

**ANÁLISIS DEL BENEFICIO REAL DE LA CONVERSIÓN DE POZOS CON
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO A
BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO DE COLOMBIA.**

MARÍA CLAUDIA OROZCO CUJIA



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

2013

**ANÁLISIS DEL BENEFICIO REAL DE LA CONVERSIÓN DE POZOS CON
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO A
BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO DE COLOMBIA.**

MARÍA CLAUDIA OROZCO CUJIA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera de Petróleos

**DIRECTOR
JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA
Ingeniero de Petróleos**

**CODIRECTOR
HERNANDO CAÑAS ROJAS
Economista**

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

2013

AGRADECIMIENTOS

A la universidad Industrial de Santander y la escuela de Ingeniería de Petróleos por contribuir directamente en mi formación profesional.

Al Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA Ávila por su voto de confianza al realizar este proyecto y colaboración en toda su realización.

A la empresa Colombiana de Petróleo Ecopetrol S.A. por el suministro de información.

Al Ingeniero Fernando Enrique Calvete por las asesorías, sugerencias y colaboración.

Al Ingeniero Hernando Cañas Rojas por el acompañamiento en su desarrollo, y sus aportes al mismo.

DEDICATORIA

Inicialmente gracias a Dios por ser fuente de sentimientos de alegría, tranquilidad y serenidad en cada momento de esta etapa de mi vida, que con esfuerzo, perseverancia y a pesar de adversidades esta próxima a culminar de la mano de mi fiel amigo, el cual considero el manager de mi existencia.

A mis padres Juna Francisco Orozco Ortiz y María Esther Cujia Benjumea, por la confianza, amor, apoyo y brindarme la mejor formación en valores y principios que me hacen sentir orgullosa de tener el tesoro más grande que Dios ha podido regalarme para que sean mis guías y los arquitectos de consolidar sueños y metas.

A mis hermanos Andrés Felipe Orozco Cujia, María Auxiliadora Orozco Cujia, Juan Pablo Orozco Cujia por acompañarme siempre, y por su apoyo en cada instante.

A mi amiga que es un tesoro andante, que siempre está conmigo, Marelvis Palomino, amo sus consejos y palabras, gracias por demostrarme su cariño, apoyo en todo momento.

Si algo me enseñó esta carrera es que existen personas valiosas, José Andrés Anaya Mancipe, Jesús Eduardo Plata García, Nelly Johana García, Wilson Fernando León Amaya, y demás compañeros donde me queda la satisfacción de haber compartido con personas con un enorme corazón, les doy las gracias por su apoyo y afecto.

MARIA CLAUDIA OROZCO CUNYA

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL ACTIVO LLANITO	20
1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	21
1.2. RESEÑA HISTÓRICA.....	22
1.3. ESTRATIGRAFÍA.....	24
1.3.1. Terciario.....	24
1.3.2. Cretáceo.	29
1.3.3. Jurásico.....	32
1.4. MARCO TECTÓNICO REGIONAL	33
1.4.1. Modelo Estructural Activo Llanito.....	33
1.5. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	35
1.6. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.	35
1.7. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	36
1.8. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	37
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	42
2.1. BOMBEO MECÁNICO.....	42
2.1.1. Equipo Sub – Superficial (De fondo).....	48
2.1.2. Equipo superficial.....	61
2.2. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).	69
2.2.1. Descripción del Sistema.....	69
2.2.2. Principio de Funcionamiento de las BCP.	70
2.2.3. Principales Aplicaciones.	71
2.2.4. Tipos de instalación BCP.....	72
2.2.5. Ventajas y desventajas de los sistemas de BCP.	73
2.2.6. Geometrías.	75
2.2.7. Distribución y Efectos.....	79
2.2.8. Equipos de superficie y equipos de subsuelo.	81
2.2.9. Equipos de Subsuelo.	82
2.2.10. Equipo de superficie.....	90

3. METODOLOGÍA PARA EL CAMBIO DE S.L.A BOMBEO MECÁNICO A PCP EN EL ACTIVO LLANITO.	96
3.1. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.	96
3.2. PROCEDIMIENTO DE LA METODOLOGÍA PARA EL CAMBIO DE S.L.A BOMBEO MECÁNICO A PCP EN EL ACTIVO LLANITO.....	96
3.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN.	97
3.4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CAMBIO DE S.L.A BOMBEO MECÁNICO A PCP EN EL ACTIVO LLANITO.	102
3.4.1. Historia.....	102
3.4.2. Producción.	102
3.4.3. Índice de productividad.	104
3.4.4. Índice de frecuencia de fallas.....	105
4. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE POZOS	111
4.1. CAUDAL (Q_L).....	116
4.2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	118
4.3. INDICE DE FRECUENCIA DE FALLAS (IFF).....	121
4.4. COMPARACIÓN ENTRE PARÁMETROS DE SELECCIÓN.	123
5. SISTEMA BOMBEO MECÁNICO VS PCP	127
5.1. TABLA COMPARATIVA.....	127
6. ESTADO ACTUAL DEL POZO SELECCIONADO.....	128
6.1. GENERALIDADES DEL POZO GALÁN 122.	128
6.2. PRODUCCIÓN.	130
6.3. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.	132
6.4. INDICE DE FRECUENCIA DE FALLAS.	134
7. DISEÑO DEL POZO SELECCIONADO AL S.L.A. DE PCP	137
7.1. GENERALIDADES DE PIPESIM VERSIÓN 2011.	137
7.2. INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA SIMULACIÓN.	138
7.3. MODELO DEL POZO.	142
7.3.1. Configuración del modelo de pozo.....	142
7.3.2. Configuración de las propiedades del fluido (Black Oil).	143
7.3.3. Configuración Modelo de Completamiento.	145
7.3.4. Configuración del modelo de Tubing.....	146

7.4. MATRIZ DE FALLAS OPERACIONALES A FUTURO CON EL DISEÑO DEL S.L.A. PCP.....	157
8. ANÁLISIS FINANCIERO.....	158
8.1. ELEMENTOS BÁSICOS PARA UN ANÁLISIS FINANCIERO.....	158
8.1.1 Caudal de Producción.....	159
8.1.2 Precios.....	159
8.1.3 Regalías.....	159
8.1.4 Costos de operación.....	159
8.1.5 Capital.....	159
8.2 VALOR PRESENTE NETO.....	160
8.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	161
8.4 Período de Retorno - Pay Back.....	163
8.5 Relación de Costo - Beneficio.....	163
8.6. PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS DE CÁLCULOS.....	164
8.6.1 Análisis de costos.....	165
CONCLUSIONES	178
RECOMENDACIONES.....	180
BIBLIOGRAFÍA.....	181
ANEXOS.....	185

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de localización del campo Gala, Galán y Llanito.....	21
Figura 2: Principales topes y discordancias encontrados en los pozos del activo Llanito.	26
Figura 3: Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca V.M del Magdalena.	32
Figura 4: Estilos Estructurales del Valle Medio del Magdalena.....	34
Figura 5: Tipo de fluido del Activo Llanito	36
Figura 6: División por bloques del área Llanito – Gala –Cardales.	38
Figura 7: Curva histórica de producción del campo Galán.....	41
Figura 8: Sistema de levantamiento artificial – BOMBEO MECÁNICO.....	42
Figura 9: Descripción General del Sistema de Bombeo Mecánico.	45
Figura 10: Partes del equipo de Bombeo Mecánico	47
Figura 11: Sistema de Levantamiento artificial Bombeo Mecánico.....	49
Figura 12: Diagrama simplificado de las bombas de cabillas.....	54
Figura 13: Esquema típico de bomba de sub-suelo.....	54
Figura 14: Componentes de la Bomba Sub- Superficial	55
Figura 15: Clasificación API para Bombas de Subsuelo.....	56
Figura 16: Barril de Bomba de Subsuelo.	56
Figura 17: Denominación API Bombas de Subsuelo.	57
Figura 18: Ciclo de Bombeo Mecánico.	58
Figura 19: Pistones de Bomba de Subsuelo.....	60
Figura 20: Esquema de funcionamiento de un ancla de gas.	60
Figura 21: Componentes equipo superficial.....	61
Figura 22: Caja de engranaje de doble de reducción.	63
Figura 23: Manivela.	63
Figura 24: Contrapeso.	64
Figura 25: Código de identificación de las unidades API	65
Figura 26: Unidad de bombeo mecánico convencional.	66
Figura 27: Unidad de bombeo mecánico Mark II	67
Figura 28: Unidad de bombeo mecánico Balanceada por aire.	68
Figura 29: Sistema de levantamiento artificial BCP.	69
Figura 30: Bomba de cavidad progresiva.....	70
Figura 31: Sección transversal de la bomba del Sistema de BCP.	71
Figura 32: Configuración de bombas convencional en BCP.....	72
Figura 33: Configuración de bombas insertables en BCP.....	73
Figura 34: Geometría – Componentes.....	76
Figura 35: Posición relativa del rotor y el estator en una bomba de lóbulo simple.	77

Figura 36: Geometría- Elementos lobulares.	77
Figura 37: Estator/ Rotor.....	78
Figura 38: Relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator.	78
Figura 39: Distribución- Número de etapas de la bomba.	79
Figura 40: Igual interferencia- Distinto número de etapas.....	80
Figura 41: Igual número de etapas - Distinta interferencia.....	80
Figura 42: Equipos de superficie y quipos de subsuelo	81
Figura 43: Equipos de Subsuelo.	82
Figura 44: Tubería de Producción.....	83
Figura 45: Sarta de varillas.	83
Figura 46: Estator/Elastómero.	84
Figura 47: Rotor.	85
Figura 48: Centralizador.....	86
Figura 49: Niple Intermedio.....	86
Figura 50: Niple de Paro.	87
Figura 51: Ancla de torsión.	88
Figura 52: Niples de Asiento.	89
Figura 53: Cabezal de rotación.	92
Figura 54: Equipo de superficie de poleas y correas.	93
Figura 55: Sistema de transmisión.....	93
Figura 56: Freno de fricción y accionamiento hidráulico	95
Figura 57: Esquema Metodológico para el cambio de S.L.A. Bombeo mecánico a PCP en el Activo Llanito.....	100
Figura 58: Esquema del método de evaluación financiera.....	101
Figura 59: Representación gráfica para el método de Vogel.	104
Figura 60: Fallas campo Llanito.	107
Figura 61: Fallas campo Gala.	107
Figura 62: Fallas campo Galán	108
Figura 63: Fallas totales Activo Llanito	108
Figura 64: Pozos sometidos al análisis por parámetros de selección.....	112
Figura 65: Clasificación de pozos por parámetros de selección	113
Figura 66: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Llanito.....	116
Figura 67: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Llanito 3.....	116
Figura 68: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Galán.....	117
Figura 69: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Gala.....	117
Figura 70: Ranking de pozos por caudales – Activo Llanito.....	118
Figura 71: Parámetro de selección (IP) – Campo Galán.....	118
Figura 72: Parámetro de selección (IP) – Campo Gala.	119
Figura 73: Parámetro de selección (IP) – Campo Llanito.....	119

