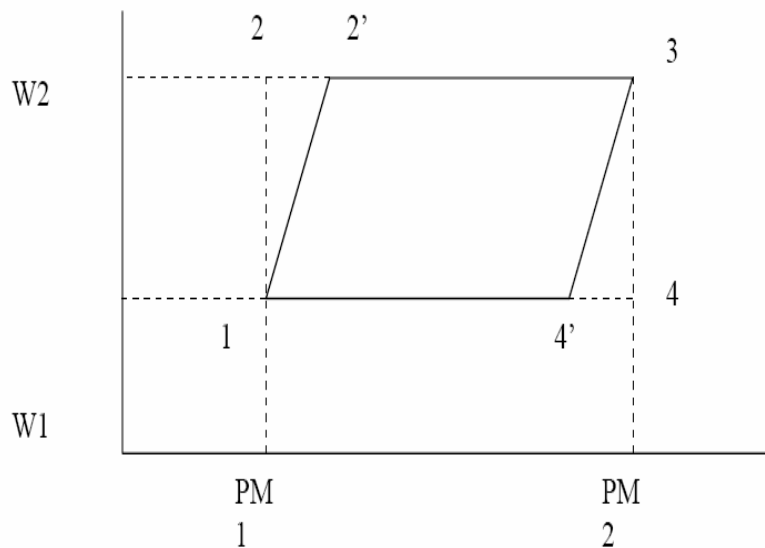
**Punto 4:** Completa su carrera descendente del vástago, impulsando el pistón de la bomba hacia abajo y completando el ciclo en el punto 1. El peso de las varillas es  $W_1$  y el peso del líquido es  $W_2 - W_1 = W_f$ . El trabajo que realiza el aparato es A-2-3-B y el que realiza la bomba es: 1-2-3-4. La diferencia entre la primera y segunda carrera se debe al trabajo necesario para mover las varillas.

Dado que las varillas no son rígidas, como son elásticas se estiran, parte de la carrera ascendente se ocupará en estirar las varillas, sin elevar el pistón de la bomba. Superada la deformación elástica, comenzará a moverse el pistón (punto 2' Figura 25). Algo similar ocurrirá con el punto 4. Cerrada la válvula fija el pistón

no comenzará a moverse inmediatamente, sino que parte de la carrera se ocupará en acortar las varillas y el punto 4, pasará a ocupar el lugar 4' y el pistón recién empezará a moverse.

Es decir, que del ciclo original 1-2-3-4, se pasa al 1-2'-3-4' donde se puede observar que el trabajo de la bomba es menor, no obstante el del aparato es casi el mismo que antes. Esto no indica que la eficiencia mecánica del sistema ha disminuido.

Figura 25. Carta dinamométrica considerando efectos de acelerado.



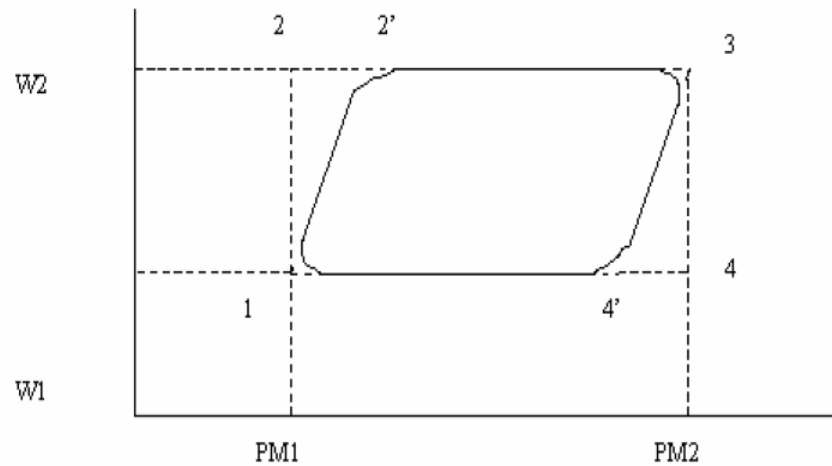
**Fuente.** DÍAZ. Jorge A. y LÓPEZ. Juan E. Trabajo de Grado. Libro 122783. Universidad Industrial de Santander, 2007

Además tendremos que las válvulas nunca accionan instantáneamente, demandando un cierto tiempo para cerrarse. Por lo que el gráfico de la figura 24 se transforma en el gráfico de la Figura 25.

A esto hay que agregarle que siempre dentro de la bomba habrá una cierta cantidad de gas libre que impedirá que la válvula viajera se abra instantáneamente, siendo necesario llegar a la presión de disolución del gas del

petróleo, dentro de la bomba, para que aquella se abra y la válvula fija se cierre, en la carrera descendente, obteniéndose ahora un gráfico como el de la Figura 26.

Figura 26. Carta dinamométrica considerando acción de las válvulas.



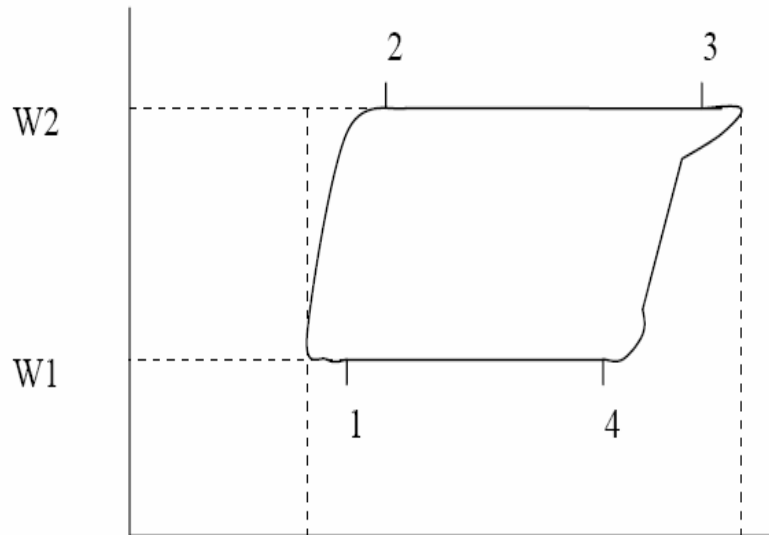
**Fuente.** DÍAZ. Jorge A. y LÓPEZ. Juan E. Trabajo de Grado. Libro 122783. Universidad Industrial de Santander, 2007

Se nota que el máximo impulso que se imprime a la sarta de varillas es cuando el vástago inicia su carrera ascendente.

Esto aumentará la carga en el punto 2 (Figura 27) por efecto de la inercia producida por la aceleración del aparato de bombeo que actúa de acuerdo a la siguiente relación:

$$\alpha_{max} = W^2 * r * \left(1 + \frac{1}{r}\right)$$

**Figura 27.** Dinagrama considerando efectos de presión de gas.

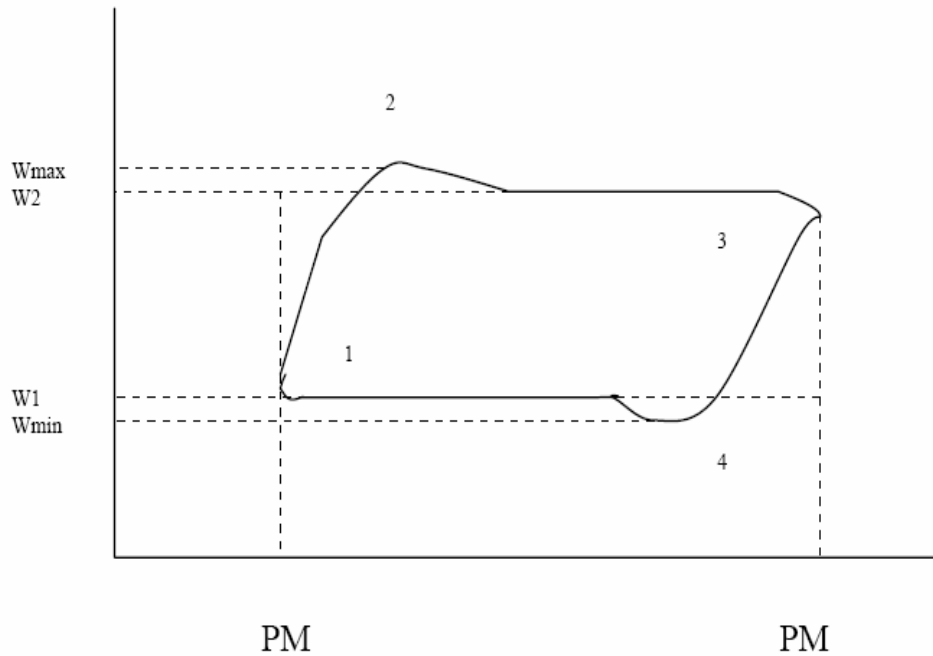


**Fuente.** DÍAZ. Jorge A. y LÓPEZ. Juan E. Trabajo de Grado. Libro 122783. Universidad Industrial de Santander, 2007

Algo similar ocurre cuando el vástago está en su punto muerto superior e inicia su carrera descendente. En este momento, la aceleración es hacia abajo, por lo que hará disminuir la carga en el punto 4. De este modo, obtendremos un gráfico como el de la Figura 28 que representa más o menos un dinagrama real.

Ahora los valores topes de las cargas graficadas, esto es, lo que antes era W1 y W2 no son más las cargas de las varillas y el fluido respectivamente, sino que estas cargas topes se ven afectadas por el efecto de impulsos y pasan a serán Wmín y Wmáx según corresponde.

**Figura 28.** Representación de un dinagrama real.



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

### 3.3.2 PRINCIPALES CARTAS DINANOMETRICAS

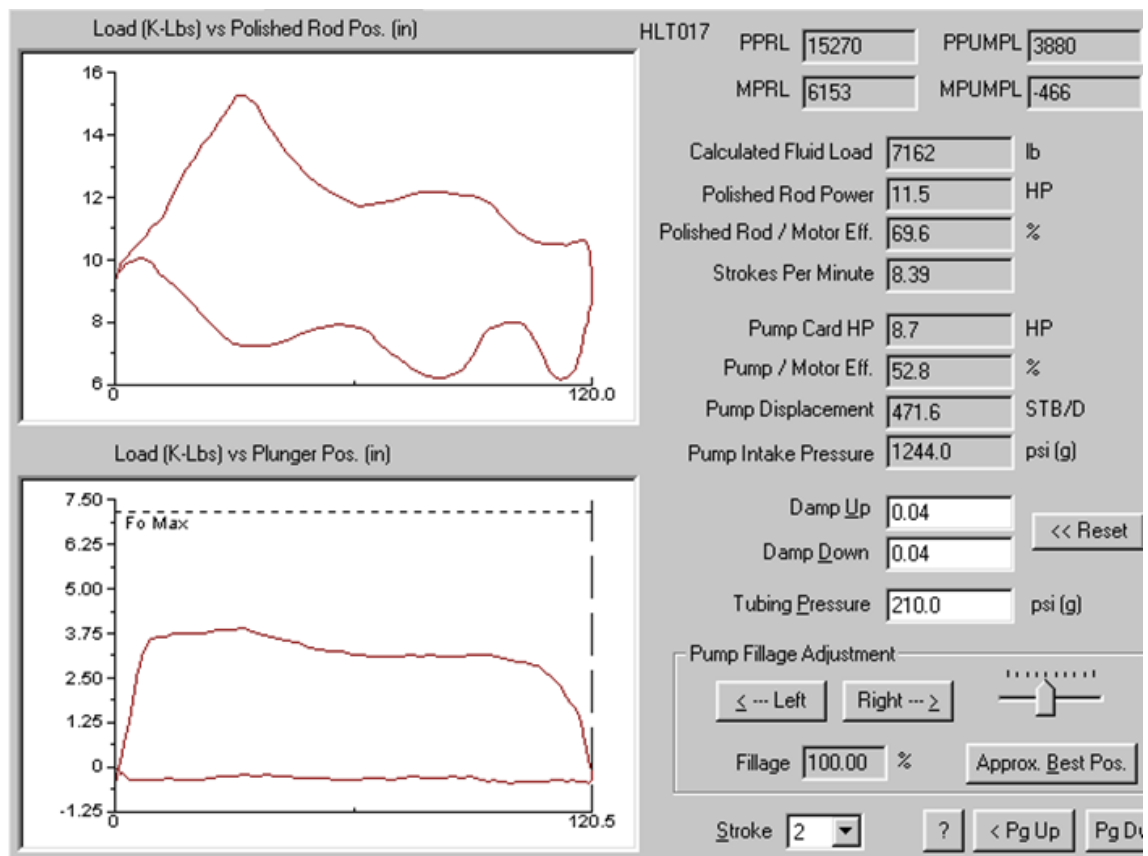
Los principales usos de las cartas dinamométricas de la bomba es identificar y analizar los problemas en el fondo del pozo.

Existe una serie de síntomas que permiten confeccionar un diagnostico eficiente al pozo que se estudia, complementándose en la mayoría de los casos con la medición de nivel usando el ecómetro.

### 3.3.2.1 Pérdidas en válvulas.

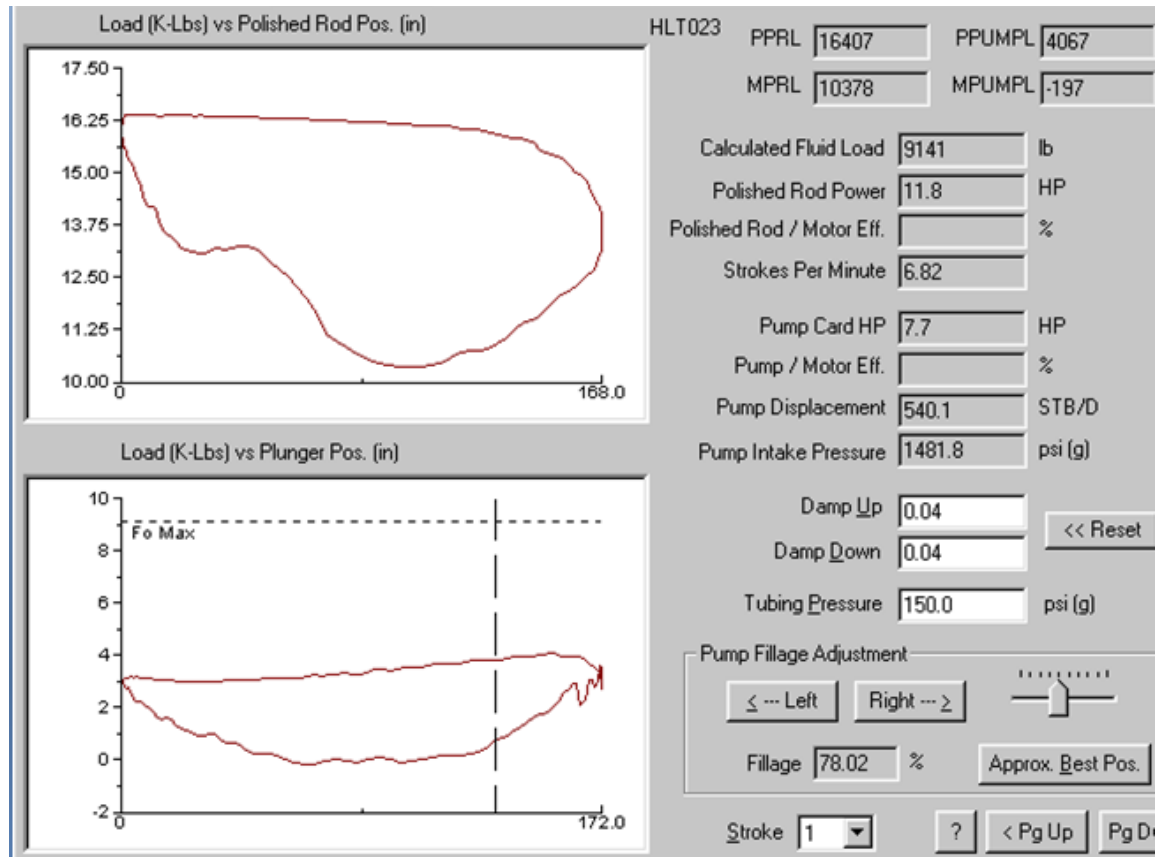
Como se dijo en un capítulo anterior se produce cuando el desgaste una o ambas válvulas ocasiona que no exista un cierre perfecto y se produzca un medio de comunicación entre la columna de fluido y el fondo causando que el fluido levantado se regrese.

**Figura 29.** Representación en echometer (fugas en la válvula viajera).



Fuente: Autor

**Figura 30.** Representación con el echometer (fugas en la válvula estacionaria).

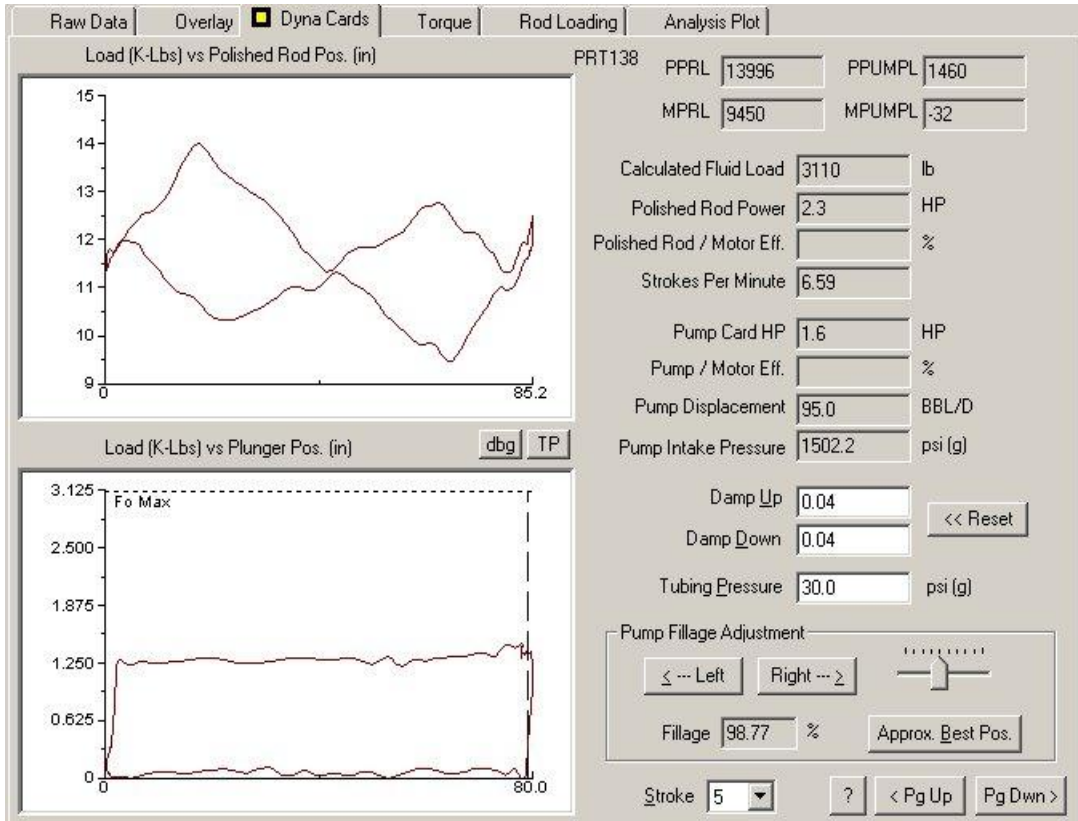


**Fuente: Autor**

### 3.3.2.2 Pérdida de producción por *tubing* roto.

Cuando en la carta dinamométrica se observa que se produce un perfecto llenado en la bomba, es decir, que la forma de la carta sale normal 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 exista una fuga por rotura del tubing, pero se puede verificar con mayor precisión realizando una prueba de hermeticidad.

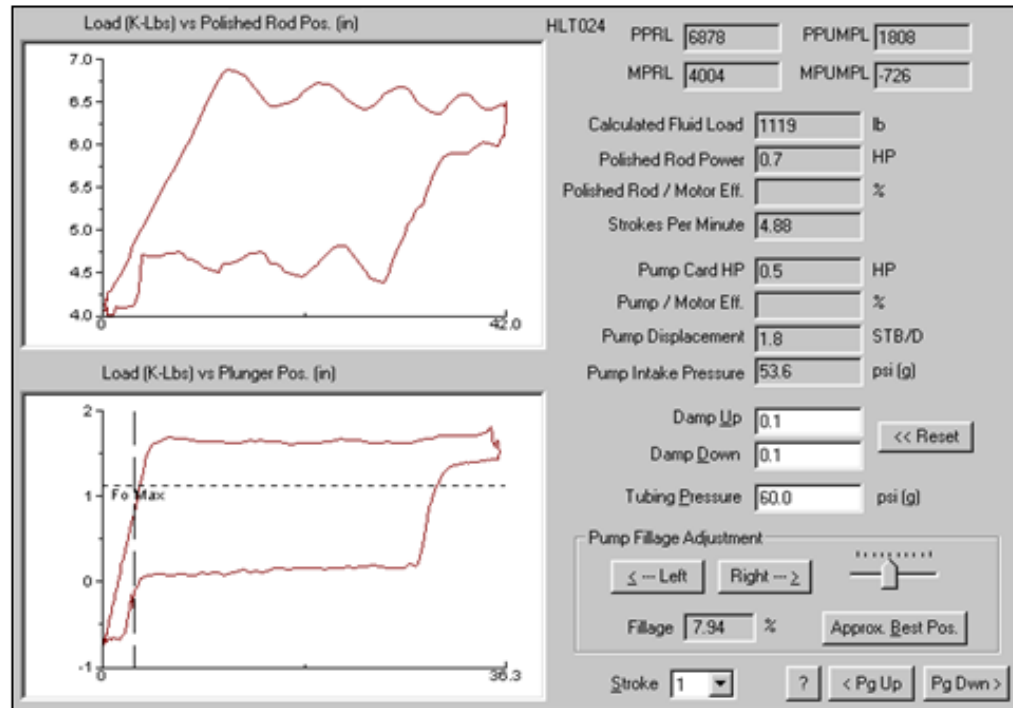
**Figura 31.** Carta dinamométrica echometer (Tubing Roto)



**Fuente: Autor**

### 3.3.2.3 Golpe de Bomba.

Figura 32. Carta dinamométrica echometer (Golpe de Bomba)

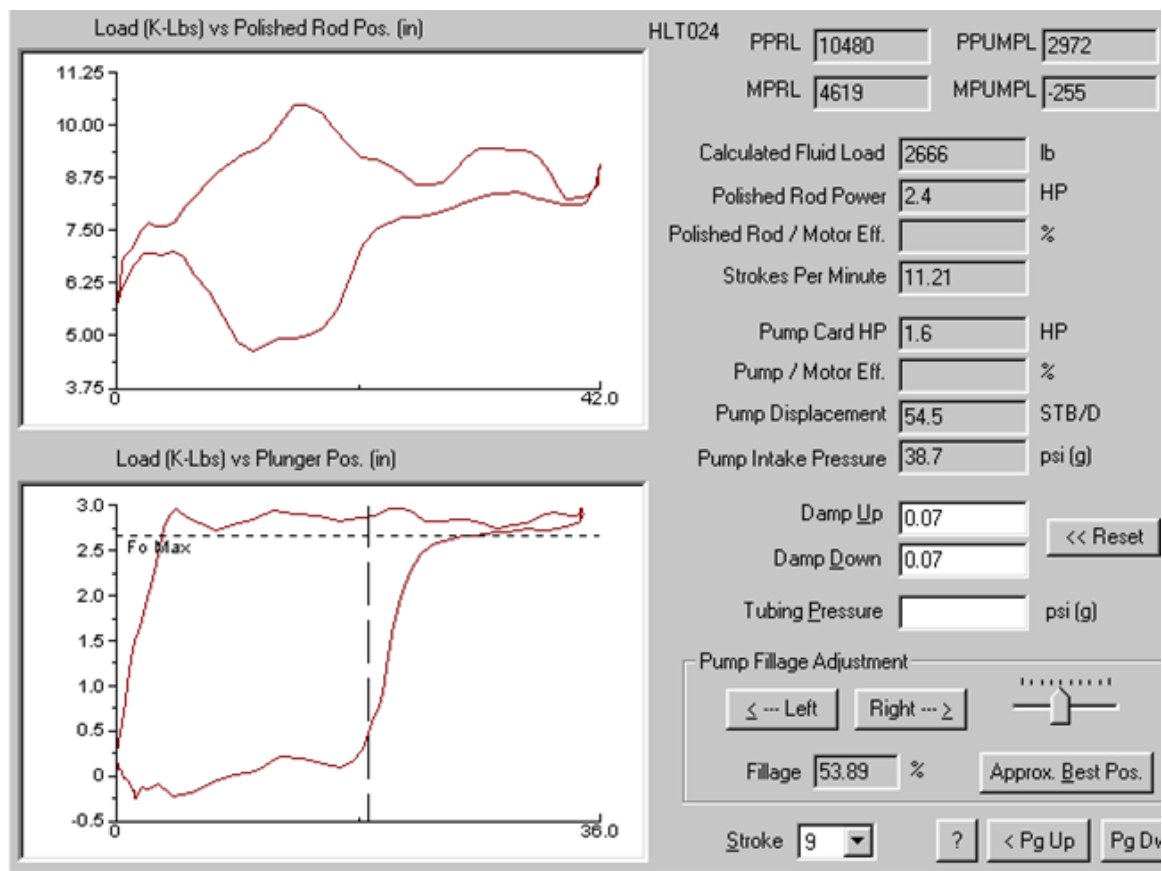


Fuente: Autor

### 3.3.2.4 Golpe de fluido.

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

**Figura 33.** Carta dinamométrica echometer (Golpe de Fluido)

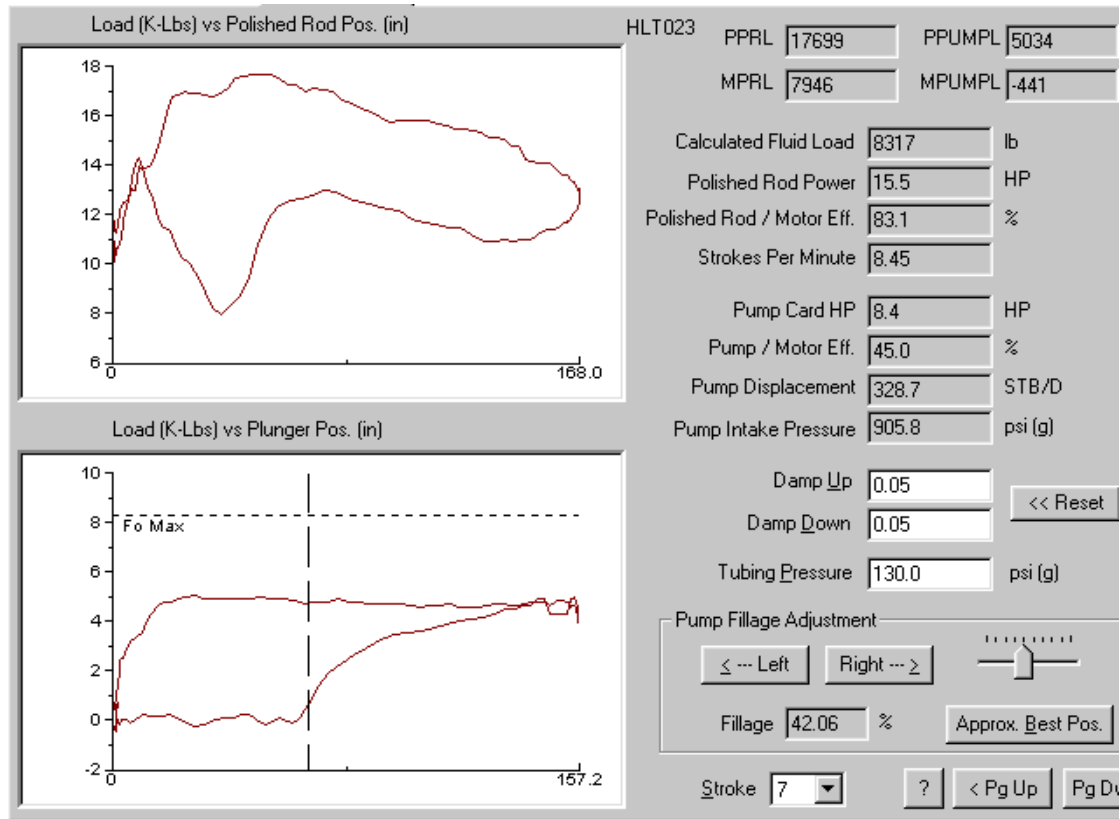


**Fuente: Autor**

### 3.3.2.5 Interferencia de Gas.

Se produce debido a que existe gas disuelto por debajo de la succión de la bomba, donde buena parte de la carrera del pistón se ocupa en comprimir gas.

**Figura 34.** Carta dinamométrica echometer (Interferencia de gas)



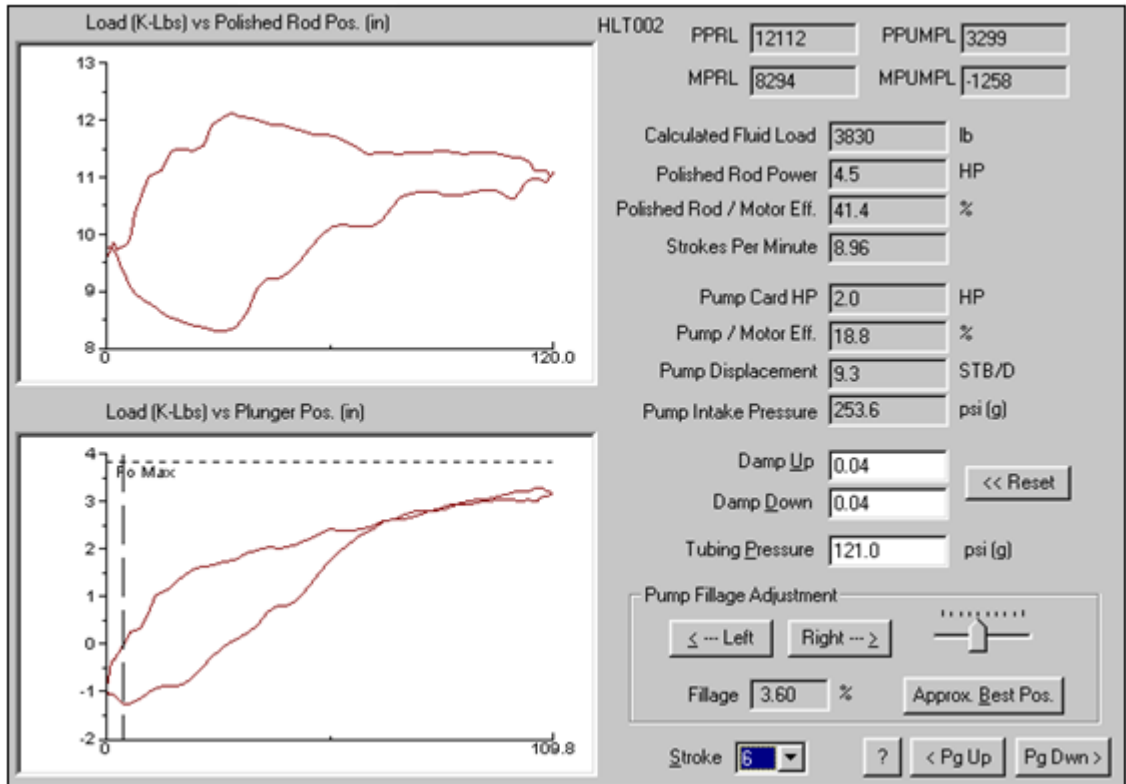
**Fuente: Autor**

### 3.3.2.6 Bloqueo por gas.

También se mencionó anteriormente; la carta dinamométrica típica se muestra en la figura se produce cuando la cantidad de gas libre es tal, que la presión que se levanta dentro de ella no alcanza a superar la presión de disolución del gas en el petróleo. De tal manera que al subir el pistón se va a expandir la mezcla del

petróleo y gas, al bajar nuevamente se va a comprimir, como si estuviera trabajando un resorte dentro de la bomba.

**Figura 35.** Carta dinamoétrica echometer (Bloqueo por gas)

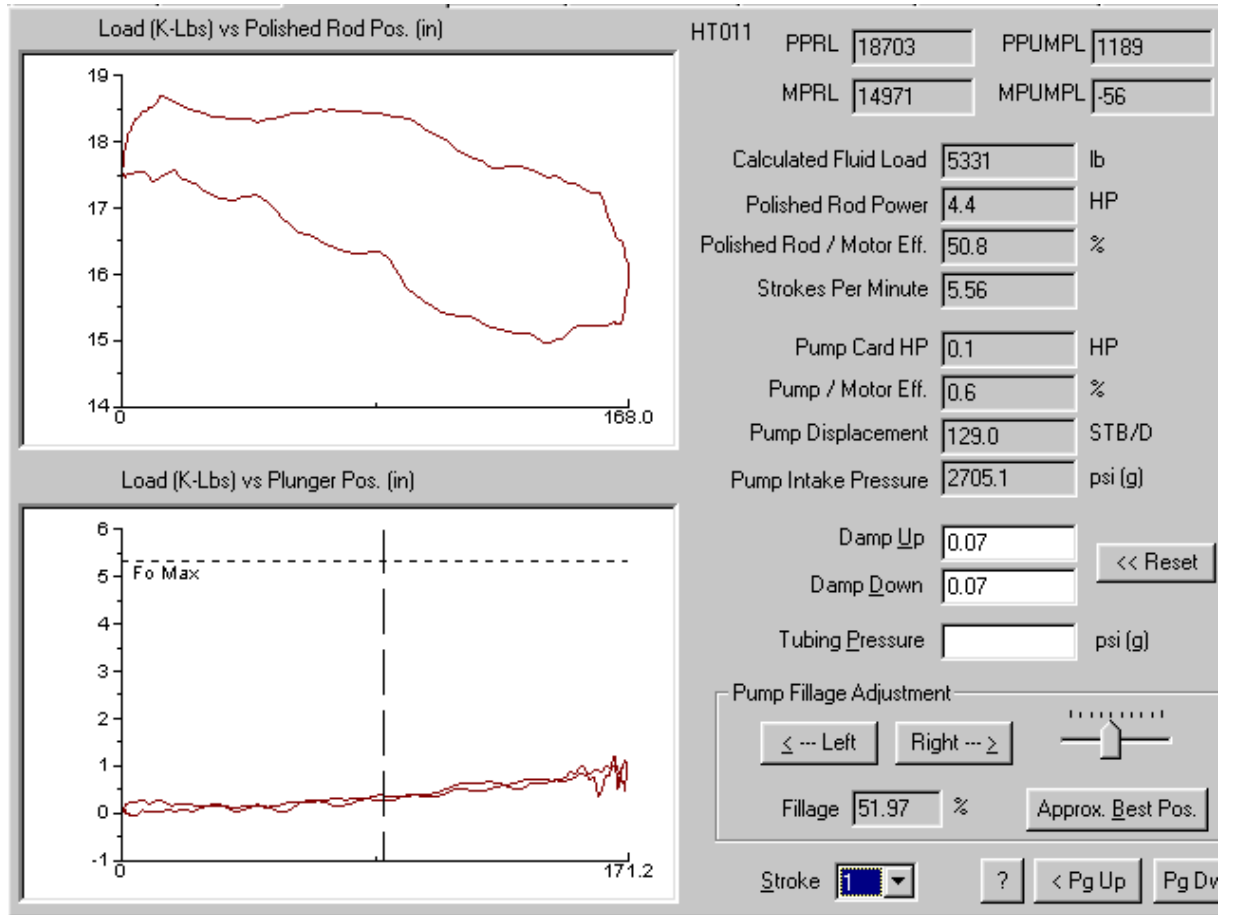


**Fuente: Autor**

### 3.3.2.7 Pesca de varillas

Es muy evidente porque la bomba no trabaja, por lo tanto el área de trabajo será nula ya que esta desconectada y además el único trabajo que realiza el aparato de bombeo es subir y bajar varillas, aparecen en la cara dinamoétrica una línea horizontal, coincidente con la carga de las válvulas.

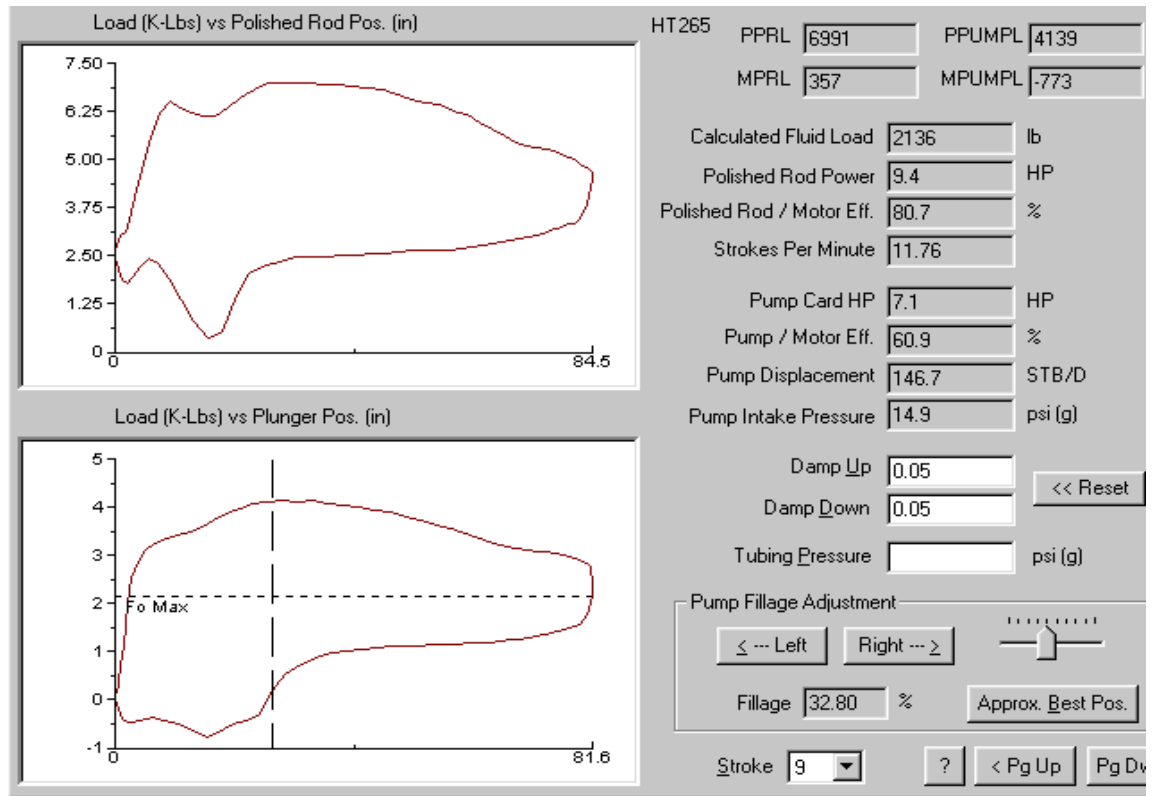
**Figura 36.** Carta dinamométrica echometer (Pesca de Varillas)



**Fuente: Autor**

### 3.3.2.8 Fricción en pozos poco profundos

Figura 37. Carta dinamométrica echometer (Fricción)



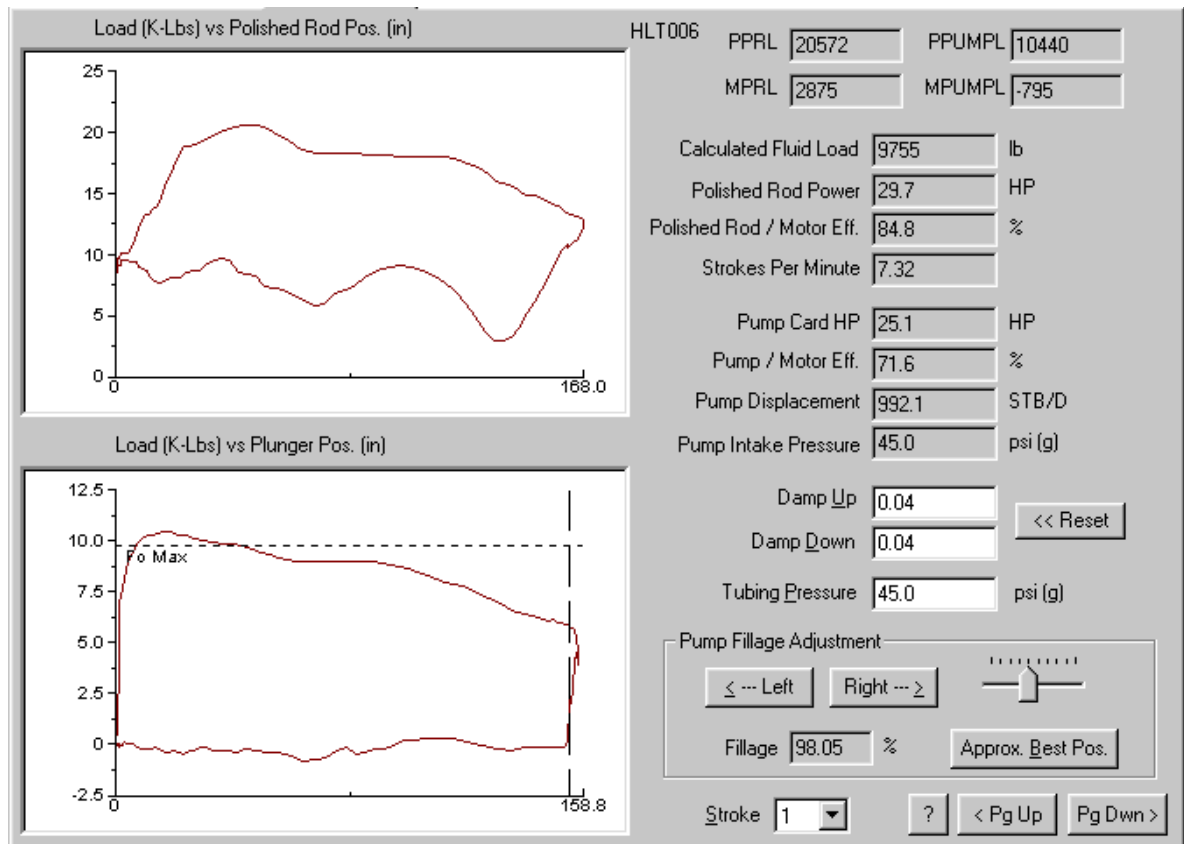
Fuente: Autor

### 3.3.2.9 Alta Aceleración del Fluido (Inercia del Fluido)

Se presenta en pozos que tienen grandes pistones y son someros (<4000ft), la presión sobre el pistón no es constante en la carrera ascendente. Cuando la válvula viajera cierra al principio de la carrera ascendente, el pistón recoge y acelera toda la columna de fluido esto coloca una onda de presión en el fluido, en la tubería que viaja por la tubería reflejándose en superficie y baja de nuevo.

La inercia del fluido en la tubería hace aumentar la carga del pistón mientras este realiza la carrera ascendente y acelera el fluido

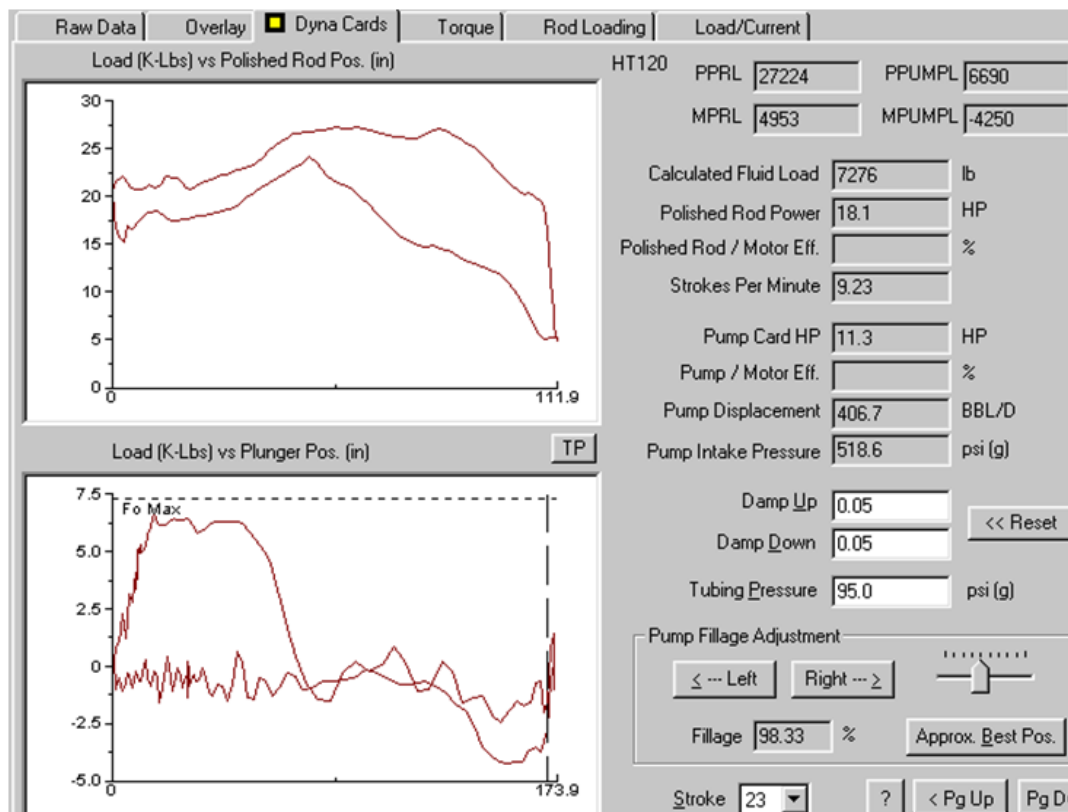
**Figura 38.** Carta dinamométrica echometer (Alta aceleración del fluido)



### 3.3.2.10 Barril de la Bomba Gastado o partido.

Una fuga del liquido 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 39.** Carta dinamométrica echometer (Tubing Roto).