Figura 74: Parámetro de selección (IP) – Campo Llanito 3.....	120
Figura 75: Ranking de pozos por IP – Activo Llanito.	120
Figura 76: Parámetro de selección (IFF) – Campo Galán.....	121
Figura 77: Parámetro de selección (IFF) – Campo Gala.	121
Figura 78: Parámetro de selección (IFF) – Campo Llanito.....	122
Figura 79: Parámetro de selección (IFF) – Campo Llanito 3.....	122
Figura 80: Ranking de pozos por IFF – Activo Llanito.	123
Figura 81: Comparación entre los parámetros de preselección.....	126
Figura 82: Estado del pozo Galán.....	129
Figura 83: Clasificación del pozo Galán.....	129
Figura 84: Reservas del campo Galán.....	129
Figura 85: Producción del campo Galán 122.	131
Figura 86: Niveles de fluidos para el pozo Galán 122.....	132
Figura 87: IPR Pozo Galán 122	134
Figura 88: Vistas de Survey 3D para el pozo Galán 122	135
Figura 89: Simulador PIPESIM versión 2011.....	137
Figura 90: Diseño del modelo del pozo.....	143
Figura 91: Propiedades del Modelo de fluido- Black Oil.	144
Figura 92: Datos de viscosidad del fluido.....	144
Figura 93: Tipo de Modelo IPR.	145
Figura 94: Modelo de fluido.....	146
Figura 95: Perfil de desviación.....	147
Figura 96: Curva de perfil de desviación.....	148
Figura 97: Registro Geotérmico.	149
Figura 98: Configuración de la tubería de producción.	150
Figura 99: Equipo de fondo.....	150
Figura 100: Datos de BCP.	151
Figura 101: Comportamiento de la bomba.....	152
Figura 102: Curva Estándar	153
Figura 103: Curva de Velocidad variable.	153
Figura 104: Curva de presión vs Elevación.....	154
Figura 105: Reporte de resultados.....	155
Figura 106: Elementos básicos para un análisis financiero.	158
Figura 107: Valor presente neto.....	161
Figura 108: Comportamiento declinación de pozo Galán 122.	166
Figura 109: Costos totales sistemas B.M vs PCP.....	177
Figura 110. Valores del intercepto A y pendiente b utilizados en la correlación de Chew & Connally.	196

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Descripción columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.....	28
Tabla 2: Propiedades petrofísicas del activo Llanito	35
Tabla 3: Propiedades del yacimiento para las cuatro zonas productoras de Campo Llanito.	35
Tabla 4: Propiedades de los fluidos del yacimiento.	37
Tabla 5: Rango de viscosidades y gravedad °API para el activo Llanito	37
Tabla 6: Presiones originales del Campo Llanito	40
Tabla 7: Producción acumulada por formación.....	41
Tabla 8: Ventajas y desventajas de Bombeo Mecánico.....	44
Tabla 9: Data de Cabillas API.	51
Tabla 10: Especificaciones de Cabillas Continuas COROD	52
Tabla 11: Ciclo de bombeo	57
Tabla 12: Criterios de selección de cada parámetro.	97
Tabla 13: Definiciones de (convenciones tabla 16).....	97
Tabla 14: Fundamentación de los criterios de selección de cada parámetro.....	98
Tabla 15: Matriz resultados - Potenciales para cada pozo.....	103
Tabla 16: Fallas totales Activo Llanito.....	106
Tabla 17: Selección por categorías.....	112
Tabla 18: Matriz resultados Campo Galán y Gala.	114
Tabla 19: Matriz resultados Campo Llanito y Llanito 3.	115
Tabla 20: Ranking de pozos candidatos - Por resultados.....	125
Tabla 21: Ranking de Pozos candidatos - Potenciales Galán Diciembre 2012....	125
Tabla 22: Tabla comparativa BM vs PCP	127
Tabla 23: Generalidades del pozo Galán 122.....	128
Tabla 24: Producción actual Galán 122.	130
Tabla 25: Condiciones actuales del pozo GALAN 122	133
Tabla 26: Información para el cálculo del IP para el pozo Galán 122.....	133
Tabla 27: Tiempo real y fallas del pozo Galán 122	135
Tabla 28: Información requerida para el Diseño PCP- Pozo Galán 122.	138
Tabla 29: Registro Geotérmico.	148
Tabla 30: Datos tubería de producción.	149
Tabla 31: PCP Geremia 28.40.500	151
Tabla 32: Resultados Diseño PCP Galán 122.	156
Tabla 33: Matriz de fallas operacionales a futuro con el diseño PCP.	157
Tabla 34: Interpretación de VPN.....	161
Tabla 35: Información base requerida para el análisis financiero.	165
Tabla 36: Parámetros de Declinación.	166

Tabla 37: Perfil de Pozo declinado Galán 122.	167
Tabla 38: Resultado del Análisis Financiero.	168
Tabla 39: Matriz - Comparación entre S.L.A Bombeo Mecánico y PCP diferentes parámetros de costos y operación.	169
Tabla 40: Convenciones tabla 43.....	169
Tabla 41: Costo de Equipos e Instalación de sistema de levantamiento B.M.	170
Tabla 42: Costo de Equipos e Instalación de sistema de levantamiento PCP.	171
Tabla 43: Costo de Mantenimiento de Unidad de Bombeo (Superficie). B.M.	172
Tabla 44: Costos de Mantenimiento cabezal (superficie) sistema PCP.	172
Tabla 45: Costos de Mantenimiento con Motor a combustión Sistema B.M.	173
Tabla 46: Costo de Mantenimiento con Motor eléctrico Sistema PCP.	174
Tabla 47: Costos por Consumo de Energía.	175
Tabla 48: Costos por servicios de pozos (Well services - Workover)	175
Tabla 49: Costos operativos de los sistemas Bombeo Mecánico vs PCP	176
Tabla 50: Rango de los datos para la Correlación de VÁZQUEZ, M.E y BEGG, H.D	195
Tabla 51: Rango de los datos para la Correlación de BEGG, H.D & ROBINSON, J.R.	196
Tabla 52: Valores del intercepto y pendiente en función de la solubilidad	197
Tabla 53: Rango de los datos para la Correlación de CHEW, J.N & CONALLY, C.A.	197

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1: Comparación entre S.L.A Bombeo Mecánico y PCP para diferentes condiciones de producción.....	186
ANEXO 2: Comparación entre S.L.A Bombeo Mecánico y PCP diferentes parámetros de costos y operación.	186
ANEXO 3: Matriz resultados con valores reales de los campos Galán y Gala. ...	187
ANEXO 4: Matriz resultados con valores reales de los campos Llanito y Llanito 3	188
ANEXO 5: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Llanito...	189
ANEXO 6: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Llanito 3.	190
ANEXO 7: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Gala.....	191
ANEXO 8: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Galán.....	192
ANEXO 9: Datos de Potenciales del pozo Galán 122.....	193
ANEXO 10: Documento Macrodinason para Wesems Beta- Ecopetrol S.A.	194
ANEXO 11: CORRELACIONES UTILIZADAS EN EL MODELO DE FLUIDO SIMULADO.	195
ANEXO 12: Sistema de bombeo por cavidades progresivas – Geremia PC Pumps.	198
ANEXO 13: Cabezal vertical con Geremia PCP tubular.	199
ANEXO 14: Tabla de selección de Geremia PCP.....	200
ANEXO 15: Tubular Geremia PCP. Nomenclatura de la bomba según ISO.....	201
ANEXO 16: Dimensiones Geremia PCP. (Rotor y Estator).....	202
ANEXO 17: Dimensiones Geremia PCP.....	203
ANEXO 18: Tabla equivalente ISO.	204
ANEXO 19: Guía de aplicación de elastómeros para el estator PCP.	205
ANEXO 20: Sistemas de accionamiento – Cabezales.....	206
ANEXO 21: Selección del cabezal para Geremia PCP.....	207
ANEXO 22: Cabezal de accionamiento directo.....	208
ANEXO 23: Velocidades estándar y tiempo de vida útil del rodamiento de empuje.	209
ANEXO 24: Tipo de Coupling.	210
ANEXO 25: Cuopling.	211
ANEXO 26: Soporte de la bomba.	212
ANEXO 27: Barrera con fluido límite retornado.	213
ANEXO 28: Selección de Elastómeros.	214

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DEL BENEFICIO REAL DE LA CONVERSIÓN DE POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO A BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS EN UN CAMPO DE COLOMBIA.*

AUTOR: OROZCO CUJIA, María Claudia**

PALABRAS CLAVES: Conversión, costos, beneficio, índice, fallas, caudal, productividad.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) se ha consolidado como método de levantamiento artificial y es muy utilizado en una gran variedad de condiciones operativas que van desde crudos pesados hasta el desalojo de líquidos en pozos productores de gas en yacimientos de mantos de carbón.

La selección del sistema y las prácticas operacionales apropiadas son clave para asegurar que los sistemas de bombeo por cavidades progresivas proporcionan un rendimiento confiable y económico.

Sin embargo, el incremento de los problemas de fallas mecánicas en pozos con Bombeo Mecánico debido al creciente volumen de sólidos en el Activo Llanito motivó la instalación de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).

La elección del sistema implementado se basó en la comprobada eficiencia del bombeo por cavidades progresivas para manejar dichos fluidos y las características geométricas y productivas de los pozos seleccionados. Entre los requerimientos para la utilización del equipamiento disponible se encuentran: caudal, IP, IFF, profundidad de instalación, y temperatura de operación.

Por otro lado, se presentan las consideraciones para poder realizar un adecuado diseño de este sistema mediante la utilización de la herramienta PIPESIM. Además se presentan los parámetros que más influyen en el diseño de las partes del equipo.

Además se pretende hacer una comparación general del Sistema PCP con el sistema de bombeo mecánico en términos de costos de instalación, mantenimiento, consumo de energía y servicio de pozos para identificar financieramente el más adecuado en pozos con alta producción de arena. Finalizando con el análisis financiero (beneficio real) basado en los resultados utilizando como indicadores VPN (Valor presente neto), TIR (Tasa interna de retorno), PAY BACK, R C/B (Relación costo beneficio), eficiencia, entre otros.

* Trabajo de grado

**Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Jorge Andrés Sáchica Ávila. Codirector Ec. Hernando Cañas Rojas.

ABSTRACT

TITLE: REAL BENEFIT ANALYSIS WELL CONVERSION WITH ARTIFICIAL LIFT SYSTEM MECHANICAL PUMP TO PROGRESSIVE CAVITY PUMP IN A FIELD OF COLOMBIA.*

AUTHOR: OROZCO CUJIA, María Claudia**

KEYWORDS: Conversion, costs, benefits, index, failure, flow, productivity.

The system of progressive cavity pump (PCP) has become artificial lift method is widely used in a variety of operating conditions ranging from heavy oil to the eviction of liquids in gas wells producing deposits of coal seams .

System selection and appropriate operational practices are key to ensuring that systems, progressive cavity pump provide reliable and economical performance.

However, the increasing problems of mechanical breakdown on Mechanical Pumping wells due to the increasing volume of solids in the installation Active motivated Llanito Progressive Cavity Pump (PCP).

The choice of the implemented system is based on the proven efficiency of the progressive cavity pump to handle these fluids and the geometric characteristics and selected wells productive. Among the requirements for use of the equipment available include: flow, IP, IFF, installation depth, and operating temperature.

Moreover, considerations are adequate to perform design of this system using PIPESIM tool. Also are the most important parameters in the design of system components.

It also intends to make a general comparison of the PCP system with mechanical pumping system in terms of installation costs, maintenance, energy and service financially well to identify the most appropriate in high production wells with sand. Finishing with financial analysis (real profit) based on the results using as indicators NPV (net present value) , IRR (internal rate of return) , PAY BACK , RC / B (benefit cost ratio) , efficiency , among others.

* Work of degree

** Physical – chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Principal Ing. Jorge Andrés Sáchica Ávila. Coprincipal Ec. Hernando Cañas Rojas.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, el objetivo principal es conseguir la máxima producción de petróleo y un beneficio financiero, para lograr este propósito, se debe realizar diversas actividades que conjuntamente darán el resultado deseado.

Teniendo en cuenta, que la mayoría de los pozos productores de petróleo en Colombia, en un alto porcentaje requieren de alguna forma sistemas de levantamiento artificial y de acuerdo a la situación actual de los pozos se pueden combinar y en el caso más conveniente “convertir” el sistema de producción de un pozo por otro más viable técnicamente y financieramente. Estos pozos en su totalidad se encuentran ubicados en campos maduros. Se utilizan técnicas de levantamiento artificial cuando los yacimientos no poseen la suficiente energía como para producir hidrocarburos en forma natural llevándolos a la superficie, o cuando los regímenes de producción no son los deseados. Relacionado generalmente a campos maduros, este decremento energético se produce habitualmente cuando la presión del yacimiento se ha agotado por el proceso de producción.

No obstante, en Colombia en su gran totalidad los pozos se encuentran produciendo bajo diferentes sistemas de levantamiento artificial, a medida que avanza la vida productiva del yacimiento, se presentan cambios constantemente, las consecuencias se reflejan en el déficit de las tasas de producción, factor de recobro de petróleo, es decir, no producen lo que se espera de estos, por lo cual es necesario realizar un análisis de estos pozos donde el objetivo de la industria es obtener el mayor beneficio financiero a través del incremento de la eficiencia, la reducción del riesgo, el incremento de la producción y la optimización de la recuperación.

Por último, el presente proyecto se enfoca en un análisis técnico - financiero que busca evaluar la rentabilidad verdadera de la conversión del sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico a PCP en el campo a evaluar. Este análisis aportaría una evaluación post -trabajos, que ayudaría a tomar decisiones futuras con respecto a dichas conversiones.

1. GENERALIDADES DEL ACTIVO LLANITO

El campo Llanito pertenece al activo llanito con los campos Gala, Galán y Cardales, los cuales se encuentran ubicados al norte de la concesión de Mares del Departamento de Santander, en el Valle Medio del Magdalena, al norte de Barrancabermeja.

Estos campos están conformados por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos dadas sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. Estos campos, se encuentran sobre una estructura formada por un anticlinal asimétrico.

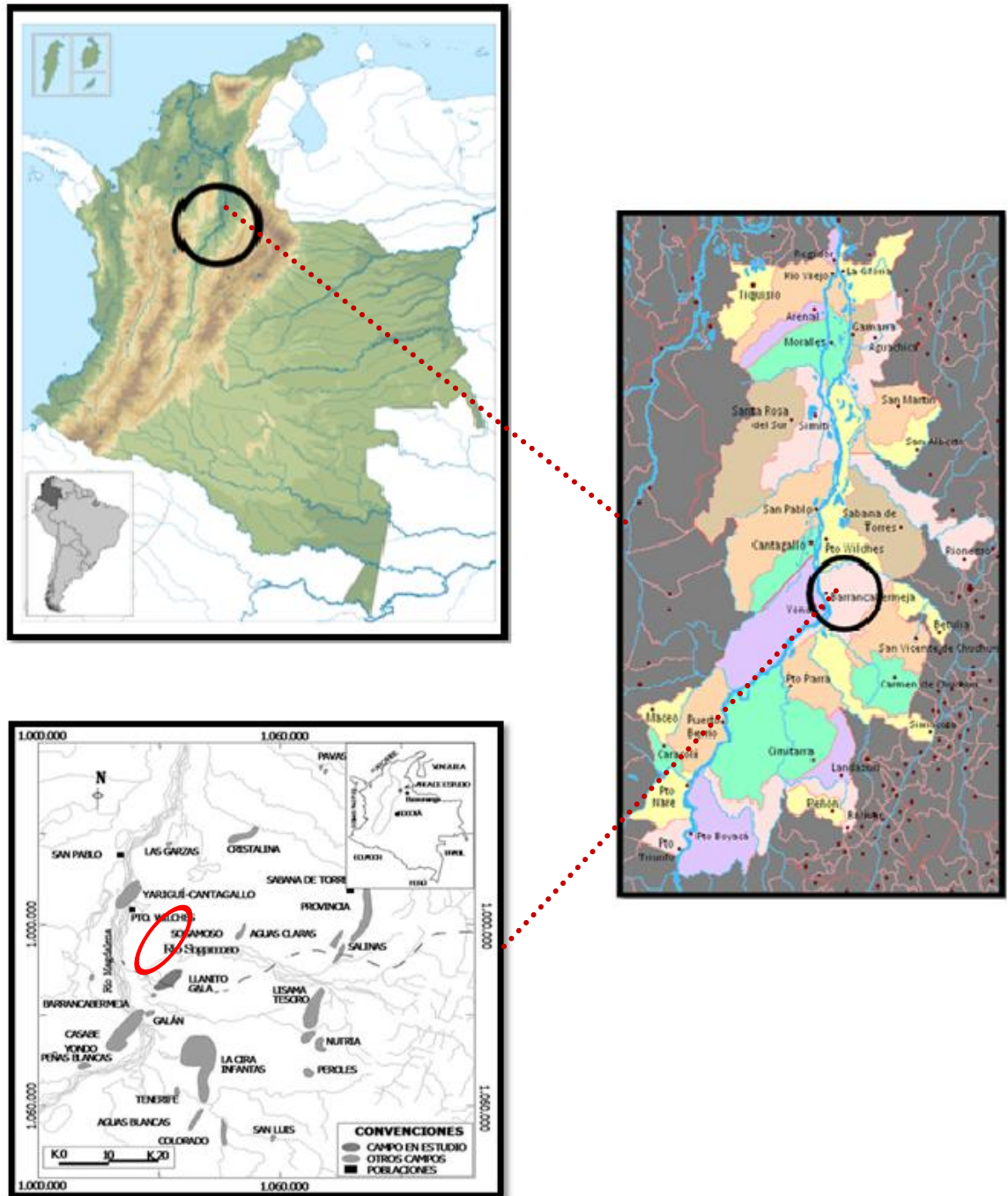
El activo tiene una extensión aproximada de 70 Km² donde se han perforado alrededor de 270 pozos con área de drenaje para cada uno de ellos de 15 y 20 acres. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismos de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Donde, la calidad del crudo en el campo varía entre 18 y 24° API.

El agua de formación del campo es salada, presenta 28000 ppm de Cl⁻ y dentro de las características principales del yacimiento se destacan la porosidad (15-21%) y la permeabilidad que oscila entre 150 – 250 mD.

Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda – La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área. El aceite original reportado en la actualidad es de 552 MBIs comprendidos en los tres campos ya mencionados anteriormente, de los cuales a la fecha se cuenta con un acumulado de 78 MBIs de petróleo extraídos, alcanzando de esta manera un factor de recobro del 14.1.

1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Figura 1: Mapa de localización del campo Gala, Galán y Llanito



Fuente: Santa cruz, R. 2004. Actualización del Modelo Geológico Campo Llanito Gala; Informe Técnico Ecopetrol. Piedecuesta Colombia.

El campo Llanito está ubicado en la parte norte de la Concesión de Mares, en el departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limita al norte con el río Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito. Cartográficamente el campo Llanito 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

1.2. RESEÑA HISTÓRICA

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 perforó el 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 más, 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. Se llevó a cabo un piloto de inyección de agua en febrero 1974.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron 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 flujo natural. En 1977 se perfora el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

Del mismo modo, en 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 completo en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforaron los pozos Cardales 1 y Yuma 1, ubicados en la parte sur del campo.

En el primer semestre del año 2004 inició la tercera campaña de desarrollo del área, que incluyó la perforación de 5 pozos, con corazonamiento en uno de los pozos de 148 pies, donde se recuperaron 125.5 ft de los intervalos de interés en las zonas B y C de la formación Mugrosa; adicionalmente se adquirieron registros especiales como el de Resonancia Magnética y muestreo de fluidos para análisis PVT, utilizando sensor óptico de fluidos, entre otros, con el objeto de capturar información que permitiera disminuir la incertidumbre en la identificación de zonas petrolíferas con baja resistividad.

Por otro lado, en el año 2010 debido al Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja que tiene como objeto la ampliación y el cambio de la capacidad del tipo de crudo que se maneja, además de una conversación profunda con las mejores tecnologías en procesamiento, se estudió la posibilidad de reubicar o abandonar algunos pozos del Campo Galán ya que se encuentran en el área prevista para la expansión de la refinería.

¹ CAMACHO CADENA, Wilmer Jair y SANTAMARIA, Juan. S.L.A. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito en pozos con S.L.A. Bombeo mecánico. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2011. Pág 26 - 27.

1.3. ESTRATIGRAFÍA

La cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta dentro de su columna estratigráfica formaciones con sedimentos que van desde el Triásico hasta encontrar sedimentos recientes. La sección estratigráfica que se describe a continuación corresponde al bloque del Campo Llanito; con base en la información de la columna perforada por el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se resume una descripción litológica de tope a base de las formaciones de interés. En la figura 4 se muestra la columna generalizada de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

Así mismo, la mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área de interés, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Mesa la cual se constituye por arenas y tobas andesíticas, con arenas de grano grueso, arcillas, limolitas, conglomerados y piroclastos.

1.3.1. Terciario.

La secuencia Terciaria es la que tiene mayor presencia en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda- La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas.

Formación Real.

El grupo real comprende las formaciones Real inferior, Real medio y Real superior. La Formación Real inferior muestra un contacto discordante con la Formación Colorado y los contactos entre las Formaciones Real medio y Real superior son inconformidades. El espesor de esta unidad aproximadamente es de 500 metros hasta 1500 metros.

Esta misma, se encuentra constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerado, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de color gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; también existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

Formación Colorado (Zona A).