**Fuente: Autor**

## 4. MANEJO DE DOS FASES EN BOMBEO MECÁNICO.

Siempre que se extrae petróleo, se producen también como fluidos asociados el agua y el gas. Por lo tanto, al disminuir la presión en el fondo del pozo petrolero, mayor cantidad de gas saldrá de solución del crudo, y puede llegar existir mayor volumen de gas que de líquido en la succión de la bomba de subsuelo. Bajo estas condiciones la eficiencia volumétrica de la bomba se ve severamente afectada, y en el caso del 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. No obstante, si los equipos de separación de gas en fondo (anclas de gas) no logran reducir la fracción de gas, la eficiencia volumétrica será muy baja y el pozo no se podrá explotar eficientemente.

### 4.1 EFICIENCIA VOLUMÉTRICA

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

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

Dónde  $Q_{LB}$ , 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 las válvulas 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.

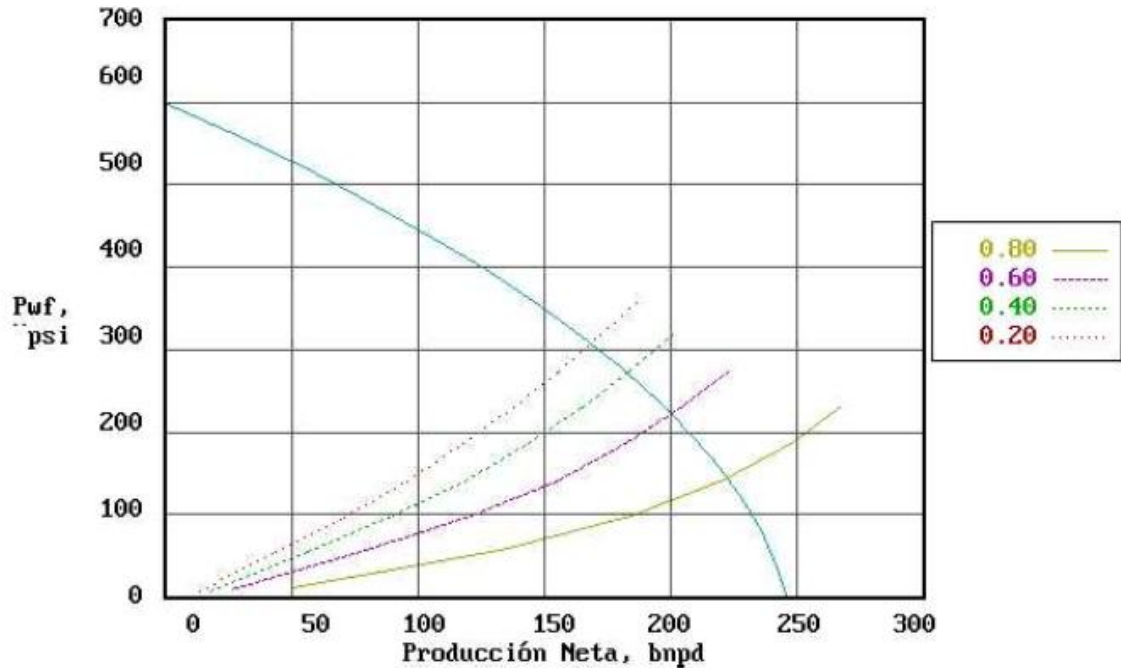
La eficiencia por escurrimiento posee dos componentes: uno debido a las fugas a través de las válvulas y otro debido al escurrimiento a través del pistón

Como se dijo anteriormente, 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 40**. 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 porcentaje indica la cantidad de gas que se libera por el espacio anular, por ejemplo, un 80% de separación de gas significa que sólo 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 gráfico se observa claramente como disminuye el punto de operación a medida que la bomba maneja mayor cantidad de gas.

**Figura 40.** Análisis nodal con sensibilidad a la separación de gas en el fondo



**Fuente.** Abraham Salazar. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Venezuela 2001.

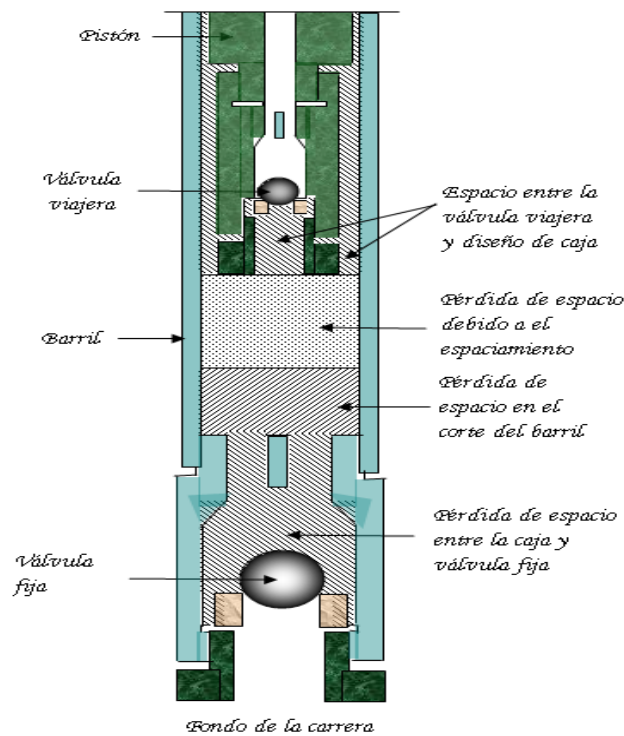
### Espaciamiento de Bomba. .

Una vez la bomba de subsuelo es diseñada y manufacturada de forma adecuada y la sarta de varillas estabilizada, unas correctas operaciones de campo aseguran una operación eficiente en pozos gaseosos. El espaciamiento es una de esas operaciones, que consiste en revisar el espacio muerto entre la válvula fija y viajera al final de la carrera descendente durante el ciclo de bombeo. Frecuentemente los pozos requieren ajustar el espaciamiento de la bomba tanto en el momento de su instalación como en su vida de operación.

Frecuentemente los pozos requieren ajustar el espaciamiento de la bomba, tanto en el momento de su instalación como en su vida de operación. Un espaciamiento

mínimo asegura una buena relación de compresión dentro de la bomba y permite solucionar total o parcialmente problemas asociados al gas (interferencia y bloqueo). Un espaciado exagerado con golpeteo de bomba, puede lograr la más alta relación de compresión; sin embargo, esta práctica produce un daño en los componentes internos de la bomba, reduciendo considerablemente el periodo de duración de ésta. Generalmente el espaciado inicial del pozo es dejado a consideración de la cuadrilla de de servicio. Si la cuadrilla no tiene conocimiento de la naturaleza crítica del espaciado o si ellos han estado trabajando la mayor parte del tiempo en pozos con una baja relación gas-líquido (GOR), comúnmente usarían una regla del dedo gordo, en la cual por cada 1000 pies de profundidad, se puede aplicar un espaciado de 4 pulgadas, con un máximo de 24 pulgadas. En la *figura 22*, se tienen en cuenta todas las pérdidas de espacios que se presentan al ensamblar una bomba.

**Figura 40a.** Pérdidas de espacio en la bomba



**Fuente:** Sucker Rod Pumping Manual - Exxon

## 4.2 EQUIPOS PARA EL MANEJO DE DOS FASES EN BOMBEO MECÁNICO

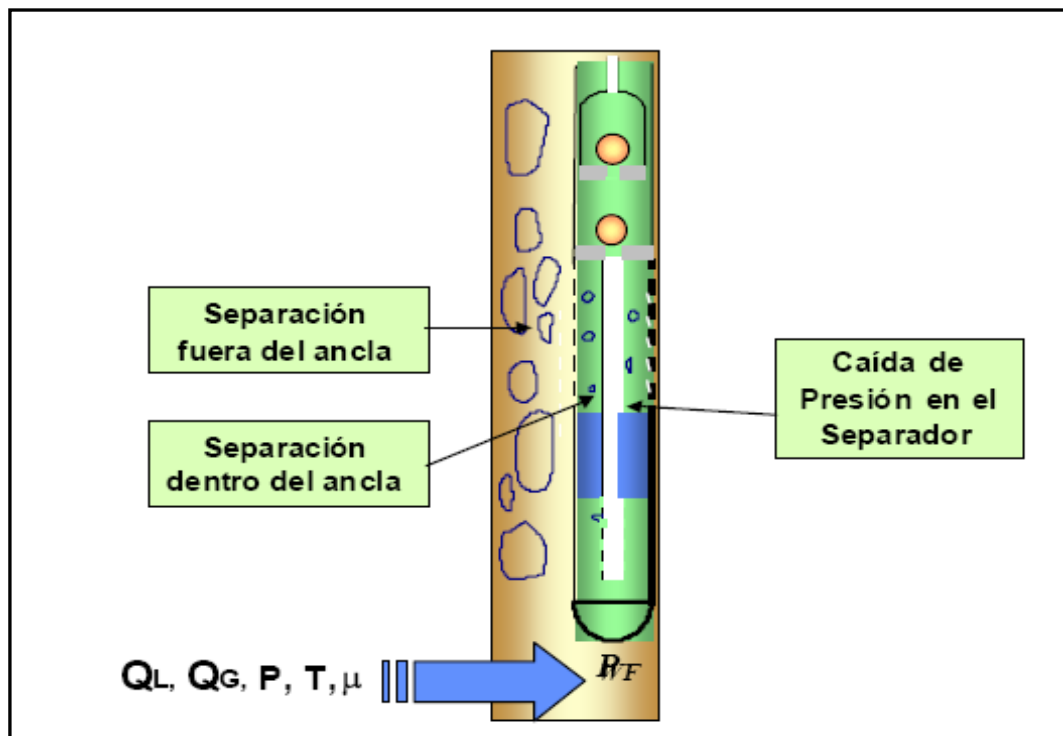
Tomando en cuenta la física del fenómeno se tiene que existen hasta el presente dos formas de mejorar el funcionamiento de las bombas reciprocantes ante la presencia de gas, una de estas formas consiste en disminuir la fracción de gas a la entrada de la bomba y la segunda en minimizar la expansión del gas en el volumen muerto.

En cuanto a la disminución de la fracción de gas en la succión de la bomba, existe toda una línea de investigación en equipos de separación de fases a fondo de pozo. Sin embargo, para el caso de bombeo mecánico solo se utilizan los equipos de separación estática de fondo, mejor conocidos como anclas de gas.

### 4.2.1 Anclas de gas

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 41**, se puede observar un esquema del funcionamiento genérico de un ancla de gas.

Figura 41. Esquema de funcionamiento de un ancla de gas

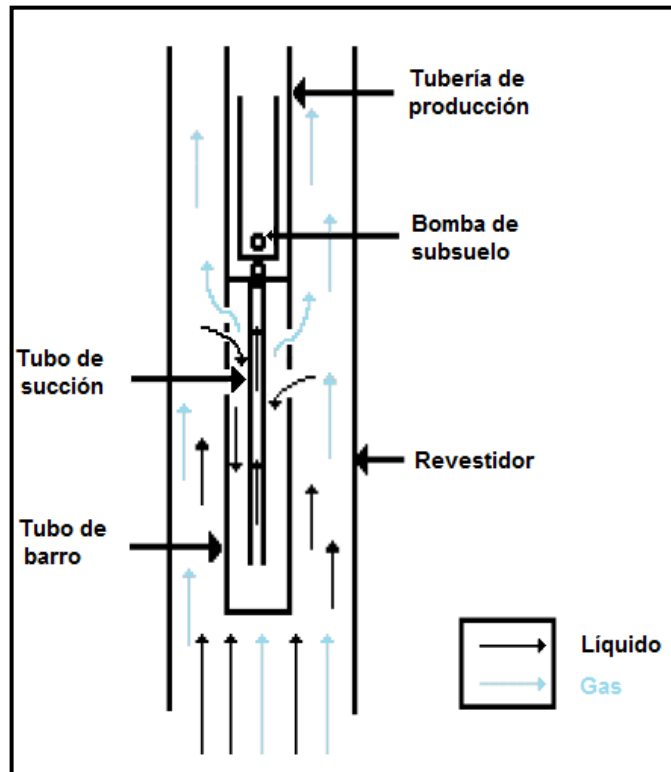


**Fuente.** Abraham Salazar. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED).Venezuela 2001.

#### 4.2.1.1 ANCLA TIPO NIPLE PERFORADO

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 42**). La longitud de la sección perforada varía entre 2 y 4 pies, con agujeros de alrededor de 1/2 pulg, de diámetro.

Figura 42. Ancla de Gas tipo Niple Perforado



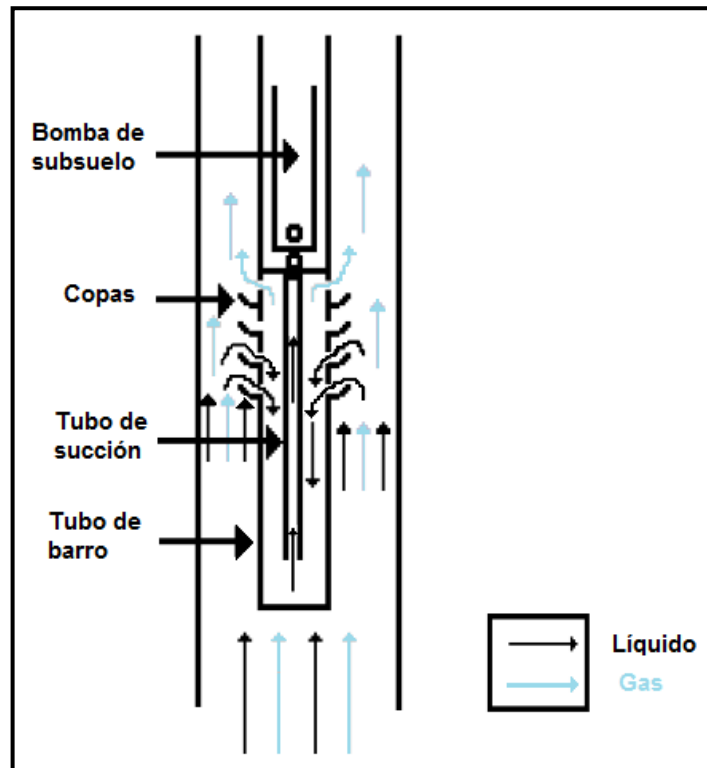
**Fuente.** Abraham Salazar. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED).Venezuela 2001.

#### 4.2.1.2 ANCLA TIPO COPAS

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 43). 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 43. Ancla de Gas tipo Copas.



**Fuente.** Abraham Salazar. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED).Venezuela 2001.

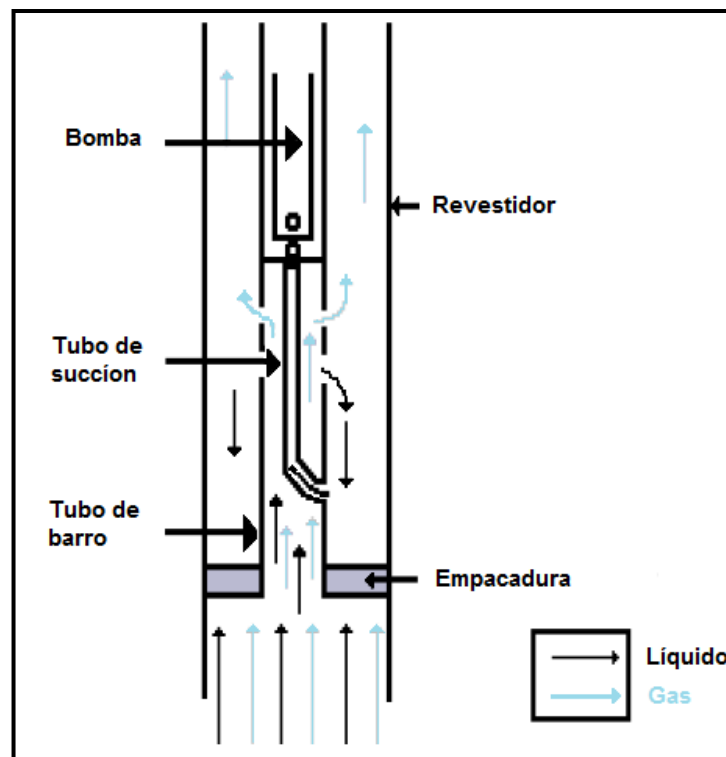
#### 4.2.1.3 ANCLA TIPO EMPACADURA

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 44). Por otra parte, 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 44. Ancla de Empacadura. Gas tipo



**Fuente.** Abraham Salazar. Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Venezuela 2001.

### 4.3 DISEÑO ANCLA DE GAS

El gas libre es la causa más común de la baja eficiencia en la bomba de subsuelo, los principales parámetros en el diseño de anclas de gas son:

- ❖ Velocidad de burbuja de gas.
- ❖ Diámetro de la ancla de lodo.
- ❖ Longitud del tubo de tubo de inmersión.
- ❖ Caídas de presión asociado con el sistema de ancla de gas.

Las reglas de pulgar utilizadas para anclas en el pasado son validadas, la velocidad de burbuja de gas es [0.5 ft/s] esta es asumida si la gravedad API del líquido es mayor a 30°, flujo turbulento y temperatura es mayor 100°F .Los principios tras la operación de ancla de gas son presentados como sugerencias en el diseño de ancla de gas más eficientes para ingenieros de producción.

#### 4.3.1 VELOCIDAD TERMINAL DE LA BURBUJA DE GAS

La velocidad terminal de la burbuja de gas es la máxima velocidad con que asciende una burbuja de gas alcanzado en un líquido para un radio de burbuja dado, viscosidad de líquido, densidades diferentes entre las dos fases. La velocidad terminal de la burbuja de gas es un líquido es dado por la ley Stoke.

$$U = \frac{2g(\rho_1 - \rho_2)R_b^2}{9\mu}$$

Donde:

U=Velocidad terminal de ascenso de burbuja, en estado estacionario, [ft/s].

$g$ = Aceleración de la gravedad, 32.17 [ft/s<sup>2</sup>]

$\rho_1$ =Densidad del liquido, [lbm/ft<sup>3</sup>].

$\rho_2$ =Densidad del gas, [lbm/ft<sup>3</sup>].

$R_b$ =Radio esférico equivalente de burbuja de gas, [ft].

$\mu$ =Viscosidad de liquido, [Lbm /(ft-s)].

Todas las variables de la Ley de *Stoke* se pueden cuantificar fácilmente por datos PVT o uso de correlaciones, excepto por el radio esférico equivalente de burbuja de gas. Peebles y Garber determinaron de sus trabajos experimentales que un pequeño radio de gas equivalente sería en el rango de 0,002 a 0,005 pies.

Cuatro distintas regiones de movimiento de la burbuja en el fluido fueron identificadas. Flujo laminar y flujo transitorio en el cual la velocidad terminal de burbuja es una función del radio equivalente de burbuja de gas, viscosidad del líquido, diferencia de densidad entre las dos fases y dos tipos de movimiento de burbuja correspondientes al flujo turbulento.

En la tercera región la velocidad de burbuja es función de la tensión superficial, la densidad del líquido y el radio equivalente de burbuja de gas. La cuarta región la cual es de alta turbulencia es diferente de la tercera región porque la velocidad de la burbuja de gas no es tanto una función del radio equivalente de burbuja de gas.

Los dos tipos de movimientos entre las regiones turbulentas resultan desde la variación de la deformación de la burbuja de gas. En estas distintas regiones de flujo, el Número de *Reynolds* se encontró ser la variable independiente importante en la correlación de los datos experimentales.

Los límites de cada una de las cuatro regiones de comportamiento de las burbujas se determinaron como una función del número de *Reynolds*. Basados en los resultados experimentales, cuatro ecuaciones se desarrollaron para proveer estimaciones para la velocidad terminal de burbuja de gas para cada región. Estas ecuaciones se muestran en la tabla. Dependiendo de la región de flujo, que se determina por el número de *Reynolds*, una de estas cuatro ecuaciones se usa para determinar la velocidad terminal de la burbuja de gas en el líquido.

#### 4.3.2 ÁREA DEL ANCLA DE LODO

Una vez que se determina la velocidad terminal de burbuja de gas, el área del ancla de gas debe calcularse usando la ecuación (2)

$$AMA = \frac{0,00933 * QL}{U * EV} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde:

*AMA*: Área del ancla de lodo, [in<sup>2</sup>]

*QL*: Caudal, [STB / D]

*U*: Velocidad terminal de ascenso de burbuja, en estado estacionario, [ft / s]

*EV*: Eficiencia Volumétrica de Bomba

El área del ancla de lodo calculada de la ecuación 2 será bastante grande para que la velocidad hacia abajo del aceite, sea menor que la velocidad hacia arriba del gas, permitiendo así al gas separarse del aceite. Si la tasa de producción y la eficiencia de la bomba se asumen constantes, entonces la única forma para disminuir la velocidad hacia abajo es incrementar el área de flujo dentro del ancla

de lodo. Se vuelve evidente que el separador de gas más perfecto posible sería uno con el área más grande paso abajo con las limitaciones de espacio del *casing*. La aproximación más cercana a un separador ideal de gas ocurre en pozos donde es posible fijar la bomba en un punto debajo de entrada más baja de gas dentro del pozo. Cuando esto ocurre, el espacio anular entero entre el *tubing* y el *Casing* se vuelve el área de paso hacia abajo del separador.

Desafortunadamente, esta situación ideal es raramente posible porque, en muchos pozos, es indeseable correr tubería al fondo. También en la mayoría de los pozos, hay alguna entrada de gas a través de la sección perforada, y el bombeo cerca del fondo permitiría que entrara gas a la bomba. Es por consiguiente, conveniente en muchos casos lograr la separación directamente debajo de la bomba así que el punto de entrada de gas en el pozo es de mínima importancia. 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 eliminar el gas llevado dentro del tubo sumergido (tubo de alimentación).

### **4.3.3 ÁREA DEL TUBO DE INMERSIÓN**

En el diseño de ancla de gas, el diámetro de tubo sumergido debe ser tan pequeño como sea posible sin crear una baja sustancial de presión mientras que el aceite se mueva hacia arriba dentro de la bomba. Manteniendo el diámetro del tubo de inmersión (tubo de alimentación) al mínimo, el área para la separación del gas y aceite dentro del ancla de lodo es maximizada. Por lo tanto, una tubería de pared delgada para el tubo de alimentación debe usarse.

Una regla del dedo pulgar en el pasado había sido usar una tubería de pared fina de una pulgada. Este tamaño de tubo puede ayudar a incrementar el área interna del ancla de lodo, pero puede perjudicar el proceso de separación por incremento

de la caída de presión dentro del tubo de alimentación. El diámetro óptimo de tubo de inmersión se determina haciendo cálculos de diseño de ingeniería usando programas de computadora para hacer corridas para diferentes diámetros de tubería de inmersión, tasas de flujo y caídas de presión mientras se mantiene constante la longitud de la tubería de inmersión, la gravedad del aceite y la temperatura.

#### 4.3.4 Longitud de Tubería de Inmersión

La longitud del tubo de inmersión debería ser sostenida en un mínimo para reducir la caída de presión, y así el gas escapa dentro del tubo de inmersión. Por otra parte, la tubería de inmersión debe ser lo suficientemente largo para proporcionar un volumen estacionario adecuado entre el fondo de las ranuras del ancla de lodo de modo que la separación del gas y el aceite tenga tiempo adecuado de ocurrir. Realmente, la cantidad de longitud vertical requerida normalmente no es demasiado grande excepto donde el problema es de separación de espuma. Unos pocos pies es normalmente adecuado. En el pasado, una regla del dedo pulgar había sido usar dos volúmenes de bomba como volumen estático entre el fondo de las ranuras del ancla de fango y el tope de las ranuras del tubo de inmersión. De acuerdo con este volumen y el área del ancla de fango, la longitud del tubo de inmersión se puede calcular usando la ecuación 5:

$$LTD = \frac{2 * SL * D^2 * 0.785}{AMA} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde:

*LDT* : Longitud del tubo de inmersión, [in]

*SL* : Longitud del Recorrido (*Stroke*) de la bomba, [in]

*D*: Diámetro de la bomba, [in]

*AMA*: Área del ancla de lodo, [in<sup>2</sup>]

Esta aproximación se tomó para asegurarse de que no se saca ningún líquido fuera del ancla de fango antes de someterse al proceso de separación. Las caídas de presión asociadas con las longitudes de tubería de inmersión que eran calculadas para tasas de fluido realistas fueron absolutamente pequeñas mientras que el diámetro del tubo de inmersión fue igual a, o mayor a, 1 pulgada.

#### **4.3.5 ANCLA DE GAS / PERFORACIONES DE LA TUBERÍA DE INMERSIÓN**

El área de las perforaciones del ancla de lodo debe ser tan grande como sea posible. Otra regla del pulgar ha sido hacer esta área igual entre dos y cuatro veces el área del anular entre el ancla de lodo y la tubería de inmersión. Nuestros resultados indican que esta regla es adecuada en reducir la caída de presión al mínimo.

El área de las ranuras del tubo de inmersión debe tener un área igual a cuatro veces el área de la válvula fija. Lo más importante aquí es cerciorarse que el área es suficiente de modo que no ocurran caídas de presión a través de estas ranuras de las cuales se lance el gas. El área de las perforaciones en el tubo de inmersión fue maximizada aumentando la longitud del tubo. La caída de presión subsiguiente asociada con este incremento de longitud fue pequeña.

#### **4.3.6 CÁLCULOS DE CAÍDA DE PRESIÓN**

El sistema de ancla de gas es dividido en tres partes para calcular la caída de presión y la cantidad de gas liberada en cada sección. Las correlaciones y

ecuaciones fueron usadas para calcular las caídas de presión y la cantidad de gas en cada sección. (Ver figura 24)

### **Sección 1**

Es la distancia del punto medio de las perforaciones en el *casing* al punto medio de las perforaciones en el ancla de lodo. Este segmento consiste en dos partes: Sección 1a), es flujo en el *casing* debajo del ancla de lodo y Sección 1b), flujo entre el ancla de lodo y el *casing*. En la sección 1a), el diámetro del *casing* es usado para calcular el área de flujo. En la sección 1b), un diámetro hidráulico equivalente es sustituido por el diámetro para explicar el flujo entre el ancla de lodo y el *casing*. Sobre esta completa distancia una presión diferencial es calculada y entonces usada para determinar la cantidad de gas liberado con la caída de presión. En esta área, el diseño llamaría para que la caída de presión sea tan grande como sea posible para que la salida de gas del pozo escape en el anular y se produzca arriba del *casing*. Fijando la bomba encima del agujero tan lejos como sea posible, se puede aumentar la caída de presión. Sin embargo, el nivel de fluido todavía debería estar lejos lo suficiente arriba de la bomba para evitar el apagado de la bomba.

### **Sección 2**

Es relacionado a la caída de presión entre el punto medio de las perforaciones del ancla de lodo al punto medio de las perforaciones en el tubo de inmersión. Aquí el fluido está viajando hacia abajo y hay un incremento de presión mientras no se libera gas. También en este segmento, las caídas de presión a través las perforaciones en el ancla de gas y la tubería de inmersión se calcula para asegurarse de que no ocurra caída de presión y que no se libere gas.

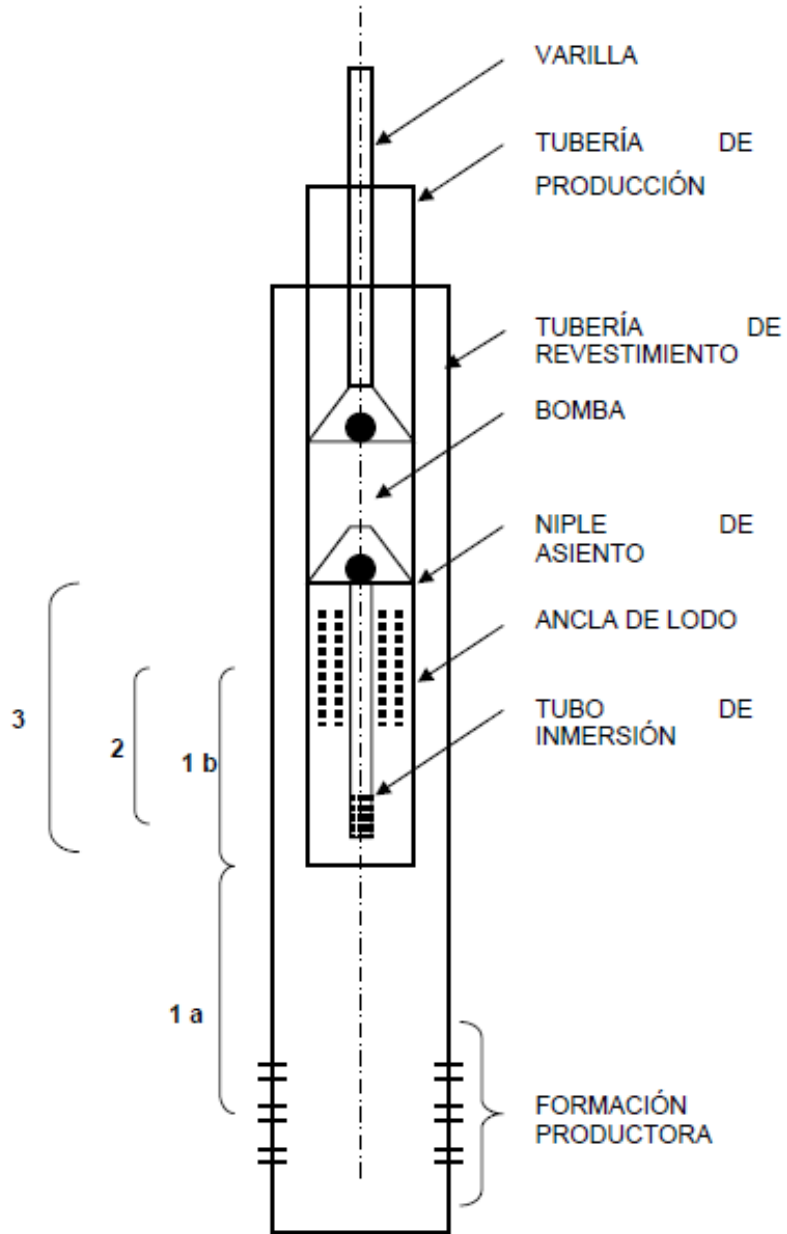
El área de las perforaciones en el tubo de inmersión se ajusta igual a cuatro veces el área de la válvula fija que demostró ser adecuada de modo que no se liberó gas a través de las perforaciones de la tubería de inmersión.

### **Sección 3**

Es el segmento de flujo más importante tan lejos una caída de presión en lo concerniente a caída de presión. Esta es la distancia del fondo de la tubería de inmersión al fondo de la entrada de la bomba. Cualquier gas que se libera en el tubo de inmersión debe ser conducido por la bomba y por consiguiente disminuirá la eficiencia de la bomba. Para disminuir la caída de presión en el tubo, es necesario llevar al máximo el diámetro y minimizar la longitud del tubo de inmersión. Sin embargo, esto es perjudicial para el proceso de separación que está tomando lugar dentro del ancla de lodo. Maximizando el diámetro del tubo de inmersión decrece el área del ancla de lodo en el cual la separación ocurre. Minimizando la longitud del tubo de inmersión, reduce al mínimo la longitud en el cual el proceso de separación tiene tiempo de ocurrir.

El diseño de Ancla de Gas es un problema de optimización en el cual una mínima caída de presión a través del tubo de inmersión es balanceada con su longitud y su área en una aproximación de ingeniería para permitir que el proceso de separación ocurra. **(Figura 45).**

Figura 45. Secciones de caída de presión en ancla de gas



**Fuente.** Adaptado de Gipson y Swain. "Pumping Fundamentals". Texas Technological College, 1968.

### **4.3.7 VÁLVULA 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.

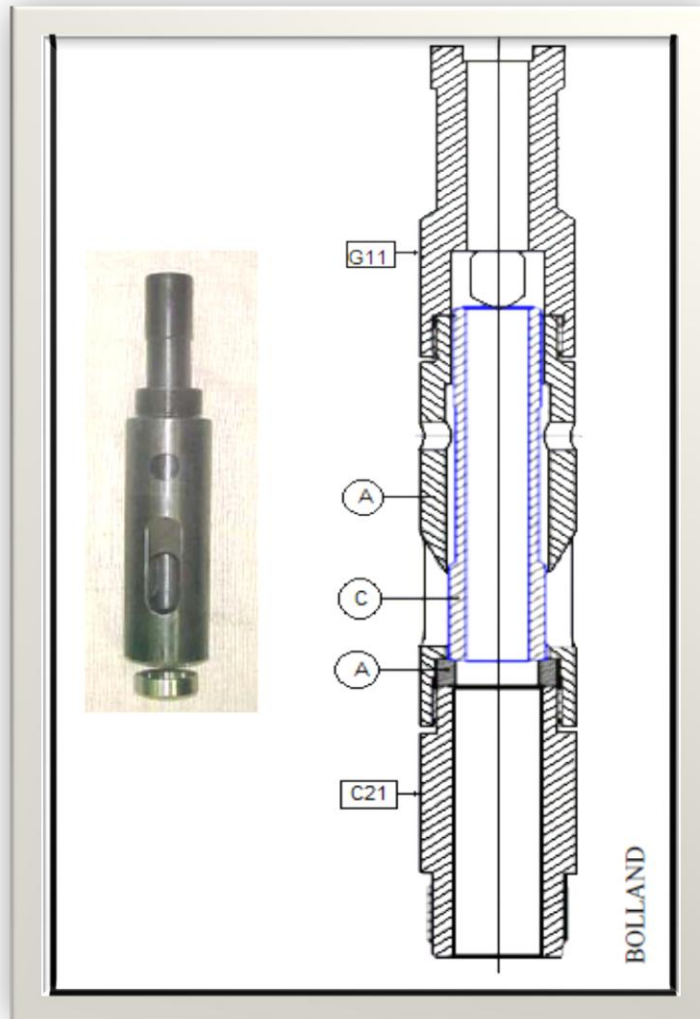
El tiempo que la válvula permanece en posición “cerrada” depende de las características del fluido y de la cantidad de gas producida.

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.

#### **VENTAJAS**

- ❖ 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 46. Dispositivo Antibloqueo de Gas Superior



FUENTE:[http://www.oilproduction.net/files/bombas\\_mecanicas\\_no\\_convencionales.pdf](http://www.oilproduction.net/files/bombas_mecanicas_no_convencionales.pdf)

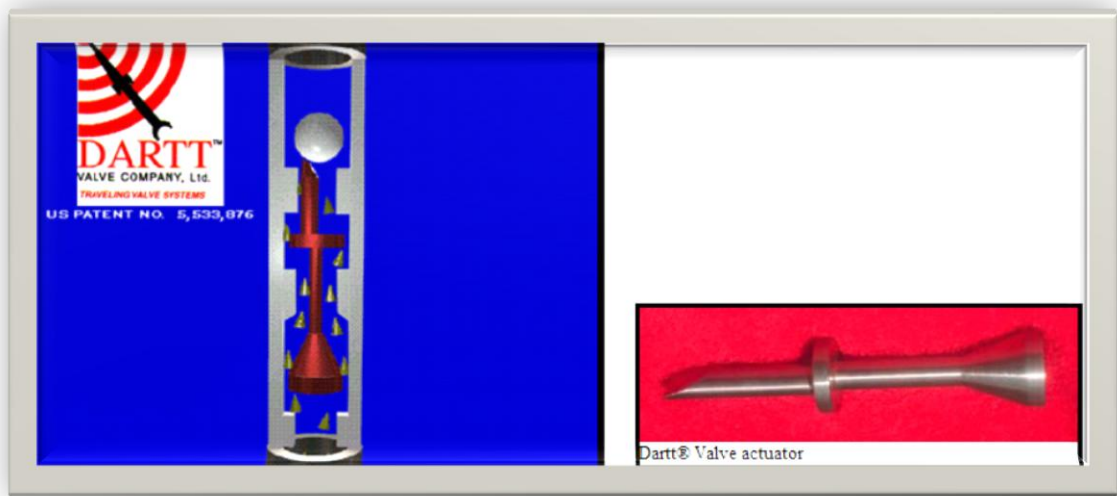
#### 4.3.8 VALVULAS DARTT

La válvula DARTT, es un accesorio operado hidráulicamente el cuál 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 ó gas que existen dentro de la bomba. Hace el trabajo de abrir ó cerrar la válvula viajera apropiadamente y está diseñada especialmente para control de problemas de interferencia y bloqueo por gas.

Las VÁLVULAS de DARTT® están disponibles en la mayoría de los tamaños comunes de la bomba: 1 1/4", 1 1/2", 1 3/4", 2", 2 1/4", y 2 3/4", y se puede instalar fácilmente.

Figura 47. VÁLVULAS de 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 ó elimina la Interferencia/bloqueo por Gas.
- ❖ Reduce las fallas en las bolas y asientos de la caja viajera.

- ❖ Disminuye el Golpe de Fluido.
- ❖ Disminuye la Rotura de Varillas.
- ❖ Reducción de entradas de equipo de varilleo a los Pozos.
- ❖ Disminución de costos de mantenimiento de las Bombas.
- ❖ Mayor tiempo de vida útil en las bombas.

#### ELIMINA EL BLOQUEO POR GAS:

- ❖ La válvula Dartt 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 Dartt proporcionan la formación de un vacío positivo como un 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 Dartt 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.

#### **4.3.9 Válvulas HIVAC**

Las dos principales características son:

1. La gran capacidad de flujo a través de la caja.

2. Capacidad de alta compresión con un volumen pequeño de fluido no desplazado.

Estos dos aspectos proveen los siguientes beneficios:

- ❖ Llenado de la bomba.
- ❖ Incrementa la capacidad de producción.
- ❖ Elimina o disminuye el golpe de fluido.
- ❖ Elimina o disminuye el bloqueo por gas.
- ❖ Incrementa la velocidad de caída del pistón en fluidos viscosos.
- ❖ Disminuye la erosión debida a bajas velocidades de sólidos suspendidos.
- ❖ Incrementa las eficiencias en aplicaciones de pozos horizontales.
- ❖ Incrementa la eficiencia del recorrido ascendente permitiendo a la válvula fija abrir más pronto.

Lo que sigue ilustra el régimen requerido a través de la válvula estacionaria en diversos tamaños de bomba en 5, 10, y 15 STROKES por minuto usando 100 pulgadas longitud de stroke.

#### **4.3.10 Válvula “cargadora”**

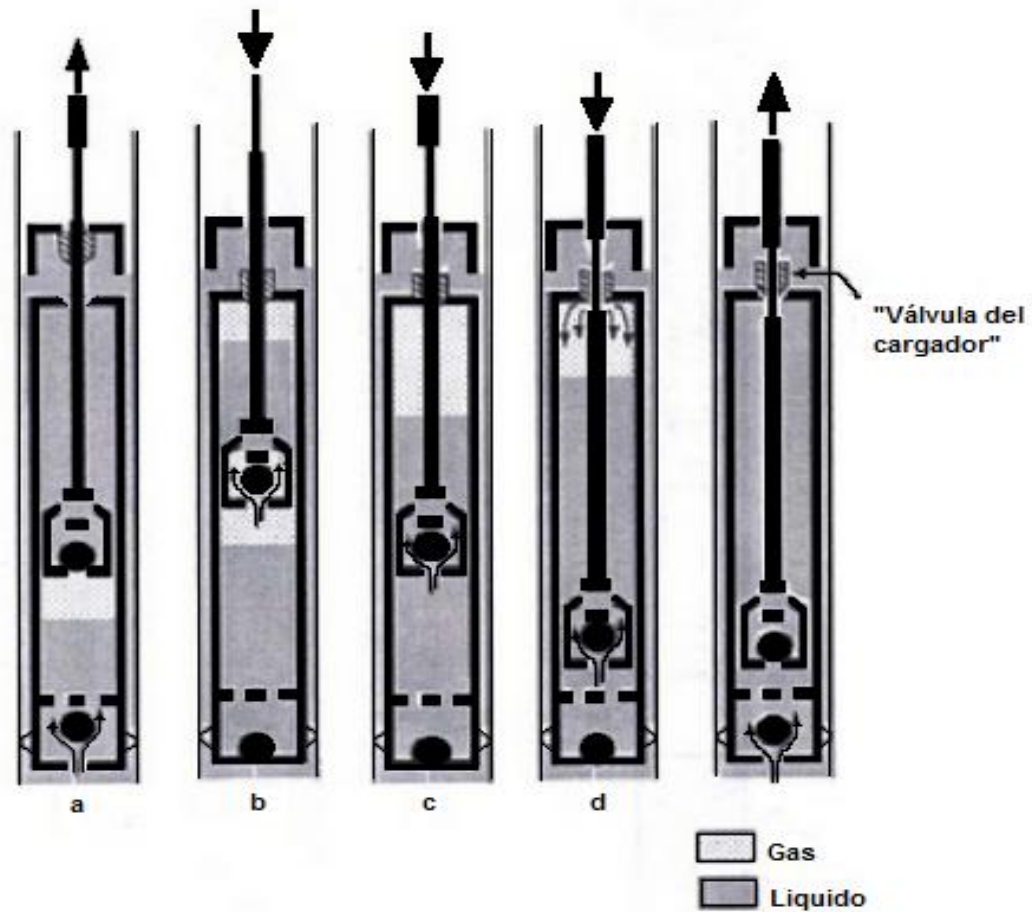
La válvula cargadora está diseñada para minimizar los efectos dañinos del golpe de fluido y la interferencia de gas. Puede instalarse sobre la bomba convencional. Como se muestra la **figura 48**, la válvula trabaja de la siguiente manera:

- ❖ En la carrera ascendente (a), la válvula cargadora está abierta y la bomba se comporta como una bomba convencional, la válvula viajera cierra y levanta la carga del fluido, al mismo tiempo la válvula fija abre permitiendo que el fluido llene la bomba.
- ❖ Al comienzo de la carrera descendente (b), la válvula cargadora cierra soportando las cargas de fluido que ahora están fuera de la válvula viajera,

la válvula viajera abre fácilmente debido a que la presión sobre esta es baja, permitiendo que el gas en la bomba pase a través de la válvula viajera, a medida que sigue bajando el pistón el fluido entra en la bomba(c).

- ❖ Cerca del final de la carrera descendente (d), si la bomba no está llena (debido al golpe de fluido o interferencia de gas), fugas del fluido al pasar la sección delgada de la varilla de recuperación, llena la bomba, esto evita el golpe de fluido en la carrera ascendente.
  
- ❖ Al comenzar el pistón la carrera ascendente (e), la “cargadora” abre y la operación de la bomba es la misma como si fuese convencional.  
Aunque la “cargadora” puede ayudar en pozos con severo golpe de fluido e interferencia por gas, tiene problemas en pozos que producen arena, desgaste por arena de la válvula cargadora convertirían la bomba en una convencional.

Figura 48. "Cargador" Operación de Valvula



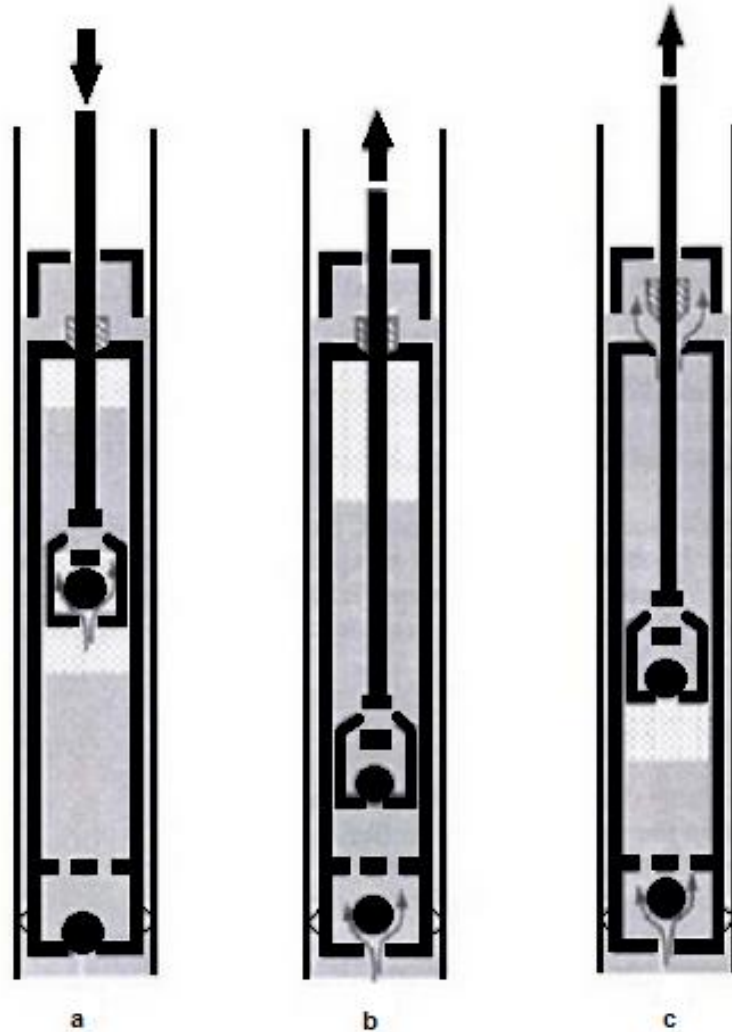
**Fuente.** Adaptado de SVINOS. John G. Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Maracaibo, Venezuela, 2005

#### 4.3.11 Válvula de anillos superiores

Es una bomba similar a la de carga (figura.49), la válvula de anillos superior no tiene la porción angosta que la de carga con fluido cuando no está llena. La válvula de anillo recoge las cargas del fluido en la carrera descendente y permite que la válvula viaje abra fácilmente, esto elimina el bloqueo por gas.