La formación Colorado consiste de un nivel inferior el cual está compuesto de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillentas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros.

El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental. La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial, esta formación se constituye en los sedimentos molásticos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena y ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior. Esta formación presentan rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 – 20% y permeabilidades entre 20 – 600 mD. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad.

² CONTRERAS BAUTISTA y ROMERO GANDARA, Carlos Andrés. Evaluación de la producción del Campo Llanito utilizando el Método de Análisis Nodal. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2012. Pág 83 – 89.

Figura 2: Principales topes y discordancias encontrados en los pozos del activo Llanito.

	PETROFÍSICA	ESTRATIGRÁFICA	
Discordancia base La Cira Shale	La CiraShale	MLCSH	FORMACIÓN COLORADO
	Colorado – A1	MTOC	
Discordancia base Colorado	Colorado – A2	MTOC2	
	Colorado – A3	MTOC3	
Discordancia base Zona B	Colorado – A4	MTOC4	
	Fósiles Mugrosa	MFOSM	
	Mugrosa – B1	MTCMB	FORMACIÓN MUGROSA ZONA B
	Mugrosa – B2	MTCMB3	
	Mugrosa – B3	MTCMB4	
	Mugrosa – B4	MTCMB5	
	Mugrosa – C1	MTOMC	
	Mugrosa – C2	MTOMC2	FORMACION MUGROSA ZONA C
	Mugrosa – C3	MTOMC3	
	Esmeralda – D1	MTEE	
	Esmeralda – ToroShale	MTETT	FORMACIÓN ESMERALDA - LA PAZ
		DISCORDANCIA TK	

Fuente: Modificado. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito – Gala. ECOPEPETROL S.A, 2003.

Formación Mugrosa

Esta formación está conformada por varias zonas donde predominan principalmente las areniscas que en algunos sectores presentan coloraciones rojizas a verdosas. Presentan un espesor de aproximadamente 488 metros hasta 823 metros. El ambiente en el cual se depositó esta formación corresponde a un ambiente continental, más exactamente un ambiente fluvial de mediana energía.

Litológicamente se trata de una arenisca de matriz arcillosa bioturbada, que no es excelente, a pesar de esto se observan resumideros activos que emanan aceite y agua, probablemente generados en la Formación La Luna. La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa se encuentra subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales.

- **Zona B:** La sección superior corresponde a zona B y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical. El tope de la Formación Mugrosa está dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, en el que se encuentra englobado una fauna de moluscos. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de unos 1400 pies.

- **Zona C:** La formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C, compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular, alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillentas, abigarradas, con un espesor promedio de 550 pies.

Formación Esmeraldas – La Paz (Zona D)

La formación esmeralda está constituida principalmente por areniscas de grano fino de color gris a verdoso con estratificación fina a laminada intercalada con Shales gris oscuro. Esta formación presenta un espesor aproximado de 1200 metros, su ambiente de depositación es interpretado como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, más exactamente un ambiente Deltaico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia Grano decreciente en los períodos de tranquilidad.

Esta formación de manera más detallada consiste de intervalos espesos de arcillolitas gris o lodolitas gris oscuras que embeben cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral. La parte superior de la Formación Esmeraldas corresponde el horizonte fosilífero Los Corros y el contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que

ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa.

Tabla 1: Descripción columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.

ERA	PERIODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACIÓN	ZONA	DESCRIPCIÓN		
CENOZOICO	CUATERNARIO	Holoceno		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles.		
		Pleistoceno						
	TERCIARIO	NEOGENO	Plioceno	Tardío	REAL		Areniscas grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y moteadas.	
				Temprano				
			Mioceno	Tardío				
				Medio				
				Temprano		COLORADO		A
		PALEOGENO	Oligoceno	Tardío	MUGROSA	B	Tope lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limos arcillosos pardos grisáceos. Facies de "Ponts Bar"	
				Temprano		C	Areniscas de grano grueso, friables, gluconíticas, con estratificación cruzada festoneada.	
			Eoceno	Tardío		ESMERALDA – LA PAZ	D	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas.
				Medio				
			Paleoceno	Temprano		Discordancia Eoceno - Paleoceno		
	MESOZOICO	CRETÁCEO	Tardío	Mestrictiano	UMIR		Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.	
				Campaniano				
				Santoniano		LA LUNA	Galemo Pujamana	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas. Shale calcáreo negro.
Coniaciano				Salada			Calizas negras piritosas.	
Turoniano								
Cenomaniano								
Temprano			Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso		
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris – oscuras a negras, fosilíferas		
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.		
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, masivas, arcillo arenosas.		
		Valanginiano	TAMBOR		Areniscas transgresivas gruesas a finas.			
Berriasiano								
JURÁSICO					GIRÓN		Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas.	

Fuente: Modificado de: Estudio integrado de yacimientos Campo Llanito – Gala. Ecopetrol, 2003.

1.3.2. Cretáceo.

Durante la perforación de los pozos en el área Llanito, debido a la discordancia angular que existe entre las formaciones del Cretáceo y el Terciario algunos pozos al atravesar la Discordancia del Eoceno encuentran primero la formación Umir y otros la Formación La Luna, las cuales buzcan aproximadamente de 20 grados hacia al sur. A continuación se hace una descripción de las Formaciones Cretáceas que han sido perforadas en algunos de los pozos del área.

Formación Lisama.

La formación Lisama está compuesta por lutitas abigarradas, arenisca de grano fino a medio de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, es decir, un ambiente de depositación lagunar a deltaico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalación de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micácea y compacta.

Su espesor es muy variable, especialmente en sentido E-W, notándose un incremento gradual hacia el sinclinal de Nuevo Mundo, donde parece haber tenido su máximo desarrollo con un espesor de 3.500 pies aproximadamente. El contacto inferior es transicional con la Formación Umir en el sector en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo. El contacto superior con la Formación La Paz, es discordante. La edad de la Formación Lisama ha sido determinada Paleoceno por los estudios paleontológicos realizados por Van Der Hammen 1959.

Formación Umir.

Esta formación está compuesta por un compuesto de Shales silíceos oscuros, con laminaciones carbonáceas y micáceas hacia el tope, observándose intercalaciones de areniscas duras con concreciones ferruginosas y capas

delgadas de carbón. Presenta un espesor que va desde 950 metros hasta 1225 metros. Es un ambiente de depositación principalmente de tipo continental muy cercano al litoral.

Formación La Luna.

Esta información comprende tres miembros que de base a tope corresponden: en primer lugar el miembro Salada que consiste en lutitas oscuras a margosas y concreciones calcáreas con hidrocarburos; en segundo lugar el miembro Pujamana en el que se encuentran estratos de lutitas con estratificación fina, por último el miembro Galembo que consiste en una secuencia de Chert gradando a lidita, calizas y Chert calcáreo. Presenta un espesor que varía desde 180 metros a 350 metros. En ambiente de depositación es definido como un ambiente Deltaico que refleja condiciones oxidantes y alcalinas, así como luz, temperatura adecuada y abundancia de nutrientes con ratas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora.

Formación Simití.

Esta secuencia consiste de Shales blandos, finamente laminados y carbonáceos, de color gris oscuro a negro, se presenta niveles calcáreos en algunos sectores, con algunos niveles de concreciones y algunos niveles conglomerados son nódulos fosfáticos hacia el tope. En cuanto a su espesor este varía de 250 metros a 650 metros en algunas zonas. El ambiente presenta en la depositación de esta formación es de predominio marino, con un importante evento de transgresión generando una profundización de la cuenca.

Formación Tablazo.

Consiste en margas oscuras calcáreas y compactas hacia la base, convirtiéndose hacia el tope en paquetes gruesos de calizas, fosilíferas, de grano grueso; hacia la parte media presenta niveles de arenisca masiva de grano fino, levemente calcáreas, con materia orgánica y bioperturbación localmente, con algunos

horizontes lutíticos. El espesor de esta formación va desde 150 metros hasta 325 metros en diferentes zonas. Presenta un ambiente de depositación el cual indica una somerización, con fluctuaciones eustáticas, donde se conserva un ambiente de carácter marino, esto se evidencia en la intercalación que se presenta de niveles de areniscas con arcillolitas.

Formación Paja.

Esta formación se encuentra constituida por arcillolitas negras y blancas, poco calcáreas y con algunos niveles de concreción calcárea. Su espesor aproximado es de 650 metros hacia el oriente y de 150 metros hacia el occidente de la cuenca. El ambiente de depositación es marino nerítico inferior a medio, de aguas tranquilas, con bajas condiciones anóxicas y con ausencia de perturbación, las condiciones de depositación son reductoras evidenciado en los contenidos de pirita.

Formación Rosablanca.

Esta formación está compuesta de calizas grises azulosas y compactas, con una variación lateral a calizas, bituminosas con algunas capas margosas. Se reporta un espesor que varía entre 150 metros a 450 metros. El ambiente de depositación corresponde a un ambiente de plataforma, donde se evidencia un paso a través de la secuencia estratigráfica de un ambiente litoral a uno marino.

Formación Tambor.

Esta corresponde una secuencia de areniscas con estratificación cruzada, areniscas bioperturbadas, lodolitas, conglomerados de intraclastos y algunos niveles de arenisca calcárea fosilífera. Presenta un espesor aproximado de 650 metros. Esta unidad fue depositada en un ambiente típico de un sistema fluvial, se encuentra esta unidad caracterizada por un periodo de transgresión, presenta un contacto transicional con la infrayacente formación Girón.

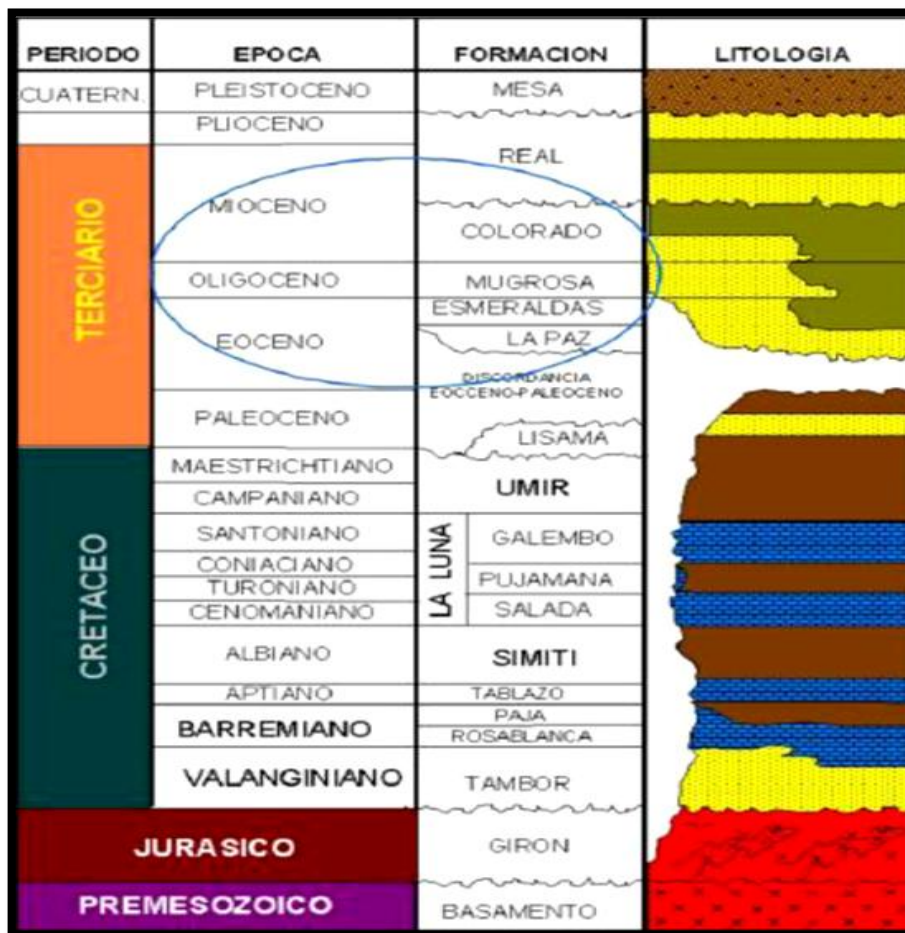
1.3.3. Jurásico.