En pozos sin nivel (pump off) en vez de ocurrir golpe de fluido en la carrera descendente, con esta bomba ocurre en la carrera ascendente. Esto mantiene las varillas siempre en tensión y evita las ondas de esfuerzos compresivos destructivos causados por el golpe de fluido.

Figura 49. Operación de Bomba de Valvula de anillos superiores.



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

## **5. ANALISIS TECNICO CAMPO GALA,GALAN Y LLANITO**

### **5.1 SISTEMA DE PRODUCCION**

Los campos Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A. cuentan a noviembre de 2010 con 116 pozos activos, en los cuales 105 producen bajo el Sistema de Levantamiento Artificial con Bombeo Mecánico (BM), 11 se encuentra con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).

### **5.2 DESCRIPCION GENERAL**

El estudio consistió, en primera medida; en recopilar información necesaria para conocer el estado mecánico de cada pozo (**ANEXO 1**), producción histórica, índice de productividad, diagramas de esfuerzo para cada sistema de levantamiento de bombeo mecánico, registros de nivel de fluido y demás información que permitiera la caracterización eficaz de cada uno.

Posteriormente se paso a la etapa de organización (**ANEXO 2**); donde los datos de seguimiento a pozo, entregados por la empresa operadora y de servicios fueron importados y organizados en hojas de cálculo para su posterior análisis. Los dinagramas tomados con la herramienta TWM (Total Well Manager) para cada sistema de levantamiento de bombeo mecánico, se analizaron históricamente, para los últimos dos años, donde se cuantifico estadísticamente la frecuencia de la interferencia de gas y se calculo 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. Se seleccionaron los pozos que presentaron una presencia marcada y representativa de gas en su operación y se

verificaron además como paso siguiente, CHP optima para cada pozo, Estado mecánico, niveles de fluido y desplazamiento de la bomba.

Finalmente a partir de los modelos matemáticos apropiados para el diseño de separadores de fondo (**ANEXO 3**), se proponen diseños de las herramientas necesarias para disminuir drásticamente la influencia del gas en la producción de líquidos. Fueron usadas herramientas computacionales para este fin. Como parte final se realizan las respectivas recomendaciones.

### **5.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTUDIO**

Esta etapa se determino, de los 116 pozos, aquellos candidatos a estudio, es decir, que presentan problemas considerables de interferencia por gas e ineficiencia de bomba en el sistema de levantamiento de bombeo mecánico, lo que finalmente se refleja en una merma considerable de la producción de líquidos valiosos.

Como una primera etapa de selección, se reviso una a una las cartas dinanometricas tomadas en el último año, para cada pozo; determinando el porcentaje de dinagramas que reportaron presencia de gas (Ecuación 6.), en relación a la cantidad de dinagramas tomados en campo durante el mismo lapso de tiempo.

Las etapas siguientes de descarte, se presentan a lo largo del estudio y muestran un análisis detallado de 7 pozos acerca del Impacto del gas, en la producción de líquidos.

$$PDPG = \frac{DPG}{DT} * 100 \quad \text{Ecuación 6.}$$

**PDPG**=Porcentaje de dinagramas con presencia de gas

**DT**=Dinagramas tomados

**DPG**= Dinagramas con presencias de gas

A continuación se presenta una tabla didáctica, donde se expone el porcentaje de dinagramas que mostraron interferencia de gas para cada pozo en el último año.

Tabla 3. Pozos candidatos a estudio (Por presencia considerable de gas).

<b>POZOS SELECCIONADOS</b>	<b>DINAGRAMAS TOMADOS</b>	<b>DINAGRAMAS CON PRESENCIA DE GAS</b>	<b>DINAGRAMAS CON PRESENCIA DE GAS (%)</b>
<b>Gala 14</b>	7	6	85.7
<b>Gala 29</b>	10	7	70
<b>Gala 30</b>	6	5	83.3
<b>Galán 124</b>	40	29	72.5
<b>Llanito 23</b>	28	25	89.3
<b>Llanito 95</b>	21	14	66.7
<b>Llanito 103</b>	41	34	83
<b>Llanito 107</b>	35	21	60
<b>Llanito 111</b>	8	8	100
<b>Llanito 112</b>	21	20	95.2
<b>Llanito 114</b>	24	24	100
<b>Llanito 118</b>	32	29	90.6
<b>Llanito 119</b>	34	34	100
<b>Llanito 128</b>	33	22	66.7
<b>Llanito 129</b>	36	31	86.1
<b>Llanito 132</b>	58	47	81

**Fuente: Autor**

## **5.4 ETAPA DE DESCARTE**

El análisis de parámetros operacionales de los pozos se realizó teniendo en cuenta datos históricos de septiembre de 2010 hasta Marzo del año 2011, tomando los principales parámetros operacionales:

- ❖ Presión en Casing (psig).
- ❖ Llenado de la bomba (%).
- ❖ Sumergencia efectiva (ft).
- ❖ Desplazamiento de la bomba (bls/día).

### **5.4.1 Impacto de la presión de cabeza de pozo (CHP).**

El único parámetro físico que puede controlar la producción de petróleo y gas en un pozo, en el cual los operadores pueden afectar sustancialmente es la presión de producción del fondo del pozo; al disminuir esta presión, aumenta la producción de petróleo y gas.

La contrapresión deteriora o restringe la producción, especialmente en los pozos más antiguos (ej.: pozos marginales) que típicamente se producen de formaciones en las cuales la presión ha declinado significativamente.

Una fuente común de contrapresión en pozos marginales es la presencia de gas en la cabeza del pozo (CHP casing head pressure), el cual puede generar presión importante en la formación de producción. A menudo este gas no puede ser producido debido a una alta presión de línea y tampoco puede ser venteado o quemado a la atmósfera debido a restricciones regulatorias.

Cuando existe suficiente cantidad de gas en la perforación (alta presión), puede también llevar al bloqueo por gas de la bomba de subsuelo, bajando la eficiencia de dichas bombas y acortando su vida útil.

Para analizar el impacto del incremento de la presión del revestimiento, en cabeza de pozo sobre la productividad de petróleo, se aplicó una metodología basada en el comportamiento de las principales variables de producción, contra un periodo de tiempo.

#### **5.4.2 Impacto de la sumergencia**

La sumergencia es un parámetro de operación importante en la eficiencia de bombeo, una baja sumergencia efectiva de la bomba puede ocasionar una baja eficiencia, además puede generar problemas de interferencia gas y otros problemas como son golpe de fluido por llenado incompleto de la bomba.

Como una de las medidas adoptadas para ayudar a la operación y correcta explotación de estos pozos, se implementaron controladores de pozos *pump off* para cada pozo con bombeo mecánico de este sistema de extracción que presentan baja o nula sumergencia.

#### **5.4.3 Análisis de datos de pozos descartados**

El análisis de datos consistió en primera medida, graficar las distintas variables operacionales versus el tiempo. Se identificaron cambios abruptos en CHP, SEMERGENCIA EFECTIVA, EFICIENCIA DE LLENADO, DEZPLAZAMIENTO DE LA BOMBA y se estableció su distancia en el tiempo para medir la ocurrencia del problema en el pozo.

#### 5.4.4 Aplicación de la metodología y resultados

A continuación, se presenta detalladamente la metodología llevada a cabo para el análisis y selección de los pozos con problemas operacionales; posteriormente se presenta una tabla resumen con los pozos.

##### **GALAN 124**

Unidad Tipo Mark II

Intervalo productor: 5130 – 6518 ft

Formación productora: ZONA B, C (La mugrosa)

Gravedad API: 21

Revestimiento: 7”

Tubería: 2-7/8”

Profundidad de la Bomba: 5972.14 ft

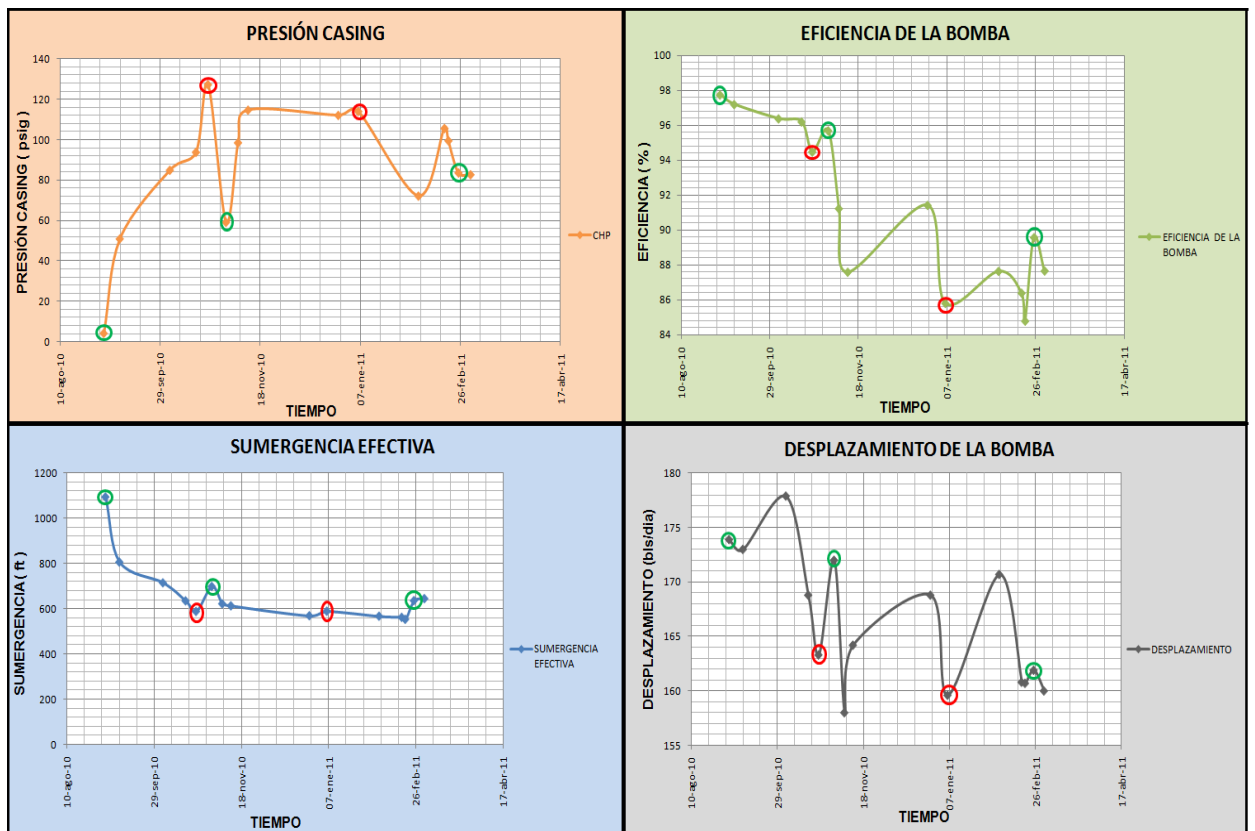
Tipo de bomba: 25-150-RPAC-20-3-1-1

El análisis de datos figura xx para este pozo se realizara desde **01-09-2010** hasta el **03-03-2011**.

La grafica muestra cambios abruptos en la presión de cabeza, se identifica un periodo donde la presión es liberada por efecto de descarga del anular (operación donde es abierto el anular, es conectada una TEA portátil, y es quemado el gas durante un periodo de dos ó tres horas, hasta que el flujo de gas no sea lo suficientemente estable para mantener la llama de la TEA encendida).

En la grafica se pueden identificar los periodos de descargas representados con (círculos verdes), altas CHP (círculos rojos) y como están relacionados con otras variables de operación de bombeo los cuales son:

Figura 50. Pozo- Gala 124. Variables operacionales versus el tiempo  
(CHP, EFICIENCIA DE LA BOMA, SUMERGENCIA EFECTIVA, DESPLAZAMIENTO DE LA BOMA)



Fuente: Autor

❖ Descarga :

El 1 de septiembre de 2010, la presión Casing es 4,1 psig aumentando la sumergencia efectiva de la bomba, para el mismo periodo a 1095 ft y aumentando la eficiencia volumétrica de la bomba a 96.02%.

❖ Aumento de CHP:

El 23 de octubre de 2010, la presión del Casing es 127,3 psig disminuyendo la sumergencia total de la bomba, para el mismo periodo a 587 ft y disminuyendo la eficiencia volumétrica de la bomba a 87,57%.

❖ Descarga:

El 1 noviembre de 2010 donde la presión del Casing es 59,1 psig aumentando la sumergencia efectiva de la bomba, para el mismo periodo a 698 ft y aumentando la eficiencia volumétrica de la bomba a 91,41%.

❖ Aumento de CHP:

El 6 de enero de 2010, la presión del Casing es 114 psig disminuyendo la sumergencia efectiva de la bomba, para el mismo periodo a 588 ft y disminuyendo la eficiencia volumétrica de la bomba a 84,76%.

❖ Descarga:

El 5 de febrero de 2011 donde la presión Casing es 72,1 psig aumentando la sumergencia efectiva de la bomba para el mismo periodo a 566 ft y aumentando la eficiencia volumétrica de la bomba a 89,56%.

Este comportamiento nos muestra como un control adecuado y permanente de las presiones de casing pueden contribuir notablemente a mejorar la eficiencia de desplazamiento de las bombas de subsuelo.

## **5.5 IMPLEMENTACION DE HERRAMIENTAS**

A continuación se presentan las variables operacionales tenidas en cuenta para la selección de pozos, así como los pozos seleccionados. Cada variable fue

estudiada cuidadosamente con el fin de establecer los valores máximos permitidos para un funcionamiento óptimo del sistema de bombeo mecánico. Este procedimiento se presenta de forma completa para cada pozo en esta sección.

**Tabla 4.** Pozos seleccionados para estudio de optimización.

POZOS	CHP >100psig	CHP <100 Psig	SUMERGENCIA <300 ft	SUMERGENCIA EFECTIVA >300ft	DESCARTADO
Gala 14	X		X		X
Gala 29	X		X		X
Gala 30		X		X	Nota: insuficiencia de datos para análisis
Galán 124	X			X	X
Llanito 23		x		x	
Llanito 95		X		X	
Llanito 103	X		X		X Nota: no hay datos de producción. Eficiencia de producción 93% pozo OK
Llanito 107	X		X		X Alta presión en el anular el pozo no se ventea regularmente.
Llanito 111		X	X		X
Llanito 112		X		X	
Llanito 114		X		X	
Llanito 118		X		X	
Llanito 119		X		X	
Llanito 128	X			X	X
Llanito 129		X		X	
Llanito 132	X			X	X

Fuente: Autor

## 5.6 POZO - LLANITO23

Tabla 5. Información de pozo

CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS	COMPLETAMIENTO
Unidad de Bombeo	Bomba tipo Inserto	API Crudo. 20.5	Tubing 2 7/8
A456 – 305 -144	API	BS&W. 50%	Varillas Grado D
Recorrido Actual 104.1 in.	25-125-RHBC-16-6-2- 2 CDV VAG P21	Viscosidad	1" – 1,560 pies 7/8" - 4,127 pies
Recorridos Disp. 104, 120, 144	Prof. Bomba 5741 ft	Gr. Esp. Gas 0.69	Perforaciones
THP 60 psi	PIP: 302 psi	Fr.Comp Gas. 0.9972	5462 – 5496 5842 - 5986 7028 -7040 ft
CHP 57 psi	PWF: 918.5 psi	Gr. Esp. Agua 1.05	
	Pe = 1,500 psi	Producción 11/01/10	Tubing Ancla. 5,518 ft.
	Fallas en Bomba	Aceite 17.85 BOPD Agua 17.15 BWPD	Revestimiento 7"
	Bomba Arenada y Pegada	Gas 17 MSCFPD GOR 1000 scf/bl	Formación Zonas B y C (Mugrosa)
			Ancla de Gas – No
			Anular - A Línea
			Colapso – 5,847 pies

Fuente: Autor

### 5.6.1 Paso 1 Entrada correcta de datos al TWM

Revisar entrada correcta de datos del pozo en el programa TWM. De igual manera que el nivel de fluido y el dinagrama hayan sido registrados y analizados correctamente. Como se observa en la **Figura 53**, la onda reflejada corresponde a la detección del nivel de fluido a 8.395 seg.

### 5.6.2 Paso 2 Cálculo de volumen de gas en casing

Evaluar volúmenes de gas en el anular del Casing (**Figura 51**). Analizar grafica de incremento de presión en Casing. La línea de tendencia debe ser ascendente (si genera gas) o mantenerse estable (si no genera gas o se ha estabilizado el pozo).

La tendencia actual es descendente lo que indica que existe una fuga leve en las conexiones de válvulas en el cabezal del pozo o en la conexión entre el cañón de gas y la línea de venteo en el anular. La gráfica muestra una presión en el anular de 57.20 psi. Esta fuga no es significativa y el registro puede ser usado para el análisis.

La figura 53 muestra como la tendencia de la presión en el casing, afecta la eficiencia volumétrica de la bomba. Se observa que cuando la CHP aumenta, la eficiencia volumétrica disminuye. En el mes de enero se realizo una descarga de casing, ya que la presión de cabeza (CHP) para esta fecha fue de 23,5 psi y en el mes de octubre del año anterior la presión es de 67.4 psi la mayor presión que alcanzada en el pozo.

Figura 51. Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer

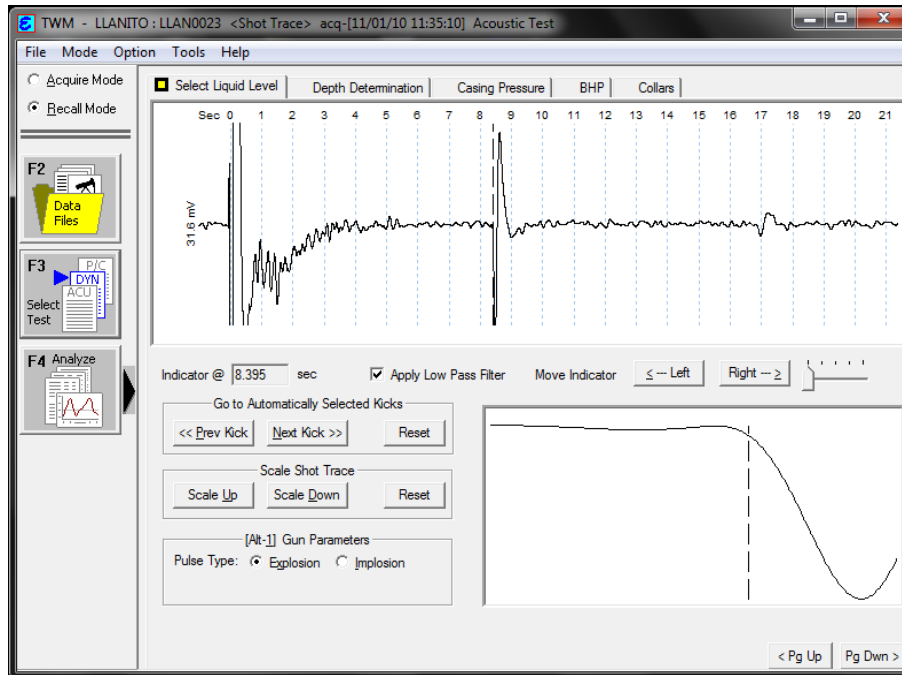
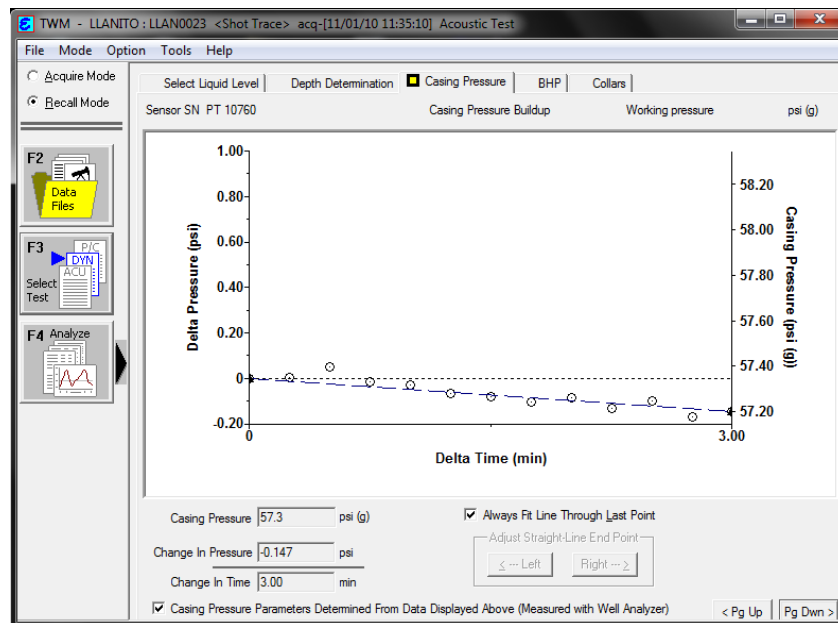


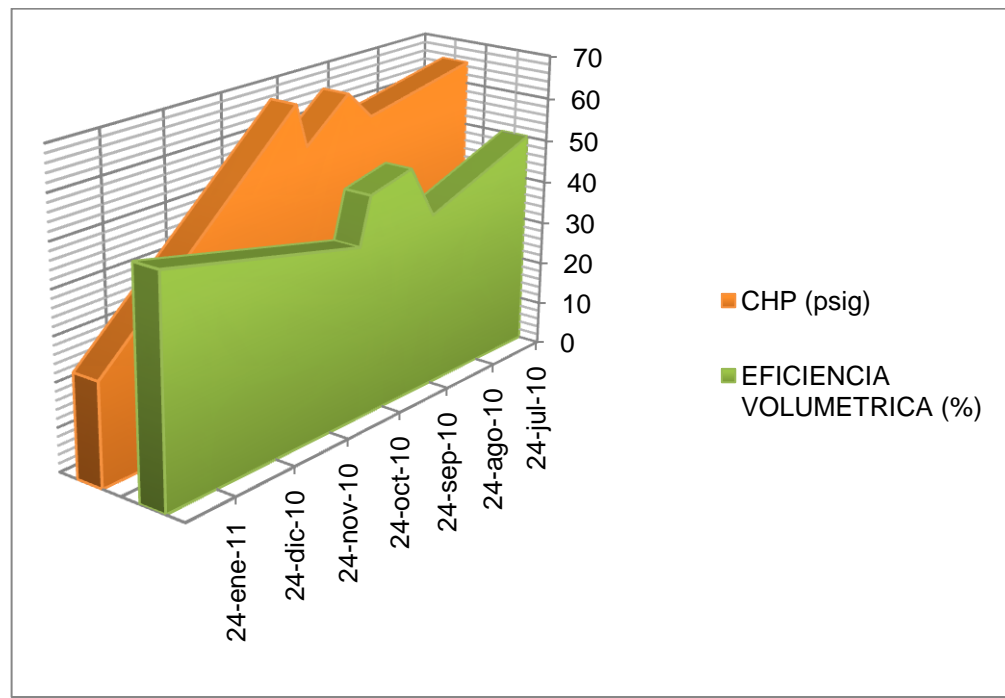
Figura 52. Incremento de Presión en casing.



Fuente: Autor

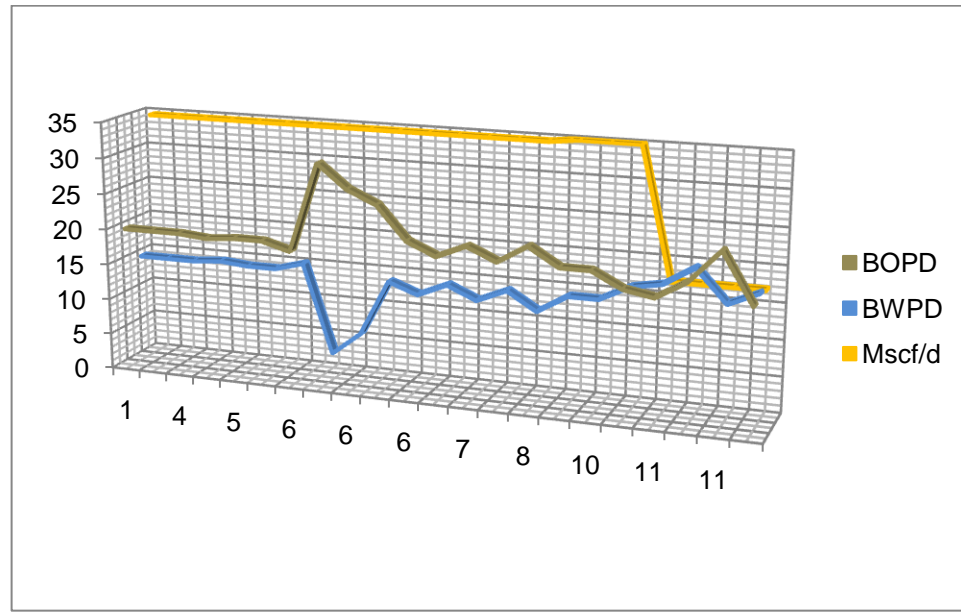
El anular se encuentra conectado a la línea de flujo y esto genera una contrapresión a la formación impidiendo obtener todo el potencial de producción disponible.

Figura 53. Presión en Casing Vs Eficiencia Volumétrica de Bomba-Llanito 23.



Fuente: Autor

Figura 54. Curva de Producción de fluidos Entre Enero y Diciembre de 2010



En la **figura 54** se observa que en el mes de junio la producción de aceite aumenta, debido a una disminución significativa de la producción de agua en el pozo, mientras la producción de gas se mantiene constante.

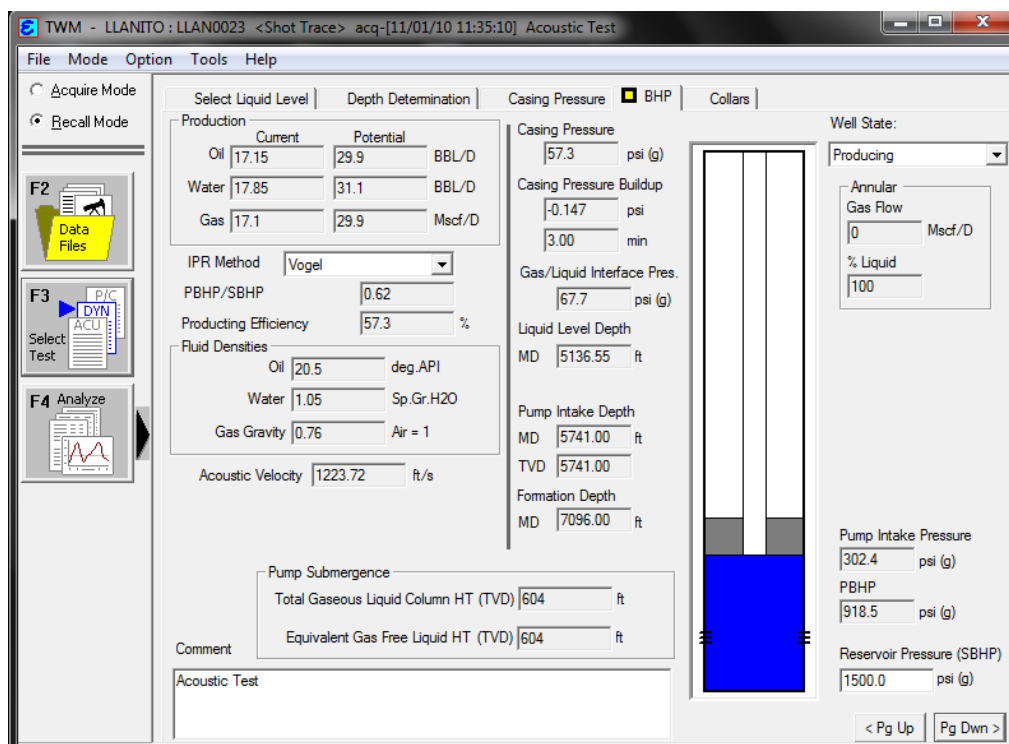
En los últimos tres meses la producción de gas disminuye, estabilizándose en el mes de diciembre a 17.3 Mscf esto se debió a una descarga de anulares significativa en estos meses o a una caída de la producción de gas; aumentando la producción de líquidos (agua y aceite).

### 5.6.3 Paso 3 Cálculo y análisis de IPR– método de vogel

Analizar el Índice de Productividad del Pozo (IPR) y determinar la eficiencia y el potencial de producción en el Sistema. Figura 55.

**Presión de Yacimiento Estimada: 1,500 psig**

Figura 55. Análisis de Eficiencia de Influjo (IPR). Método Vogel



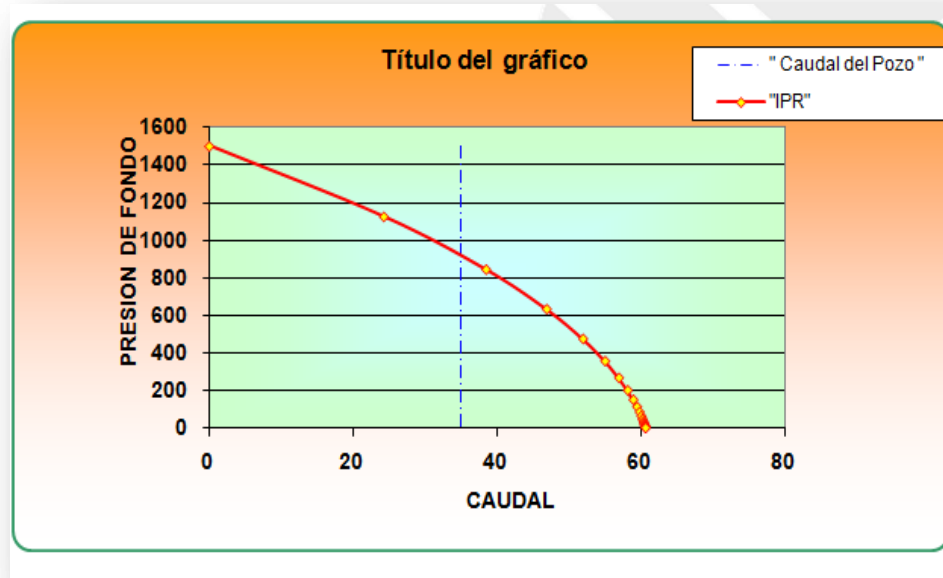
**Fuente:** Elaborada por el autor.

- ❖ Sumergencia efectiva: 604 ft
- ❖ Total columna líquido y gas: 604 ft
- ❖ Presión de entrada a la bomba: 302.4 psig
- ❖ Presión de Flujo de Fondo: 918.5 psi.
- ❖ Potencial de Aceite Adicional: 12.5 BPD para un Pe estimada en 1,500 psi.

La eficiencia de producción del sistema indica que solo el 57.3% de lo que aporta la formación se está extrayendo con el sistema de levantamiento actual por bombeo mecánico. Entre las causas que generan una eficiencia de producción tan baja, encontramos que la profundidad de entrada a la bomba esta aproximadamente 1,500 pies más arriba de los intervalos productores inferiores (7,028 - 7,040 pies), los cuales posiblemente están aportando todo o parte del gas a la columna de fluido en el anular del pozo.

Se estima a partir del IPR que existe un volumen adicional de aceite por recuperar (Aprox. 12 BOPD) si se sienta la bomba cerca o frente a los perforados.

**Figura 56.** Calculo de Eficiencia de Influjo (IPR). Llanito 23 - Método Vogel



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa

La curva de IPR indica que el potencial máximo de producción esperado para este pozo es de 62 BFPD. Sin embargo en pozos que producen de yacimientos de gas en solución, se requiere que las bombas de subsuelo para bombeo mecánico sean dimensionadas para mover el gas incluso. Esto implica utilizar los recorridos más

largos y diseños de bombas especiales o en su defecto dimensionar separadores de gas que impidan o limiten la entrada de gas a la bomba de subsuelo.

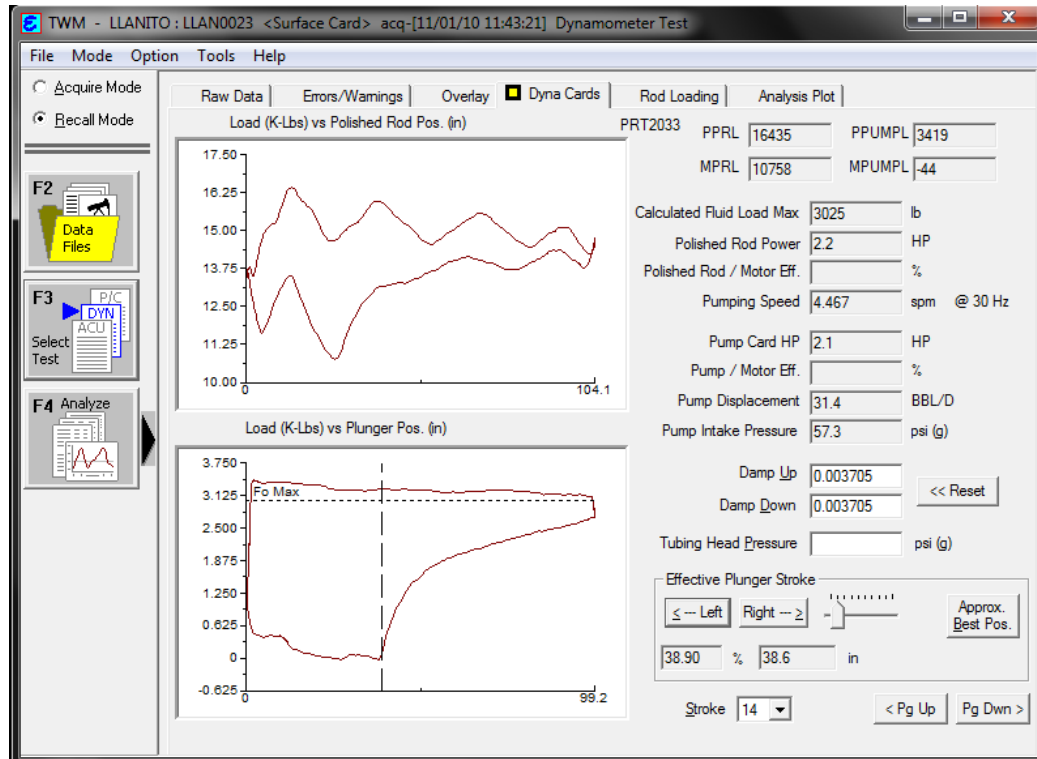
La bomba instalada actualmente tiene una capacidad de desplazamiento teórico de 80 BFPD y cumple con los parámetros de diseño del 120% en caso de baja eficiencia mecánica o de desgaste. Sin embargo no fue considerado un factor adicional de sobredimensionamiento por manejo de gas.

#### **5.6.4 Paso 4 Análisis de eficiencia volumétrica de la bomba**

- DETERMINAR POZOS PRODUCTORES BAJO ACEPTABLES NIVELES DE EFICIENCIA. Varía de campo a campo dependiendo de las condiciones de bombeo.
- COMPARAR LA PRODUCCION ACTUAL CON LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POZO. En presencia de gas, el desplazamiento de la bomba debe ser mayor que el aporte de la formación.
- DETERMINAR SÍ LA BOMBA DE SUBSUELO ESTA EN BUENAS CONDICIONES MECANICAS. Se debe revisar el estado de la bomba, determinando la pérdida de presión después de presurizar la tubería de producción, o mediante registros dinamométricos verificar el estado de las válvulas de la bomba de subsuelo.

- Si la eficiencia es baja y el pozo tiene mayor capacidad de producción que la actual, y la bomba está en buenas condiciones mecánicas, entonces debe realizarse un trabajo muy detallado, para determinar las causas de la pobre eficiencia de bombeo.

**Figura 57.** Prueba Dinamométrica Llanito 23 – Noviembre 1 de 2010



Fuente: Autor

- ❖ **Recorrido de la unidad en superficie: 104.137 in**
- ❖ **Golpes por Minuto. 4.4672 (Figura 4)**
- ❖ **Recorrido de la bomba en fondo: 99.2 in (Figura 4)**
- ❖ Desplazamiento Teórico de la bomba: 80 BBL/D
- ❖ Producción Promedio de Fluidos en Tanque: 35 BFPD.
- ❖ Porcentaje de llenado promedio de la bomba: 46.06 % (Tabla 1)
- ❖ Desplazamiento efectivo promedio de la bomba: 36.848 BFPD

- ❖ Eficiencia de Desplazamiento: 35 BFD/ / 36.848 BFPD: 94.98%. La bomba está en buenas condiciones mecánicas.
- ❖ Eficiencia volumétrica de la bomba=  $35 / 80 * 100 = 43.75 \%$ , Baja eficiencia por interferencia de gas.

La carta dinamométrica de fondo indica que el gas presente en el anular del pozo entra directamente a la bomba reduciendo su eficiencia volumétrica (llenado promedio 46%). Ver Tabla 6 - Eficiencia volumétrica de la bomba. La bomba presenta interferencia por gas, haciendo que su llenado sea variable en cada embolada (ver tabla) y facilitando la depositación de sólidos en suspensión que puedan estar presentes en el fluido de producción.

La Presión de entrada a la bomba calculada a partir de la carta de bomba y estimada en 57.3 psi también nos confirma que la bomba está desplazando todo el fluido disponible a la profundidad de asentamiento de 5,741 pies. Por lo tanto para aprovechar la capacidad de desplazamiento de la bomba de hasta 80 BFPD, se requiere profundizarla y sentarla arriba del intervalo productor de fondo aproximadamente a 7,000 pies. Esto aumentará la presión de entrada de los fluidos y facilitará la apertura de la válvula fija.

Tabla 6. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento. (A partir de Dinagramas)

<b>EMBOLADA</b>	<b>EFICIENCIA LLENADO (%)</b>	<b>DESPLAZAMIENTO (bpd)</b>
1	49.5	40.1
2	50.52	41.1
3	52.57	42.1
4	38.47	31.2
5	37.46	30.6
6	44.9	36.5
7	45.69	36.4
8	46.34	36.8
9	43.46	34.9
10	40.09	32.1
11	45.33	36.4
12	40.22	32.4
13	53.82	43.3
14	38.4	31
15	47.13	38
16	48.46	38.5
17	51.73	41.2
<b>Promedio</b>	<b>46.06952381</b>	<b>37.01904762</b>

Fuente. El Autor

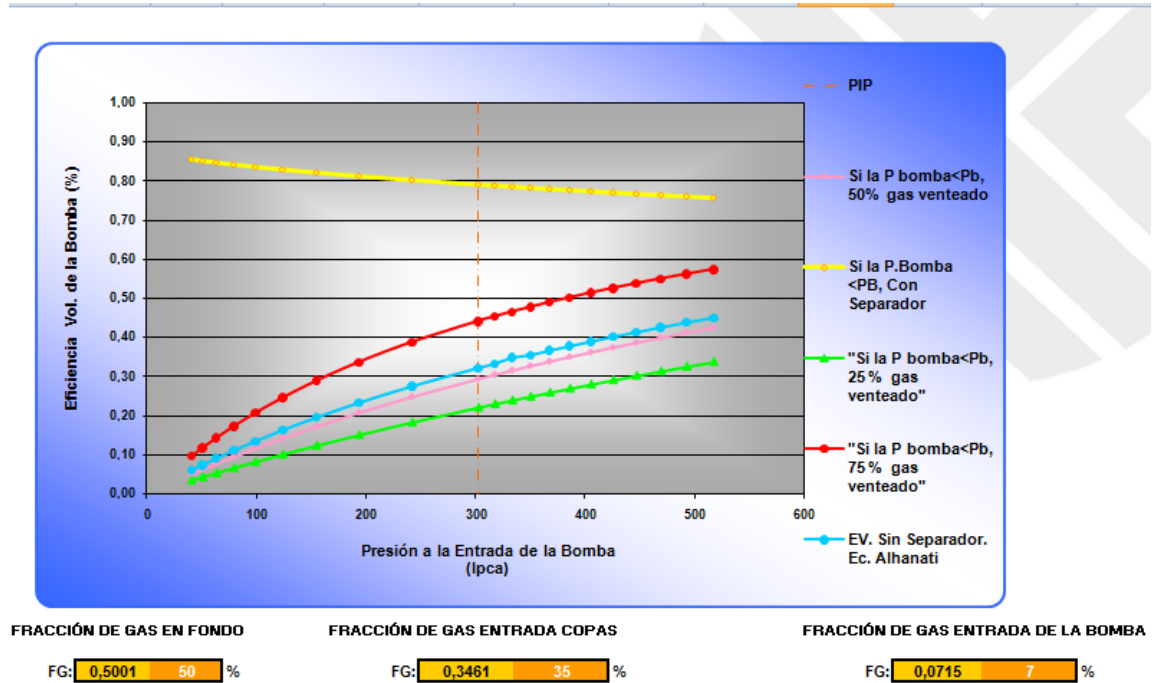
La Figura 58, nos aproxima a la eficiencia volumétrica de la bomba para las condiciones actuales de operación en fondo de pozo y para diferentes condiciones de venteo de gas en el anular.

Dada la relación gas aceite del pozo, la fracción de gas esperada en fondo es del 50% antes de entrar en la bomba de subsuelo o en el separador de gas tipo copas, en caso de ser instalado en el pozo. Si la eficiencia del separador diseñado es buena, puede esperarse que la fracción de gas a la entrada de la bomba disminuya hasta un 7%.

En caso de no tener separador de gas, la fracción de gas a la entrada de la bomba sería del 50%. Considerando que exista un adecuado venteo del anular (máximo 75%), la eficiencia volumétrica de la bomba sería máximo de un 44%. En este caso, la línea de anular del pozo Llanito 23 está conectada a la línea de producción, lo que permite desalojar entre un 50 y hasta un 75% del gas presente en el anular.

La curva de eficiencia volumétrica sin separador, nos confirma que, aun cuando se logre una adecuada reducción de la presión de entrada a la bomba, la eficiencia volumétrica de la bomba disminuirá proporcionalmente a dicha reducción. Por lo tanto se hace necesario diseñar un ancla de gas si se espera mejorar la eficiencia volumétrica hasta un 80% para la misma PIP.

**Figura 58.** Eficiencia Volumétrica Vs. Venteo Anular – Pozo Llanito 23



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

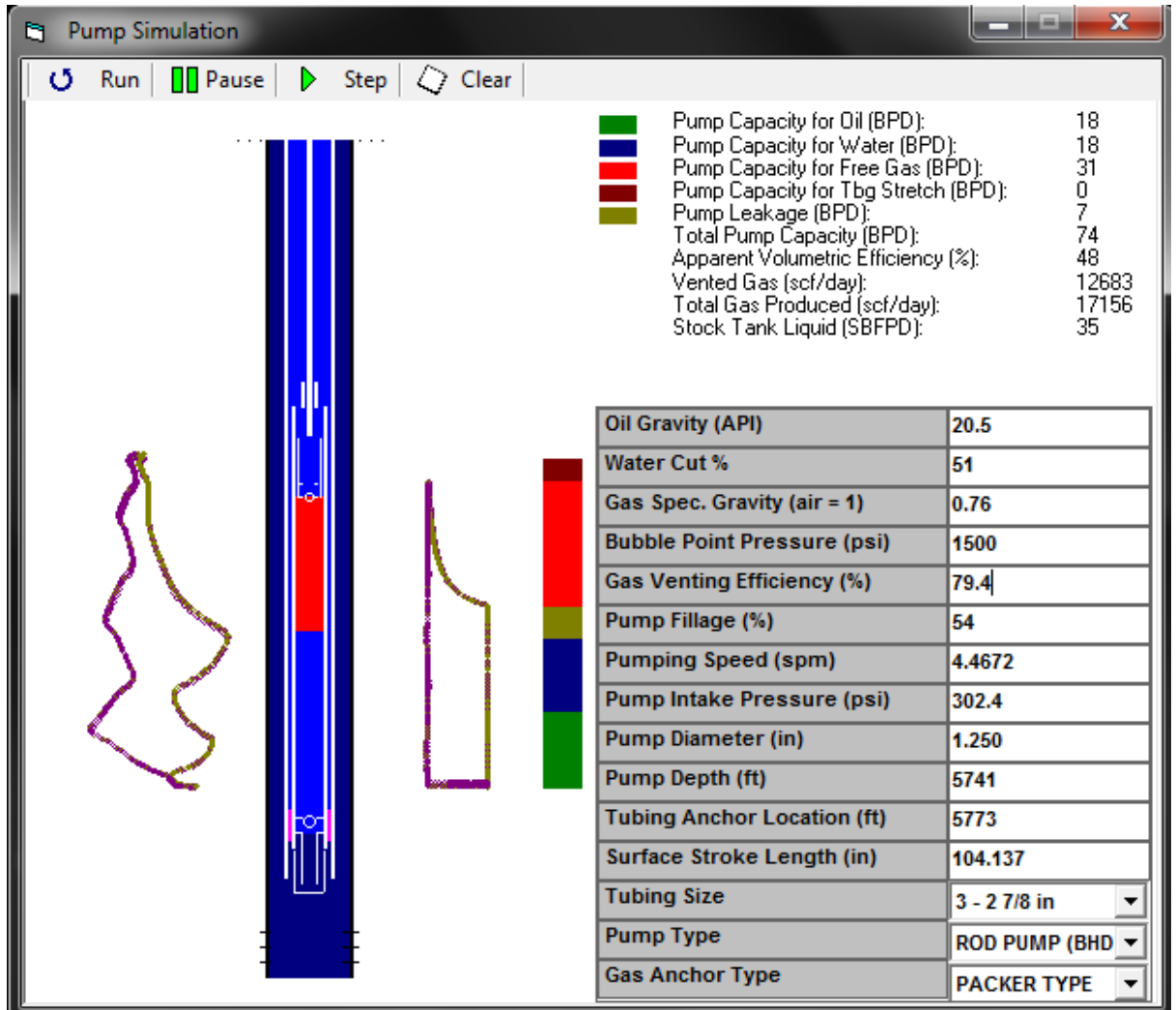
### SIMULACION DE LA CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA EN PRESENCIA DE GAS

Manejo del gas por la bomba (VENTEO 79.4 %) (**Figura 58**), se observa que el volumen máximo ocupado por el gas es 31BPD de la capacidad de la bomba, volumen de aceite 18 BPD, volumen de agua 18BPD, fugas entre el barril y el pistón de 7 BFPD.

Si se ventea un 79.4% del gas, la producción del gas venteado es de 12,683 scf/d. La diferencia entre este valor y el total de gas producido (17,156 scf/d) nos indica

que la bomba está manejando el equivalente a 4,473 scf/d (31 BPD), reduciendo la eficiencia volumétrica aparente a un 48%.

**Figura 59.** Simulación SROD .Venteo De Gas a 79.4%.



**Fuente:** Calculadora SROD – Lufkin Automation

### 5.6.5 Paso 5 Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo

Evaluar la compresión en la bomba, para evaluar el efecto del espacio muerto existente entre las válvulas fija y viajera sobre la eficiencia de desplazamiento para las condiciones actuales de operación. La Figura 59, nos indica que un espaciamento mínimo de 1 pulgada entre la válvula fija y viajera al final del recorrido descendente genera una pérdida en la eficiencia volumétrica del 50%. Esto significa que las dimensiones de la caja fija, el tapón P12, así como el uso de Doble Caja de Válvula Fija y Viajera, contribuyen significativamente a disminuir la capacidad de la bomba para comprimir el gas presente en los fluidos de producción.

**Figura 60.** Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 23

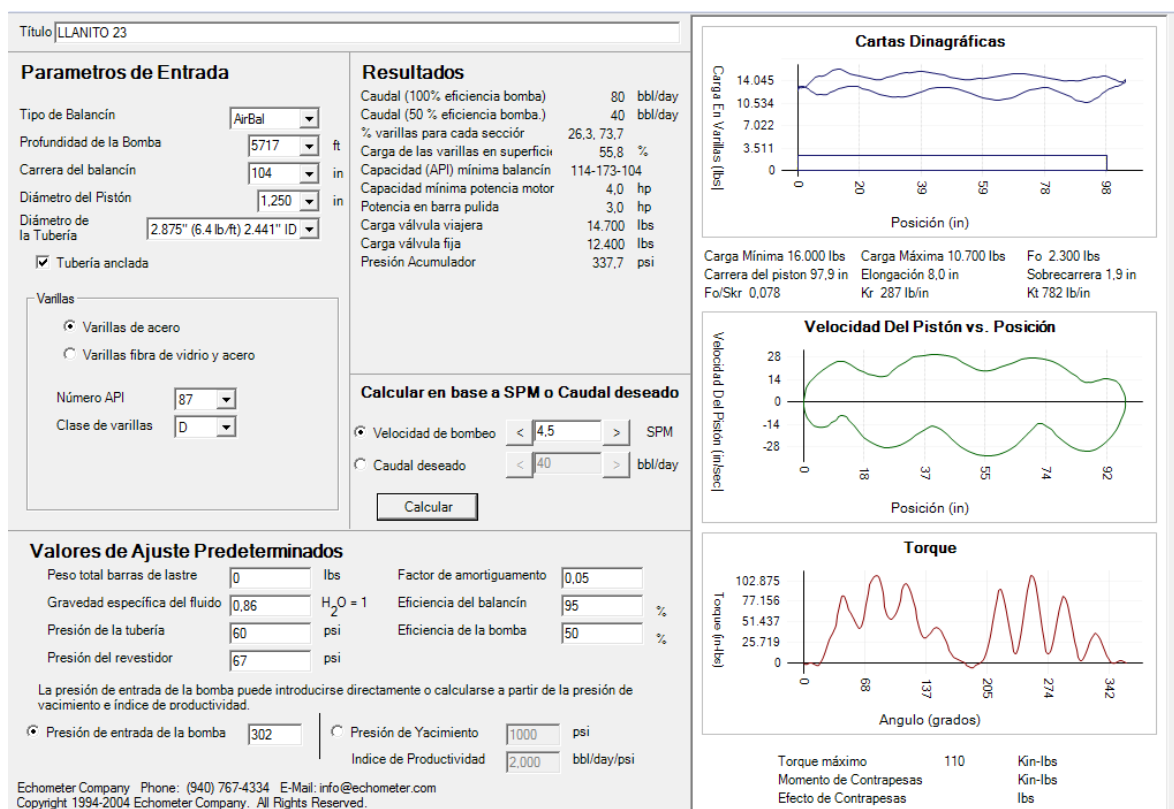
EFECTO DEL ESPACIAMIENTO EN LA CAPACIDAD DE LA BOMBA PARA MANEJAR GAS						
<b>Datos Generales</b>						
PAIS	Colombia					
DEPTO	Santander					
COMPANIA	ECOPETROL					
CAMPO	Llanito					
POZO	23					
<b>Información De Pozo</b>						
BFPD	35	BSw(%)	51	Recorrido superficie(pulg)	104.117	
BOFD	17.15	GOR	937.08	Recorrido bomba (pulg)	36.3	
KPCED(LINEA)	17.1	Pt(psi)	50	SPM	5	
KPCED(ANULAR)	0	Pr(psi)	1500	Gradiente Fluido(psi/pie)	0.392	
<b>D. Teórico(bbl/día)</b>	<b>85.812</b>			<b>Ev. Bomba Actual(%)</b>	<b>40.787</b>	
<b>Datos De La Bomba De Subsuelo</b>						
Bomba API		Área Barril(pulg <sup>2</sup> )	1.227	Tolerancia "C"(%)	0.007	1
Prof. Niple Bomba(pies)	5741	Vol. Barril(pulg <sup>3</sup> )	120.614	Relación De Compresión	7.442	
Diámetro Piston(pulg)	1.174	Vol. Cajas(pulg <sup>3</sup> )	8.9	Factor Comp. Succión "Zs"	1	
Presión De Entrada(psi)	302.4	Vol. Total(pulg <sup>3</sup> )	129.514	Factor Comp. Descar. "Zd"	0.7	
Presión De Descarga(psi)	2250.472			Relación Calor Especifico	1.26	
Nivel De Fluido(pies)	5136.55			<b>Ev. Bomba Como</b>		
				<b>Compresor De Gas</b>	<b>88.335</b>	
<b>EFECTOS DEL ESPACIAMIENTO EN LA Ev</b>						
<b>Espaciamento</b>	<b>Tolerancia (%)</b>	<b>Ev(%)</b>	<b>Producción Real (bpd)</b>			
0	0.7	88.335	85.248			
1	7.59	50.60309	48.835			
2	8.29	46.73373	45.101			
3	8.98	42.91965	41.420			
4	9.66	39.1608	37.792			
5	10.33	35.45732	34.218			
6	11.00	31.75379	30.644			
7	11.65	28.16082	27.177			
8	12.29	24.62312	23.763			

Fuente: Elaborada por el Autor

## 5.6.6 Paso 6 Análisis sistema de levantamiento

### Equipo de Superficie

Figura 61. Análisis del Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 23



Fuente: Autor

Utilizando el programa QROD (Echometer) – Figura 61, se determina que la Unidad Balanceada por Aire (A456-305-144) existente, está sobredimensionada, dado que el requerimiento de torque para las condiciones actuales es de tan solo 110 Klb-pulg. Esta unidad puede soportar la profundización de la sarta de bombeo, buscando ubicar la bomba cerca de los intervalos inferiores a 7,000 pies. En caso de encontrar limitaciones para profundizar la bomba, se recomienda el

traslado de la unidad a otro pozo con mayores requerimientos de producción y profundidad de levantamiento e instalar una unidad 228 en su reemplazo.

La sarta de varillas Grado D existente está soportando una carga de tensión del 48% y la operación a bajas velocidades de bombeo minimiza el riesgo de falla en la sarta por compresión. De igual manera para reducir fallas por fricción varilla-tubing se recomienda rediseñar la sarta de varillas por una tipo API 76, dado que existe muy poco espacio entre los acoples de la varilla de 1" y el diámetro interno de la tubería de 2 7/8". En Todo caso las varillas de 7/8" deben usar acoples tipo slim hole.

En términos generales si se decide profundizar la bomba a 7,000 pies, previo estudio del colapso existente, el sistema de levantamiento dimensionado actualmente puede ser rediseñado y utilizar la mayor parte de sus componentes para las nuevas condiciones de operación.

### **Bomba de Subsuelo**

Descripción API - **25-125-RHBC-16-6-2-2 CDV VAG P21**

Tamaño de tubería: **2 7/8 in OD**

Diámetro de la bomba: **1 ¼ in**

Tipo de bomba: **Varillas**

Tipo de barril para bombas con piston de metal: **Pared Gruesa**

Localización del ensamblaje de asentamiento: **Fondo**

Tipo de ensamblaje de asentamiento: **Copas**

Longitud de barril en pies: **16**

Longitud nominal del pistón en pies: **6**

Longitud Total de extensiones: **2**

Doble Caja de Válvula Fija y Viajera

Tapón P12

La bomba tipo RHB se utiliza en:

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

El uso de Doble caja de válvula fija y válvula viajera disminuyen la capacidad de compresión de la bomba. La implementación de doble caja ha sido por años recomendada en los procesos de ensamble de bomba en pozos con problemas de arena. Sin embargo esta práctica debe revisarse y buscar otras alternativas de separación y control de arena, que no afecten directamente el desempeño/eficiencia de la bomba de subsuelo.

El uso de bombas de mayor diámetro, no garantiza una mejor relación de compresión. Figura 60. Por lo tanto se recomienda inicialmente implementar ancla de gas y profundizar bomba existente de 1.25 pulgadas en este caso. Esto también implica que debe enfocarse el trabajo de selección de bomba de subsuelo en disminuir los volúmenes no desplazados, utilizando una caja para válvula fija y una caja para válvula viajera con dimensiones mínimas de manera que se reduzca el espaciamiento en bomba. Así mismo la varilla de bomba debe ser cortada con precisión e instalar tapón de retención (P12) tipo recortado y de inserción en la caja de la válvula viajera.

**Opción 1 – Revisar y/o Analizar las dimensiones y especificaciones API de la bomba de subsuelo instalada actualmente.**

Evaluar y dimensionar los componentes de la bomba de subsuelo actual (20-125-RHBC-16-6-2) que tienen relación directa con la capacidad de compresión de gas.

Primero se busca reducir el Espaciamiento en Bomba, eliminando la doble válvula fija

Primero se busca reducir el Espaciamiento en Bomba, usando UNA Caja Fija y UNA Viajera de Menor Tamaño, para aumentar la capacidad de compresión en la bomba.

Si tan solo se reduce el volumen no desplazado de 4 a 2 pulgadas, mediante el reemplazo de la doble caja fija por una sola caja de Alto Volumen y Compresión, se aumenta la capacidad de compresión de la bomba y se espera incrementar la capacidad de desplazamiento de la bomba como se observa en la Figura 58.

**Tabla 7.** Reducción de espaciamiento de VALVULAS- Llanito 23

<b>Espaciamiento VF- VV</b>	<b>Relación de compresión</b>	<b>de Producción Real (bpd)</b>
<b>4</b>	<b>0.43427711</b>	<b>37.379</b>
<b>2</b>	<b>0.86855423</b>	<b>45.105</b>

Sin embargo, este incremento leve de producción (6 BFPD), puede verse afectado por un incremento simultaneo en la producción de gas, al no tener instalada un ancla o separador de gas debajo de la succión de la bomba.

## Opción 2 – Efecto al cambiar el Recorrido

Se realizan cálculos simulando el efecto de un aumento en el recorrido de la bomba de 104.137 pulgadas a 144 pulgadas.

**Figura 62.** Eficiencia volumétrica de bomba Llanito 23 – Recorrido 144 pulgadas.

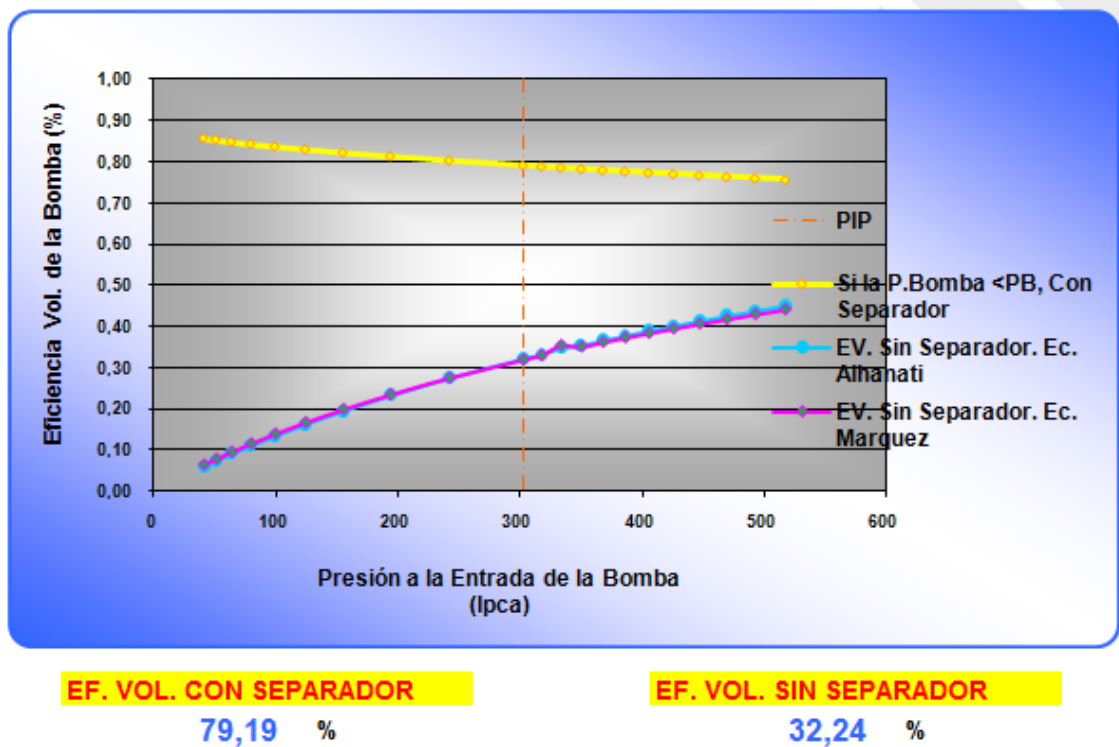
EFECTO DEL ESPACIAMIENTO EN LA CAPACIDAD DE LA BOMBA PARA MANEJAR GAS					
<b>Datos Generales</b>					
PAIS	Colombia				
DEPTO	Santander				
COMPANIA	ECOPETROL				
CAMPO	Llanito				
POZO	23				
<b>Información De Pozo</b>					
BFPD	35	BSW(%)	51	Recorrido superficie(pulg)	144
BOPD	17.15	GOR	997.08	Recorrido bomba (puig)	137.1
KPCED(LINEA)	17.1	Pt(psi)	50	SPM	5
KPCED(ANULAR)	0	Pr(psi)	1500	Gradiente Fluido(psi/pe)	0.392
<b>D. Teórico(bbl/día)</b>	<b>118.661</b>			<b>Ev. Bomba Actual(%)</b>	<b>29.496</b>
<b>Datos De La Bomba De Subsuelo</b>					
Bomba API		Area Barril(pulg <sup>2</sup> )	1.227	Tolerancia "C"(%)	0.005
Prof. Niple Bomba(pies)	5741	Vol. Barril(pulg <sup>3</sup> )	168.222	Relación De Compresión	7.442
Díametro Piston(pulg)	11/4	Vol. Cajas(pulg <sup>3</sup> )	8.9	Factor Comp. Succión "Zs"	1
Presión De Entrada(psi)	302.4	Vol. Total(pulg <sup>3</sup> )	177.122	Factor Comp. Descar. "Zd"	0.7
Presión De Descarga(psi)	2250.472			Relación Calor Especifico	1.26
Nivel De Fluido(pies)	5136.55			<b>Ev. Bomba Como Compressor De Gas</b>	<b>88.335</b>
<b>EFFECTOS DEL ESPACIAMINTO EN LA Ev</b>					
<b>Espaciamiento</b>	<b>Tolerancia (%)</b>	<b>Ev(%)</b>	<b>Producción Real (bpd)</b>		
0	0.5	88.335	118.896		
1	5.56	61.82422	83.214		
2	6.09	58.89456	79.271		
3	6.61	56.02019	75.402		
4	7.12	53.2011	71.607		
5	7.63	50.38198	67.813		
6	8.14	47.56288	64.018		
7	8.64	44.79905	60.298		
8	9.13	42.0905	56.653		

Si tan solo se incrementa el recorrido en superficie a 144 pulgadas en las peores condiciones operacionales (sin ancla de gas) y con un espaciamiento mínimo de 1 pulgada, el desplazamiento esperado seria de aproximadamente 83.124 BFPD, bajo las mismas condiciones de ensamble de bomba y velocidad de bombeo. La capacidad de desplazamiento de la bomba es de 118 BFPD para una eficiencia volumétrica del 88% como compresor de gas y con un espaciamiento mínimo o cercano a cero. Sin embargo, si consideramos que la bomba opera con un 48% de eficiencia volumétrica, lo que equivale a una operación con espaciamiento de 4

pulgadas mínimo, el potencial esperado de producción sería de 71 BFPD. **Figura 62.**

### 5.6.7 Paso 7 - Diseño / rediseño de el ancla de gas.

**Figura 63.** Eficiencia Volumétrica de la Bomba con/sin separador – Llanito 23



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

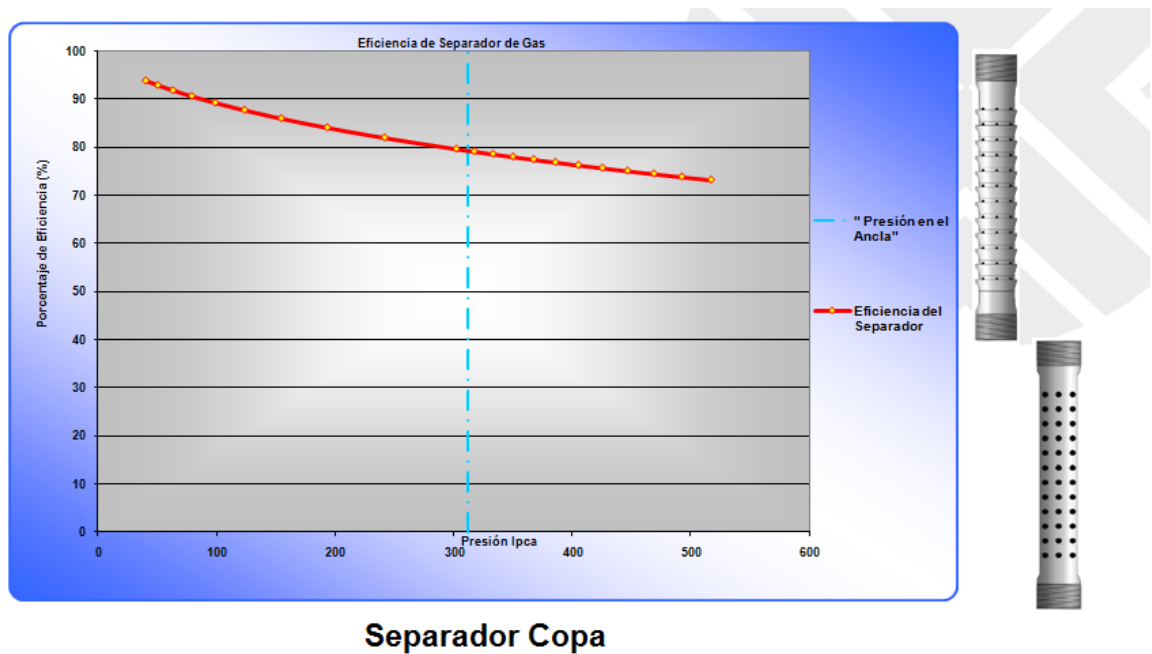
Como primera alternativa se diseña y propone un separador o ancla de gas tipo copas.

En la Figura 63 se establece que si la instalación actual de bomba en este pozo no tiene un separador de gas, la eficiencia volumétrica de la bomba es de 32,4 % para una PIP de 302 psi. Este valor es muy aproximado al obtenido en el paso 4,

donde la eficiencia estimada a partir de la carta de bomba es del 37.8%. Si se instala un separador de gas esta eficiencia podría aumentar a un 79,19%.

Con los parámetros de operación ingresados en el programa de cálculo para anclas de gas, se recomienda inicialmente, la implementación de un separador tipo copas, la cual bajo las condiciones operacionales existentes lograría aumentar la eficiencia de la bomba hasta un 78,9%. Figura 64.

**Figura 64.** Eficiencia Separador de Gas tipo Copas



**Fuente:** Autor

**Figura 65.** Diseño Recomendado. Separador de Gas Tipo Copas – Llanito 23

POZO:	LLANITO 23
YACIMIENTO:	Formación Esmeraldas-La Paz
TASA DE LÍQUIDO	35
TASA DE DISEÑO	60
CASING	5-1/2" x 17.00 lb/ft

AREA DE DISEÑO	0,00780	
AREA SELECCIONADA	0,01048	
TUBO DE BARRO	3-1/2" x 12.95 lb/ft	
TUBO DE SUCCIÓN	2 3/8"	
ORIFICIOS	0,50	Pulg
ÁREA POR ORIFICIO	0,00136	PIES 2
AGUJEROS POR SECCIÓN	72	
ÁREA/ SECCIÓN	0,09817	PIES 2
ÁREA TOTAL	0,04191	PIES 2
SECCIONES	1	COPAS
EV Bomba (%)	78,19	

**TASA DE DISEÑO ALTA**

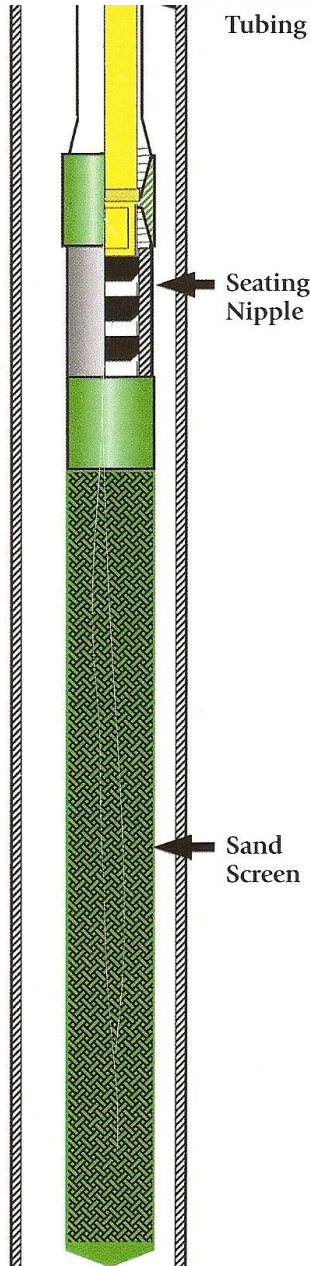
**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

Una segunda alternativa es implementar filtros en fibra de vidrio de vena excéntrica que permiten no solo controlar los sólidos en suspensión para tamaños de partículas de hasta 120 micrones presentes en la corriente de flujo de fluidos hacia la bomba, sino que por su diseño, separa el gas presente en el fluido en volúmenes de hasta 5 MMPC/DIA. Esto significa que no se requiere un diseño especial de separadores de gas por cada pozo como el caso presentado anteriormente. El filtro de vena excéntrica por sus características, presenta caídas de presión mínima, mientras posee una permeabilidad y porosidad mayores a la roca del yacimiento que contiene el aceite, el agua y el gas.

Solamente se requiere conocer las especificaciones de la conexión a la tubería de producción, tamaño promedio de partículas en suspensión y el volumen de fluidos

a desplazar a través del filtro para determinar la cantidad de elementos filtrantes o de separación a instalar.

**Figura 66.** Filtro de Vena Excéntrica – Separación de Gas y Arena.



PRODUCT	LENGTH	WEIGHT	OD	ID
SFG-3.0	19 Ft.	40	3"	2.25"
SFG-3.75	19 Ft.	50	3.75"	3"
SFG-4.5	19 Ft.	60	4.5"	3.75"

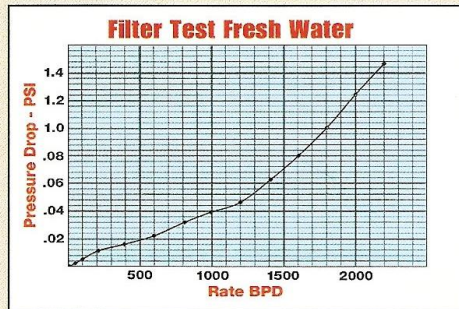
PRODUCT	Porosity Lineal Ft.	Open Area Square In. Lineal Ft.	Max Temp °F	Conn. Box Pin
SFG-3.0	33.34%	48.25	200	2-3/8"
SFG-3.75	37.93%	53.65	200	2-7/8"
SFG-4.5	42.65%	62.38	200	3-1/2"

High Temperature model numbers—SFGHT 300°F

**SFG-3.75 Sieve Analysis Test**

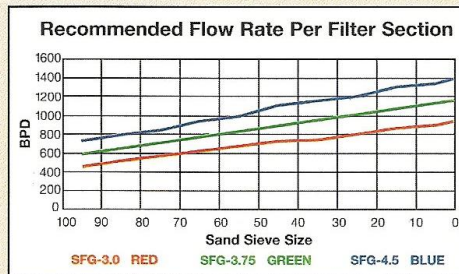
The test period was one hour using a sand load of 5 lbs of each Mesh.

Flow Rate	Sand Size	Pressure Drop in PSI Across Screen			
		15 Min	30 Min	45 Min	1 Hour
400 BPD	#12 Mesh	0	0	0	0
400 BPD	#20/40 Mesh	.004	.008	.10	.12
400 BPD	#100 Mesh	.144	.288	.438	.75



**Strength Test**

Pull Test On Top Adapter Threads:  
4,950 PSI



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.



## RECOMENDACIONES CAMBIOS OPERACIONALES O DE EQUIPO A IMPLEMENTAR.

Para evitar la interferencia de gas se requiere realizar las siguientes acciones:

- Aumentar el recorrido en superficie hasta 144 pulgadas de manera que se garantice un desplazamiento de 71 BFPD en la bomba al 48% de eficiencia.
- Profundizar la bomba hasta 7,000 pies buscando obtener el potencial máximo de producción de 60 BFPD calculado a partir del IPR.
- Instalar un sistema de separación de gas en fondo. Se propone un sistema de separación tipo copas y un filtro de separación de sólidos y gas en Fibra de Vidrio.
- Revisar el ensamble de bomba y eliminar el ensamble de doble válvula fija y viajera, con el fin de reducir el volumen no desplazado (lugar donde se acumula la mayor parte del gas a la entrada de la bomba).
- Re-espaciar la bomba de manera que la distancia, entre válvulas fija y viajera al final del recorrido descendente no exceda de  $\frac{1}{4}$ ".
- Asegurarse en el ensamble de bomba que la varilla sea cortada de manera que la válvula viajera en el pistón quede a  $\frac{1}{4}$ " de la válvula fija.
- Instalar tapón P12 tipo recortado de inserción dentro de la caja de válvula viajera (C11) a fin de reducir al máximo posible la distancia entre las válvulas fija y viajera y de esta manera reducir el volumen no desplazado o lugar donde se acumula el gas a la entrada de la bomba.
- Instalar válvula de anillo o VAG en el tope del pistón entre el C12 y el P21. Esta válvula además de disminuir la presión hidrostática sobre la válvula

viajera y facilitar su apertura, minimizará la depositación de sólidos en suspensión presentes en el fluido de producción.

- Instalar Caja tipo HIVAC de Alto Volumen y Compresión que contribuya disminuir las pérdidas de presión a la entrada de la bomba y a reducir el volumen no desplazado entre esta y la válvula viajera.

## 5.7 POZO - LLANITO 112

Tabla 9. Caracterización del pozo

CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS	COMPLETAMIENTO
Unidad de Bombeo A-640D-305-168	Bomba tipo <b>Inserto</b> API	API Crudo. <b>21.5</b> BS&W. <b>22%</b>	Tubing 2 7/8 Varillas <b>Grado D</b>
Recorrido Actual 168 in.	25-175-RHAC-24-2-0-0 Prof. Bomba 6975.00 ft	Viscosidad Gr. Esp. Gas 0.67	1" – 2352 pies 7/8" - 2825 pies 3/4" – 1777 pies
Recorridos Disp. <b>168.000</b> <b>140.797</b> <b>118.272</b>	PIP: 455.8 psi PWF: 512.6 psi <b>Pe = 1,600 psi</b>	Fr.Comp Gas. 0.9972 Gr. Esp. Agua 1.05	Perforaciones 5159 – 5167 ft 5447 – 5568 ft 7216 - 7224 ft
THP 59.8 psi CHP 100 psi	<b>Fallas en Bomba</b> FRICCIÓN EN EL SISTEMA, PRESENCIA DE SOLIDOS	Producción <b>19/9/10</b> Aceite 110.76 BOPD Agua 31.24 BWPD Gas 28.6 MSCFPD GOR 260 scf/bl	Tubing Ancla. 6958,60 ft. Revestimiento 7" Zona D <b>Formación Esmeraldas-La Paz</b> Ancla de Gas – No Anular - A Línea <b>F.C 7807'</b>

### 5.7.1 Paso 1 Entrada correcta de datos al TWM

Como se observa en la **Figura 65**, la onda reflejada corresponde a la detección del nivel de fluido a 6.186 seg.

### 5.7.2 Paso 2 Cálculo de volumen de gas en casing

La tendencia actual es ascendente lo que indica que la presión en el Casing es un dato correcto y no se presenta fuga, se ajuste a la tendencia. La gráfica muestra una presión en el anular de 59.8 psi. El anular se encuentra conectado a la línea de flujo y esto genera una contrapresión a la formación impidiendo obtener todo el potencial de producción disponible.

La figura 69 muestra como la tendencia de la presión en el casing, afecta la eficiencia volumétrica de la bomba. Se observa que cuando la CHP aumenta, la eficiencia volumétrica disminuye. El comportamiento de la presión ha variado desde los 49,3 psi hasta 67,7 psi; mientras la eficiencia fluctuó entre los 74 y 82% lo cual es de esperarse, ya que el valor máximo de presión no supera los 70 y 80 psi donde se esperaba una fuerte influencia en la eficiencia, sin embargo la eficiencia de la bomba para el último mes se presenta en su mínimo valor, debido a que la presión se encuentra en su máximo valor con respecto a los obtenidos en el último año.

Figura 67 Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer

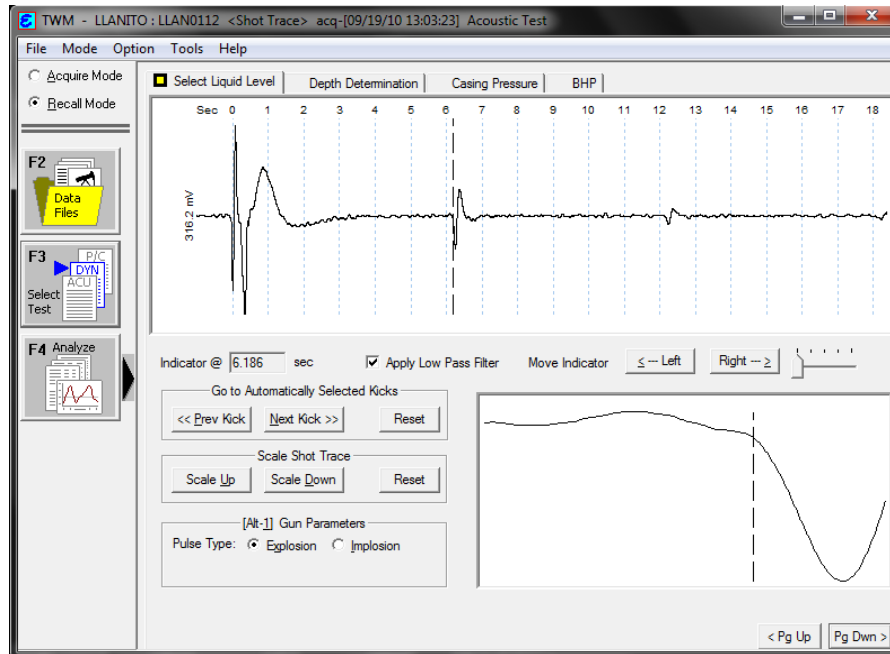
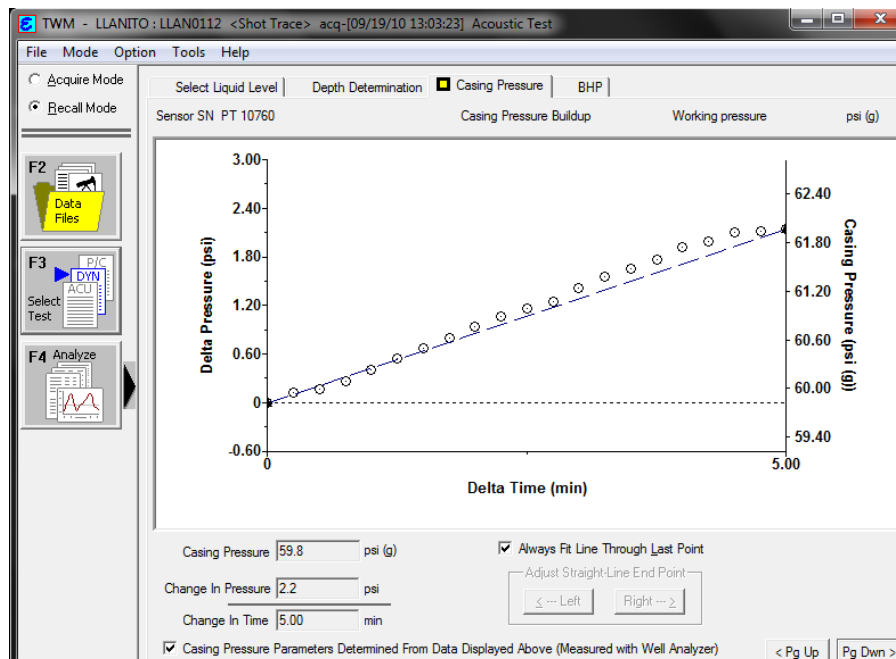
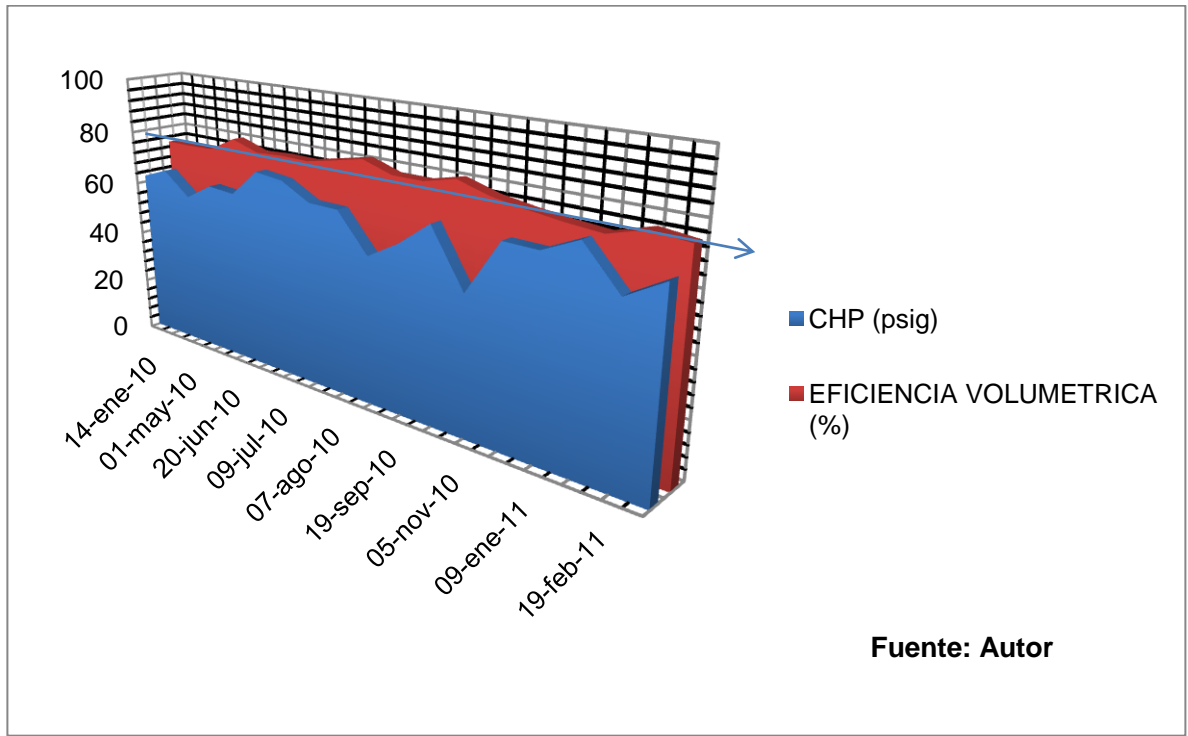


Figura 68. Presión en Casing - Fuente. Software TWM Echometer.

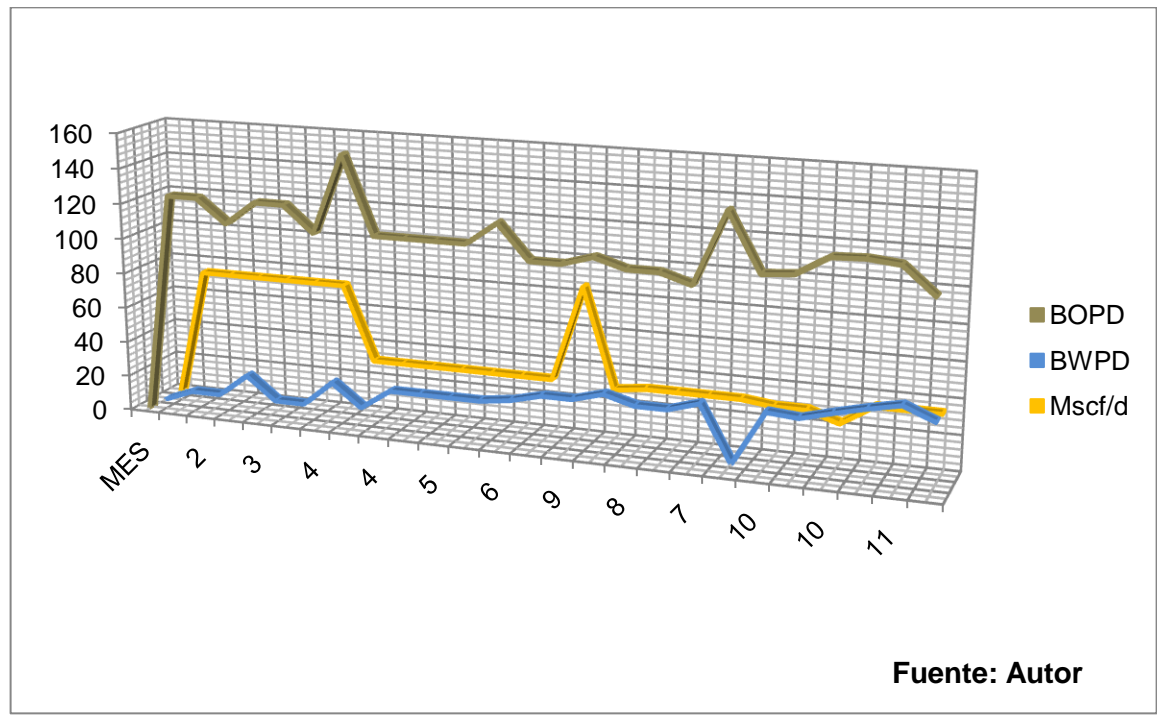


Fuente: Autor

**Figura 69.** Tendencia Presion en Casing Vs Eficiencia Volumetrica de Bomba



**Figura 70.** Curva de Producción de fluidos Entre Enero y Diciembre de 2010

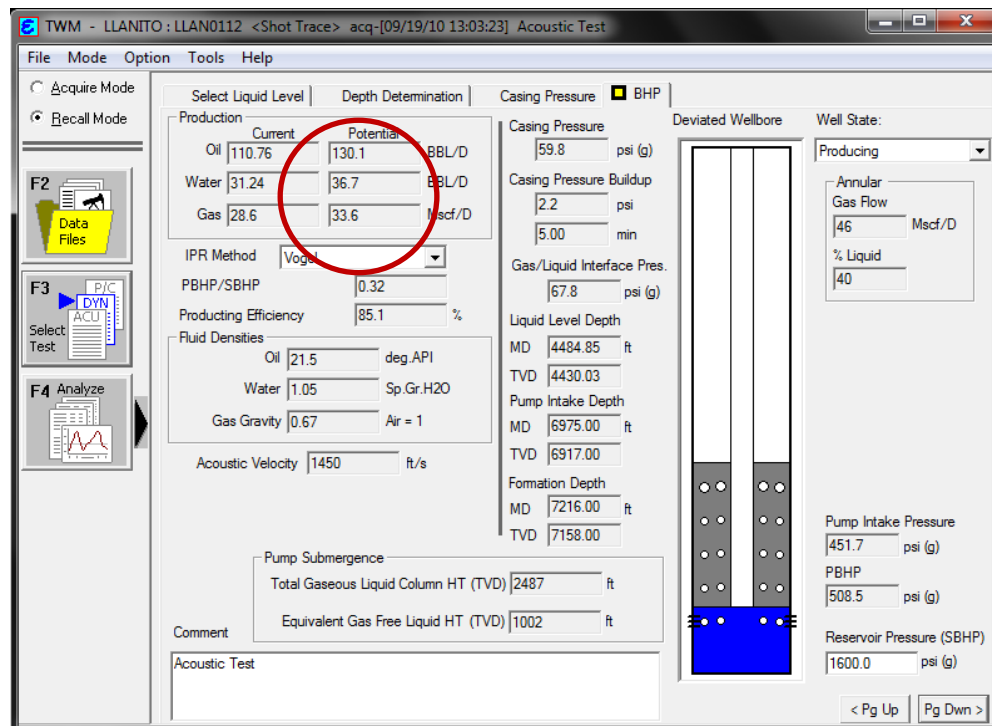


En la figura 70 se observa que en el mes de marzo la producción de aceite llegó a su punto máximo, mientras la producción de gas y agua disminuyeron drásticamente. Este comportamiento permite inferir que la presencia de gas en el pozo, aumenta la CHP y como resultado se presenta una disminución en la eficiencia de la bomba, lo posiblemente disminuye la producción de aceite.

### 5.7.3 Paso 3 Cálculo y Análisis de IPR – Método de Vogel

Analizar el Índice de Productividad del Pozo (IPR) y determinar la eficiencia y el potencial de producción en el Sistema. Figura 71.

**Figura 71.** Análisis de Eficiencia de Influjo (IPR). Método Vogel



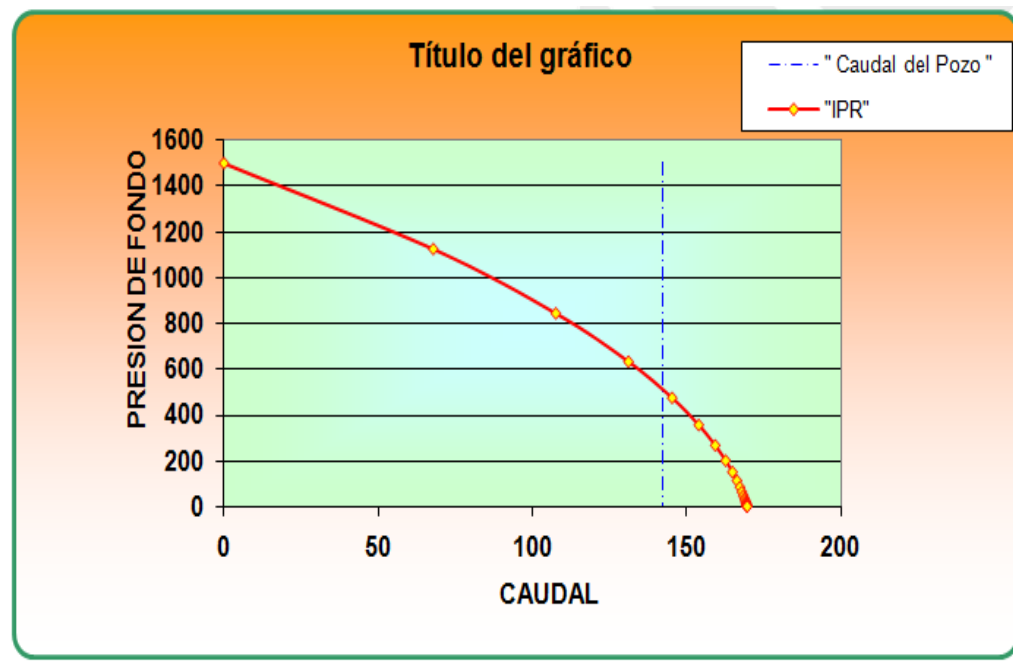
Fuente: Autor

- ❖ Presión de Yacimiento Estimada: 1,300 psig
- ❖ Sumergencia efectiva: 1002 ft
- ❖ Total columna líquido y gas: 2487 ft
- ❖ Presión de entrada a la bomba: 451.7 psig
- ❖ Presión de Flujo de Fondo: 508.5 psi.
- ❖ Potencial de Aceite Adicional: 19.34 BPD para un  $P_e$  estimada en 1,600 psi.