Litológicamente está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas color marrón rojizo.

Formación Girón

El ambiente de depositación consiste en un ambiente tipo continental que presenta condiciones oxidantes, esto se puede evidenciar en la coloración rojiza típica de esta formación. Estas rocas Jura-Triásicas fueron perforadas en el pozo Llanito 1 a una profundidad de 13441 pies.

Figura 3: Columna Estratigráfica Generalizada, Cuenca V.M del Magdalena.



Fuente: Informe Final Campo Llanito. 2006.

1.4. MARCO TECTÓNICO REGIONAL

En el Valle Medio del Magdalena se depositaron sedimentos de origen marino y continental que conforman unidades cuyas edades van desde el Jurásico hasta el Cuaternario, las cuales han sido afectadas por eventos tectónicos de tensión y compresión a través del tiempo. Así mismo es un sector altamente afectado por estructuras geológicas ya que se encuentra limitada por las Cordilleras Central y Oriental.

Estructuralmente el Valle Medio del Magdalena, es una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes bien diferentes, su borde occidental está marcado por rocas metamórficas de la cordillera Occidental, de borde pasivo; hacia el oriente la deformación se incrementa y pasa a ser un margen de comportamiento compresional.

El límite occidental corresponde a un complejo de fallas de la Cordillera Central, al sur con la Falla de Palestina; en la parte Norte limita con el Sistema de fallas con rumbo Noreste y convergencia oriental cerca del “Alto del Blanco”, las cuales corresponden a fallas satélites de la Falla Palestina. Al oriente su límite con la Cordillera Oriental se caracteriza por sistemas de cabalgamientos los cuales se van presentando en relevos continuos hacia el norte hasta trincar con el sistema de Fallas Bucaramanga- Santa Marta, que corresponde al límite nororiental de la cuenca contra el Macizo de Santander, (Suarez et al, 2000). Ver figura 4.

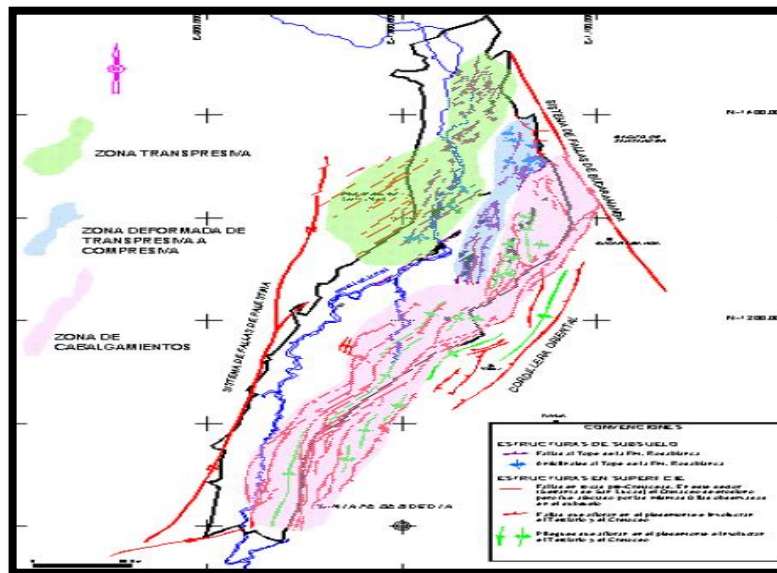
1.4.1. Modelo Estructural Activo Llanito.

La estructura del Campo Llanito corresponde a un anticlinal con dirección preferencial Noreste, cabeceo al Norte, controlada por fallas de Rumbo de dirección Suroeste – Noreste, que corresponden a la prolongación Norte de la denominada falla de Casabe, con cierre propio en el sector Norte, que se

interpreta según la información sísmica como una falla reactivada que corta toda la secuencia Terciaria y Cretácica. Una característica importante, es el flanco Este del anticlinal está controlado por fallas normales con dirección Noreste – Este que divide la estructura en bloques.

De acuerdo al comportamiento de producción de los pozos en el Campo Llanito, se puede identificar que un factor controlador en la acumulación de hidrocarburos es la calidad de los diferentes tipos de roca, además de la posición estructural de las diferentes unidades. Por otro lado, el carácter sellante de las fallas depende de los tipos de depósito que se enfrenten a través del plano de falla y del salto relativo de las mismas.

Figura 4: Estilos Estructurales del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Suarez et al, 2000

³ ARAQUE GUEVARA, Kedy Johana. Trabajo de Grado Modelo Geoestadístico basado en objetos para la caracterización de los cuerpos arenosos de la formación Colorado en el Campo Llanito del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2009. Pág 35 – 43.

1.5. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

El activo llanito presenta las siguientes propiedades petrofísicas:

Tabla 2: Propiedades petrofísicas del activo llanito

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL ACTIVO LLANITO	
Porosidad	15 – 20 %
Espesor	200 – 2500 (ft)
Saturación	30 – 85 %
Permeabilidad	20 – 500 (mD)

Fuente. ECOPEPETROL S.A

1.6. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.

En la Tabla 3, la zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C a la formación Mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeralda y la Paz respectivamente.

Tabla 3: Propiedades del yacimiento para las cuatro zonas productoras de Campo Llanito.

HORIZONTE PRODUCTOR	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D
Espesor petrolífero (ft)	26	50	40	18
Porosidad Promedio (%)	21	17	18	15
Permeabilidad (mD)	250	150	180	160
Saturación de agua (%)	25	40	40	47
Salinidad de la formación (ppm)	18000	23500	29900	32000
Presión de Yacimiento (PSI)	1880	2400	288	3200
Presión Actual (PSI)	1600	900 – 1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento (°F)		135	140	140
Gravedad (°API)	18.4 gas	22	23	24
GOR (Inicial)	150	200	200	370
F.V.F		1.094	1.105	1.206
BSW Inicial (%)	0	0 – 3	0 – 3	0 – 3

Fuente. Prognosis – Campaña de perforación Llanito – Gala- Cardales. 2008.

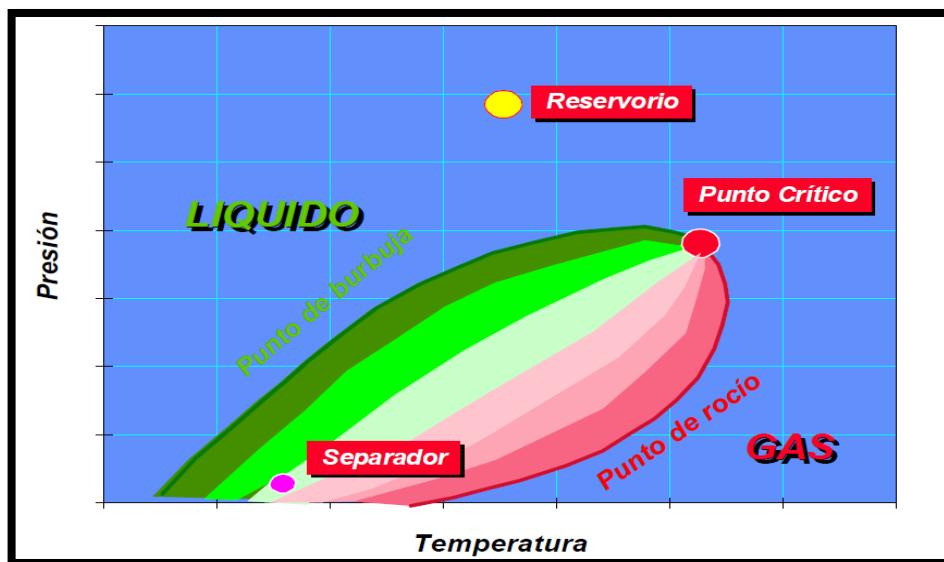
1.7. CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS.

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose de esta manera como un “Black Oil”. La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban Subsaturados y por esto mismo, la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, tienen la presión del yacimiento por debajo de la presión de burbuja. Ver figura 6.

Actualmente, el campo Llanito presenta problemas de arenamiento en las zonas de interés. El análisis de corazones del campo es muy difícil, debido a que las arenas friables y no consolidadas dificultan las mediciones.

Además, la gravedad API y la viscosidad del petróleo del Campo Llanito varían de acuerdo con la zona productora, al igual que la gravedad API, donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más alta.

Figura 5: Tipo de fluido del Activo Llanito



Fuente. HALLIBURTON. Recopilación Técnica – Ingeniería de Yacimiento

Tabla 4: Propiedades de los fluidos del yacimiento.

Parámetros	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad (°API)	18.4	20	22	24
Viscosidad (Cp.)	50	19.4	12.1	5
Tipo de Crudo	Nafténico	Nafténico	Nafténico	Nafténico
Factor Volumétrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor Volumétrico a Pb	1.061	1.096	1.109	1.206
GOR Inicial (SCF/STB)	150	500	400	600

Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito- Gala. ECOPETROL S.A. 2003

Tabla 5: Rango de viscosidades y gravedad °API para el activo Llanito

YACIMIENTO	VISCOSIDAD (Cp.)		GRAVEDAD °API	
	Rango	Promedio	Rango	Promedio
Zona A	53 – 170	110	16 – 19	18
Zona B	20 – 70	45	18 – 21	19
Zona C	12 – 46	26	24 – 25	24
Zona D	8 – 18	13	25 - 26	25

Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito- Gala. ECOPETROL S.A. 2003

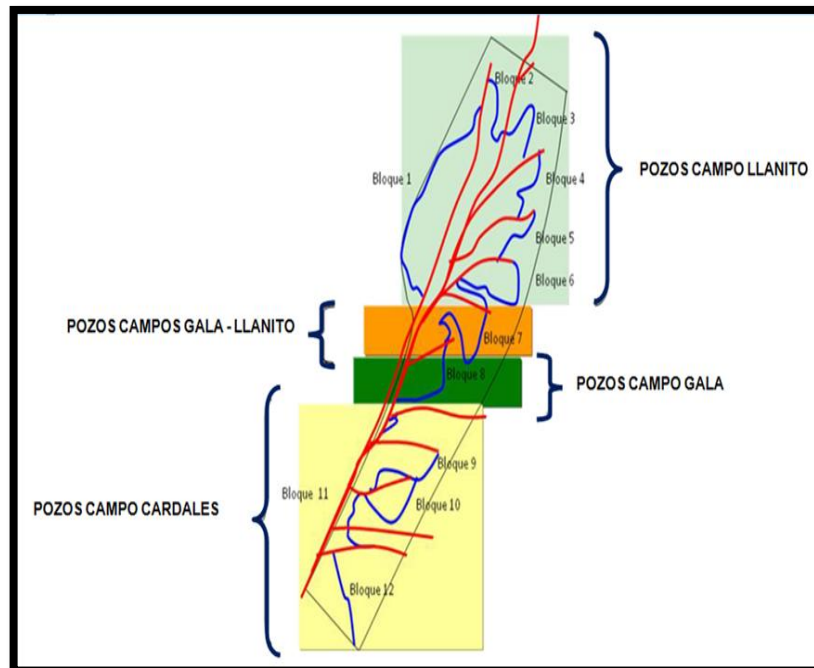
1.8. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.

Cronológicamente, a continuación se hará un breve resumen del comportamiento de la producción del activo Llanito.

- ✓ Para el año 1961 a 1964, se inicia la explotación del campo Llanito con una producción de 1400 BOPD, porcentaje de agua menor del 10% y relación gas-aceite de 600 Scf/Bbl En este período se completó lo que se conoce como el primer ciclo de desarrollo, habiéndose perforado hasta entonces 42 pozos productores.
- ✓ En 1964 – 1976; este periodo se caracterizó inicialmente por el mantenimiento en la producción del área en un promedio de 3400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediales.

- ✓ A partir de 1968, se observa una declinación constante en la producción de aceite, del 6% anual aproximadamente y un incremento paulatino del porcentaje de agua del área, finalizando este período con una producción promedio de 2200 BOPD, 50% BSW y GOR de 350 Scf/Bbl.
- ✓ De 1976 a 1981, se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales, así mismo se evidencia un incremento en la producción del campo Galán a 1500 BOPD aproximadamente, como consecuencia del desarrollo secundario por inyección de agua.

Figura 6: División por bloques del área Llanito – Gala –Cardales.



Fuente. Prognosis – Campaña de perforación Llanito – Gala- Cardales. 2008.

- ✓ En 1981 – 1984; se observa la tendencia ascendente en la producción del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5500 BOPD y un corte de agua del 40%.
- ✓ Para 1985 – 1989; A comienzos de enero de 1985 se produce el descubrimiento y desarrollo del campo Gala, el cual aportó inicialmente 590 BOPD con relación gas – aceite de 200 Scf/ Bbl.
- ✓ Entre 1985 y 1987 se perforaron 10 pozos en el campo Gala alcanzando una producción de 2300 BOPD, con un corte de agua del 20% y una relación gas aceite de 460 Scf/Bbl. La producción total para el área de 6500 BOPD, 42% de BSW.
- ✓ Por otra parte, en mayo de 1988 se produce el hallazgo del Campo Cardales, el cual aportó inicialmente 628 BOPD con un BSW del 2% y relación gas aceite de 57 Scf/Bbl.
- ✓ En 1989 – 1999, la producción del área ha venido con una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de Cañoneo adicional especialmente en los campo Llanito y Gala, actualmente el campo produce 3700 BOPD y 1.6 KPCD de gas con un BSW promedio del 70% y 43 pozos activos.
- ✓ En la figura 8, 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.

- ✓ Actualmente el activo cuenta con una producción diaria de petróleo de 7.000 BPD, 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 en los pozos sistemas de levantamiento artificial como lo es bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

- ✓ La presión original del yacimiento de la Formación Mugrosa se estima en 2250 psi a 5200 ft para la zona B y en 2700 psi a 6200 pies para la zona C, en la tabla 6 se muestra de forma detallada las presiones por zona. Este campo no cuenta una historia de presiones definida debido a la ausencia de información.

Tabla 6: Presiones originales del Campo Llanito

ZONA	FORMACIÓN	DATUM (ft)	PRESIÓN
A	COLORADO	4000	1600
B	MUGROSA	5200	2250
C	MUGROSA	6200	2700
D	ESMERALDAS	7000	3200

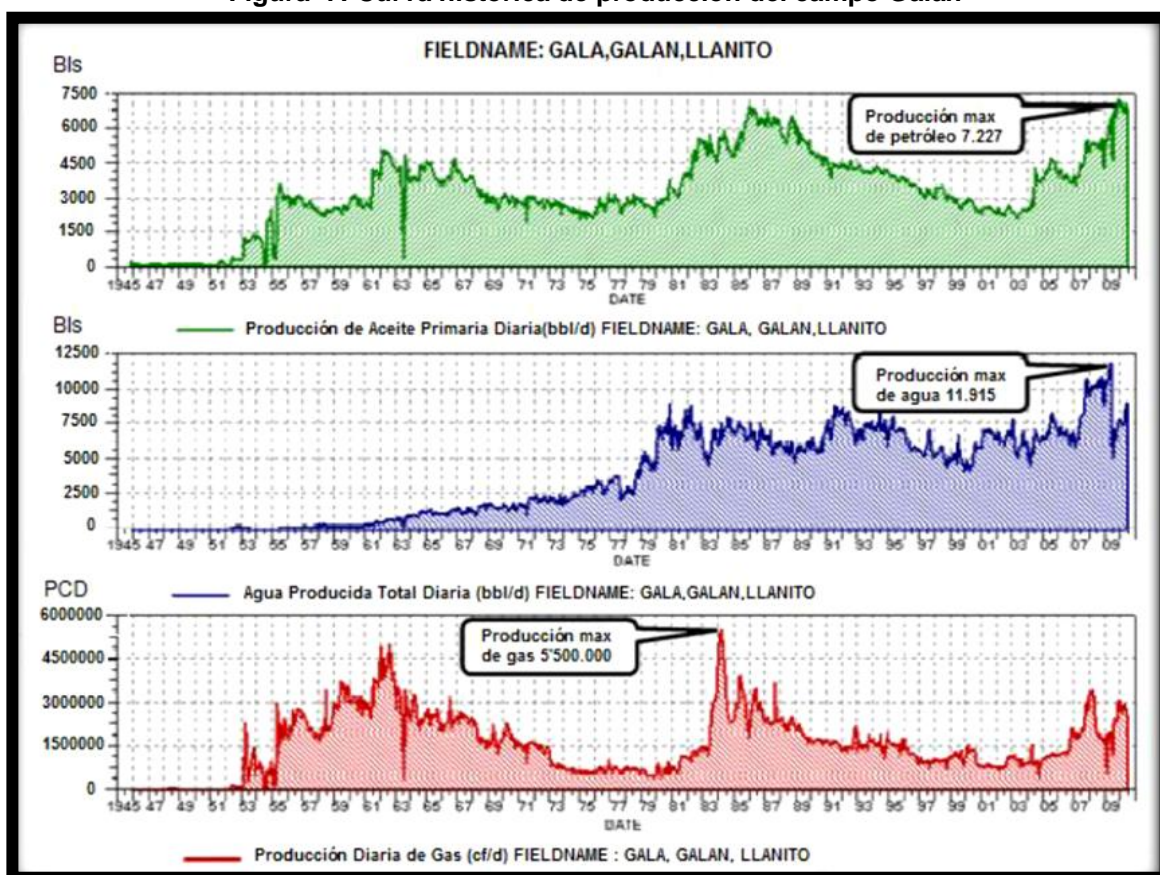
Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito- Gala. ECOPETROL S.A. 2003

Tabla 7: Producción acumulada por formación.

Formación		Petróleo (MBbl)	Gas (MPc)	Agua (MBbl)
Colorado	Zona A	1.362	671,440	4.861
Mugrosa B	Zona B	20.666	10.707,871	25.487
Mugrosa C	Zona C	11.258	4.970,147	10.546
Esmeralda	Zona D	0.411	164.886	0.281
Toro Shale	Zona TS	0.628	364.520	0.650
	Total	34.324	16.878,864	41.825

Fuente. Información de producción campo Llanito 2008.

Figura 7: Curva histórica de producción del campo Galán



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

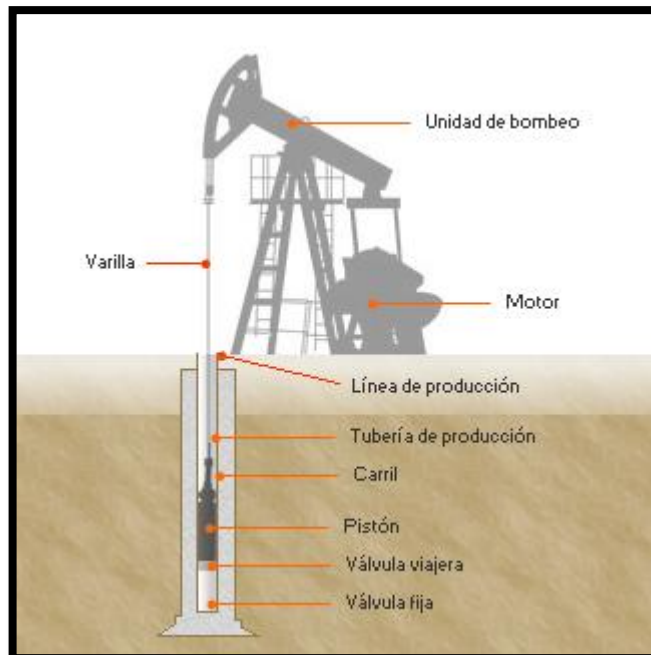
⁴ AMAZO RAMIREZ, Deicy Johana. Cálculo y Análisis de la eficiencia del Sistema de Bombeo Mecánico en el Campo Llanito de la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2011. Pág 50 – 52.

2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

2.1. BOMBEO MECÁNICO.

El bombeo mecánico es el método de producción primaria mediante elevación artificial del fluido que se encuentra en el pozo y que por falta de energía no puede surgir a superficie. Es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial (80-90%). Consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante que es bastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas (cabillas). La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas.

Figura 8: Sistema de levantamiento artificial – BOMBEO MECÁNICO.



Fuente. <http://www.galpenenergia.com/ES/agalpenenergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Extracao-e-processamento.aspx>

Como cualquier otro método de levantamiento artificial, el bombeo mecánico tiene sus pros y contras que son importantes cuando se determina que método de levantamiento usar para una aplicación particular. Uno de los factores más importantes a considerar es la máxima tasa de producción que deseas de tus pozos. Sin embargo, en el rango en el que puede usarse el Bombeo Mecánico, es difícil superar su eficiencia, versatilidad y facilidad de servicio.