La eficiencia de producción del sistema indica que es del 85.1% de lo que aporta la formación se está extrayendo con el sistema de levantamiento actual por bombeo mecánico. Entre las causas de no alcanzan la máxima producción es que el pozo presenta una inclinación ocasionando fricción y mal funcionamiento en la bomba.

Se estima a partir del IPR que existe un volumen adicional de aceite por recuperar (Aprox. 19.34 BOPD).

**Figura 72.** Calculo de Eficiencia de Influjo (IPR). Llanito 112 - Método Vogel



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

La curva de IPR indica que el potencial máximo de producción esperado para este pozo es de 168 BFPD. Sin embargo en pozos que producen de yacimientos de gas en solución, se requiere que las bombas de subsuelo para bombeo mecánico sean dimensionadas para mover el gas incluso. Esto implica utilizar los recorridos más largos y diseños de bombas especiales o en su defecto dimensionar separadores de gas que impidan o limiten la entrada de gas a la bomba de subsuelo.

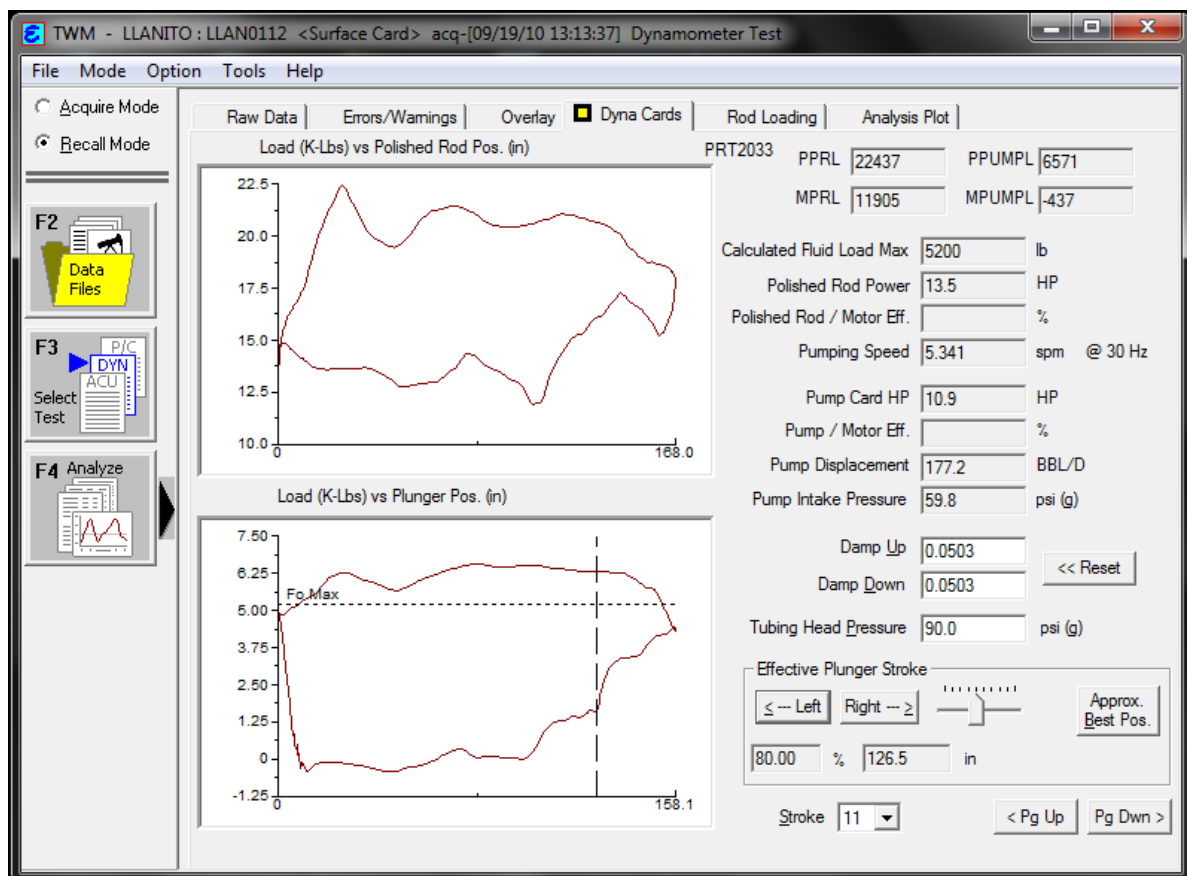
La bomba instalada actualmente tiene una capacidad de desplazamiento teórico de 220 BFPD.

#### **5.7.4 Paso 4 Análisis de Eficiencia Volumétrica de la Bomba**

- DETERMINAR POZOS PRODUCTORES BAJO ACEPTABLES NIVELES DE EFICIENCIA. Varía de campo a campo dependiendo de las condiciones de bombeo.
- COMPARAR LA PRODUCCION ACTUAL CON LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL POZO. En presencia de gas, el desplazamiento de la bomba debe ser mayor que el aporte de la formación.
- DETERMINAR SÍ LA BOMBA DE SUBSUELO ESTA EN BUENAS CONDICIONES MECANICAS. Se debe revisar el estado de la bomba, determinando la pérdida de presión después de presurizar la tubería de producción, o mediante registros dinamométricos verificar el estado de las válvulas de la bomba de subsuelo.

- Si la eficiencia es baja y el pozo tiene mayor capacidad de producción que la actual, y la bomba está en buenas condiciones mecánicas, entonces debe realizarse un trabajo muy detallado, para determinar las causas de la pobre eficiencia de bombeo.

**Figura 73.** Prueba Dinamométrica Llanito 112 – Noviembre 1 de 2010.



**Fuente:** Autor

- ❖ Recorrido de la unidad en superficie: 168 in. Se encuentra en recorrido MAXIMO.
- ❖ Golpes por Minuto. 5.341 (Figura 4)

- ❖ Recorrido de la bomba en fondo: (Figura 4) 158.5 IN.
- ❖ Desplazamiento Teórico de la bomba: 223.6 BFPD.
- ❖ Producción Promedio de Fluidos en Tanque: 142 BFPD.
- ❖ Porcentaje de llenado promedio de la bomba: (Tabla 10) 75%
- ❖ Desplazamiento efectivo promedio de la bomba: 167 BFPD
- ❖ Eficiencia de Desplazamiento:  $142/167= 85 \%$ . La bomba está en buenas condiciones mecánicas.
- ❖ Eficiencia volumétrica de la bomba=  $142 /223.6 *100 = 63.5 \%$ , Baja eficiencia por interferencia de gas.

## ANALISIS

La carta dinamométrica de fondo indica que el gas presente en el anular del pozo entra directamente a la bomba reduciendo su eficiencia volumétrica (llenado promedio 75%). Ver Tabla 10 - Eficiencia volumétrica de la bomba.

La bomba presenta interferencia por gas, haciendo que su llenado sea variable en cada embolada (**ver tabla 11**) y facilitando la depositación de sólidos en suspensión que puedan estar presentes en el fluido de producción.

Disminuir la velocidad de bombeo de 5.341 a una menor nos puede ayudar a disminuir la fricción en el sistema y aumentar la producción.

Tabla 10. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento (A partir de Dinagramas)

EMBOLADA	EFICIENCIA LLENADO (%)	DESPLAZAMIENTO (bpd)
1	80.54	192.9
2	80.56	182.7
3	79.36	180.3
4	80.75	183.6
5	80.34	187.0
6	80.66	181.2
7	80.23	184.3
8	80.40	186.6
9	80.74	179.1
10	80.58	187.3
11	80.00	177.2
12	80.44	187.2
13	80.22	182.6
14	79.98	182.0
15	79.93	182.3
16	80.13	179.3
17	80.04	186.6
18	78.78	180.8
19	79.53	179.9
Promedio	80.1542	182.93

**Fuente:** Autor

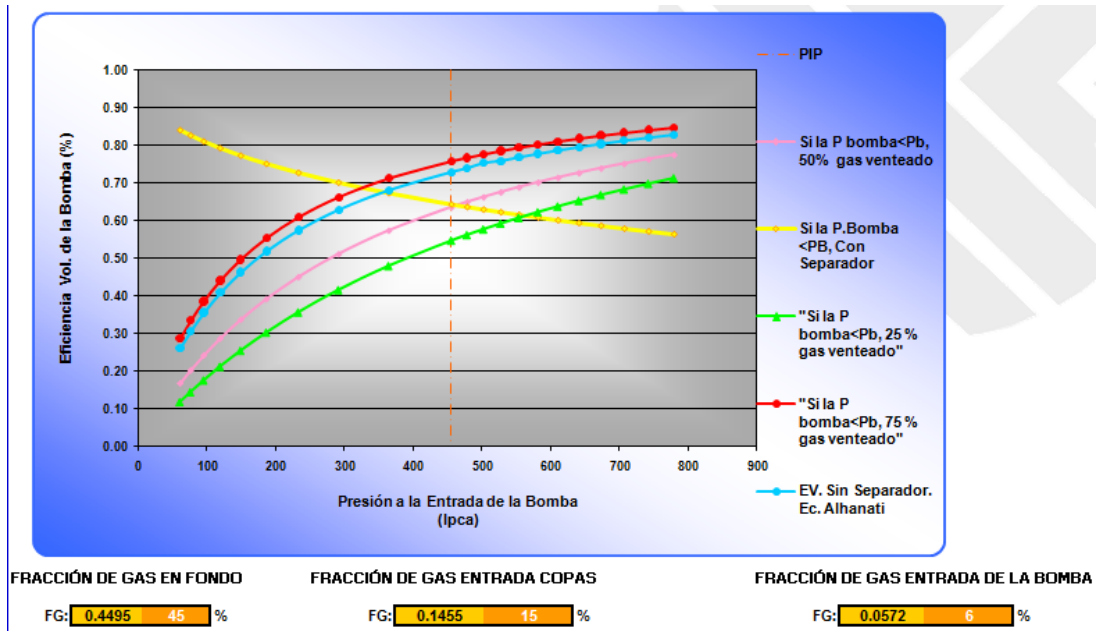
La **Figura 74** nos aproxima a la eficiencia volumétrica de la bomba para las condiciones actuales de operación en fondo de pozo y para diferentes condiciones

de venteo de gas en el anular. Dada la relación gas aceite del pozo, la fracción de gas esperada en fondo es del 45% antes de entrar en la bomba de subsuelo o en el separador de gas tipo copas, en caso de ser instalado en el pozo. Si la eficiencia del separador diseñado es buena, puede esperarse que la fracción de gas a la entrada de la bomba disminuya hasta un 6%.

En caso de no tener separador de gas, la fracción de gas a la entrada de la bomba sería del 45%. Considerando que se mejore las condiciones de venteo en el anular (máximo 75%), la eficiencia volumétrica de la bomba sería máximo de un 76%, aun mejores que si tuviera un separador de gas instalado. En este caso, la línea de anular del pozo Llanito 112 estando conectada a la línea de producción, permite desalojar tan solo un 50% del gas presente en el anular. Restricción en esta conexión anular – línea de producción, debe ser revisada y analizada.

La curva de eficiencia volumétrica sin separador, nos indica que no se hace necesaria la implementación de ancla de gas ya que se está logrando la mayor eficiencia venteando el gas hasta un 75% incluso. Sin embargo, si se reduce la PIP por debajo de 280 psi, se hace necesario la instalación de un ancla o separador de gas.

**Figura 74. Eficiencia Volumétrica Vs. Venteo Anular – Pozo Llanito 112**



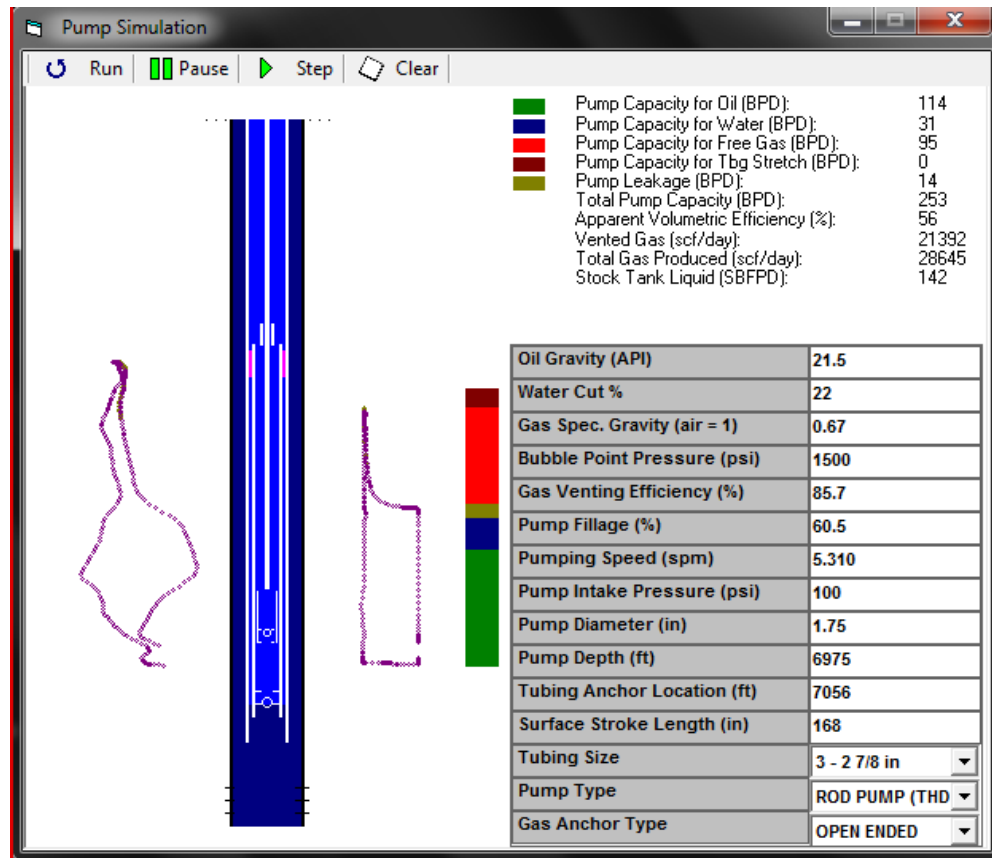
**Fuente:** Autor

### SIMULAR CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA EN PRESENCIA DE GAS

Manejo del gas por la bomba (VENTEO 85.7 %) (Figura 75), se observa que el volumen máximo ocupado por el gas es 95 BPD de la capacidad de la bomba, volumen de aceite 114 BPD, volumen de agua 31 BPD, fugas entre el barril y el pistón de 14 BFPD.

Si se ventea un 85.4 % del gas, la producción del gas venteado es de 21,392 scf/d. La diferencia entre este valor y el total de gas producido (28,645 scf/d) nos indica que la bomba está manejando el equivalente a 7253 scf/d (95 BPD), reduciendo la eficiencia volumétrica aparente a un 60.5 %.

**Figura 75. Comportamiento De Bomba Con Venteo De Gas a 79.4%**



**Fuente: Calculadora SROD – Lufkin Automation.**

### 5.7.5 Paso 5 Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo

Evaluar la compresión en la bomba, para evaluar el efecto del espacio muerto existente entre las válvulas fija y viajera sobre la eficiencia de desplazamiento para las condiciones actuales de operación.

La Figura 76, nos indica que un espaciado mínimo de 1 pulgada entre la válvula fija y viajera al final del recorrido descendente genera una eficiencia volumétrica del 79.7%. Esto indica preliminarmente, que las dimensiones de las cajas fija y viajera, así como el espaciado en bomba, aunque contribuyen a

reducir la eficiencia volumétrica de la bomba, el hecho de usar un mayor recorrido en superficie mejora la capacidad de compresión de la bomba y permite manejar un mayor volumen de fluidos de producción.

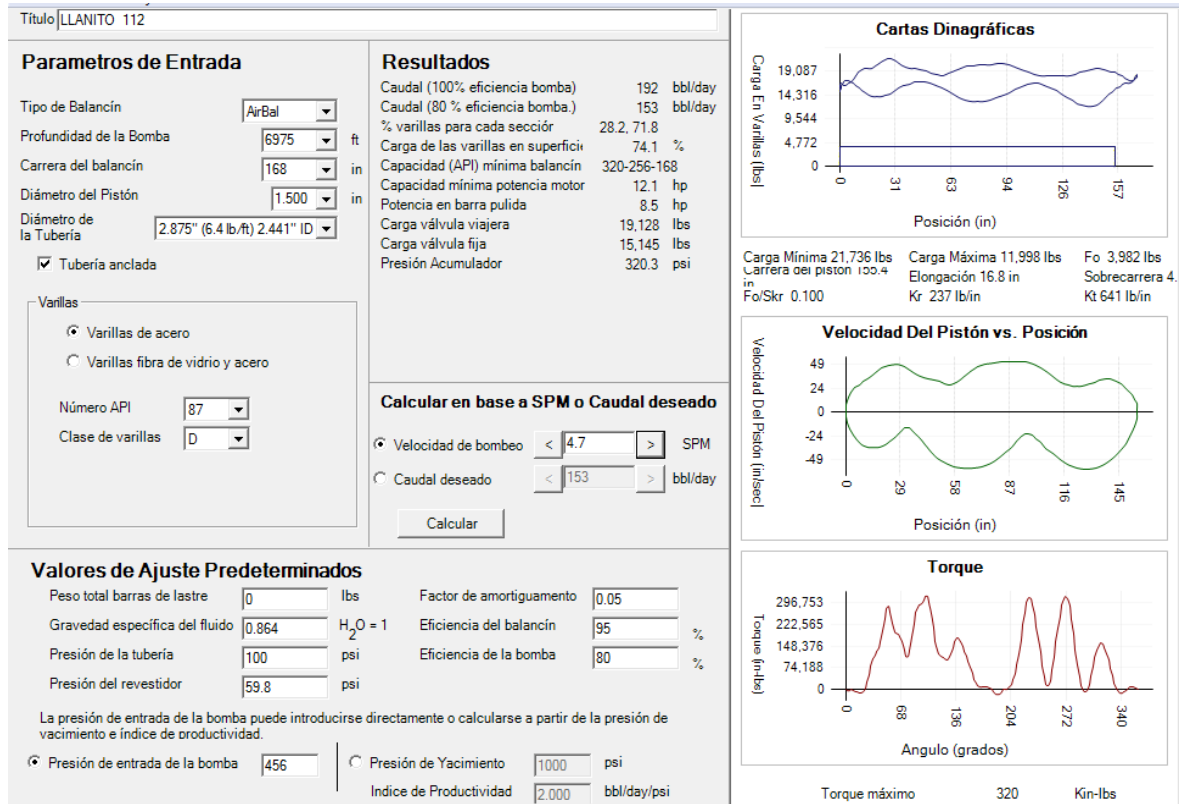
**Figura 76.** Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 112

<b>EFEECTO DEL ESPACIAMIENTO EN LA CAPACIDAD DE LA BOMBA PARA MANEJAR GAS</b>						
<b>Datos Generales</b>						
PAIS	Colombia					
DEPTO	Santander					
COMPANIA	ECOPETROL					
CAMPO	Llanito					
POZO	112					
<b>Información De Pozo</b>						
BFPD	142	BSW(%)	22	Recorrido superficie(pulg)	168	
BOPD	110.76	GOR	260	Recorrido bomba (puig)	158.1	
KPCED(LINEAR)	28.6	Pr(psi)	50	SPM	5	
KPCED(ANULAR)	21.3	Pr(psi)	1600	Gradiente Fluido(psi/pie)	0.368	
<b>D. Teórico(bbl/día)</b>	<b>235.404</b>			<b>Ev. Bomba Actual(%)</b>	<b>60.322</b>	
<b>Datos De La Bomba De Subsuelo</b>						
Bomba API		Área Barril(pulg <sup>2</sup> )	1.767	Tolerancia "C"(%)	0.003	0
Prof. Niple Bomba(pies)	6975	Vol. Barril(pulg <sup>3</sup> )	279.363	Relación De Compresión	5.683	
Díametro Piston(pulg)	1 1/2	Vol. Cajas(pulg <sup>3</sup> )	14.4	Factor Comp. Succión "Zs"	1	
Presión De Entrada(psi)	451.7	Vol. Total(pulg <sup>3</sup> )	288.263	Factor Comp. Descar. "Zd"	0.7	
Presión De Descarga(psi)	2566.8			Relación Calor Especifico	1.26	
Nivel De Fluido(pies)	4484.85			<b>Ev. Bomba Como Compresor De Gas</b>	<b>91.043</b>	
<b>EFECTOS DEL ESPACIAMINTO EN LA Ev</b>						
<b>Espaciamiento</b>	<b>Tolerancia (%)</b>	<b>Ev(%)</b>	<b>Producción Real (bpd)</b>			
0	0.3	91.043	169.574			
1	3.42	79.7153	148.475			
2	3.76	78.26362	145.772			
3	4.09	76.85464	143.147			
4	4.41	75.4884	140.602			
5	4.74	74.07938	137.978			
6	5.06	72.71309	135.433			
7	5.39	71.30411	132.809			
8	5.70	69.98052	130.344			

Fuente: Autor

## 5.7.6 Paso 6 Análisis Sistema de Levantamiento

Figura 77. Análisis del Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 112



Fuente: Autor

Utilizando el programa QROD (Echometer) – Figura 77, se determina que la Unidad Balanceada por Aire (A-640D-305-168)

### 1. Bomba de Subsuelo

- ❖ Descripción API - 25-175-RHAC-24-2-0-0
- ❖ Tamaño de tubería : 2 7/8 in OD
- ❖ Diámetro de la bomba: 1 3/4 in

- ❖ Tipo de bomba : De Varillas
- ❖ Tipo de barril para bombas con piston de metal: Pared gruesa
- ❖ Localización del ensamblaje de asentamiento: Tope
- ❖ Tipo de ensamblaje de asentamiento : Copas
- ❖ Longitud de barril en pies: 24
- ❖ Longitud nominal del piston en pies: 2
- ❖ Doble Caja de Válvula Fija y Viajera

## **ANALISIS**

### **Opción 1 – Revisar y/o Analizar las dimensiones y especificaciones API de la bomba de subsuelo instalada actualmente.**

Evaluar y dimensionar los componentes de la bomba de subsuelo actual (25-175-RHAC-24-2-0-0) que tienen relación directa con la capacidad de compresión de gas.

Primero se busca reducir el Espaciamiento en Bomba usando UNA Caja Fija y UNA Viajera de Menor Tamaño para aumentar la capacidad de compresión en la bomba.

Si tan solo se reduce el volumen no desplazado de 4 a 2 pulgadas, mediante el reemplazo de la doble caja fija por una sola caja de Alto Volumen y Compresión, se aumenta levemente la capacidad de compresión de la bomba y poco incremento en la capacidad de desplazamiento de la bomba como se observa en la Figura 9. Sin embargo, este incremento leve de producción (5 BFPD), puede verse afectado por un incremento simultaneo en la producción de gas.

**Tabla 11.** Espaciamiento de válvulas- Llanito 112

Espaciamiento VF- VV	Relación de compresión	Producción Real (bpd)
<b>4</b>	<b>0.69846604</b>	<b>140.602</b>
<b>2</b>	<b>1.39693208</b>	<b>145.772</b>

Sin embargo, este incremento leve de producción (5 BFPD), puede verse afectado por un incremento simultaneo en la producción de gas.

#### **RECOMENDACIONES**

- No se recomienda preliminarmente la implementación de ancla de gas.
- Se debe mantener el venteo del pozo con conexión a la línea de flujo en superficie.
- Revisar las condiciones de ensamble de bomba utilizando una válvula fija tipo HIVAC.
- Implementar válvula de anillo en el tope del pistón (VAG).

## 5.8 POZO - LLANITO 114

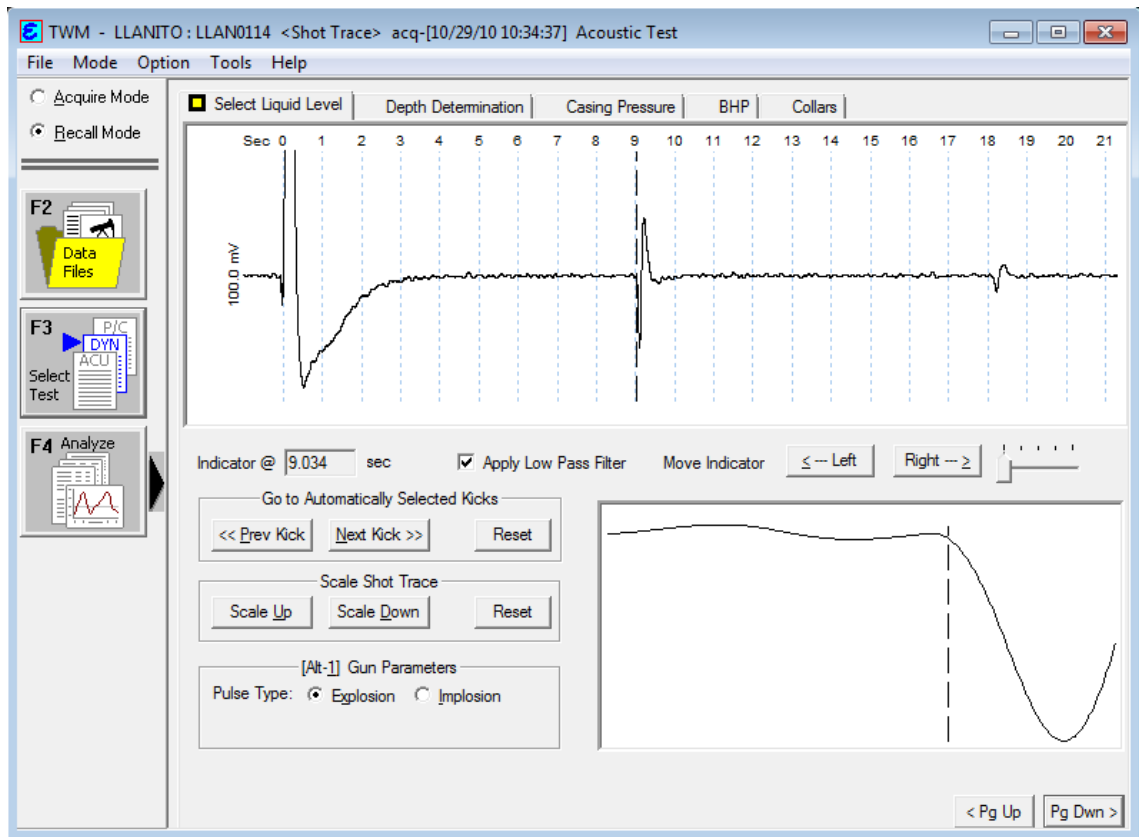
Tabla 12. Información del pozo LLanito-114

CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS	COMPLETAMIENTO
Unidad de Bombeo  <b>M II-640D-365-168</b>  Recorrido Actual <b>168 in.</b>  Recorridos Disp. <b>130,996</b> <b>149,498</b> <b>168</b>  THP <b>70 psi</b>  CHP <b>73.7 psi</b>	Bomba tipo <b>Inserto</b>  API <b>25-175-RHAC-20-3-1-1</b>  Prof. Bomba <b>7083 ft</b>  PIP: <b>399.1 psi</b>  PWF: <b>484.1 psi</b>  <b>Pe = 1,200 psi</b>  <b>Fallas</b>  BOMBA OPERANDO CON INTERFERENCIA DE GAS Y FRICCIÓN POR PRESENCIA DE SÓLIDOS EN EL SISTEMA.	API Crudo. <b>21.8</b>  BS&W. <b>0.5 %</b>  Viscosidad  Gr. Esp. Gas <b>0.69</b>  Fr.Comp Gas. <b>0.9972</b>  Gr. Esp. Agua <b>1.05</b>  Producción <b>10/10/29</b>  Aceite 98.505 BOPD Agua 0.495 BWPD Gas 48.7 MSCFPD  <b>GOR 494.4 scf/bl</b>	Tubing 3 ½ “  Varillas <b>Grado E</b>  1” – 2412 pies 7/8” – 2375 pies 3/4 “ - 2227 pies  Perforaciones  <b>7346 -7356 ft</b>  Tubing Ancla. <b>6955 ft.</b>  Revestimiento 7”  Formación <b>TORO SHALE</b>  Ancla de Gas – <b>No</b>  Anular - <b>A Línea</b>  <b>RETENEDOR BAKER</b> <b>N-1 @ 7493' OD: 5,968"</b>

### 5.8.1 Paso 1 Entrada Correcta de Datos al TWM

Se revisó la entrada correcta de datos del pozo en el programa TWM. Los datos a corregir fueron, el nivel de fluido, intervalos productores, producción actual del pozo (gas, aceite y agua) y el dinagrama. Como se observa en la Figura 78, la onda reflejada corresponde a la detección del nivel de fluido a 9.034 seg.

**Figura 78.** Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer



**Fuente:** Autor- Software TWM Echometer

### 5.8.2 Paso 2 Calculo de Volumen de Gas en Casing

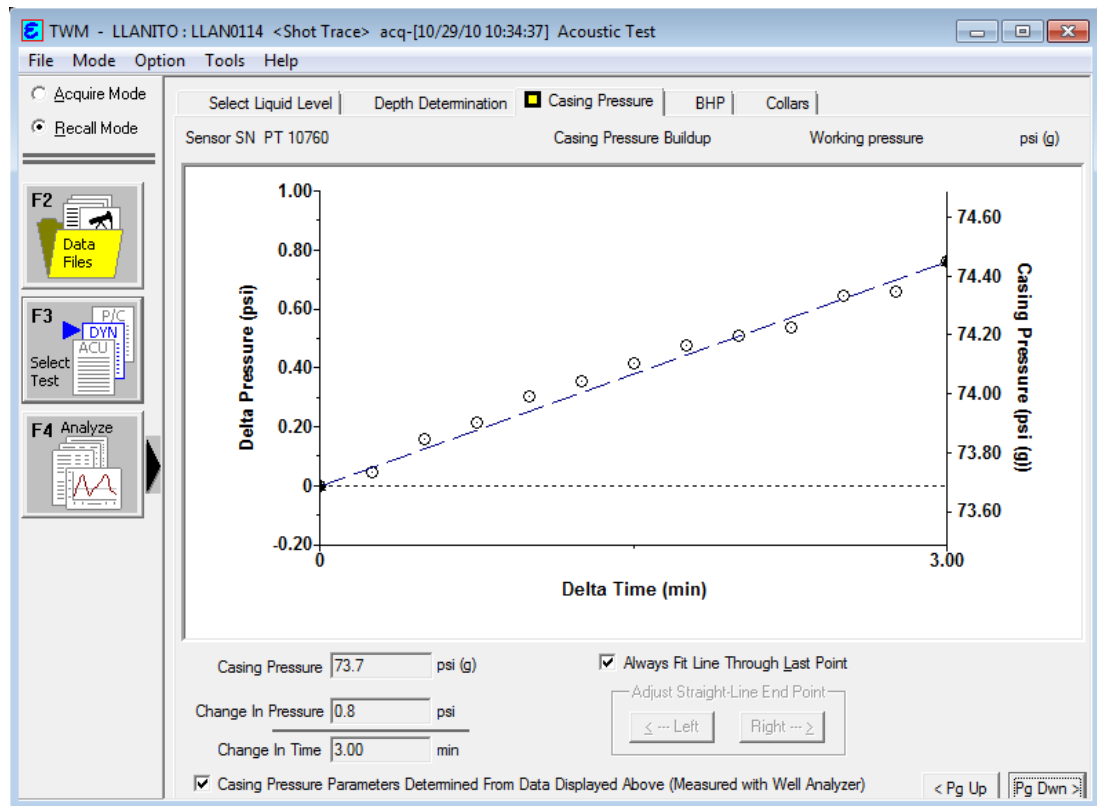
Evaluar volúmenes de gas en el anular del Casing (Figura 79). Analizar grafica de incremento de presión en casing. La línea de tendencia debe ser ascendente (si genera gas) o mantenerse estable (si no genera gas o se ha estabilizado el pozo).

La tendencia actual es ascendente lo que indica que se está generando gas observando el aumento de la presión en el casing. La gráfica muestra una presión en el anular de 73.7 psi.

El anular se encuentra conectado a la línea de flujo y esto genera una contrapresión a la formación impidiendo obtener todo el potencial de producción disponible.

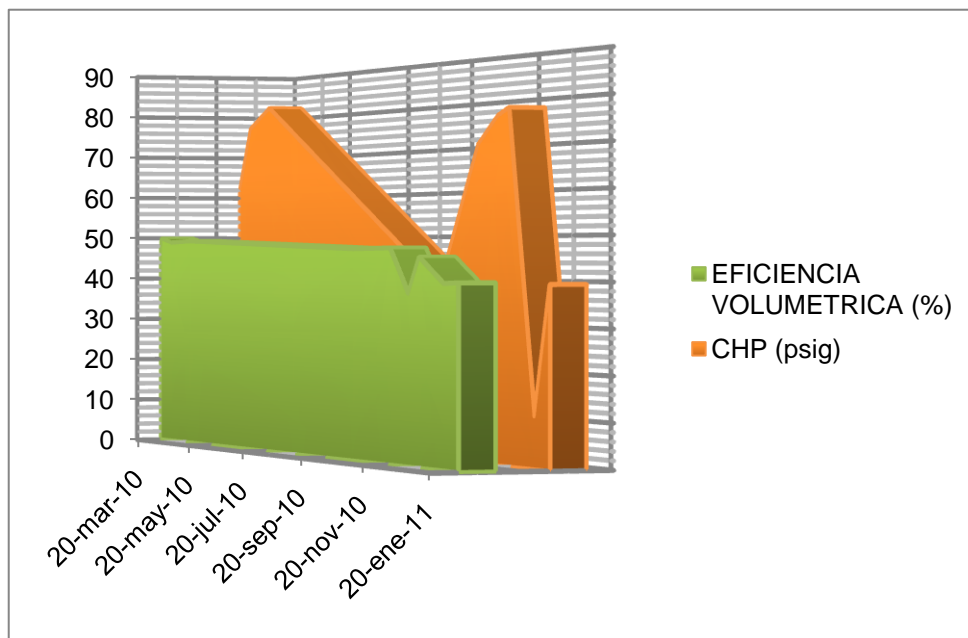
La Figura 80 muestra una tendencia estable en la eficiencia volumétrica de la bomba con respecto a la variación de presión en el casing. Aun cuando no pareciere estar afectando la producción de aceite, la curva de producción de la Figura 81 nos muestra que durante el 2010 se duplicó en ciertos momentos los volúmenes de gas generando una disminución importante en la producción de aceite.

Figura 79. Incremento de Presión en casing - Software TWM Echometer

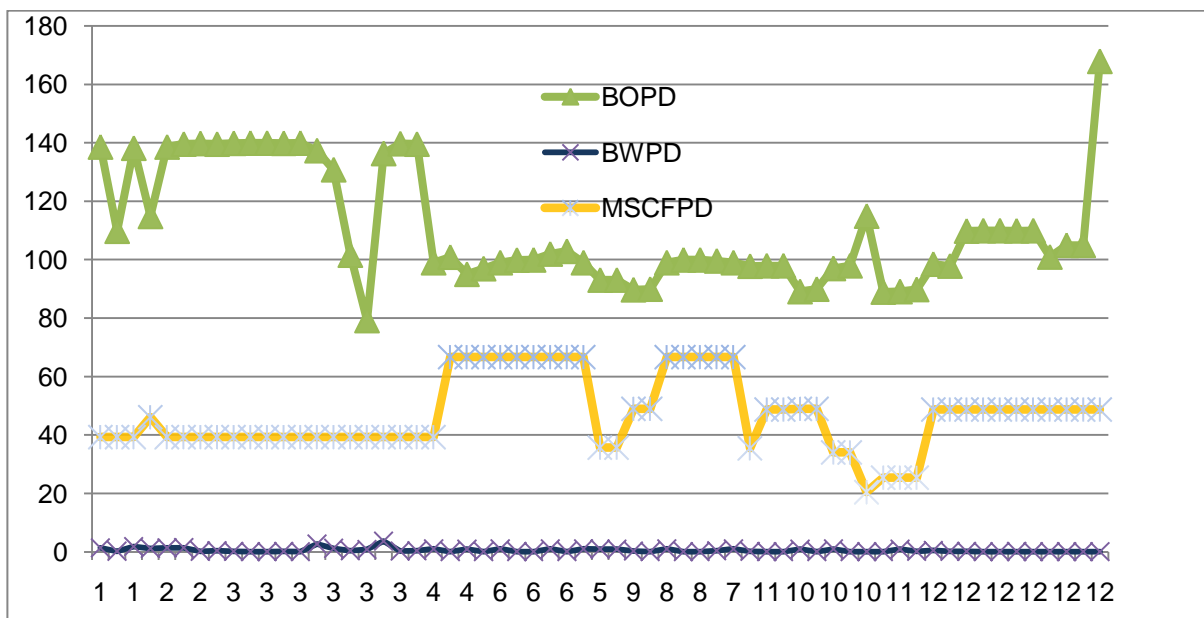


Fuente: Autor-Software TWM Echometer

**Figura 80.** Tendencia Presión Casing Vs Eficiencia Volumétrica de Bomba



**Figura 81.** Curva de Producción de Fluidos entre Enero y Diciembre de 2010.

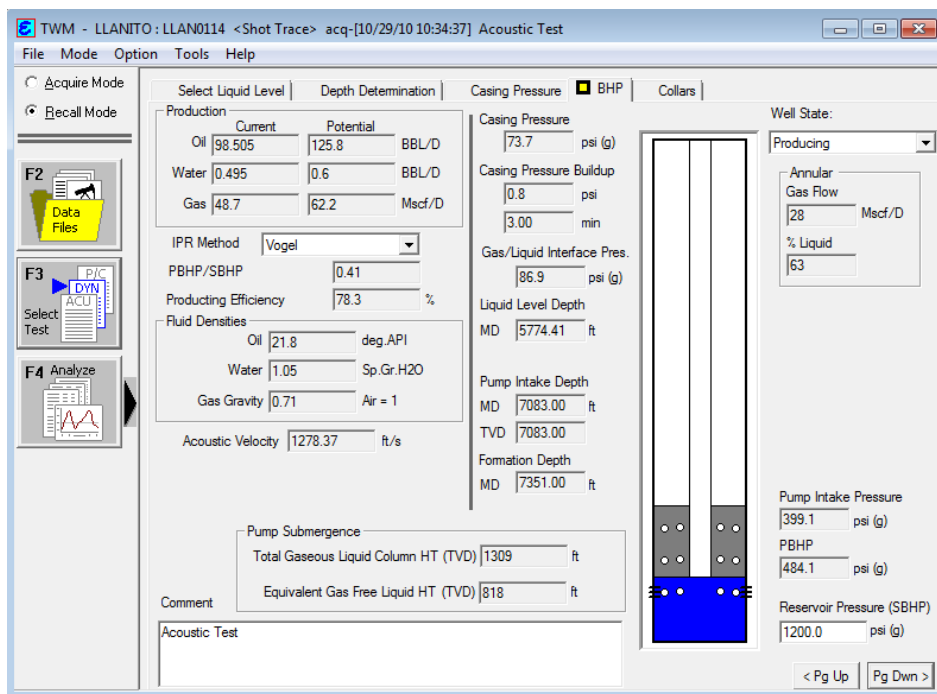


Fuente: Autor

### 5.8.3 Paso 3 Calculo y Análisis de IPR – Método de Vogel

La eficiencia de producción del sistema indica que el 78.3 % de lo que aporta la formación, se está extrayendo con el sistema de levantamiento actual por bombeo mecánico. Entre las causas que generan una eficiencia de producción baja, encontramos que la bomba está manejando un alto volumen de gas dado que no se tiene separador o ancla de gas instalado debajo de la bomba. El potencial de producción de gas es de 62.2 MSCFPD.

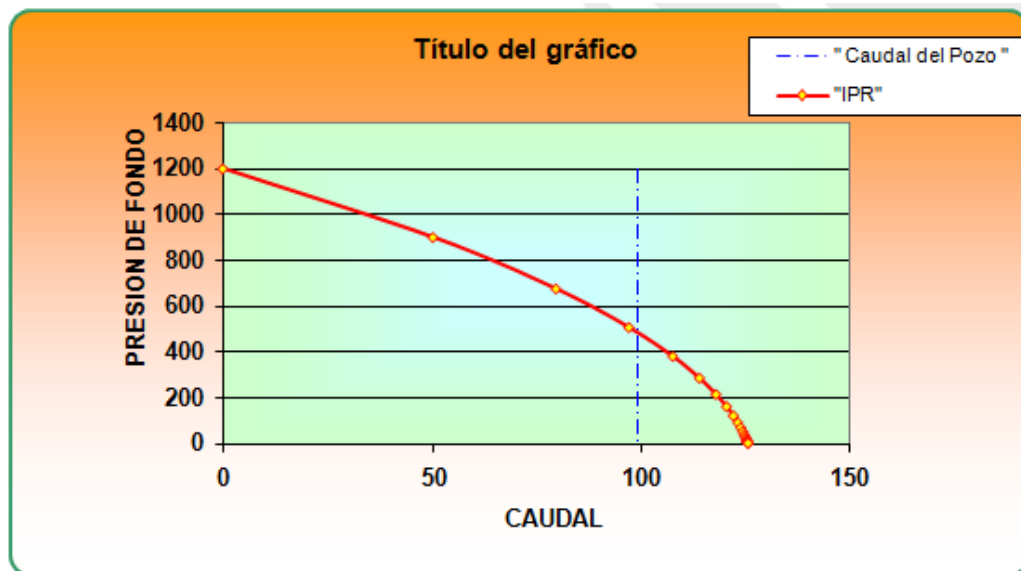
**Figura 82.** Análisis de Eficiencia de Influjos (IPR). Método Vogel



- ❖ Sumergencia efectiva: 818 ft
- ❖ Total columna líquido y gas: 1309 ft
- ❖ Presión de entrada a la bomba: 399.1 psig
- ❖ Presión de Flujo de Fondo: 484.1 psi.
- ❖ Potencial de Aceite Adicional: 27.3 BPD para un  $P_e$  estimada en 1,200 psi.

- ❖ Se estima a partir del IPR que existe un volumen adicional de aceite por recuperar (Aprox. 27.3 BOPD)

**Figura 83.** Calculo de Eficiencia de Influjo (IPR). Llanito 114 - Método Vogel



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

La curva de IPR (Figura 82), indica que el potencial máximo de producción de aceite esperado para este pozo es de 125.8 BFPD. Sin embargo en pozos que producen de yacimientos de gas en solución, la productividad estimada para el aceite fluctuará acorde con las tasa de producción de gas.

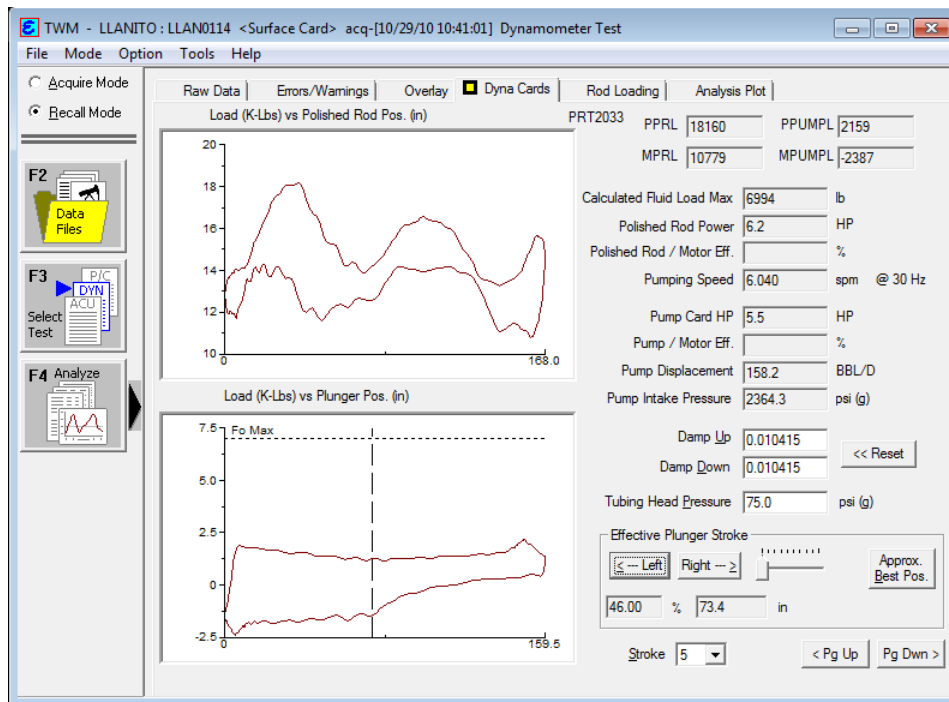
#### 5.8.4 Paso 4 Análisis de Eficiencia Volumétrica de la Bomba

- ❖ Recorrido de la unidad en superficie: 168 in
- ❖ Golpes por Minuto. 6.040 (Figura 81)
- ❖ Recorrido de la bomba en fondo: 159.5 in (Figura 7)
- ❖ Desplazamiento Teórico de la bomba: 344 BBL/D
- ❖ Producción Promedio de Fluidos en Tanque: 99 BFPD.
- ❖ Porcentaje de llenado promedio de la bomba: 45.99 % (Tabla 1)

❖ Desplazamiento efectivo promedio de la bomba: 157.86 BFPD

Eficiencia de Desplazamiento: 99 BFD/ 157.86 BFPD: 62.71%. La bomba no parece estar en buenas condiciones mecánicas o esta bombeando grandes cantidades de fluidos gaseosos, producto del gas presente en el anular del pozo. Si consideramos el porcentaje de líquido presente en el anular del pozo (63%) para las condiciones actuales de operación, el volumen de líquido desplazado equivaldría aproximadamente a 99 BLPD. Este valor se aproxima más a la medida en tanque para esta fecha y por lo tanto podemos considerar que la bomba se encuentra en buenas condiciones MECÁNICAS pero con muy baja eficiencia.

**Figura 84.** Prueba Dinamométrica Llanito 114 – Octubre 29 de 2010.



**Fuente:** Fuente: Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

Eficiencia volumétrica de la bomba =  $99 / 344 * 100 = 28.78 \%$ , Baja eficiencia por interferencia de gas.

La carta de bomba en fondo indica que el gas presente en el fondo del anular del pozo entra directamente a la bomba reduciendo su eficiencia volumétrica (llenado promedio 45.99%). Ver Tabla 14 – Eficiencia volumétrica de la bomba. La bomba presenta interferencia por gas, haciendo que su llenado sea variable en cada embolada (ver tabla) y facilitando la depositación de sólidos en suspensión que puedan estar presentes en el fluido de producción. La alta presión de entrada a la bomba (aprox. 400 psi), impide que se bloquee completamente por gas.

Tabla 13. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento (A partir de Dinagramas)

<b>EMBOLADA</b>	<b>EFICIENCIA LLENADO (%)</b>	<b>DESPLAZAMIENTO (bpd)</b>
<b>1</b>	<b>45.00</b>	<b>154.5</b>
<b>2</b>	<b>46.66</b>	<b>159.7</b>
<b>3</b>	<b>46.27</b>	<b>158.9</b>
<b>4</b>	<b>45.52</b>	<b>156.3</b>
<b>5</b>	<b>46.50</b>	<b>159.9</b>
<b>Promedio</b>	<b>45.99</b>	<b>157.86</b>

**Fuente. El Autor**

La Figura 85 nos aproxima a la eficiencia volumétrica de la bomba para las condiciones actuales de operación en fondo de pozo y para diferentes condiciones de venteo de gas en el anular. Dada la relación gas aceite del pozo, la fracción de gas esperada en fondo es del 71 %, antes de entrar en la bomba de subsuelo o en un separador de gas tipo copas, en caso de ser instalado en el pozo. Si la eficiencia del separador diseñado es buena, puede esperarse que la fracción de gas a la entrada de la bomba disminuya hasta un 5 %.

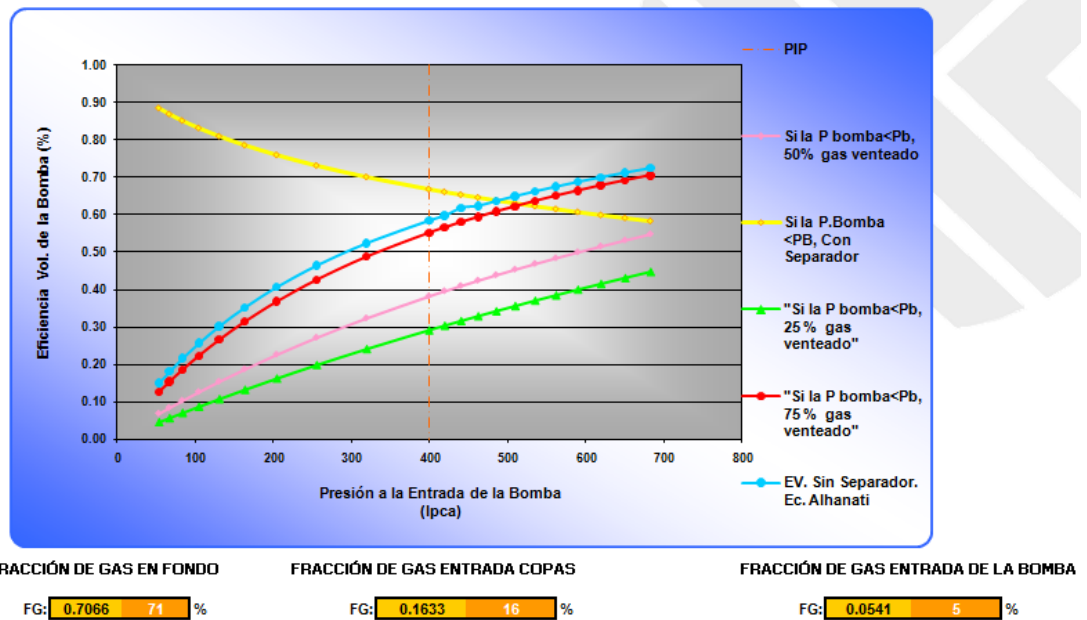
En caso de no tener separador de gas, la fracción de gas a la entrada de la bomba sería del 58%. Considerando que exista un adecuado venteo del anular (máximo

75%), la eficiencia volumétrica de la bomba sería máximo de un 56 %. En este caso, la línea de anular del pozo Llanito 114 está conectada a la línea de producción, lo que permite desalojar entre un 25 y un 50% del gas presente en el anular, lo que limita la eficiencia volumétrica de la bomba entre un 28 y un 38%.

La curva de eficiencia volumétrica sin separador, nos confirma la necesidad de implementar un separador de gas para lograr reducir la presión de entrada a la bomba y en consecuencia aproximarnos al AOFD del pozo. Reducir tan solo la presión en el anular del pozo disminuirá la eficiencia volumétrica y generará tendencia a bloquear la bomba.

**Figura 85.** Calculo Eficiencia Volumétrica de la Bomba Vs. Venteo Anular

Pozo Llanito 114



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

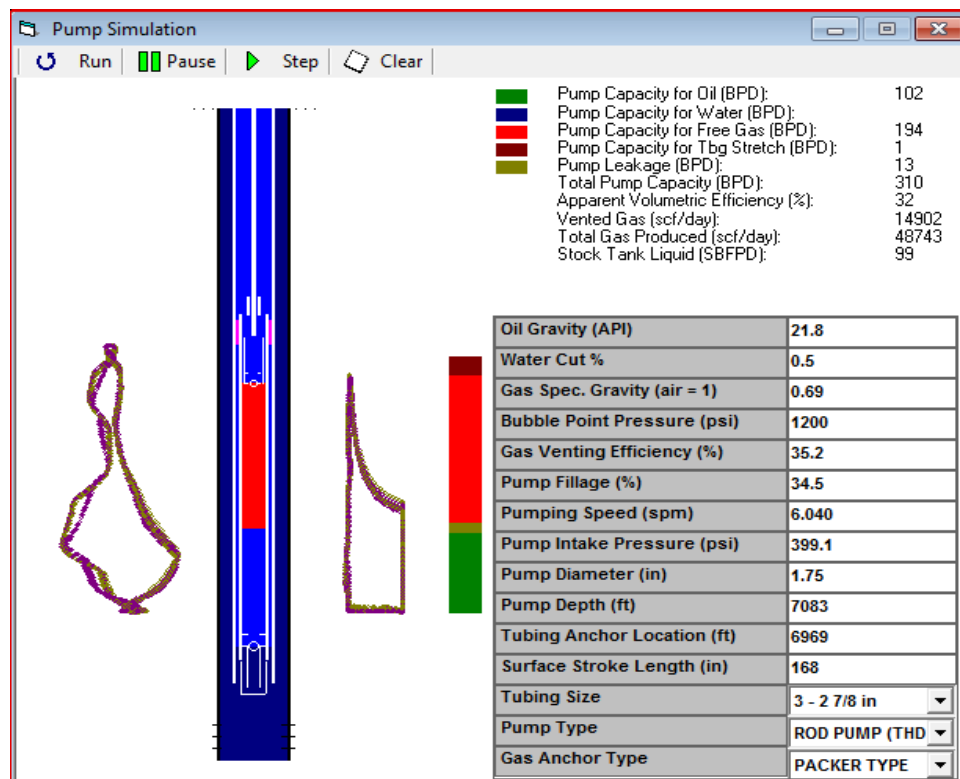
## SIMULAR CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA EN PRESENCIA DE GAS

Manejo del gas por la bomba (VENTEO 35.2 %) (Figura 86), se observa que el volumen máximo ocupado por el gas es 194 BPD de la capacidad de la bomba. El volumen de aceite es 102 BPD. El volumen de agua es 0 BPD. La fuga estimada entre el barril y el pistón es de 13 BFPD.

Si se ventea un 35.2 % del gas, la producción del gas venteado es de 14,902 scf/d. La diferencia entre este valor y el total de gas producido (48,743 scf/d) nos indica que la bomba está manejando el equivalente a 33,841 scf/d (194 BPD), reduciendo la eficiencia volumétrica aparente a un 32 %.

Gracias a que la bomba de subsuelo está sobredimensionada (capacidad de desplazamiento de 344 BFPD) es posible obtener los volúmenes medidos en el tanque en superficie. Sin embargo en ocasiones mayores volúmenes de gas entrando al pozo aumentan la interferencia de gas y disminuyen los volúmenes de aceite a recuperar por ausencia de un ancla de gas.

**Figura 86.** Simulación SROD Comportamiento de Bomba sin Venteo De Gas



Fuente: Calculadora SROD – Lufkin Automation.

### 5.8.5 Paso 5 Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo

Evaluar la compresión en la bomba, para evaluar el efecto del espacio muerto existente entre las válvulas fija y viajera sobre la eficiencia de desplazamiento para las condiciones actuales de operación.

La **Figura 87** nos indica que debido al tamaño de la bomba implementado (1.75 pulg.) aproximadamente un 45% de desplazamiento efectivo en la bomba es utilizado para comprimir el gas, bajo las condiciones actuales y con cero espaciado entre válvulas válvula fija y viajera.

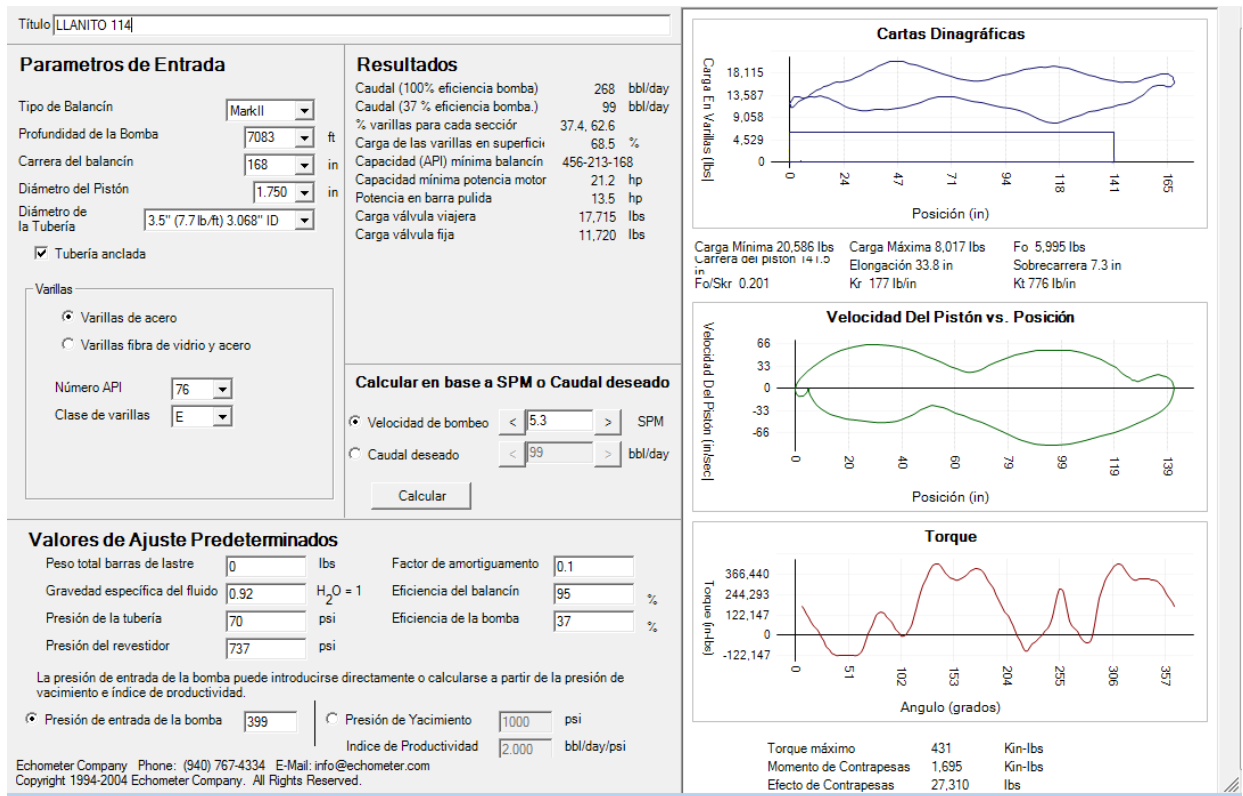
**Figura 87.** Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 114

EFECTO DEL ESPACIAMIENTO EN LA CAPACIDAD DE LA BOMBA PARA MANEJAR GAS						
<b>Datos Generales</b>						
PAIS	Colombia					
DEPTO	Santander					
COMPANIA	ECCOPETROL					
CAMPO	Llanito					
POZO	114					
<b>Información De Pozo</b>						
BFPD	99	BSW(%)	0.5	Recorrido superficie(pulg)	168	
BOPO	98.505	GOR	494.4	Recorrido bomba (pulg)	159.5	
KPCED(LINEA)	48700	Pt(psi)	50	SPM	6	
KPCED(ANULAR)	0	Pr(psi)	1200	Gradiente Fluido(psi/pe)	0.350	
<b>D. Teórico(bbl/día)</b>	<b>362.344</b>			<b>Ev. Bomba Actual(%)</b>	<b>27.322</b>	
<b>Datos De La Bomba De Subsuelo</b>						
Bomba API		Área Barril(pulg <sup>2</sup> )	2.405	Tolerancia "C"(%)	0.002	0
Prof. Niple Bomba(pies)	7083	Vol. Barril(pulg <sup>3</sup> )	383.598	Relación De Compresión	6.212	
Díametro Piston(pulg)	1.314	Vol. Cajas(pulg <sup>3</sup> )	22.2	Factor Comp. Succión "Zs"	1	
Presión De Entrada(psi)	399.1	Vol. Total(pulg <sup>3</sup> )	392.498	Factor Comp. Descar. "Zd"	0.7	
Presión De Descarga(psi)	2479.05			Relación Calor Especifico	1.26	
Nivel De Fluido(pies)	5774.41			<b>Ev. Bomba Como Compressor De Gas</b>	<b>90.223</b>	
<b>EFFECTOS DEL ESPACIAMIENTO EN LA Ev</b>						
<b>Espaciamento</b>	<b>Tolerancia (%)</b>	<b>Ev(%)</b>	<b>Producción Real (bpd)</b>			
0	0.2	90.223	197.791			
1	2.52	82.05675	179.888			
2	2.76	80.93945	177.439			
3	3.01	79.77559	174.887			
4	3.25	78.6583	172.438			
5	3.50	77.49444	169.887			
6	3.74	76.37714	167.437			
7	3.98	75.25984	164.988			
8	4.22	74.14254	162.538			

**Fuente:** \_Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

## 5.8.6 Paso 6 Análisis Sistema de Levantamiento

Figura 88. Análisis de el Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 114.



Utilizando el programa QROD (Echometer) – **Figura 88**, se determina que el torque máximo requerido para las condiciones actuales es de 431 K in-lb y la carga máxima en la barra pulida requerida es de 20,586 lbs. La Unidad TIPO MARK II (M-640D-365-168) cumple y excede en un gran porcentaje con las especificaciones requeridas y el desempeño actual del sistema (TWM) - Figura 4.

### Bomba de Subsuelo

- ❖ Descripción API - 25-175-RHAC-20-3-1-1 VAG. CDV
- ❖ Tamaño de tubería : 2 7/8 in OD

- ❖ Diametro de la bomba: 1 3/4 in
- ❖ Tipo de bomba : De Varillas
- ❖ Tipo de barril para bombas con piston de metal: Pared delgada
- ❖ Localización del ensamblaje de asentamiento: Tope
- ❖ Tipo de ensamblaje de asentamiento : Copas
- ❖ Longitud de barril en pies: 20
- ❖ Longitud nominal del piston en pies: 3
- ❖ Longitud Total de extensiones : 1

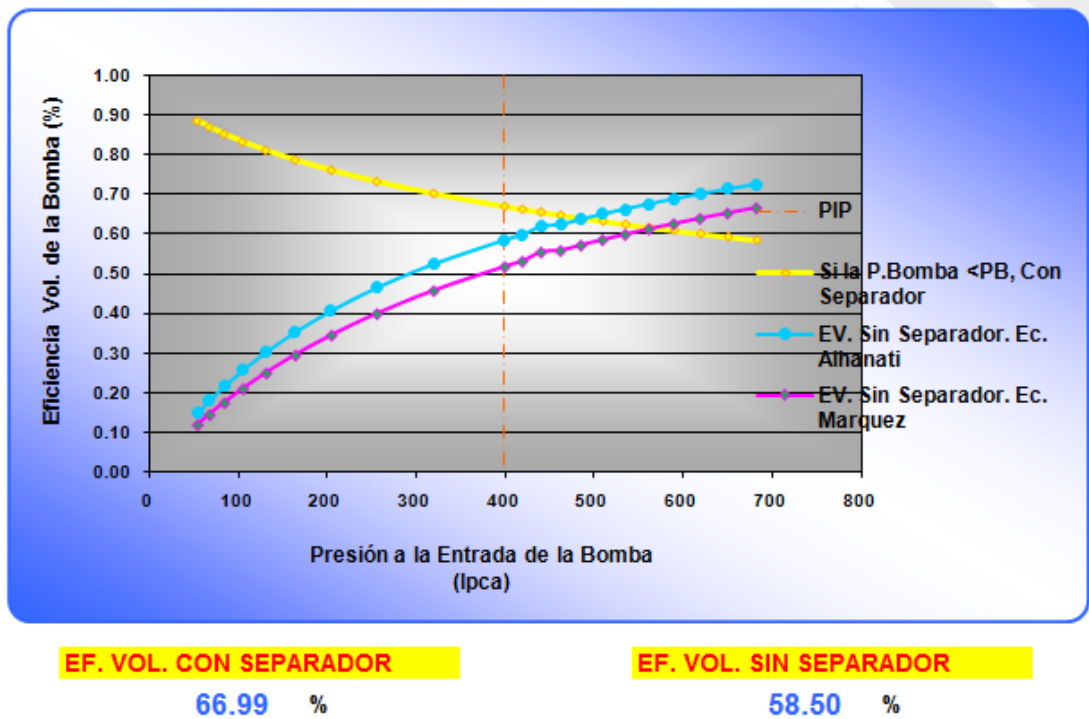
**La bomba tipo RHA se utiliza en:**

- ❖ 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.

El uso de Doble caja de válvula fija y válvula viajera disminuyen la capacidad de compresión de la bomba. Esto también implica que debe enfocarse el trabajo de selección de bomba de subsuelo en disminuir los volúmenes no desplazados, utilizando una caja para válvula fija y una caja para válvula viajera con dimensiones mínimas de manera que se reduzca el espaciamiento en bomba.

### 5.8.7 Paso 7 Diseño / rediseño de el ancla de gas.

**Figura 89.** Eficiencia Volumétrica de la Bomba con/sin separador – Llanito 114

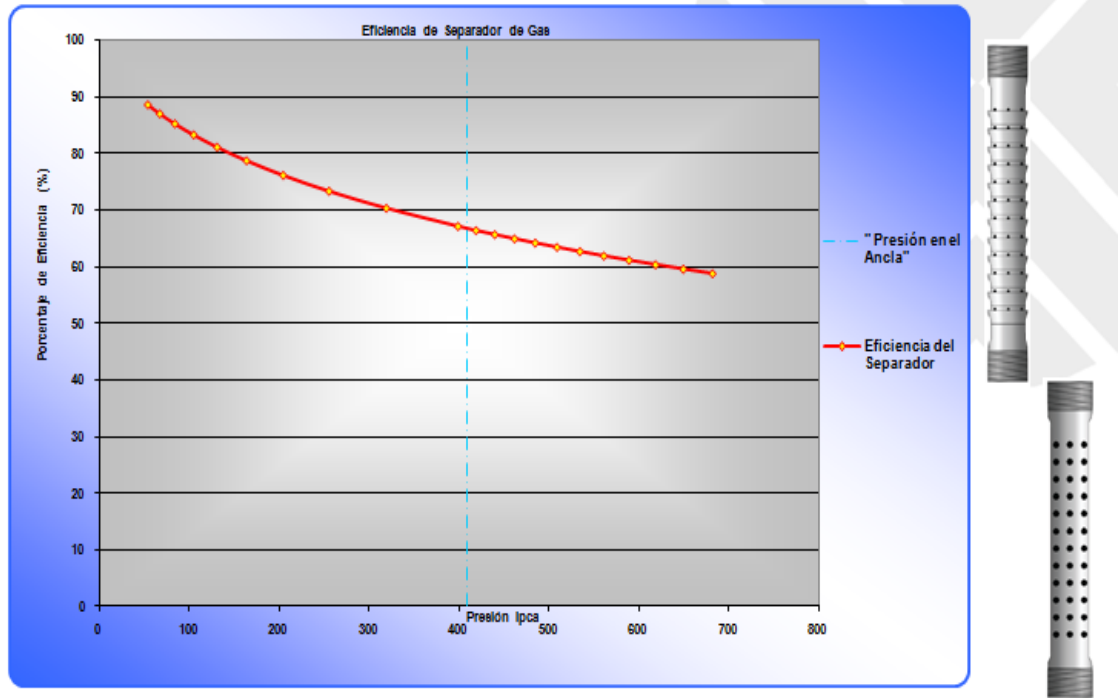


**Fuente:** \_Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

Como primera alternativa si se diseña y propone un separador o ancla de gas tipo copas con un ancla de lodo de 4 1/2" y un tubo de succión de 2" para una eficiencia volumétrica esperada de 66.99% (Figura 89) a diferencia de una eficiencia del 58.5% sin usar separador.

El programa para diseño de anclas propone implementar un ancla de copas con ancla de lodo de 4 1/2" y tubo de succión de 3 1/2", aumentando la eficiencia volumétrica de la bomba hasta un 78.80%.

**Figura 90.** Eficiencia Separador de Gas tipo Copas 4 ½" x 2"



**Separador Copa**

**Fuente:** \_Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

**Figura 91.** Diseño Optimo de Separador de Gas Tipo Copas – Llanito 114

POZO:	LLANITO 114	
YACIMIENTO:	0.00	
TASA DE LÍQUIDO	99	
TASA DE DISEÑO	124	
CASING	7" x 29.00 lb/ft	

AREA DE DISEÑO	0.01614	
AREA SELECCIONADA	0.01699	
TUBO DE BARRO	4-1/2" x 13.50 lb/ft	
TUBO DE SUCCIÓN	3 1/2"	
ORIFICIOS	0.50	Pulg
ÁREA POR ORIFICIO	0.00136	PIES 2
AGUJEROS POR SECCIÓN	72	
ÁREA/ SECCIÓN	0.09817	PIES 2
ÁREA TOTAL	0.06795	PIES 2
SECCIONES	1	COPAS
EV Bomba (%)	78.80	

**DISEÑO ÓPTIMO**

**Fuente:** \_Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

Como en los casos anteriores opcionalmente se propone implementar filtros en fibra de vidrio de vena excéntrica que permiten no solo controlar los sólidos en suspensión, para tamaños de partículas de hasta 120 micrones, presentes en la corriente de flujo de fluidos hacia la bomba, sino que por su diseño separa el gas presente en el fluido en volúmenes de hasta 5 MMPC/DIA. Esto significa que no se requiere un diseño especial de separadores de gas por cada pozo como el caso presentado anteriormente.

El filtro de vena excéntrica por sus características, presenta caídas de presión mínima, mientras posee una permeabilidad y porosidad mayores a la roca del yacimiento que contiene el aceite, el agua y el gas. Ver Especificaciones en la Figura 66.

Utilizando la calculadora del Fabricante de los filtros de vena excéntrica se establece que tan solo se requiere 8,75 PIES MINIMO, NECESARIOS PARA LA FILTRACION y SEPARACION DE GAS. Cada sección de filtro es de 25 pies. Por lo tanto con UNA sección de filtro se duplica la capacidad volumétrica de desplazamiento actual de la bomba, garantizando una mayor vida útil al sistema de levantamiento

### **Recomendaciones Cambios Operacionales o de Equipo a Implementar.**

- Instalar un sistema de separación de gas en fondo. Se propone un sistema de separación tipo copas con ancla de lodo tamaño 4 ½” y tubo de succión de 3 ½”. Ver especificaciones en la **Figura 90**.
- Opcionalmente se propone instalar un separador en fibra de vidrio con las especificaciones calculadas.
- En caso de instalar ancla separador de gas se recomienda buena práctica de espaciamiento en bomba de manera que la distancia, entre válvulas fija y viajera al final del recorrido descendente no exceda de ¼”.
- La instalación de un ancla de gas permitirá rediseñar el sistema de levantamiento con un tamaño de bomba menor para manejar un volumen máximo de 130 BOPD.
- Asegurarse en el ensamble de bomba que la varilla sea cortada de manera que la válvula viajera en el pistón quede a ¼” de la válvula fija.
- Instalar Caja tipo HIVAC de Alto Volumen y Compresión que contribuya disminuir las pérdidas de presión a la entrada de la bomba y a reducir el volumen no desplazado entre esta y la válvula viajera.

## 5.9 POZO - LLANITO 119

Tabla 14. Información general del pozo

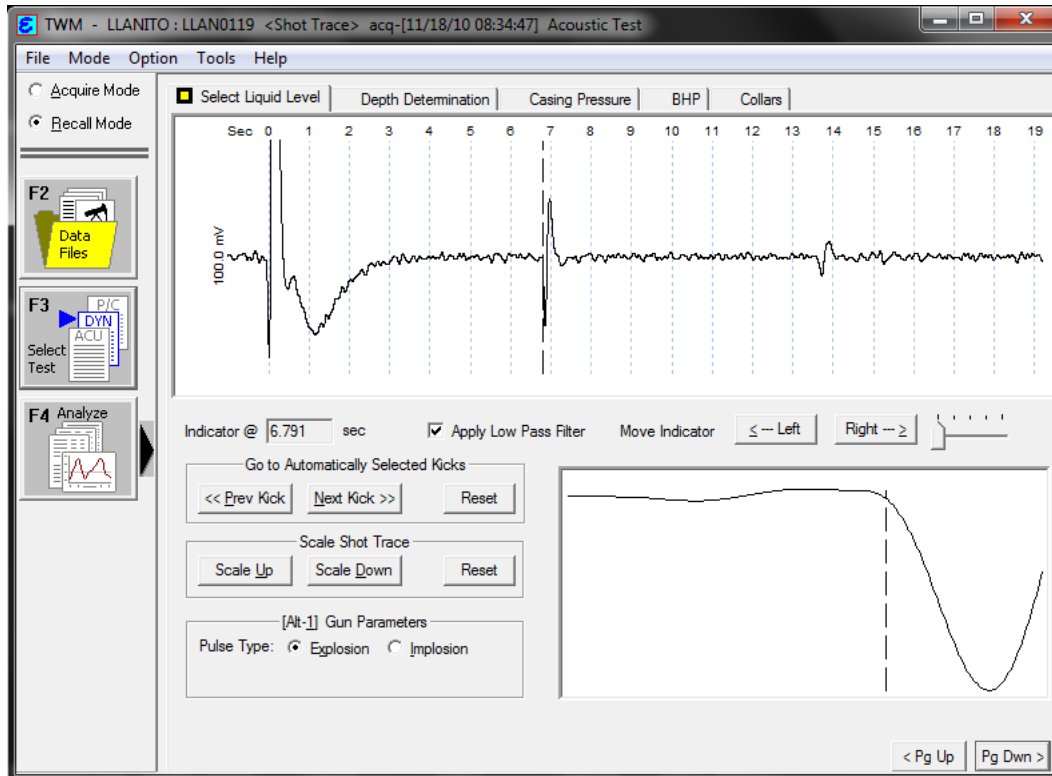
CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS	COMPLETAMIENTO
Unidad de Bombeo <b>M II-640D-365-168</b> Recorrido Actual <b>168 in.</b> Recorridos Disp. <b>130,996</b> <b>149,498</b> <b>168</b> THP <b>80 psi</b> CHP <b>56.4 psi</b>	Bomba tipo Tubing API <b>25-225-THC-20-3-2-2</b> Prof. Bomba <b>5916.90 ft</b> PIP: <b>293 psi</b> PWF: <b>360.6 psi</b> <b>Pe = 1,100 psi</b> <b>Fallas</b> BOMBA OPERANDO CON INTERFERENCIA POR GAS Y LEVE FRICCIÓN POR SÓLIDOS. POZO CON TENDENCIA A ARENAMIENTO.	API Crudo. <b>21.2</b> BS&W. <b>32 %</b> Viscosidad Gr. Esp. Gas <b>0.63</b> Fr.Comp Gas. <b>0.9972</b> Gr. Esp. Agua <b>1.05</b> Producción <b>10/11/18</b> Aceite 91.8 BOPD Agua 43.2 BWPD Gas 39.1 MSCFPD <b>GOR 426 scf/bl</b>	Tubing 2 7/8” Varillas <b>Grado E</b> 1” – 1881 pies 7/8” – 1875 pies 3/4 ‘- 2128 pies Perforaciones <b>5800 -6538 ft</b> Tubing Ancla. <b>5646.01 ft.</b> Revestimiento 7” Formación <b>MUGROSA</b> Ancla de Gas – <b>No</b> Anular - <b>A Línea</b> <b>TOP PLUG @ 7850</b> <b>COLLAR FLOTADOR</b> <b>@ 7977” MD</b> <b>(TENTATION)</b>

### 5.9.1 Paso 1 Entrada Correcta de Datos al TWM

Los datos que se corrigieron fueron, las tasas de producción de los fluidos, la densidad del aceite del agua y del gas, los datos de profundidad de la bomba, como la profundidad de referencia de la formación, datos que se tomaron del estado mecánico del pozo. El dato de detección de nivel de fluido es un dato

correcto ya que la onda detecta el nivel de fluido a los 6.791seg y la onda se refleja al doble de tiempo (**figura 92**).

**Figura 92.** Nivel de Fluido - Fuente. Software TWM Echometer



Fuente: Autor

### 5.9.2 Paso 2 Calculo de Volumen de Gas en Casing

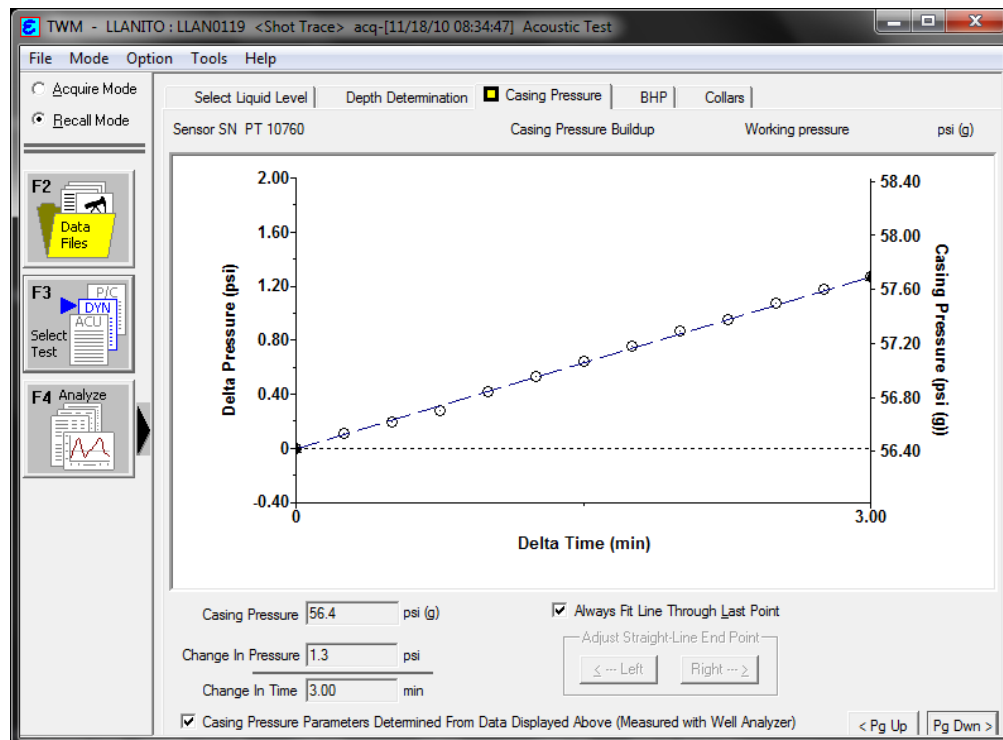
La tendencia actual es ascendente lo que indica que se está generando gas observando el aumento de la presión en el casing. La gráfica muestra una presión en el anular de 56.4 psi.

El anular se encuentra conectado a la línea de flujo y esto genera una contrapresión a la formación impidiendo obtener todo el potencial de producción disponible.

La Figura 94 muestra como la tendencia de la presión en el casing afecta la eficiencia volumétrica de la bomba. La eficiencia no varía significativamente a pesar que la presión en casing si lo hace lo que significa que tenemos problemas de gas y no se eliminan venteando el pozo.

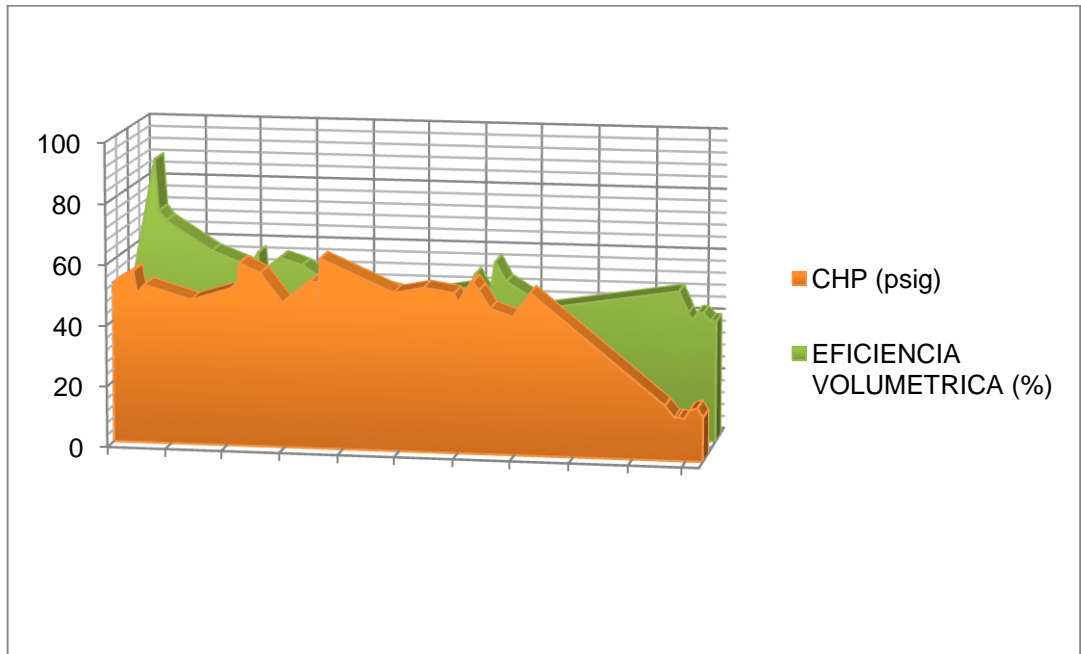
La curva de producción de aceite presenta una variación significativa como lo hace la curva de producción de agua al variar el volumen de gas, afecta la producción de fluidos, se observa que si la producción de gas tiende a estabilizarse la producción de fluidos también, tal como se observa en los meses de noviembre a diciembre. en el mes de abril a septiembre se presenta una variación significativa de fluidos debido a una variación significativa de producción de gas

Figura 93. Incremento de Presión en casing.

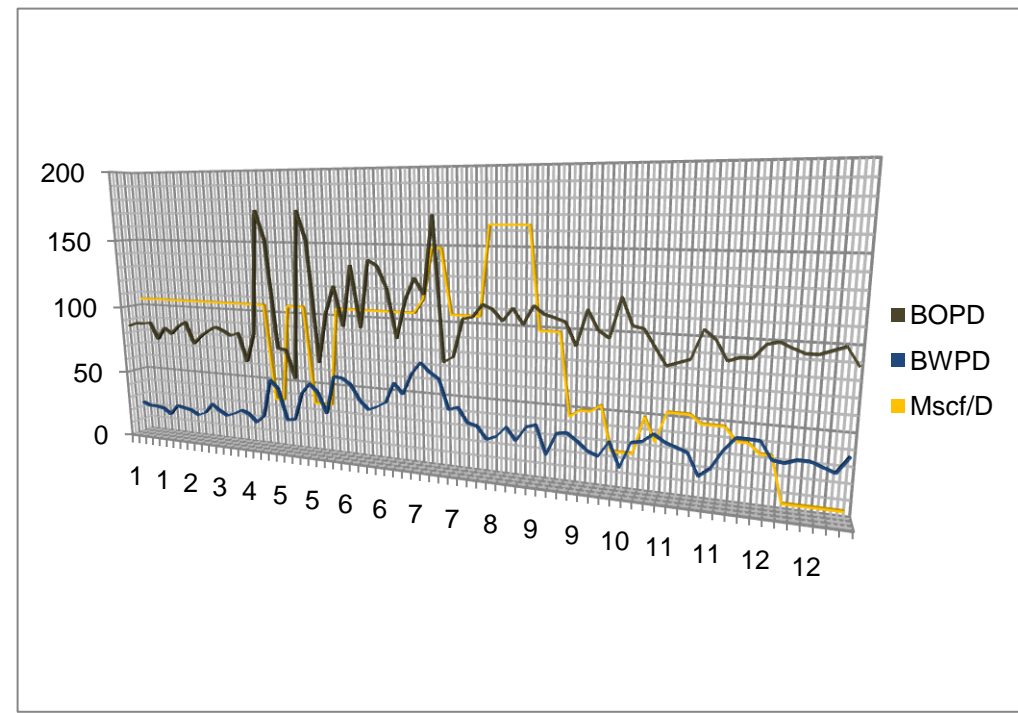


Fuente: Autor

**Figura 94.** Tendencia Presión Casing Vs Eficiencia Volumétrica de Bomba



**Figura 95.** Curva de Producción de Fluidos entre Enero y Diciembre de 2010.



### 5.9.3 Paso 3 Cálculo y Análisis de IPR – Método de Vogel

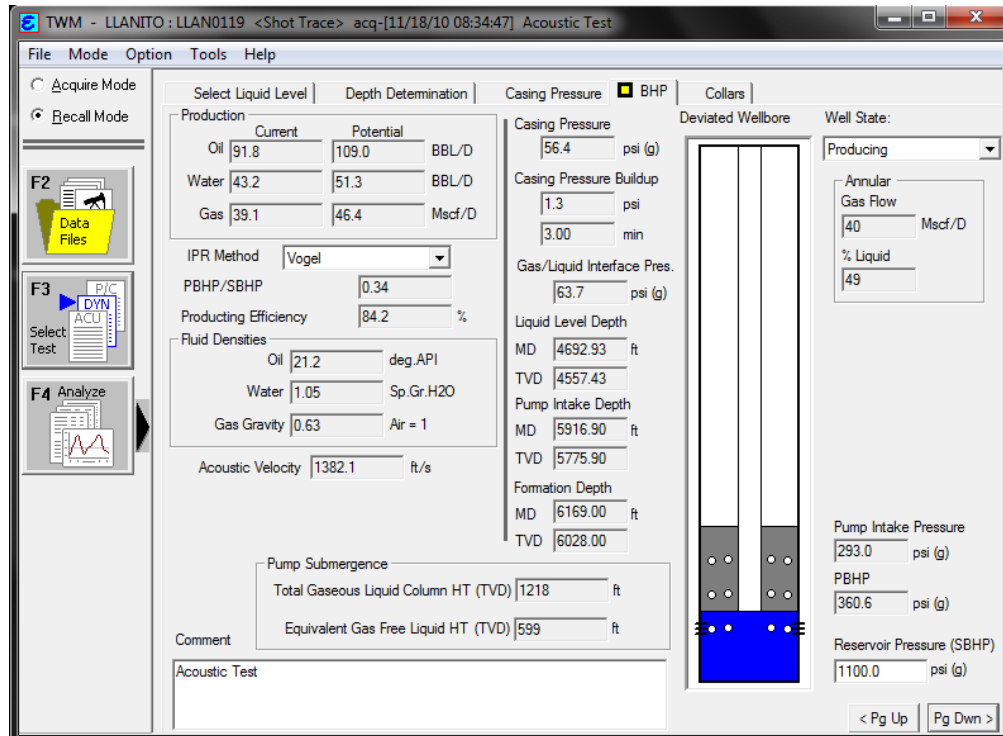
La eficiencia de producción del sistema indica que el 84.2 % de lo que aporta la formación, se está extrayendo con el sistema de levantamiento actual por bombeo mecánico. Entre las causas que generan una eficiencia de producción baja, encontramos que la bomba está manejando un alto volumen de gas (49% de Líquido), dado que no se tiene separador o ancla de gas instalado debajo de la bomba. La tasa de flujo de gas en el anular es de 40 MSCFPD y el potencial estimado de producción de gas es de 46.4 MSCFPD.

Se estima a partir del IPR que existe un volumen adicional de aceite por recuperar (Aprox. 17.2 BOPD).

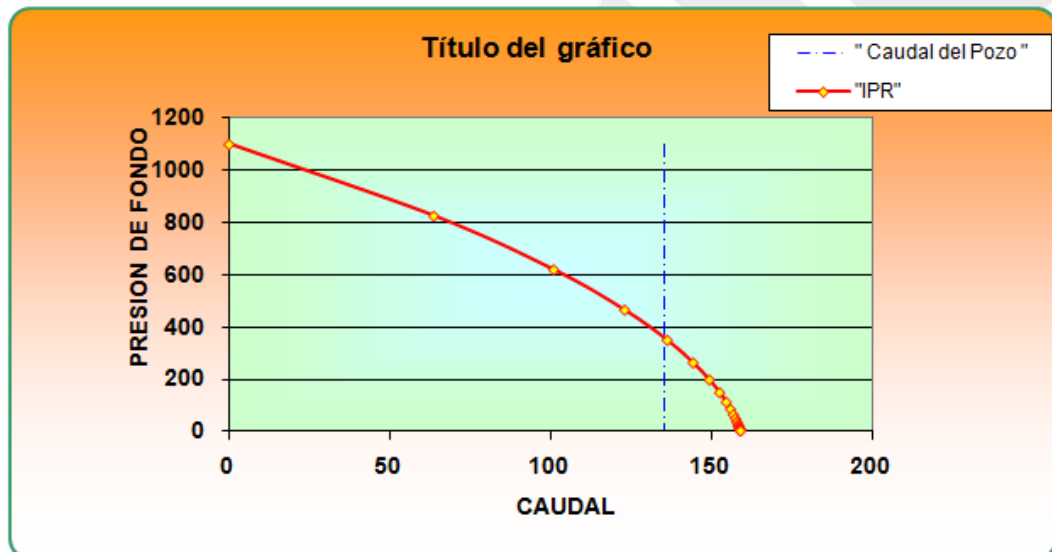
- ❖ Presión de entrada a la bomba: 293 psig
- ❖ Presión de Flujo de Fondo: 360.6 psi.
- ❖ Potencial de Aceite Adicional: 17.2 BPD para un  $P_e$  estimada en 1100 psi.

La curva de IPR (Figura 96), indica que el potencial máximo de producción de fluidos esperado para este pozo es de 160.3 BFPD. Sin embargo en pozos que producen de yacimientos de gas en solución, la productividad estimada para el aceite fluctuará acorde con las tasa de producción de gas.