Usualmente la decisión que método de levantamiento a utilizar depende de muchos factores que incluyen: Localización geográfica, disponibilidad de electricidad o gas, producción de arena u otros sólidos, desviación del pozo, acumulación de escamas y parafinas, costos del equipo, etc.

Aplicaciones del Bombeo Mecánico

- ✓ Pozos de profundidad es hasta 8000 pies.
- ✓ Pozos de crudos extra-pesados, pesados, medianos y livianos.
- ✓ No es recomendable aplicar en pozos que producen altos volúmenes de gas.
- ✓ Puede realizar levantamientos de crudos a altas temperaturas, así como de fluidos viscosos.

Descripción general del equipo.

1. Bomba sub- superficial impulsada por varillas (Pump).
2. La sarta de varillas de succión que transmite el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba superficial (Sucker Rod).
3. El equipo superficial de bombeo que cambia el movimiento rotatorio del motor principal al movimiento oscilatorio lineal.
4. La unidad de transmisión de potencia o reducción de engranes (Gear Box).
5. El motor principal que proporciona la potencia (Motor).

Ventajas y desventajas

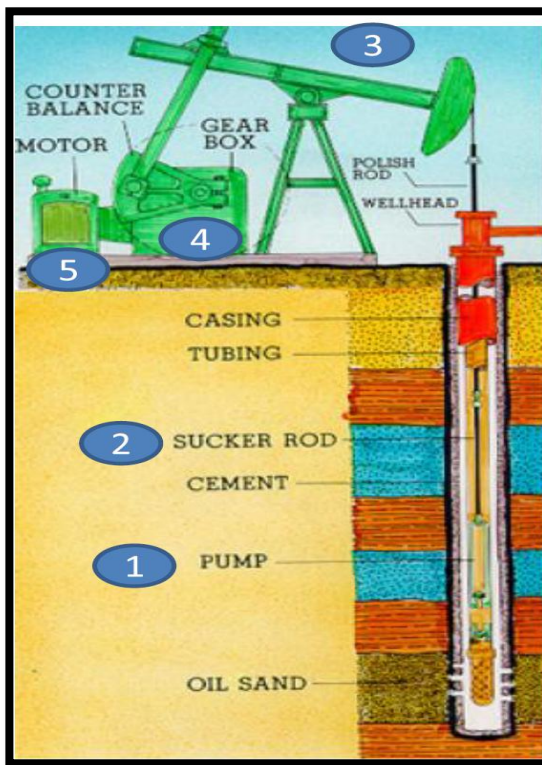
Tabla 8: Ventajas y desventajas de Bombeo Mecánico.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de operar y servicios • Puede cambiarse fácilmente la tasa de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de la carrera. • Puedes disminuir la presión de entrada de la bomba para maximizar la producción. • Usualmente es el método de levantamiento artificial más eficiente. • Pueden intercambiarse fácilmente las unidades de superficie. • Pueden utilizarse motores a gas si no hay disponibilidad eléctrica. • Puedes usar controladores de bombeo para minimizar golpe de fluido, costos de electricidad y fallas de cabillas. • Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones. • Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo. • La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad, IPR. • Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores (POC's) o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada. • Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es problemático en pozos desviados. • No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos • No puede manejar producción excesiva de arena • La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre • Las tasas de producción caen rápido con profundidad comparada con otros métodos de levantamiento artificial. • No es oportuno en áreas urbanas. • Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba. • En pozos desviados la fricción entre las cabillas y la tubería puede inducir a fallas de material. • La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio y es obtrusiva al ambiente. • En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas. • Cuando no se usan cabillas de fibra de vidrio, la profundidad puede ser una limitación.

Fuente. THETA, Enterprises. Entrenamiento Levantamiento Artificial. Optimización Bombeo Mecánico.

⁵ THETA, Enterprises. Entrenamiento Levantamiento Artificial. Optimización Bombeo Mecánico.
Pág 13.

Figura 9: Descripción General del Sistema de Bombeo Mecánico.



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/68715718/Capitulo-2-Bombeo-Mecanico>

📌 Descripción general de funcionamiento.

1. El equipo de bombeo mecánico (también conocido como “balancín” o “cigüeña”) produce un movimiento de arriba hacia abajo (continuo) que impulsa una bomba sumergible en una perforación.
2. La bomba sumergible bombea el petróleo de manera parecida a una bomba que bombea aire a un neumático.
3. Un motor, usualmente eléctrico, gira un par de manivelas que, por su acción, suben y bajan un extremo de un eje de metal.
4. El otro extremo del eje, que a menudo tiene una punta curva, está unido a una barra de metal que se mueve hacia arriba y hacia abajo.

5. La barra, que puede tener una longitud de cientos de metros, está unida a una bomba de profundidad en un pozo de petróleo.

6. El balancín de producción, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo.


7. La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educación.

8. En la carrera ascendente, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre petróleo a la bomba.

9. La repetición continúa del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.

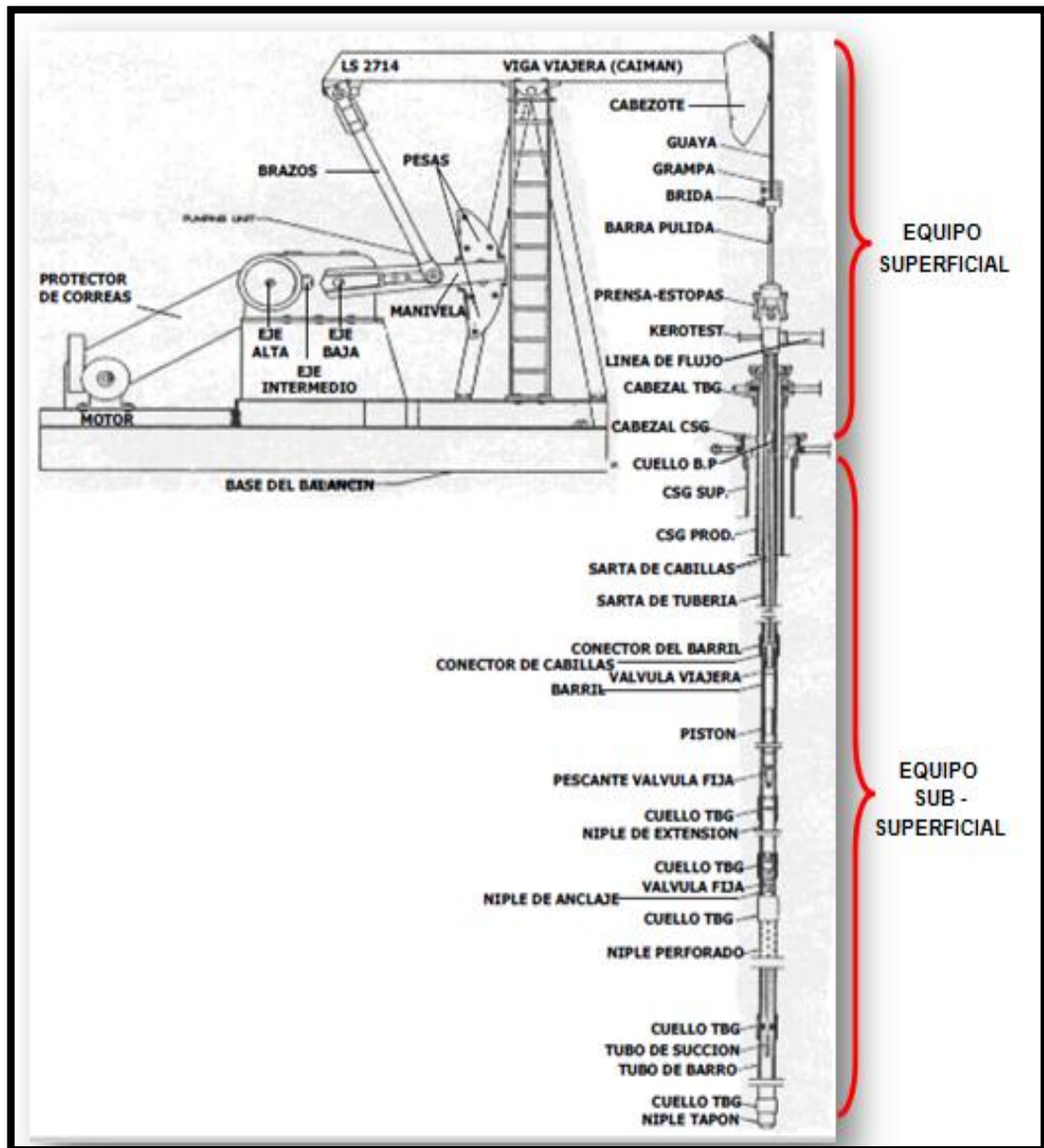
10. Como en el bombeo mecánico hay que balancear el ascenso y descenso de la sarta de varillas, el contrapeso puede ubicarse en la parte trasera del mismo balancín o en la manivela.

11. Otra modalidad es el balanceo neumático, cuya construcción y funcionamiento de la recámara se asemeja a un amortiguador neumático; generalmente va ubicado en la parte delantera del balancín. Este tipo de balanceo se utiliza para bombeo profundo.

 A continuación se mostrará gráficamente el equipo de bombeo mecánico dividido principalmente en equipo superficial y equipo sub- superficial.

⁶ <http://es.scribd.com/doc/68715718/Capitulo-2-Bombeo-Mecanico>

Figura 10: Partes del equipo de Bombeo Mecánico



Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

2.1.1. Equipo Sub – Superficial (De fondo).

Componentes. En general el equipo sub- superficial está compuesto por:

- ✓ Tubería de Producción.
- ✓ Varillas.
- ✓ Bomba sub-superficial.
- ✓ Bolas y Asientos.
- ✓ Pistones.
- ✓ Anclaje de Gas
- ✓ Filtro de gas.

Tubería de Producción.

La tubería de producción tiene por objeto conducir el fluido que se está bombeando desde el fondo del pozo hasta la superficie. En cuanto a la resistencia, generalmente la tubería de producción es menos crítica debido a que las presiones del pozo se han reducido considerablemente para el momento en que el pozo es condicionado para bombear.

Así mismo, en la tubería de producción el fluido se produce a través de la anular tubería-cabilla hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas sobre las cabillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento. El estiramiento de la tubería será cubierto con más detalle luego.