**Figura 96.** Análisis de Eficiencia de Influjo (IPR). Método Vogel



**Figura 97.** Cálculo de Eficiencia de Influjo (IPR). Llanito 119 - Método Vogel

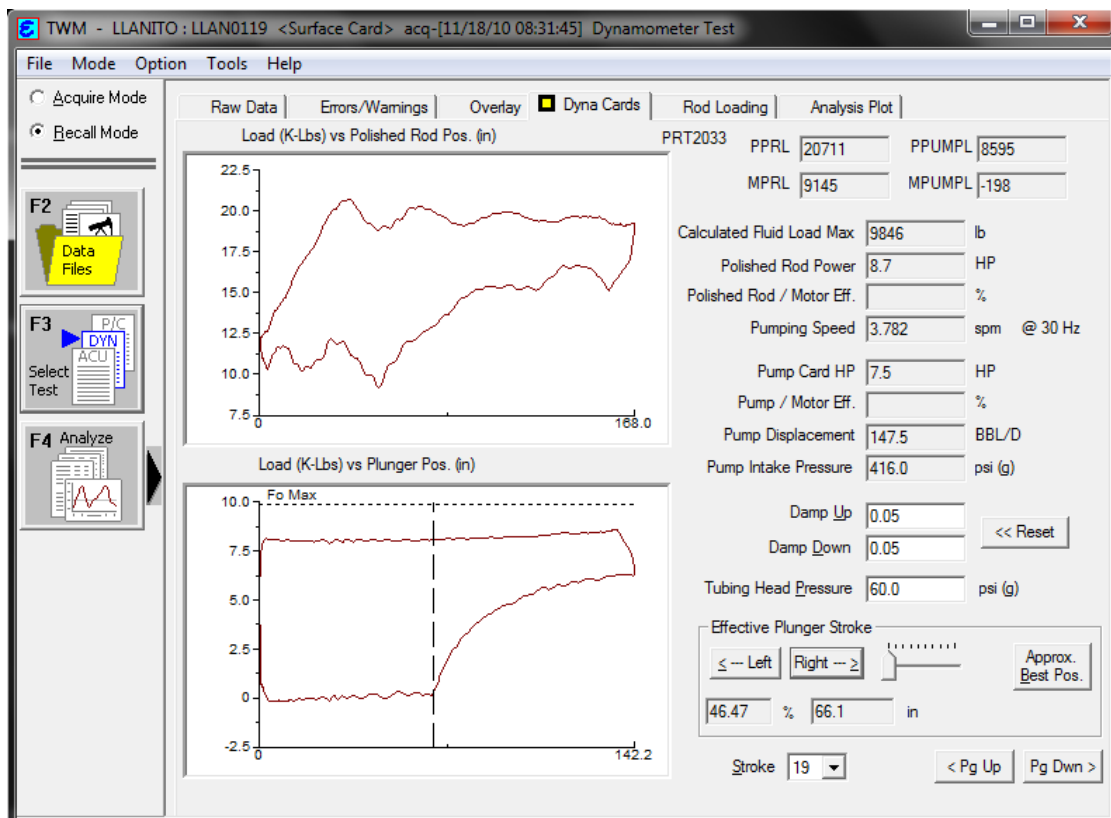


**Fuente:** Autor

#### 5.9.4 Paso 4 Análisis de Eficiencia Volumétrica de la Bomba

- ❖ Recorrido de la unidad en superficie: 168 in
- ❖ Golpes por Minuto. 3.782 (Figura 7)
- ❖ Recorrido de la bomba en fondo: 142.2 in (Figura 7)
- ❖ Desplazamiento Teórico de la bomba: 317.4 BBL/D
- ❖ Producción Promedio de Fluidos en Tanque: 135 BFPD.
- ❖ Porcentaje de llenado promedio de la bomba: 44.32 % (Tabla 1)
- ❖ Desplazamiento efectivo promedio de la bomba: 147.85 BFPD.
- ❖ Eficiencia de Desplazamiento: 135 BFPD/ 147.85 BFPD: 91.3 La bomba está en buenas condiciones mecánicas.

Figura 98. Prueba Dinamométrica Llanito 119 – Noviembre 18 de 2010.



Fuente: Autor

Eficiencia volumétrica de la bomba=  $135 / 317.4 * 100 = 42.53 \%$ , Baja eficiencia por interferencia de gas si se toma en cuenta que el porcentaje de liquido en el anular del pozo es de tan solo un 49%, entonces aproximadamente 155.52 Barriles de Liquido por Día están pasando a través de la bomba. La diferencia del 13% (20.52 BFPD), con los 135 barriles de liquido medidos en el tanque, se pueden considerar como perdidas por escurrimiento y por encogimiento y por supuesto presencia de gas libre cuyos volúmenes afectan el porcentaje de llenado (llenado promedio 44.32%). de la bomba en cada embolada. (Ver Tabla 1) y facilitando la depositación de sólidos en suspensión que puedan estar presentes en el fluido de producción. La presión de entrada a la bomba (aprox. 293 psi), impide que se bloquee completamente por gas.

Tabla 15. Eficiencia de Llenado y Desplazamiento (A partir de Dinagrama)

<b>EMBOLO</b>	<b>EFICIENCIA LLENADO (%)</b>	<b>DESPLAZAMIENTO (bpd)</b>
<b>1</b>	<b>46.87</b>	<b>151.2</b>
<b>2</b>	<b>44.96</b>	<b>142.5</b>
<b>3</b>	<b>46.50</b>	<b>148.1</b>
<b>4</b>	<b>47.04</b>	<b>149.1</b>
<b>5</b>	<b>45.70</b>	<b>144.7</b>
<b>6</b>	<b>47.75</b>	<b>152.1</b>
<b>7</b>	<b>47.12</b>	<b>149.1</b>
<b>Promedio</b>	<b>44.32</b>	<b>147.85</b>

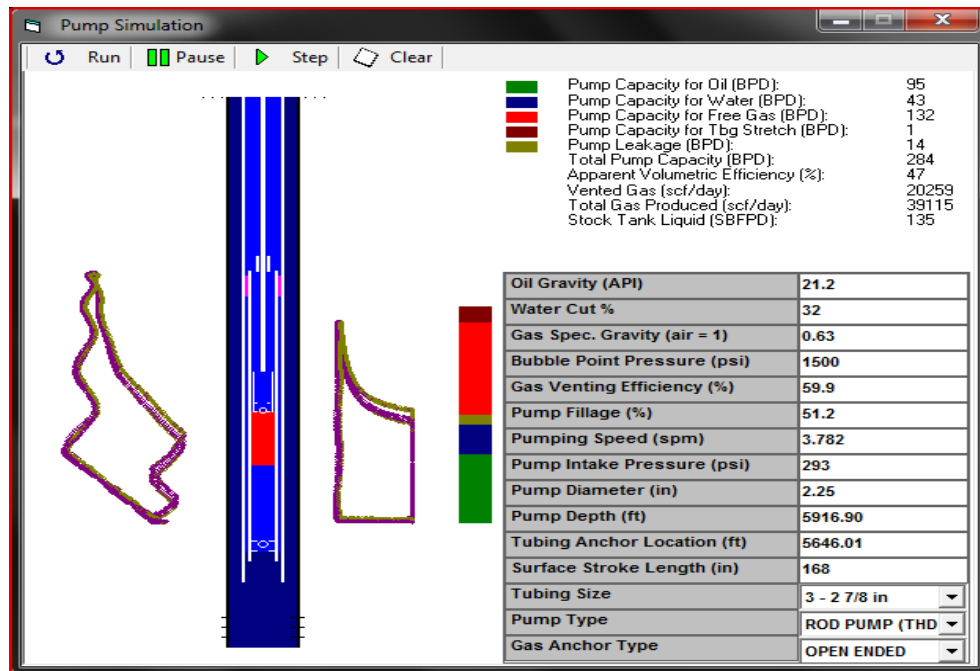
Fuente. El Autor

## SIMULACION DE LA CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA EN PRESENCIA DE GAS

Manejo del gas por la bomba (VENTEO 59.9 %) (Figura 98), se observa que el volumen máximo ocupado por el gas es 132 BPD de la capacidad de la bomba. El volumen de aceite es 95 BPD. El volumen de agua es 43 BPD. La fuga estimada entre el barril y el pistón es de 14 BFPD.

Si se ventea un 59.9 % del gas, la producción del gas venteado es de 20,259 scf/d. La diferencia entre este valor y el total de gas producido (39,115 scf/d) nos indica que la bomba está manejando el equivalente a 18,856 scf/d (132 BPD), reduciendo la eficiencia volumétrica aparente a un 47 %. Gracias a que la bomba de subsuelo está sobredimensionada (capacidad de desplazamiento de 317.8 BFPD) es posible obtener los volúmenes medidos en el tanque en superficie. Sin embargo en ocasiones mayores volúmenes de gas entrando al pozo aumentan la interferencia de gas y disminuyen los volúmenes de aceite a recuperar por ausencia de un ancla de gas.

**Figura 99** .Simulación SROD Comportamiento de Bomba sin Venteo De Gas.



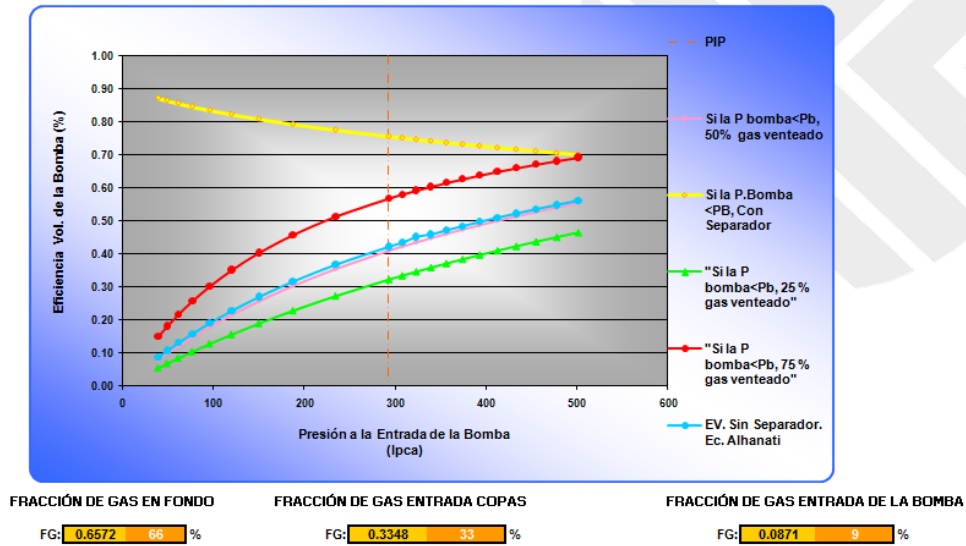
## **EFFECTO DEL VENTEO DE ANULAR Vs ANCLA DE GAS SOBRE LA EFICIENCIA VOLUMETRICA APARENTE DE LA BOMBA.**

La Figura 100, nos aproxima a la eficiencia volumétrica de la bomba para las condiciones actuales de operación en fondo de pozo y para diferentes condiciones de venteo de gas en el anular. Dada la relación gas aceite del pozo, la fracción de gas esperada en fondo es del 66 %, antes de entrar en la bomba de subsuelo o en un separador de gas tipo copas, en caso de ser instalado en el pozo. Si la eficiencia del separador diseñado es buena, puede esperarse que la fracción de gas a la entrada de la bomba disminuya hasta un 9 %.

En caso de no tener separador de gas, la eficiencia volumétrica de la bomba sería de 42.33 %. Considerando que exista un adecuado venteo del anular (máximo 75%), la eficiencia volumétrica de la bomba sería máximo de un 58%. En este caso, la línea de anular del pozo Llanito 119 está conectada a la línea de producción y permite desalojar entre un 50% y un 60% del gas presente en el anular, limitando la eficiencia volumétrica de la bomba entre un 32 y un 42 %.

La curva de eficiencia volumétrica sin separador, nos confirma la necesidad de implementar un separador de gas para lograr reducir la presión de entrada a la bomba y en consecuencia aproximarnos al AOFP del pozo. Reducir tan solo la presión en el anular del pozo disminuirá la eficiencia volumétrica y generará tendencia a bloquear la bomba.

**Figura 100.** Calculo Eficiencia Volumétrica de la Bomba Vs. Venteo Anular  
 Pozo Llanito 114.



**Fuente:** Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

### 5.9.5 Paso 5 Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo

Evaluar la compresión en la bomba, para evaluar el efecto del espacio muerto existente entre las válvulas fija y viajera sobre la eficiencia de desplazamiento para las condiciones actuales de operación.

La **Figura 101** nos indica que debido al tamaño de la bomba implementado (2.25 pulg.) aproximadamente un 35.995% de desplazamiento efectivo en la bomba es utilizado para comprimir el gas, bajo las condiciones actuales y con cero espaciado entre válvulas válvula fija y viajera.

Figura 101. Calculo de Capacidad de Compresión de la Bomba – Llanito 119

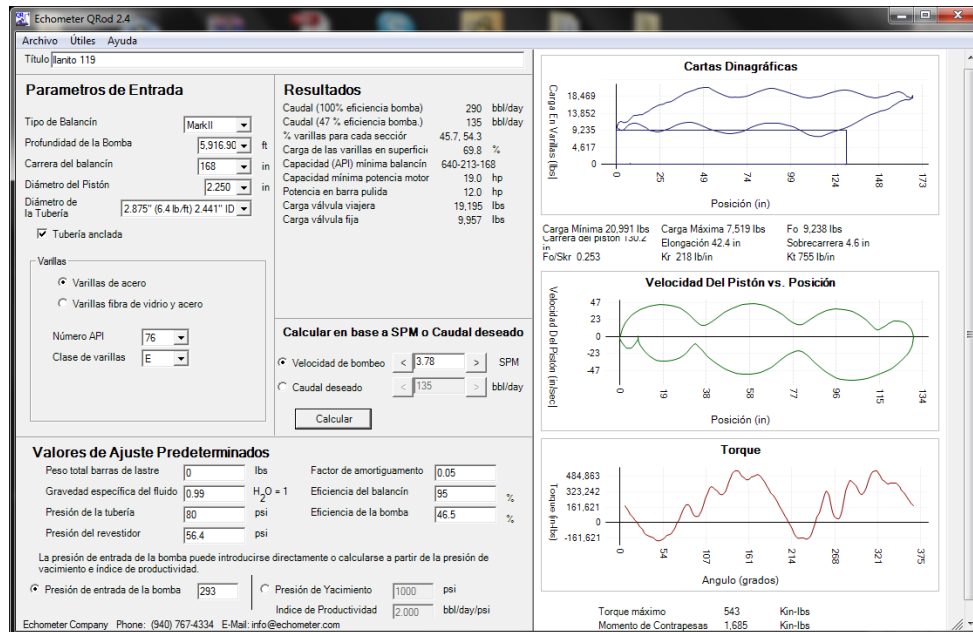
EFECTO DEL ESPACIAMIENTO EN LA CAPACIDAD DE LA BOMBA PARA MANEJAR GAS						
<b>Datos Generales</b>						
PAIS	Colombia					
DEPTO	Santander					
COMPANIA	ECOPETROL					
CAMPO	Llanito					
POZO	119					
<b>Información De Pozo</b>						
BFPD	135	BSw(%)	32	Recorrido superficie(pulg)	168	
BOPD	91.8	GOR	426	Recorrido bomba (pulg)	142.2	
KPCED(LINEA)	39.1	Pt(psi)	50	SPM	4	
KPCED(ANULAR)	20.259	Pr(psi)	1100	Gradiente Fluido(psi/pie)	0.377	
<b>D. Teórico(bbl/día)</b>	<b>375.055</b>			<b>Ev. Bomba Actual(%)</b>	<b>35.995</b>	
<b>Datos De La Bomba De Subsuelo</b>						
Bomba API		Área Barril(pulg <sup>2</sup> )	3.976	Tolerancia "C"(%)	0.002	0
Prof. Niple Bomba(pies)	5916.9	Vol. Barril(pulg <sup>3</sup> )	565.387	Relación De Compresión	7.613	
Díametro Piston(pulg)	2 1/4	Vol. Cajas(pulg <sup>3</sup> )	Piston fuera del rango	Factor Comp. Succión "Zs"	1	
Presión De Entrada(psi)	293	Vol. Total(pulg <sup>3</sup> )	574.287	Factor Comp. Descar. "Zd"	0.7	
Presión De Descarga(psi)	2230.6713			Relación Calor Especifico	1.26	
Nivel De Fluido(pies)	4692.93			<b>Ev. Bomba Como Compressor De Gas</b>	<b>88.074</b>	
<b>EFECTOS DEL ESPACIAMIENTO EN LA Ev</b>						
<b>Espaciamiento</b>	<b>Tolerancia (%)</b>	<b>Ev(%)</b>	<b>Producción Real (bpd)</b>			
0	0.2	88.074	221.319			
1	1.72	82.67475	207.752			
2	1.89	81.71484	205.340			
3	2.06	80.75493	202.928			
4	2.23	79.7950	200.515			
5	2.40	78.83511	198.103			
6	2.57	77.8752	195.691			
7	2.74	76.91529	193.279			
8	2.90	76.01184	191.009			

Fuente: Elaborada por el autor

## 5.9.6 Paso 6 Análisis Sistema de Levantamiento

### Equipo de Superficie-

Figura 102. Análisis del Sistema de Levantamiento del Pozo Llanito 119



Utilizando el programa QROD (Echometer) – Figura 101, se determina que el torque maximo requerido para las condiciones actuales es de 431 K in-lb y la carga máxima en la barra pulida requerida es de 20,991 lbs. La Unidad TIPO MARK II (M-640D-213-168) cumple con las especificaciones requeridas y el desempeño actual del sistema (TWM).

### Bomba de Subsuelo

- ❖ Descripción API - 25-225-THC-20-3-2-2 DVF,DVV
- ❖ Tamaño de tubería : 2 7/8 in OD
- ❖ Diametro de la bomba: 2 1/4 in
- ❖ Tipo de bomba: de Tubería
- ❖ Tipo de barril para bombas con piston de metal: Pared gruesa
- ❖ Tipo de ensamblaje de asentamiento: Copas
- ❖ Longitud de barril en pies: 20
- ❖ Longitud nominal del pistón en pies: 3
- ❖ Longitud Total de extensiones: 2

**La bomba tipo THC presenta las siguientes ventajas:**

*Ventajas:*

- ❖ Proporcionan bombas mucho más grandes para un diámetro específico de *tubing* por lo que presentan mayor desplazamiento de fluido que otro tipo de bomba.
- ❖ Los mayores tamaños de válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.
- ❖ Tienen una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas está directamente conectada al émbolo, sin necesidad de una varilla en la válvula, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varillas.

- ❖ Las Bombas de Tubería usualmente son menos costosas que las Bombas de Varillas porque tienen menor cantidad de partes.
  
- ❖ Se pueden usar para altas tasas de producción en crudos pesados.
  
- ❖ Se pueden usar para pozos con problemas de producción de arena.
  
- ❖ No presentan problemas cuando hay baja presión de entrada a la bomba.

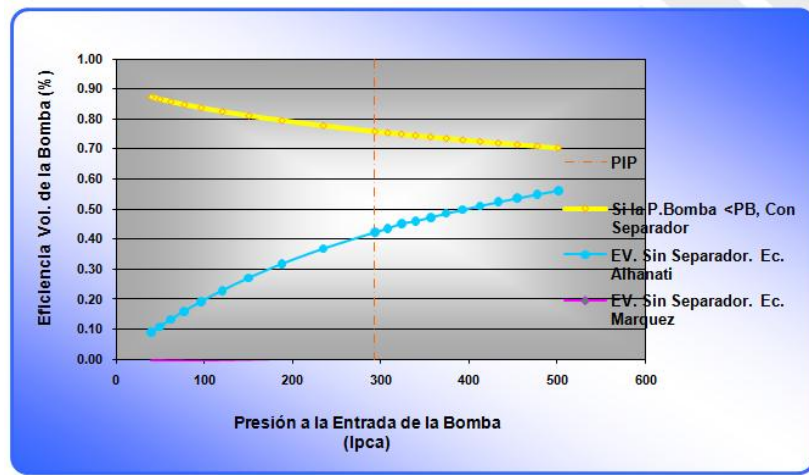
El uso de Doble caja de válvula fija y válvula viajera disminuyen la capacidad de compresión de la bomba. Esto también implica que debe enfocarse el trabajo de selección de bomba de subsuelo en disminuir los volúmenes no desplazados, utilizando una caja para válvula fija y una caja para válvula viajera con dimensiones mínimas de manera que se reduzca el espaciamiento en bomba.

#### **5.9.7 Paso 7 Diseño / rediseño de el ancla de gas.**

Como primera alternativa si se diseña y propone un separador o ancla de gas tipo copas con un ancla de lodo de 5 1/2" y un tubo de succión de 1-1/2" para una eficiencia volumétrica esperada de 75.74% (Figura 103) a diferencia de una eficiencia del 42.33% sin usar separador.

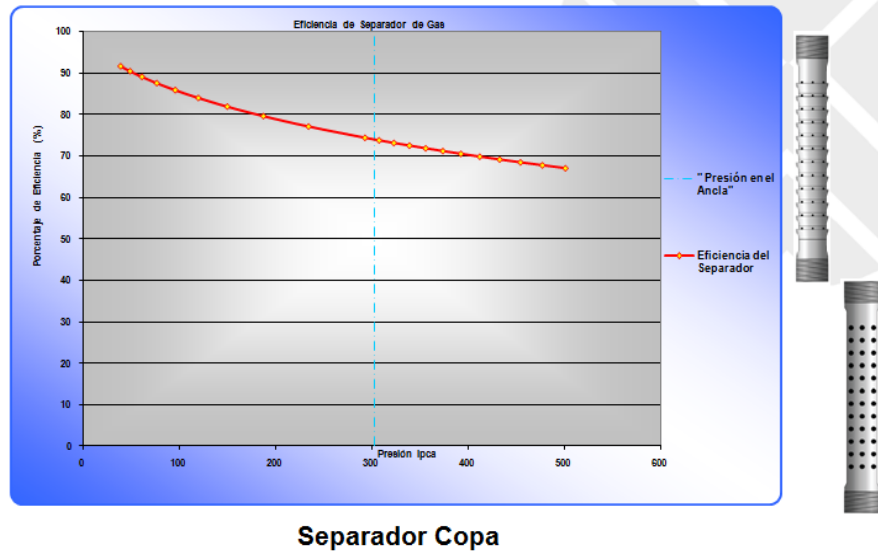
El programa para diseño de anclas propone implementar un ancla de copas con ancla de lodo de 5 1/2" y tubo de succión de 4 1/2".

Figura 103. Eficiencia Volumétrica con/sin separador – Llanito 119



Fuente: Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

Figura 104. Eficiencia Separador de Gas tipo Copas 5 1/2" x 4-1/2"



Fuente: Calculadora de Macros, Excel. Ing Eduardo Figueroa.

**Figura 105.** Diseño Optimo de Separador de Gas Tipo Copas – Llanito 119

POZO:	LLANITO 119
YACIMIENTO:	ZONA B :FORMACION MUGROSA
TASA DE LÍQUIDO	135
TASA DE DISEÑO	154
CASING	7" x 29.00 lb/ft

AREA DE DISEÑO	0.02002
AREA SELECCIONADA	0.02007
TUBO DE BARRO	5-1/2" x 15.50 lb/ft
TUBO DE SUCCIÓN	4 1/2"
ORIFICIOS	0.50 Pulg
ÁREA POR ORIFICIO	0.00136 PIES 2
AGUJEROS POR SECCIÓN	72
ÁREA/ SECCIÓN	0.09817 PIES 2
ÁREA TOTAL	0.08028 PIES 2
SECCIONES	1 COPAS
EV Bomba (%)	78.28

**DISEÑO ÓPTIMO**

Como en los casos anteriores opcionalmente se propone implementar filtros en fibra de vidrio de vena excéntrica que permiten no solo controlar los sólidos en suspensión, para tamaños de partículas de hasta 120 micrones, presentes en la corriente de flujo de fluidos hacia la bomba, sino que por su diseño separa el gas presente en el fluido en volúmenes de hasta 5 MMPC/DIA. Esto significa que no se requiere un diseño especial de separadores de gas por cada pozo como el caso presentado anteriormente. El filtro de vena excéntrica por sus características, presenta caídas de presión mínima, mientras posee una permeabilidad y porosidad mayores a la roca del yacimiento que contiene el aceite, el agua y el gas. Ver Especificaciones (Figura 66)

## 5.10 POZOS CON MAYOR IMPACTO DE GAS

A continuación se presenta en la tabla 17 el estudio detallado de los pozos de más relevancia con problemas de gas, las dimensiones del ancla tipo Poorman y la eficiencia máxima alcanzada por este tipo de ancla diseñada

Como observamos en el cuadro esta ancla tipo Poorman presenta una baja eficiencia por lo tanto no se recomienda implementar el ancla en ninguno de los pozos de estudio. El ancla tipo copas presenta una eficiencia mayor que la alcanzada por la Poorman ya que este es un diseño mejora de este tipo de ancla, las copas tienen como función desviar el gas al anular (tabla 15)

Tabla 16. Ancla tipo Poorman diseñada

TIPO DE ANCLA DE GAS	DIAMETRO ANCLA DE LODO	DIAMETRO TUBO DE SUCCION	SECCIONES	LONGITUD TUBO DE SUCCION	EFICIENCIA ANCLA DE GAS	POZOS
1 POORMAN	5"x15.50lb/ft	1-1/2"x2,40 lb/ft	1	10ft	40.42%	LLANITO 129
2 POORMAN	5-1/2"x 15.50lb/ft	1-1/2"x2,40 lb/ft	1	10ft	52%	LLANITO119
					46.39%	LLANITO 118
					42.27%	LLANITO 112
3 POORMAN	5"x18.00lb/ft	1-1/2"x 3,07lb/ft	1	10ft	41.11%	LLANITO 114
4 POORMAN	5"x18.00lb/ft	1-1/2"x 2,40lb/ft	1	10ft	41.11%	LLANITO 95
5 POORMAN	3-1/2"x 12.95lb/ft	1-1/2"x 3,07lb/ft	1	10ft	57.63%	LLANITO 23

Fuente: Autor

Tabla 17. Tipo copas diseñadas

TIPO DE ANCLA DE GAS	DIAMETRO ANCLA DE LODO	DIAMETRO TUBO DE SUCCION	SECCIONES	LONGITUD TUBO DE SUCCION	EFICIENCIA ANCLA DE GAS	POZOS
1 COPAS	3-1/2"x 12.95lb/ft	1-1/2"x 2,40lb/ft	1	15 ft	76.77%	LLANITO 23
2 COPAS	4-1/2"x 11.60 lb/ft	2"x4,50 lb/ft	2	15 ft	63.48%	LLANITO 95
3 COPAS	5"x15 lb/ft	1-1/2"x 2.40 lb/ft	1	15 ft	71.80 %	LLANITO 114
4 COPAS	4-1/2"x 12.75 lb/ft	2"x4,50 lb/ft	1	15 ft	66,13 %	LLANITO 118
5 COPAS	5-1/2"x 15.50lb/ft	1-1/2"x3,07 lb/ft	1	15 ft	75,74 %	LLANITO 119
					69.93 %	LLANITO 112
6 COPAS	5"x18.00 lb/ft	2"x3,25 lb/ft	1	15 ft	66,67 %	LLANITO 129

Fuente: Autor

Mediante la utilización de un programa (DISEÑO OPTIMO DE ANCLAS.PDVSA) se pudo determinar el diseño optimo de ancla tipo copa, mediante el estudio de una área determinada, un diámetro de orificios de 0.50''

Tabla 18. Cuadro ancla tipo copas óptimas

TIPO DE ANCLA DE GAS	DIAMETRO ANCLA DE LODO	DIAMETRO TUBO DE SUCCION	AGUJEROS POR SECCIÓN	SECCIONES	LONGITUD TUBO DE SUCCION	EFICIENCIA ANCLA DE GAS	POZOS
1 COPAS OPTIMIZADA	3-1/2"x 12.95lb/ft	2-3/8	72	1	15 ft	78.19%	LLANITO 23
2 COPAS OPTIMIZADA	5"x24.10 lb/ft	2-7/8	72	2	15 ft	77.11%	LLANITO 95
3 COPAS OPTIMIZADA	5"x23.20lb/ft	2-3/8	72	1	15 ft	76.11%	LLANITO112
4 COPAS OPTIMIZADA	4-1/2"x 13.50 lb/ft	3-1/2"	72	1	15 ft	78.80%	LLANITO114
5 COPAS OPTIMIZADA	5-1/2"x 17,00 lb/ft	4-1/2"	72	1	15 ft	76.61%	LLANITO 118
6 COPAS OPTIMIZADA	5-1/2"x 15,50 lb/ft	4-1/2"	72	1	15 ft	78.28%	LLANITO 119
7 COPAS OPTIMIZADA	5"x15,00lb/ft	1-1/2	72	1	15 ft	67.90 %	LLANITO129

Ancla tipo empaque aplica en pozos donde no hay perforaciones superiores ya que se aíslan con un empaque para que entren directamente al ancla por la parte inferior de la zona aislada en el casing donde se encuentra la zona cañoneada esta tipo de ancla solo aplica para un pozo en estudio cuadro xx.

Tabla 19. .Cuadro ancla tipo empaque recomendada

TIPO DE ANCLA DE GAS	DIAMETRO ANCLA DE LODO	DIAMETRO TUBO DE SUCCION	SECCIONES	LONGITUD TUBO DE SUCCION	EFICIENCIA ANCLA DE GAS	POZOS
1 TIPO EMPAQUE	2 – 7/8"	1 – 1/2"	1	39 FT	90-99.9%	LLANITO 114

Los filtros de Vena Excéntrica proporcionan el máximo control de arena y de gas del pozo.

Su diseño de venas únicas otorgan a esta herramienta excelentes cualidades de permeabilidad y para la separación del gas, al mismo tiempo que filtra la arena con una malla de red 100 o más grande.

Está diseñado para brindar un separador de gas de alta eficiencia sin partes móviles. Ello se logra a través de la estructura exterior Eccentric Ven.

Los hilos en la estructura exterior tienen una trama única, similar a la de la hoja dentada de una sierra. El tamaño, la cantidad y el diseño de los hilos disminuyen significativamente las caídas de presión con altos volúmenes de fluido.

El gas se separa en la estructura exterior, a diferencia de lo que ocurre en el "Poor-Man" o tubo ancla convencional donde el gas se separa en el interior del dispositivo.

A continuación se presenta el estudio de filtro para los siguientes pozos con problemas de arena.

Tabla 20 .Separador filtro fibra de vidrio (ECCENTRIC VEIN)

TIPO DE SEPARADOR	POROSITY LINEAL FT.	MAX. TEMP. F°	CONN. BOX PIN	LENGTH	OD	POZOS
SFG-3.75	37.93%	200	2-7/8	19 ft	3.75"	LLANITO 23 LLANITO 119 LLANITO 95 LLANITO118
SFG-4.5	42.65%	200	3.1/2	19 ft	4.5"	LLANITO 129

Tabla 21. Cuadro anclas recomendadas

POZO	TIPO DE ANCLA RECOMENDADA	HERAMIENTAS IMPLEMENTADAS	PRESION DE ENTRADA A LA BOMBA (PSI)	FRACCION DE GAS EN FONDO	FRACCION DE GAS A LA ENTRADA DEL SEPARADOR	FRACCION DE GAS A LA ENTRADA DE LA BOMBA	PROFUNDIDAD ANCLA (ft)	EFICIENCIA ACTUAL DE LA BOMBA	EFICIENCIA VOLUMETRICA DE LA BOMBA ESPERADA (%)
LLANITO 23	1 COPAS OPTIMIZADA	Caja PT. #C142098 de 1-3/4".	302.4	50%	35%	7%	6990-7000 ft	46%	78.19%
	SFG-3.75	Extensión #C501250, caja HIVAC de 1-1/4" Barril RH.  Asiento de 1-3/4" API, PT. #VA17434, con bola de 1"							
LLANITO 95	2 COPAS OPTIMIZADA	Caja de 2-1/4" PT.#C142498  Adaptador para la caja con el pistón	513	69%	30%	15%	6140-6150 ft	69%	77.11%
	SFG-3.75	Adaptador para hacer la caja estacionaria removible.  Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen y bola de 1-3/8"							
LLANITO 112	3 COPAS OPTIMIZADA	Caja de 2-1/4" PT. #C142598  Extensión #C501750, caja HIVAC de 1-3/4" Barril RH  Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen PT.#VA22534 API, y bola de 1-3/8"	455.8	45%	15%	6%	6990 ft	74.08	76.11%
	4	Caja de 2-1/4" PT. #C142598	399.1	71%	21%	6%	7098 - 7099 ft	46%	78.80%

LLANITO 114	COPAS OPTIMIZADA	Extensión #C501750, caja HIVAC de 1-3/4" Barril RH							
	1 TIPO EMPAQUE	Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen PT.#VA22534 API,y bola de 1- 3/8"							90-99.9%
LLANITO 118	5 COPAS OPTIMIZADA	Caja PT. #C142598 de 2- 1/4"  Extensión #C501500, caja HIVAC de 1-1/2" Barril RH	622.1	94%	26%	9%	7244 - 7254 ft	69%	76.61%
	SFG-3.75	Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen PT.#VA22534 con una bola de 1-3/8"							
LLANITO 119	6 COPAS OPTIMIZADA	Caja de 2-1/4" PT.#C142498  Adaptador para la caja con el pistón Adaptador para hacer la caja estacionaria removible.	293.1	66%	33%	9%	5932 – 5942 ft	46%	75.75%
	SFG-3.75	Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen y bola de 1-3/8"							
LLANITO 129	7 COPAS OPTIMIZADA	Caja de 2-1/4" PT. #C142598,  Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen y bola de 1-3/8" de	293	49%	29%	12%	6099 - 6109 ft	61%	67.90 %
	SFG-4.5	carburo de titanio PT. #VA22534							

Tabla 22. Optimización de la producción.

POZO	PRODUCCION			POTENCIAL			BARRILES DE ACEITE A RECUPERAR	BARRILES RECUPERADOS IMPLEMENTANDO HERRAMIENTAS
	BOPD	BWPD	Mscf/D	BOPD	BWPD	Mscf/D		
LLANITO 23	17.15	17.85	17.1	29.9	31.1	29.9	12.75	9.96
LLANITO 95	81.6	158.4	29.2	98,8	191,7	35,3	17.2	13.26
LLANITO 112	110.76	31.24	28.6	122.2	34.5	33.6	11.44	8.7
LLANITO 114	98.505	0.495	48.7	125.8	0.6	62.2	27.295	24
LLANITO 118	58	42	44	59.4	43	45.1	1.4	1
LLANITO 119	91.8	43.2	39.1	109	51.3	46.4	17.2	13
LLANITO 129	198.1	84.9	57.6	234,6	100,5	68,2	36.5	24.78
							TOTAL	94.7

## **6. .CONCEPTOS DE INGENIERIA ECONOMICA**

La afectación de recursos dentro de una empresa o sociedad económica, se lleva a cabo a través de proyectos de inversión, que tienen por objetivo primordial, un aumento en sus utilidades. Cada proyecto, sin excepción, debe cumplir con un requisito fundamental, viable; es decir, que genera las ganancias suficientes para recuperar la inversión y al mismo tiempo aumentar el patrimonio y los activos de la empresa. Para que esto suceda, una sociedad económica recurre a diferentes técnicas de análisis financiero que le permitan establecer si dicho proyecto, presenta un panorama de bajo riesgo para los activos.

Para la evaluación económica y financiera de un proyecto, se utilizan algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Algunos índices son entre otros el TIR, el TPR, el VPN, el TIO y el PAYBACK.

### **6.1 BALANCE DE FLUJO DE CAJA**

Secuencia que representa los ingresos y egresos del proyecto. En su estimación se consideran factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto. La ecuación que representa el flujo de efectivo durante un proyecto de inversión es:

$$FDC = In - Eg - Dep$$

Donde:

FDC: flujo de caja

*In*: Ingresos

*Eg*: Egresos

*Dep*: Depreciación

## **6.2 METODOS DE ANALISIS ECONOMICO**

### **6.2.1 Valor presente Neto**

EL método del valor presente neto es muy utilizado porque es de fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy.

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

Al evaluar proyectos con la metodología del VPN se recomienda que se calcule una Tasa de interés superior a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos, tales como la liquidez, efectos inflacionarios o desviaciones que no se tengan previstas.

Los valores que deben tenerse en cuenta para calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa esta presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuacion}$$

### 6.2.2 Tasa Interna de Retorno

Conocida también como la tasa de rentabilidad, es la tasa que iguala el VPN a cero. Matemáticamente, se determina hallando la tasa de interés a la que la suma del valor presente de los flujos de caja es igual a la inversión inicial. La ecuación que la represente es la siguiente:

$$VPN = 0 = \left[ \frac{FDC_1}{(1+i)^1} \right] + \left[ \frac{FDC_2}{(1+i)^2} \right] + \left[ \frac{FDC_3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[ \frac{FDC_n}{(1+i)^n} \right] - Inv$$

Donde:

$FDC$  = flujo de caja

$i$  = tasa de interés manejada

$VPN$  = Valor presente neto

**5.1.1 Relación costo beneficio:** Relación del VPN de los ingresos con respecto del VPN de los egresos. Matemáticamente, está representada de la siguiente manera:

$$RCB = \frac{VPN_{In}}{VPN_{En}}$$

Los anteriores conceptos económicos, fueron los criterios de evaluación utilizados para determinar la viabilidad económica del proyecto y la rentabilidad de instalar

accesorios de fondo que permitan una optimización del sistema de bombeo mecánico y por ende un ascenso en la producción.

### **6.2.3 Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME**

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como payback time, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$Payback = \frac{Inversion\ Inicial}{Flujo\ de\ efectivo\ Anual}$$

## **7. EVALUACION ECONOMICA**

Para llevar a cabo el análisis económico de la implementación de herramientas de separación de fondo en sistemas de levantamiento artificial de bombeo para 7 pozos de los campos Gala, Galán y Llanito, se hizo un estudio de los egresos y los ingresos generados en el proyecto.

El análisis financiero consistió en primera media en establecer la inversión o costos de capital (CAPEX) generados por el proyecto, así mismo, se establecieron los costos operativos (OPEX) y se calcularon los indicadores necesarios para concluir acerca de la viabilidad de este.

El objetivo del siguiente análisis económico, es verificar la rentabilidad del proyecto para la empresa operadora y el tiempo en que la inversión retornaría.

En segundo lugar se presenta el resultado de los indicadores financieros representativos como lo son: Relación beneficio-costo, VPN, TIR, TIO VPE, VPI, TVR, PAYBACK TIME; finalmente se resume el impacto económico del proyecto haciendo un respectivo análisis de los indicadores mencionados.

## 7.1 INFORMACION ECONOMICA

La información económica para el análisis, se tomo de acuerdo a los estándares manejados por la empresa operadora, en lo que respecta a costo del combustible, tasa interna de oportunidad y gastos legales.

El precio del petróleo para los crudos del magdalena medio propiedad de Ecopetrol s.a. oscila entre USD 40 y 50 por barril, ya que su comercialidad es la refinería de Barrancabermeja, y son caracterizados como tipo black oil con grados api que van desde los 18 a los 36 y presentan un bajo contenidos de azufre. El costo de levantamiento por campo oscila entre los USD 8 y 17 por barril. Ecopetrol cuenta con un sistema de transporte propio (oleoducto). Para el caso de los campos llanito y gala, el margen entre el precio de venta y el costo de levantamiento se encuentra en promedio en usd 40 por barril.

Como parte de esta etapa se realizaron las cotizaciones respectivas de herramientas y accesorios recomendados para la optimización. (ANEXOS 4-5-6)

Tabla 23. Datos económicos comerciales.

<b>Producto</b>	<b>Costo</b>
<b>Precio de venta Crudo Llanito</b>	40 USD/BI
<b>Precio de venta de gas Llanito</b>	2,4 USD/KPC
<b>Costo de extracción total</b>	17 USD/BL
<b>Regalías</b>	20 %
<b>Impuesto de Renta</b>	35 %
<b>Tasa interna de Oportunidad</b>	13 %

## 7.2 GASTOS DE CAPITAL (CAPEX)

A continuación se presentan los gastos de capital o inversión que requiere el proyecto de optimización para los 7 pozos analizados y candidatos a optimización.

Tabla 24 . Costo de accesorios requeridos para la optimización

POZO	HERRAMIENTA	ACCESORIOS	COSTO (USD)
LLANITO 23	Caja hivac	Caja PT. #C142098 de 1-3/4".	700
		Extensión #C501250, caja HIVAC de 1-1/4" Barril RH.	140
		Asiento de 1-3/4" API, PT. #VA17434, con bola de 1"	129
	Separador filtro fibra de vidrio (eccentric vein)	FIBERGLASS ERFV FILTER 2 7/8". 6 METERS LENGTH. HASTA 600 BFPD	5,006.00
		PUP JOINT 2 7/8" – 1 Meter Length	490.81
		TAPON MACHO O BALA – 8hpp CL.	582.84
LLANITO 95	Caja hivac	Caja de 2-1/4" T.#C142498	1604
		Adaptador para la caja con el pistón	232
		Adaptador para hacer la caja estacionaria removible.	352
		Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen y bola de 1-3/8"	586
	Separador filtro fibra de vidrio (eccentric vein)	FIBERGLASS ERFV FILTER 2 7/8". 6 METERS LENGTH. HASTA 600 BFPD	5,006.00
		PUP JOINT 2 7/8" – 1 Meter Length	490.81
		TAPON MACHO O BALA – 8hpp CL.	582.84
LLANITO 112	Caja hivac	Caja de 2-1/4" PT. #C142598	802
		Extensión #C501750, caja HIVAC de 1-3/4" Barril RH	176
		Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen PT.#VA22534 API, y bola de 1-3/8"	586
LLANITO 114	Caja hivac	Caja de 2-1/4" PT. #C142598	802
		Extensión #C501750, caja HIVAC de 1-3/4" Barril RH	176
		Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen PT.#VA22534 API,y bola de 1-3/8"	586
	ANCLA TIPO EMPAQUE	Separador Tipo Empaque	6200

		Rotacional packer	4800
<b>POZO</b>	<b>HERRAMIENTA</b>	<b>ACCESORIOS</b>	<b>COSTO (USD)</b>
LLANITO 118	Caja hivac	Caja PT. #C142598 de 2-1/4"	802
		Extensión #C501500, caja HIVAC de 1-1/2" Barril RH	176
		Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen PT.#VA22534 con una bola de 1-3/8"	586
	Separador filtro fibra de vidrio (eccentric vein)	FIBERGLASS ERFV FILTER 2 7/8". 6 METERS LENGTH. HASTA 600 BFPD	5,006.00
		PUP JOINT 2 7/8" – 1 Meter Length	490.81
		TAPON MACHO O BALA – 8hpp CL.	582.84
LLANITO 119	Caja hivac	Caja de 2-1/4"PT.#C142498	1604
		Adaptador para la caja con el pistón	232
		Adaptador para hacer la caja estacionaria removible.	352
		Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen y bola de 1-3/8"	586
	Separador filtro fibra de vidrio (eccentric vein)	FIBERGLASS ERFV FILTER 2 7/8". 6 METERS LENGTH. HASTA 600 BFPD	5,006.00
		PUP JOINT 2 7/8" – 1 Meter Length	490.81
		TAPON MACHO O BALA – 8hpp CL.	582.84
LLANITO 129	Caja hivac	Caja de 2-1/4" PT. #C142598,	802
		Asiento de carburo de tungsteno de Alto – Volumen y bola de 1-3/8" decarburo de titanio PT. #VA22534	586
	Separador filtro fibra de vidrio (eccentric vein)	FIBERGLASS ERFV FILTER 2 7/8". 6 METERS LENGTH. HASTA 600 BFPD	5,006.00
		PUP JOINT 2 7/8" – 1 Meter Length	490.81
		TAPON MACHO O BALA – 8hpp CL.	582.84
		<b>TOTAL</b>	<b>23597</b>

Tabla 25. Costo producción diferida de aceite.

POZO	PRODUCCION ACEITE (BOPD)	DIAZ POZO PARADO	PRODUCCION DIFERIDA	COSTO USD
Llanito 23	17.15	2	34,3	1372
Llanito 95	81.6	2	163,2	6528
Llanito 112	110,76	2	221,52	8860,8
Llanito 114	98,505	2	197,01	7880,04
Llanito 118	58	2	116	4640
Llanito 119	91,8	2	183,6	7344
Llanito 129	198,1	2	396,2	15848
<b>TOTAL</b>				<b>52,472..84</b>

Tabla 26. Costo producción diferida de gas

POZO	PRODUCCION GAS (Mscf)	DIAZ POZO PARADO	PRODUCCION DIFERIDA	COSTO USD
Llanito 23	17.15	2	34,3	1372
Llanito 95	29,2	2	58,4	2336
Llanito 112	28,6	2	57,2	2288
Llanito 114	48,7	2	97,4	3896
Llanito 118	44	2	88	3520
Llanito 119	39,1	2	78,2	3128
Llanito 129	57,6	2	115,2	4608
<b>TOTAL</b>				<b>21,148</b>

Tabla 27. Costo de implementación y movilización de equipos.

Actividad	duracion (DÍAS)	costo (USD/Dia)	total (usd)
<b>well service</b>	<b>14</b>	<b>8,333,33</b>	<b>116,666,7</b>
<b>movilizacion</b>			
cantidad	costo (usd)		total (usd)
<b>7</b>	<b>4444,44</b>		<b>31,111,1</b>
	<b>total (usd)</b>		<b>147,777.8</b>

Tabla 28.CAPEX

<b>CAPEX</b>	
TOTAL TIEMPO DEL POZO PARADO(DIAS)	14
COSTO INTERVENCION (USD)	147,777.8
COSTO DE EQUIPO (USD)	23,597
COSTO DE DIFERIDO ACEITE (USD)	52,472..84
COSTO DE DIFERIDO GAS (USD)	21,148
<b>TOTAL(USD)</b>	<b>244,995.64</b>

Tabla 29.Incremento de producción de Aceite

<b>POZO</b>	<b>bARRILES RECUPERADOS (Bbl/dia)</b>	<b>barriles recuperados mes (bbl)</b>	<b>COsto (USD)</b>
<b>ILANITO 23</b>	<b>9.96</b>	298,8	11,952
<b>LLANITO 95</b>	<b>13.26</b>	397,8	15,912
<b>LLANITO 112</b>	<b>8.7</b>	261	10,440
<b>LLANITO 114</b>	<b>24</b>	720	28,800
<b>LLANITO 118</b>	<b>1</b>	30	12,00
<b>LLANITO 119</b>	<b>13</b>	390	15,600
<b>LLANITO 129</b>	<b>24,78</b>	743,4	29,736
		<b>TOTAL</b>	<b>113,640</b>

Tabla 30. Incremento de producción de gas

pozo	gas recuperado (mscf/dia)	gas recuperado mes( mscf)	costo (usd)
llanito 23	10.00832	300.2496	11,952
llanito 95	4.70371	141.1113	15,912
llanito 112	3.8055	114.165	10,440
llanito 114	12.15	364.5	28,800
llanito 118	0.84271	25.2813	12,00
llanito 119	5.52975	165.8925	15,600
llanito 129	7.1974	215.922	29,736
		<b>TOTAL</b>	<b>1327.1217</b>

### 7.3 GASTOS OPERATIVOS (OPEX)

Las siguientes tablas presentan costos incluidos en el proyecto propio de operaciones requeridas para llevarlo a cabo lo que en finanzas se conoce como OPEX. Se exponen el costo que genera los cambios de bomba, implementación de accesorios (well service) y movilización de equipos.

Tabla 31. Costos estándar de servicios

ACTIVIDAD	US\$/dia
<b>Movilización de Equipos</b>	4500
<b>Well services</b>	8400
<b>Personal Operativo</b>	2,900
<b>COSTO DE LEVANTAMIENTO</b>	17544

Los dos modelos se realizaron simulando la producción o potencial máximo que alcanzarían los pozos si su presión en la cabeza del revestimiento se mantiene por debajo de los 100 Psi.

## 7.4 ANALISIS ECONOMICO

Tabla 31. Análisis económico

ANALISIS ECONOMICO		
INVERSION	244995.64	USD
INCREM. INICIAL DE PETROLEO(MES)	86	BOPD
PRODUCCION ACUMULADA (12 Meses)	31390	Bbl
INCREM. INICIAL DE GAS (MES)	1327.12	Mscd
PRODUCCION ACUMULADA (12 Meses)	15.925	Mscf
INGRESOS	1'293.821.06	USD
REGALIAS	258,764.211	USD
INGRESOS NETOS	1'035.056.84	USD
EGRESOS	533,630	USD
FLUJO DE CAJA	501426.8448	USD
PAY OUT (MESES)	12	MESES
PERIODO DE EVALUACION	1	año
TIO	13	%
VPN(USD)	655458.205	USD
TIR	25	%
RELACION (BENEFICIO/COSTO)	1.095201022	
PAYBACK	6	MESES

Los indicadores financieros, permiten observar que el proyecto es rentable, Arrojando unas ganancias de USD 655458.205 al primer año. Sumado a esto, el payback se calcula en 6 meses, un resultado positivo económicamente hablando.

## CONCLUSIONES

- ❖ Entre más cerca este la bomba a las perforaciones superiores, más probabilidad hay que el gas entre directamente a la bomba.
- ❖ Los separadores tipo empaque son los que presentan mayor eficiencia, pero no son convenientes cuando hay perforaciones superiores porque tenemos que aislarla con un empaque para que entre directamente al ancla.
- ❖ Los separadores tipo copa presentan una eficiencia buena es conveniente realizar un estudio para determinar el separador optimo a implementar en pozo.
- ❖ Los separadores Poorman presentan una mala eficiencia de separación por lo tanto no se recomienda la implementación de estos separadores ya que no van a realizar ningún trabajo en fondo.
- ❖ La implementación de un filtro de fibra de vidrio como separador, presenta una mayor ventaja respecto a los separadores tradicionales, ya que la mayoría de pozos analizados presentan problemas de arena y esta herramienta disminuye notablemente el impacto de sólidos.
- ❖ Se concluye que cada pozo se comporta de una manera diferente, por eso no se puede generalizar el comportamiento de cada uno de ellos cada uno posee una presión diferente y condiciones diferentes de profundidad cantidad que perforaciones tipo de completamiento profundidad de bomba.

## RECOMENDACIONES

- ❖ Revisar la profundidad de la bomba y el estado mecánico de cada pozo, profundizar la bomba si se puede revisar que la unidad cumpla con las especificaciones para soportar un mayor esfuerzo ya que se va a aumentar las sartas de varillas.
- ❖ Para el correcto análisis de dinagramas, se debe verificar la información de producción, como la de trabajos a pozo, facilitando el estudio y una aproximación al comportamiento real.
- ❖ Utilización del gas de anulares para implementación de motores del mismo combustible en la unidad de bombeo, reduciendo los costos de producción.
- ❖ Se aconseja realizar un estudio de la exactitud y la frecuencia de venteo en pozos para determinar el porcentaje de gas venteado, llegando a un manejo de la eficiencia volumétrica adecuada.
- ❖ Se recomienda extender estudios técnicos además campos, con el objeto de optimizar los equipos de subsuelo y de superficie que permitan el aumento de producción a un menor costo.
- ❖ El estudio se hace económicamente viable, debido a la buena recuperación de aceite, y al pronto retorno de la inversión.

## BIBLIOGRAFIA

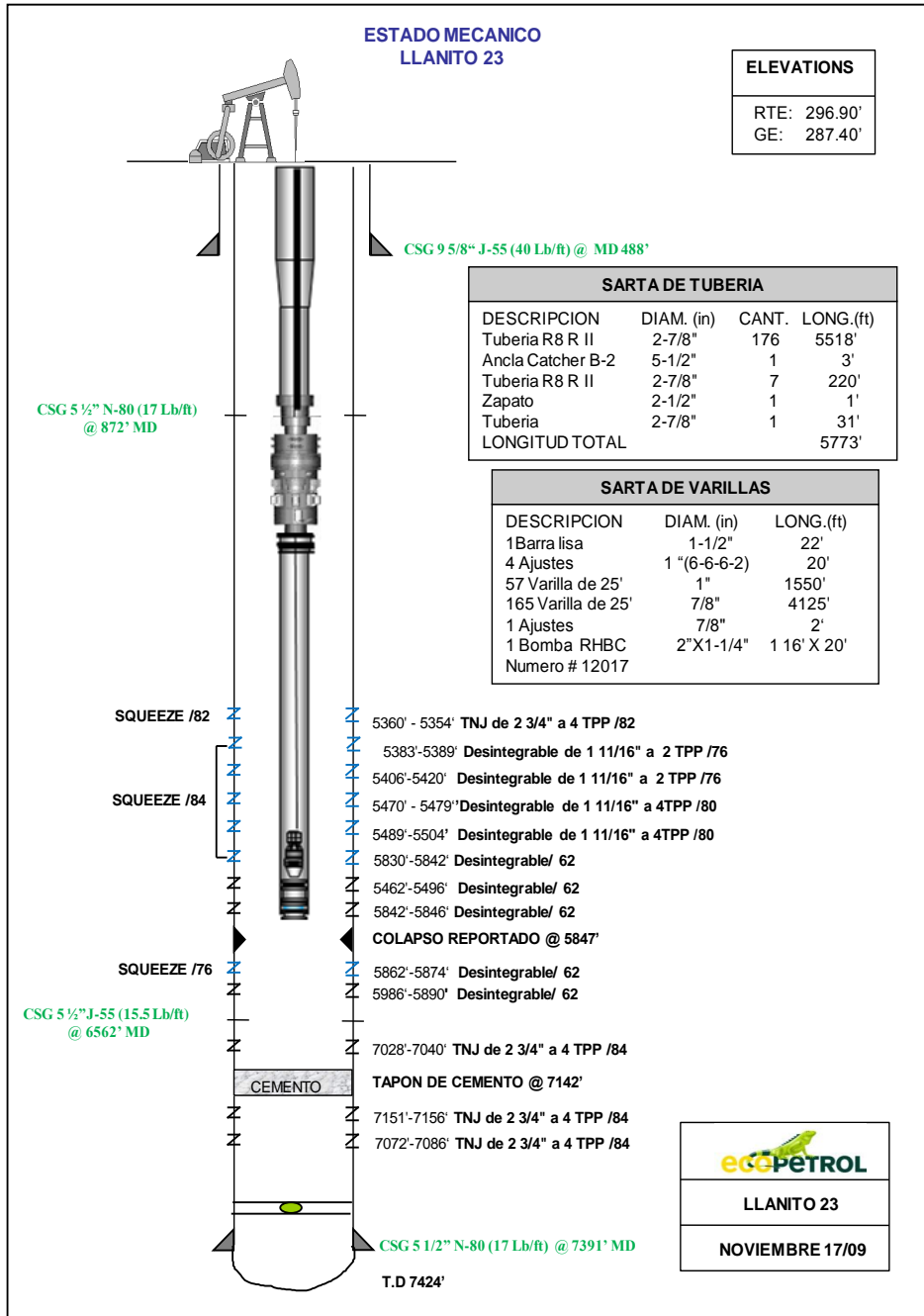
- ❖ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas Colombianas para la presentación trabajos de investigación. Sexta actualización. Bogotá D.C: ICONTEN, 2011.NTC 1486.
- ❖ NAVARRETE ISAZA, Juan Carlos y TORRES RANGEL, Juan Efe. Rediseño del levantamiento artificial por bombeo mecánico mediante el análisis de dinagramas. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2000.
- ❖ DÍAZ CABRERA, Jorge Antonio y LÓPEZ URIBE, Juan Enrique, Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación campo Payoa. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007.
- ❖ REY BOTTO, Blas Octavio. Optimización de la operación del sistema de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2004.
- ❖ ALVAREZ LACAYO, Francisco Antonio y VEGA CASTRO, Jose Manuel. Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.
- ❖ CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. Primera edición. Venezuela, 2001.

- ❖ CABEZAS DUQUE, Yurgin Alejandro y SANDOVAL JEREZ, Sergio Andrés. Evaluación de fallas ocasionadas por depositación de arena en pozos de bombeo mecánico en el campo Cantagallo. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.
- ❖ OGUNSINA, O.O., AND WIGGINS, M.L. A review of downhole separation technology. SPE 94276. Oklahoma. 2005
- ❖ MOISES, G.V.L AND ANDRADE, S.F.A. Sucker-rod pumping failures diagnostic system. SPE 134975. Florence, Italy. 2010.
- ❖ SÁCHICA ÁVILA, Jorge Andrés, Factibilidad técnica económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los campos Llanito y Gala de Ecopetrol s.a. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.
- ❖ GARCIA, Fabián. VLEUGELS, Alejandro. SANCHEZ, Juan. HIRSCHFELDT, Marcelo. Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales. Pan American Energy. Yacimiento Cerro Dragón. Argentina, 2010.
- ❖ IVEY, R.K.: 'HIVAC (High-Volume and Compression) Cages for Subsurface Sucker Rod Pumps,' paper presented at the 1998 Southwestern Petroleum Short Course, April 1998, Texas Tech University, Lubbock Texas.
- ❖ Parker, R M.: "How to Prevent Gas-Locked Sucker Rod Pumps," world oil, (June 1992) pp.48-50.

❖ SOFTWARE TMW AND, SOFTWARE QRod 2.4 .Echometer Company  
Phone: (940) 767-4334 E-Mail: [info@echometer.com](mailto:info@echometer.com) Copyright 1994-  
2004 Echometer Company. All Rights Reserved.

## **ANEXOS**

# ANEXO 1. ESTADOS MECANICOS



**ESTADO MECANICO  
LLANITO 95**

**ELEVATIONS**

RTE: 267'  
GE: 250'  
RT: 17'



CSG 13 3/8" K-55 (54 Lb/ft)  
@ MD 147'

Tubing 2-7/8" EUE desde  
922' hasta 5780'.

CSG 9 5/8" J-55  
(40 Lb/ft) MD 3136'

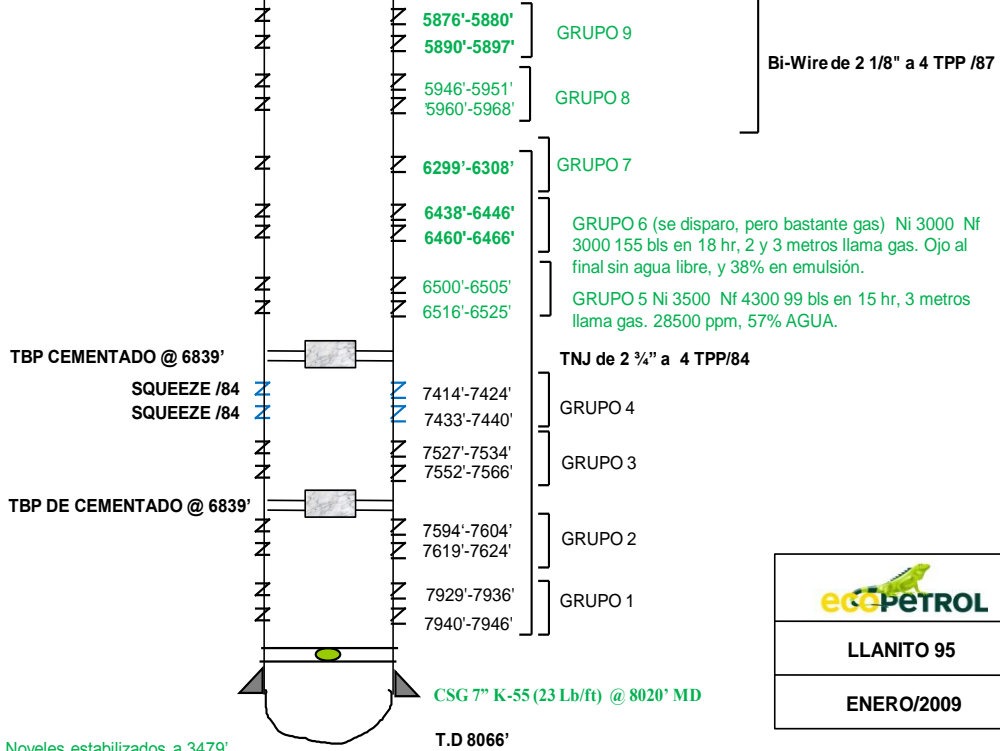
300'  
KOP 1

4046'  
INC MAX 19.5°

CSG 7" N-80 (26 Lb/ft) @  
4910' MD

5000'  
KOP 2

SARTA VARILLAS			
DESC.	DIAM.	CANT.	LONG. (PIES)
BARRA LISA	1-1/2"	1	22
PONY ROD	1"	2	4 (2'-2')
VARILLA UHS LISAS	1"	47	1175
VARILLA G D	1"	24	600
CENTRALIZADORES			
VARILLAS UHS	7/8"	60	1500
CENTRALIZADORES			
VARILLAS UHS LISAS 7/8"		23	575
VARILLA LISAS UHS 3/4"		69	1725
VARILLAS UHS	3/4"	20	500
CENTRALIZADORES			
PONY ROD	3/4"	1	2
PISTON LISO EW:0075M- EW0069M	2-1/4"	1	4

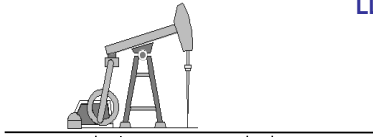


**ecopetrol**

**LLANITO 95**

**ENERO/2009**

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 112**



ELEVATIONS	
RTE:	306.4'
GE:	289.7'

CSG 9 5/8" P-110 (47 Lb/ft) @ 987' MD

1949'  
KOP 1

3752'  
KOP 2

BOMBA # 14710  
25 - 175 RHAC

7056' Profundidad de la sarta

CAÑONEO  
ADICIONAL  
AGOSTO  
2008

5159' -5167'	Z	Z
5447' -5456'	Z	Z
5506' -5509'	Z	Z
5515' -5521'	Z	Z
5561' -5568'	Z	Z

SARTA DE TUBERIA				
Cant	Descripción	Diam (in)	Long (ft)	Prof (ft)
226	Tubería EUE J55	2 7/8	6942,60	6958,60
1	Ancla Catcher B2	7	3,00	6961,60
2	Tubería EUE J55	2 7/8	62,54	7024,14
1	Seating Niple	2 ½	1,00	7025,14
1	Tubería EUE J55	2 7/8	31,00	7056,14

SARTA DE VARILLAS		
Descripción	Diam (in)	Prof (ft)
1 Barra lisa	1 ½"	22
1 Pony rod	1	2
27 Varillas Grado E x 25'	1	675
68 Varillas Grado D x 25'	1	1675
10 Varillas centralizadas x 25'	7/8	250
30 Varillas x 25' intercaladas (15 centralizadas y 15 grado E)	7/8	750
35 Varillas x 25' intercaladas (18 centralizadas y 17 grado D)	7/8	875
38 Varillas Grado D x 25'	7/8	950
71 Varillas Grado D x 25'	3/4	1775
1 Pony rod	3/4	2
1 Bomba # 14710	25 - 175 - RHAC	

7216' -7224' Intervalo Fracturado Abril 5/07

7448' -7462' INTERVALO SECO

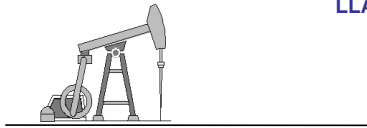
F.C 7807'

CSG 7" P-110 (29 Lb/ft) @ MD 7943'

TD 7961'

LLANITO 112
AGOSTO 2008

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 114**



ELEVATIONS	
RTE:	256'
GE:	240'

CSG 9 5/8" N-80 (43.5 Lb/ft) @ 976' MD

1200'  
KOP 1

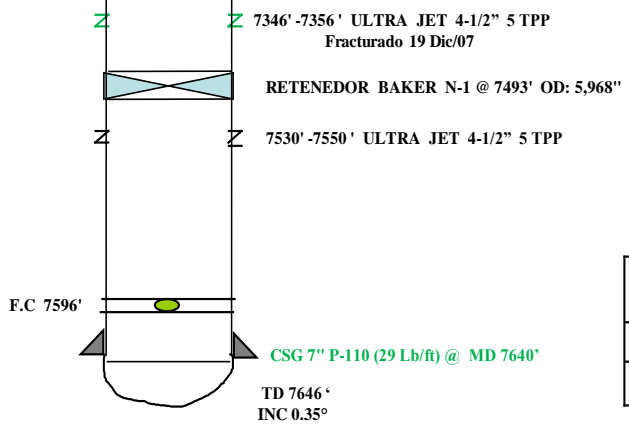
2236'  
INC MAX 22.27°

3660'  
KOP 1

SARTA DE TUBERIA			
CANT	DESC	DIAM (in)	LONG (ft)
226	Tubing EUE J-55 R8 RII	3-1/2"	6966'
1	Ancla catcher B2	2-7/8"	3' @ 6969
3	Tubing EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	92.4'
1	Seating nipple	2-1/2"	1' @ 7061'
2	Tubing EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	61.6'
1	cuello 2-7/8"	2-7/8"	0.2'
PUNTA DE TUBERIA			7122'

SARTA DE VARILLAS			
DESC	DIAM (in)	CANT	LONG (ft)
Barra lisa	1-1/2"	1	26' Nueva
Pony rods	1"	4	12' (10+2)
Varillas x 25' G-Especial	1"	96	2400'
Varillas x 25' G-Especial	7/8"	95	2375'
Varillas x 25' G-Especial	3/4"	89	2225'
Pony rods	3/4"	1	2'
Bomba RHAC	25-175	1	20-3-1-1'
LONGITUD TOTAL:			7063'

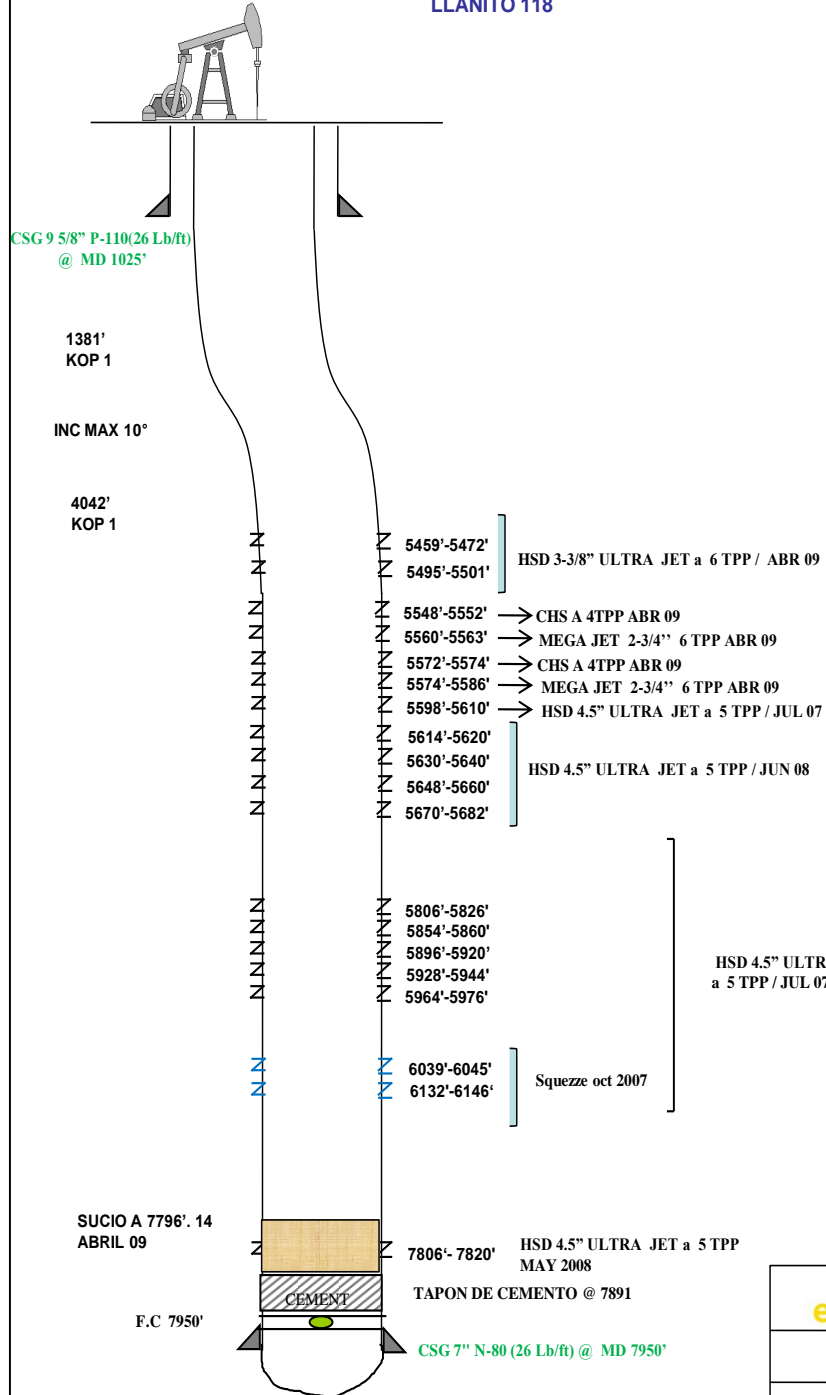
7122' Profundidad de la sarta



LLANITO 114
MARZO 19/2010

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 118**

ELEVATIONS	
RTE:	323,7'
GE:	307,7'
MR:	16'



<b>LLANITO 118</b>
<b>MAYO 2009</b>

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 119**

**ELEVATIONS**

WELL HEAD E: 314,29'  
GL: 298,29'  
ROTARY TABLE: 16'

CSG 9 5/8" @ 1027' MD N-80-43,5 LB/ft BTC-RIII

1112'  
INC 0,54<sup>a</sup>  
KOP1

2912'  
INC 19,04<sup>a</sup>  
MAX INC

3764'  
INC 18,06<sup>a</sup>  
KOP 2

5659'  
INC 0,77<sup>a</sup>

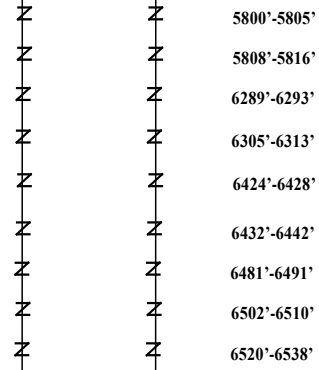
Empaque  
R-3 a 5700'

Punta de Tubería  
5786"

**SARTA DE TUBERIA**

Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)
183	Tubería EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	5673
1	Sliding Sleeve Modelo L	2.31"	2
1	Tubería EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	31
1	Pup Joint EUE J-55	2-7/8"	4
1	Empaque R3 Double Gripp	7"	7 @ 5717
1	Pup Joint EUE J-55	2-7/8"	4
2	Tubería EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	62
1	Nipple Campana EUE	2-7/8"	3

**LONGITUD TOTAL 5786**



5800'-5805'  
5808'-5816'  
6289'-6293'  
6305'-6313'  
6424'-6428'  
6432'-6442'  
6481'-6491'  
6502'-6510'  
6520'-6538'

ENERGET DE 2-1/8" A 6 TPP

Top Plug @ 7850

PESCADO EN FONDO: CAÑÓN SIN DETONARSE

COLLAR FLOTADOR A 7977' MD (TENTATIVO)

CSG 7" P-110 (29 Lbs/ft) @ MD 8027'

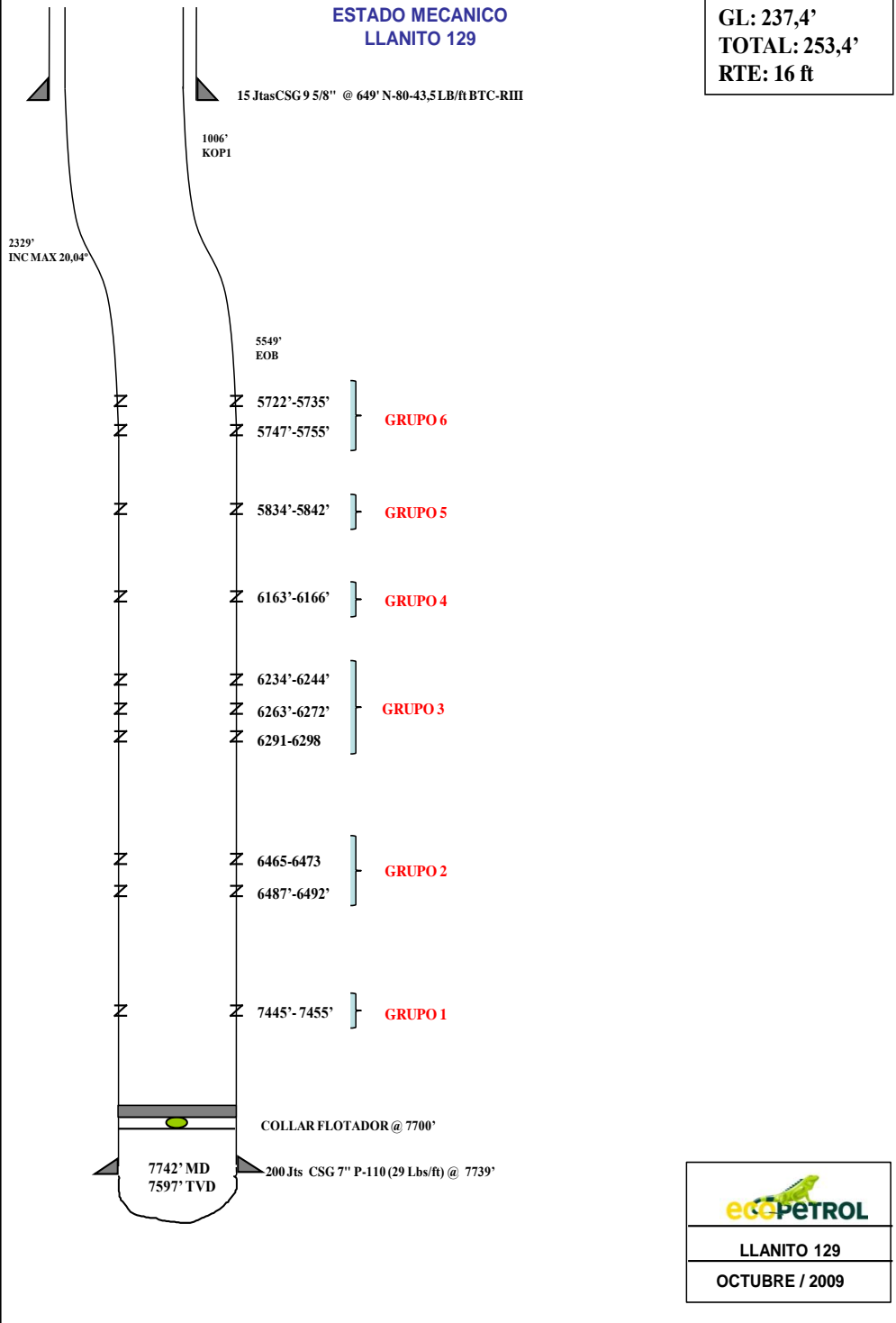


LLANITO 119

AGOSTO 05/08

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 129**

**GL: 237,4'  
TOTAL: 253,4'  
RTE: 16 ft**



## ANEXO 2. TABLAS DINAMICAS EXCEL. DATOS ORGANIZADOS PARA CADA CAMPO Y CADA POZO.

Microsoft Excel - Macro dinason para wsesm\_MARZO 2011.xls [Modo de compatibilidad]

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Portapapeles Cortar Copiar Copiar formato Fuente Alineación Número Formato condicional Dar formato como tabla Estilos de celda Insertar Eliminar Formato Autosuma Rellenar Ordenar y filtrar Buscar y seleccionar

Advertencia de seguridad: Algunos contenidos activos se han deshabilitado.

E25549 THP=90 PSI CHP 68.3 PSI SUM TOTAL 651 FT SUM EFECT 618 FT BOMBA OPERANDO CON INTERFERENCIA DE GAS\_ PERDIDA DE CARGA EN EL RECORRIDO ASCENDENTE.

	A	B	C
1		macro para	
2	UNIQUEID	WELLBOR	DATE
815			15-abr-07
816			15-abr-07
835			17-abr-07
861			20-abr-07
863			20-abr-07
878			22-abr-07
909			25-abr-07
924			27-abr-07
946			29-abr-07
1003			05-mav-07
1023			07-mav-07
1080			12-mav-07
1100			14-mav-07
1129			17-mav-07
1171			21-mav-07
1215			26-mav-07
1240			28-mav-07
1262			30-mav-07
1303			04-jun-07
1360			09-jun-07
1384			11-jun-07
1455	LLAN0112 B	LLAN0112	17-jun-07
1518	LLAN0112 B	LLAN0112	22-jun-07
1538	LLAN0112 B	LLAN0112	24-jun-07
1550	LLAN0112 B	LLAN0112	26-jun-07

macro, ingreso datos hoja de busqueda Hoja1

Microsoft Excel - Macro d

Macro dinason para wsesm\_MARZO 2011.xls [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Portapapeles Cortar Copiar Copiar formato Fuente Alineación Número Formato condicional Dar formato como tabla Estilos de celda Insertar Eliminar Formato Autosuma Rellenar Ordenar y filtrar Buscar y seleccionar

Advertencia de seguridad: Algunos contenidos activos se han deshabilitado.

E25549 THP=90 PSI CHP 68.3 PSI SUM TOTAL 651 FT SUM EFECT 618 FT BOMBA OPERANDO CON INTERFERENCIA DE GAS\_ PERDIDA DE CARGA EN EL RECORRIDO ASCENDENTE.

	A	B	C	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
1		macro para										
2	UNIQUEID	WELLBOR	DATE	ROD	PPF	MPE	PPUME	MPUME	CALCULATE	FILLAC	PUMP DISPLACEMENT	DYNAMIC
815	LLAN0112 B	LLAN0112	15-abr-07									
816	LLAN0112 B	LLAN0112	15-abr-07	29.9	18297	11008	2370	-929	4038	99.91	121.9	
835	LLAN0112 B	LLAN0112	17-abr-07	25.7	18318	11836	2467	-162	3909	98.61	122.6	
861	LLAN0112 B	LLAN0112	20-abr-07	31.3	18845	11602	2754	-613	3909	97.93	123	23
863	LLAN0112 B	LLAN0112	20-abr-07		18519	9657	1809	-392	7672	99.87	323.2	29
878	LLAN0112 B	LLAN0112	22-abr-07									
909	LLAN0112 B	LLAN0112	25-abr-07	51.4	20729	10679	4412	-1410	3909	90.24	133.3	6
924	LLAN0112 B	LLAN0112	27-abr-07	37.5	19711	10873	3386	-616	3909	88.04	126.7	18
946	LLAN0112 B	LLAN0112	29-abr-07	41.7	20231	10848	3872	-450	3909	78.38	109.6	19
1003	LLAN0112 B	LLAN0112	05-mav-07	26.9	19714	12326	3439	1106	3909	100	183.7	31
1023	LLAN0112 B	LLAN0112	07-mav-07	22.8	19157	12680	2892	1003	3909	100	174.4	31
1080	LLAN0112 B	LLAN0112	12-mav-07	32.9	19255	11358	2817	-410	3909	100	172.9	
1100	LLAN0112 B	LLAN0112	14-mav-07	42.2	20699	11481	3941	-593	3909	67.54	115.1	
1129	LLAN0112 B	LLAN0112	17-mav-07	38.2	19544	12199	3556	-636	3909	50.01	83.5	22
1171	LLAN0112 B	LLAN0112	21-mav-07						3909			17
1215	LLAN0112 B	LLAN0112	26-mav-07	22.7	18433	11819	2269	536	3909	100	179.6	31
1240	LLAN0112 B	LLAN0112	28-mav-07	28.2	18928	11868	2631	-67	3909	98.44	171.1	16
1262	LLAN0112 B	LLAN0112	30-mav-07	27.9	20385	11547	2746	396	3909	99.35	228.9	31
1303	LLAN0112 B	LLAN0112	04-jun-07	25	19801	11259	2562	299	3909	95.08	225.5	
1360	LLAN0112 B	LLAN0112	09-jun-07	21.6	19181	11595	2515	424	3909	80.97	187.8	26
1384	LLAN0112 B	LLAN0112	11-jun-07	26.9	20365	11610	2955	490	3909	95.66	223.6	23
1455	LLAN0112 B	LLAN0112	17-jun-07	24.6	19534	11637	2801	370	3909	86.31	201.9	29
1518	LLAN0112 B	LLAN0112	22-jun-07	23.4	19184	11505	2737	290	3909	74.64	174	
1538	LLAN0112 B	LLAN0112	24-jun-07	26.9	20013	11629	3187	591	3909	94.16	219	23
1550	LLAN0112 B	LLAN0112	26-jun-07	29.1	20586	11500	3019	266	3909	89.75	214	23

macro, ingreso datos hoja de busqueda Hoja1

### **ANEXO 3. FACTORES IMPORTANTES EN LA SEPARACIÓN DE GAS-PETRÓLEO**

#### **CÁLCULO DE LA FRACCIÓN DE GAS EN FONDO**

La fracción de gas manejada por la bomba constituye una desventaja para cualquier método de bombeo, ya que cuando el objetivo es bombear líquido y existe gas presente, parte del trabajo que realiza el equipo es invertida en compresión y transporte de gas, disminuyendo la cantidad de líquido bombeado.

En general, la medida más común para cuantificar el gas presente es la relación gas petróleo, que representa la cantidad de gas medida en superficie, la cual debe llevarse a condiciones de succión de la bomba en función de la presión, la temperatura y el factor de compresibilidad del gas para aplicar así los criterios correspondientes. La fracción de gas en fondo está dada de forma general por:

$$F_G = \frac{Q_{GLF}}{Q_{GLF} + Q_{OF} + Q_{WF}}$$

Donde:

$F_G$ : fracción de gas libre en fondo,

$Q_{GLF}$ : caudal de gas libre en fondo,

$Q_{OF}$ : caudal de petróleo en fondo,

$Q_{WF}$ : caudal de agua en fondo.

El caudal de gas libre en fondo está dado por la diferencia entre el caudal de gas total medido en superficie y el caudal de gas en solución, todo ello corregido a condiciones de fondo.

Donde:

$R_{GL}$ : Relación gas líquido en superficie,

$Q_{LS}$ : caudal de líquido en superficie

$R_S$ : factor de solubilidad

$B_O$ : factor volumétrico del petróleo.

$B_W$ : factor volumétrico del agua.

$Q_{OS}$ : caudal de petróleo en superficie

$P_F$ : presión de fondo (psi)

$T_S$ : temperatura normal (520°R)

$Z_S$ : factor de compresibilidad normal (0.97)

$P_S$ : presión normal (14.7 psi)

$T_F$ : temperatura de fondo (°R)

$Z_F$ : factor de compresibilidad de fondo (cualquier correlación p. ej. Zfachy)

De donde,

$$F_G = \frac{\left( R_{GL} - R_S * \frac{Q_{OS}}{Q_{LS}} \right)}{\left( R_{GL} - R_S * \frac{Q_{OS}}{Q_{LS}} \right) + \frac{P_F * T_S * Z_S}{P_S * T_F * Z_F} \left( \frac{Q_{OS}}{Q_{LS}} * B_O + \%BSW * B_W \right)}$$

## LA SEPARACIÓN NATURAL EN FONDO

Se debe a la diferencia en los pesos de los fluidos, el gas que es más liviano tiende a subir a mayor velocidad que el líquido, aunado a esto el espacio en el anular favorece la separación natural ya que el gas tiene la característica de ocupar los espacios mejor que el líquido. El proceso de separación tiene mayor peso aquí debido a que el espacio disponible es mucho mayor que el espacio dispuesto al flujo en un equipo de separación de fondo como los son los estáticos de fondo de pozo.

Debido a la incertidumbre que presenta el saber qué cantidad de gas está siendo producido por revestidor y por tubería, varios investigadores han desarrollado pruebas de laboratorio para determinar qué factores influyen en la separación de gas en ésta fase. Por lo cual cada autor tiene sus condiciones y cada estimación se acerca de manera aproximada a lo que sucede en el fondo del pozo.

**Ecuacion Alhanati:** en su modelo no toma en cuenta el arrastre de gas, este arrastre es debido primordialmente por la velocidad a la que viaja el líquido, su modelo es el siguiente:

$$E_{an} = \frac{V_{\infty}}{V_{\infty} + V_{sl}}$$

Donde:

$E_{an}$ , Eficiencia de Separación Natural (fracción)

$V_{\infty}$ , Velocidad terminal de ascenso del gas (pies/seg)

$$V_{\infty} = \sqrt{2} \left[ \frac{\sigma (\rho_l - \rho_g) g}{\rho l^2} \right]^{0.25}$$

$\sigma$ : Tensión interfacial (lbf/pie)

$\rho$ : Densidad del líquido y del gas (lbm/pie<sup>3</sup>)

$g$ : aceleración de la gravedad ( 32.4 pie/seg<sup>2</sup>)

$V_{sl}$ , Velocidad superficial del líquido (pies/seg).

**Ecuación Márquez:** desarrolló un modelo en cual toma en cuenta el arrastre de burbujas a la entrada del equipo de levantamiento en sistemas de bombeo electro sumergible. Su modelo se acercó más a los datos de laboratorio con tasas altas de flujo (mayores a 900 bpd) en la cual se experimentaron con diferentes tasas de líquido, gas, distintas presiones, diámetros de revestidor-tubería distintos y variando los orificios de entrada a la bomba.

Su modelo muestra lo siguiente:

$$E = 1 - \left[ \left( \frac{V_{r\infty}}{V_{z\infty}} \right) \left( \frac{A_p}{A_{Ann}} \right) + \frac{V_{zsl}^i}{V_{z\infty}} \right]$$

Donde:

$E$ : Eficiencia de Separación Natural

$V_{r\infty}$ : Velocidad terminal de ascenso del gas en la dirección radial (pies/seg)

$V_{z\infty}$ : Velocidad terminal de ascenso del gas en la dirección vertical (pies/seg)

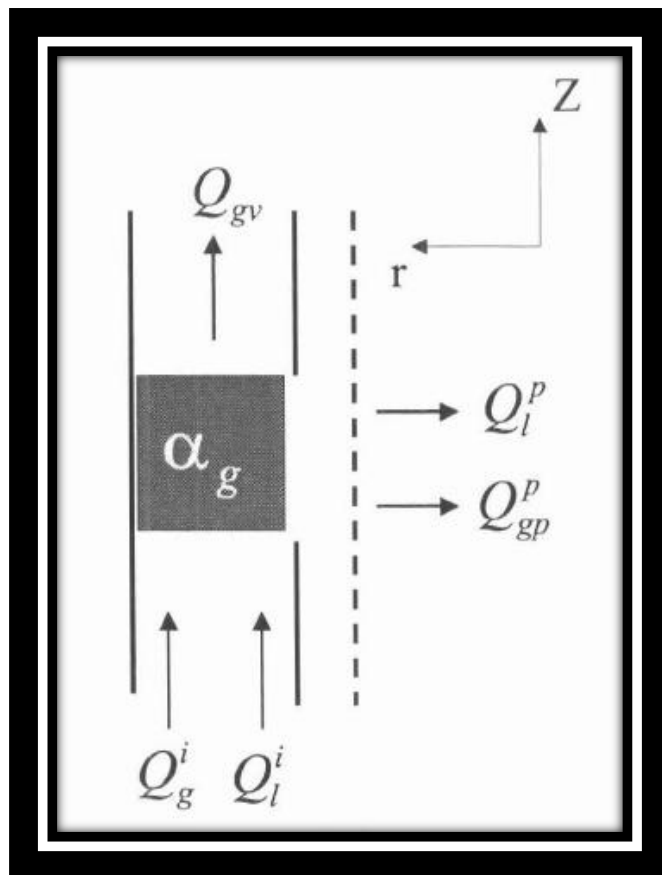
$A_p$ : Área del puerto de entrada (in<sup>2</sup>, pies<sup>2</sup>)

$A_{ann}$ : Área anular revestidor-tubería (in<sup>2</sup>, pies<sup>2</sup>)

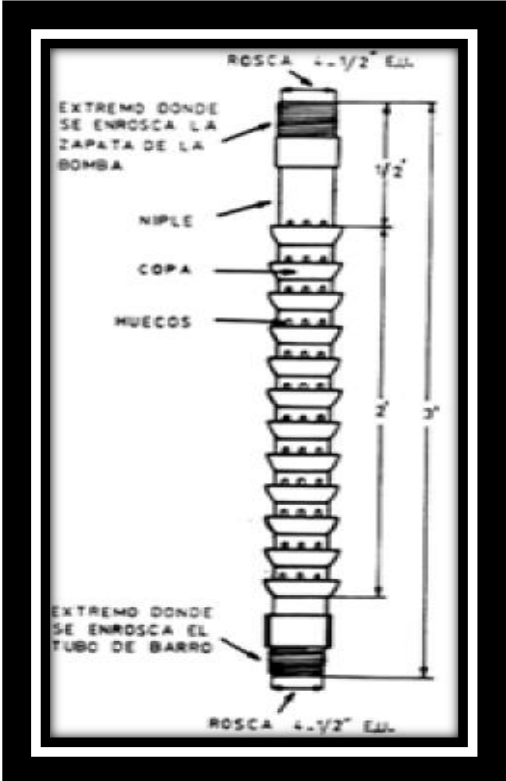
$V_{zsl}$ : Velocidad superficial del líquido en la dirección vertical en el punto  $i$  (pies/seg)

En la siguiente figura se muestra como se sitúa el diagrama de distribución de velocidad también llamado perfil de velocidad. Fig.106

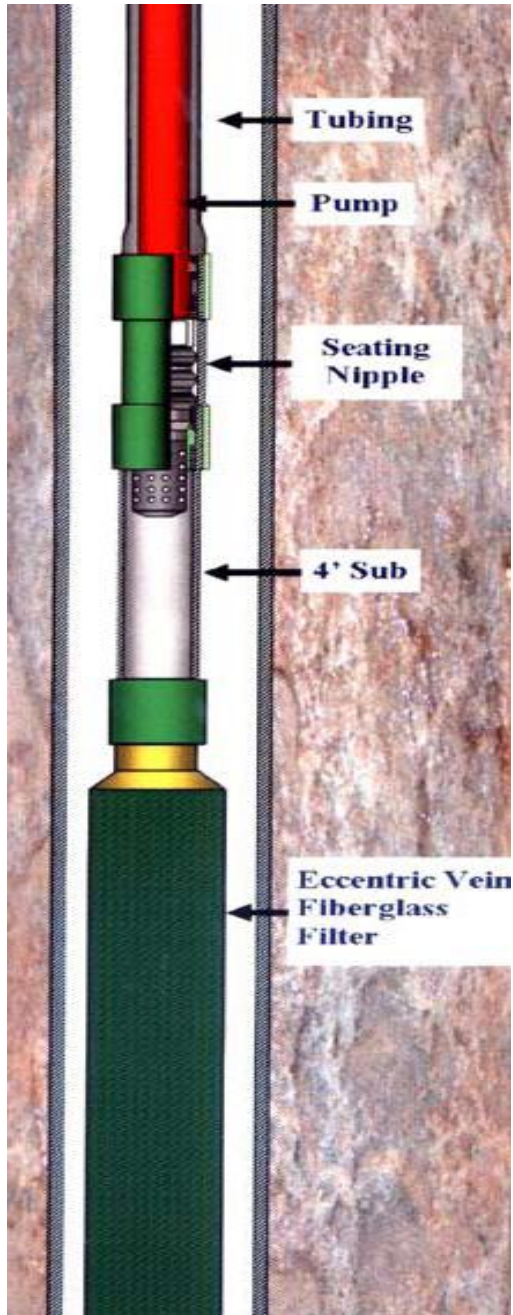
**Figura 106.** diagrama de distribución de velocidad



ANEXO 4. SEPARADOR TIPO COPAS



## ANEXO 5. ENSAMBLE FITRO ECCENTRIC VEIN



## **ANEXO 6. COTIZACION DE HERRAMIENTAS A IMPLEMENTAR**