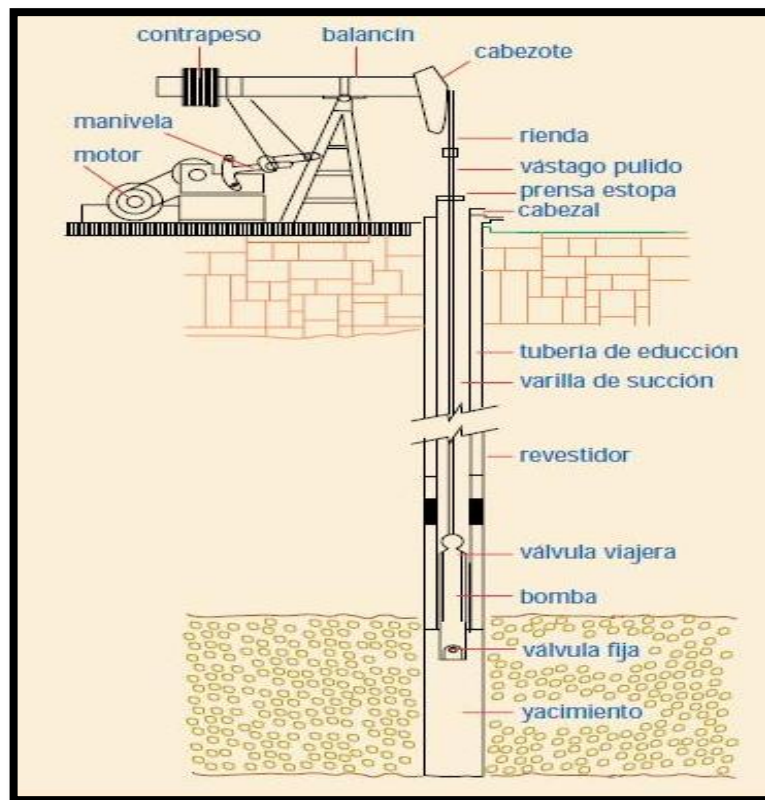
⁷ Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003. Pág 9 y 106.

Algunos problemas que pueden afectar el comportamiento del sistema incluyen:

1. Restricciones de flujo debido a parafinas y escamas.
2. Cuellos de botella pueden ocurrir cuando la bomba tiene diámetros mayores que el diámetro interno de la tubería.
3. Hoyos desviados que incrementan la fricción entre cabillas y tubería.
4. Tubería que es demasiado pequeña para la tasa de producción.

Todos estos problemas resultan en cargas más altas en todos los componentes del sistema. También, fugas en tubería pueden disminuir significativamente la eficiencia del sistema si no es detectada y corregida a tiempo. Ver figura 12.

Figura 11: Sistema de Levantamiento artificial Bombeo Mecánico.



Fuente. <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/bombeo-mecanico.html>

Varillas de succión (Cabillas).

La sarta de varillas es el enlace entre la unidad de bombeo instalada en superficie y la bomba de subsuelo. Las principales funciones de las mismas en el sistema de bombeo mecánico son: Transferir energía, soportar las cargas y accionar la bomba de subsuelo. Ver figura 12.

Las principales características de las varillas son:

- ✓ Se fabrican en longitudes de 25 pies, aunque también pueden manufacturarse de 30pies.
- ✓ Se dispone de longitudes de 1, 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 pies denominados por lo general “niples de varilla” que se utilizan para complementar una longitud determinada y para mover la localización de los cuellos de varillas, a fin de distribuir el desgaste de la tubería de producción.
- ✓ Se fabrican en diámetros de 5/8, 3/4, 7/8, 1, 1 1/8 de pulgadas.

De acuerdo a las especificaciones de la API, las varillas de acero sólido es del tipo de varillas más utilizado y ha sido estandarizada por la API, sus extremos son forjados para acomodar las roscas, un diseño que desde 1926 no ha cambiado hasta la fecha. Todos los efectos negativos inciden en la vida útil de las uniones de las varillas de succión, y hacen que el 99% de los rompimientos por fatiga en los pines de la varilla se deba a un incorrecto enrosque de la misma.

Entre las principales fallas podemos encontrar: tensión, fatiga y pandeo .En la producción de crudos pesados por bombeo mecánico en pozos direccionales y algunos pozos verticales, se presenta este tipo de problema (pandeo), la corta duración de los cuellos y la tubería debido al movimiento reciproco-vertical o reciprocante (exclusivo en el bombeo mecánico) del cuello en contacto con la tubería causando un desgaste o ruptura de ambas.

Para el pandeo (Buckling de varillas) se deben colocar de 1 o 2 centralizadores por varilla según sea la severidad. Hay varillas que tienen centralizadores permanentes.

Entre los tipos de varillas que existen en el mercado están: Electra, Corod (continua) y fibra de vidrio. Las varillas continuas (Corod) fueron diseñadas sin uniones para eliminar totalmente las fallas en el PIN (macho) y la hembra para incrementar la vida de la sarta. La forma elíptica permite que una gran sarta de varillas sea enrollada sobre rieles especiales de transporte sin dañarlas de manera permanente. Otra ventaja de este tipo de varilla es su peso promedio más liviano en comparación a las normas API.

Tabla 9: Data de Cabillas API.

API	Diam.	Incl		Er	Area Flot.	Torque (1)		Std	Slim	30' Rod Fld Displ	25' Rod Fld Displ
		Peso/ft	Area			D Nueva	Usadas				
Nom	Diam.	Peso/ft	Area	Er	Area Flot.	1/64"	1/64"	OD Cpl	OD Cpl	Bls/1000'	Bls/1000'
1/2"	0.500	0.726	0.196	1.990E-06	0.213	14	10				
5/8"	0.625	1.135	0.307	1.270E-06	0.334	17	14	1-1/2"		0.39	0.40
3/4"	0.750	1.634	0.442	8.830E-07	0.480	20	24	1-5/8"		0.57	0.57
7/8"	0.875	2.224	0.601	6.490E-07	0.654	23	32	1-13/16"	1-5/8" (2)	0.77	0.78
1"	1.000	2.904	0.785	4.970E-07	0.853	30	26	2-3/16"	2" (3)	1.01	1.02
1-1/8"	1.125	3.676	0.994	3.930E-07	1.080	39	35	2-3/8"		1.28	1.30
1-1/4"	1.250	4.538	1.227	3.180E-07	1.334				(2) para 2-3/8" tbg		
						(1) +/- 10%			(3) para 2-7/8" tbg		

Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

✓ Ventajas de las varillas continuas COROD

a) La ausencia de cuellos y uniones elimina la posibilidad de fallas por desconexión.

- b) La falta de uniones y protuberancias elimina la concentración de esfuerzos en un solo punto y consiguiente desgaste de la unión y de la tubería de producción.
- c) Por carecer de uniones y cuellos, no se presentan los efectos de flotabilidad de varillas.

✓ **Desventajas de las varillas continuas COROD**

- a) Presentan mayores costos por pies que las varillas convencionales.

Tabla 10: Especificaciones de Cabillas Continuas COROD

COROD #	TAM.	GRADO	TORQUE	PESO/LB
8	18/16	D	-	3.38
7	17/16	D	-	3.01
6	16/16	DE	-	2.67
5	15/16	DE	-	2.35
4	14/16	DS	-	2.04
3	13/16	DSE	-	1.76
2	12/16	D	-	1.50
6R	16/16	D, DE	955	2.67
6R	16/16	SE	1,300	2.67
4R	14/16	D, DE	640	2.04
4R	14/16	SE	640	2.04
3R	13/16	D	500	1.76
D	ACERO AL CARBONO; Ta = 115,000 lpc			
DE	Cr-Mo; Ta = 115,000 lpc			
SE	ALEACION ESPECIAL; Ta = 130,000 lpc			
R	REDONDO			

Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

 **Bomba Sub-Superficial.**

Todas las bombas usadas hoy día en el bombeo mecánico convencional son de desplazamiento positivo y movimiento recíprocante, desde su profundidad de instalación hasta la superficie, que funciona por diferenciales de presión mediante bolas y asientos (válvulas), para permitir la entrada y sello de fluido en ciclos periódicos sincronizados.

Sin embargo, la típica bomba por cabillas de succión es un arreglo embolo cilindro. En la terminología de campos petroleros el embolo es llamado pistón y el cilindro se le conoce como barril de la bomba. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón.

A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve. La Figura 12, muestra un diagrama simplificado de las bombas de cabillas.

✓ Una bomba de sub-suelo consta de 5 partes principales:

1. Barril de la bomba. Es una pieza cilíndrica pulida en la cual se almacena el fluido.

2. Embolo o pistón. Es el elemento movable dentro de la bomba. Su diámetro determina la capacidad de desplazamiento y su resistencia es menor que el que la del cilindro. Su función en el sistema es bombear de manera indefinida. Está compuesto básicamente por anillos y sellos especiales y un lubricante especial

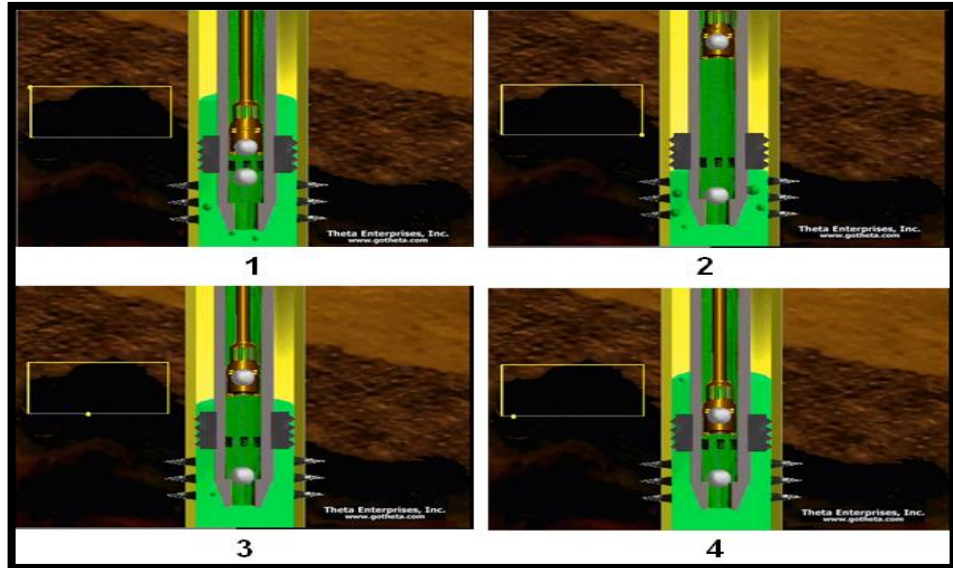
3. Válvula viajera Esta ubicada en el pistón, el tipo bola y asiento, permite la entrada de flujo del barril hacia el pistón en su descenso y posteriormente hacer un sello hermético en la carrera ascendente permitiendo la salida del crudo hacia superficie.

4. Válvula fija de tipo bola y asiento. Permite el flujo de petróleo desde el pozo hasta el barril de la bomba, al iniciar el pistón su carrera ascendente y cerrar el paso el fluido dentro del sistema bomba-tubería, cuando se inicia la carrera descendente del pistón.

5. Anclaje o zapata. Es la combinación de las partes reunidas inferiormente para obtener el anclaje de la bomba y efectuar un sello hermético.

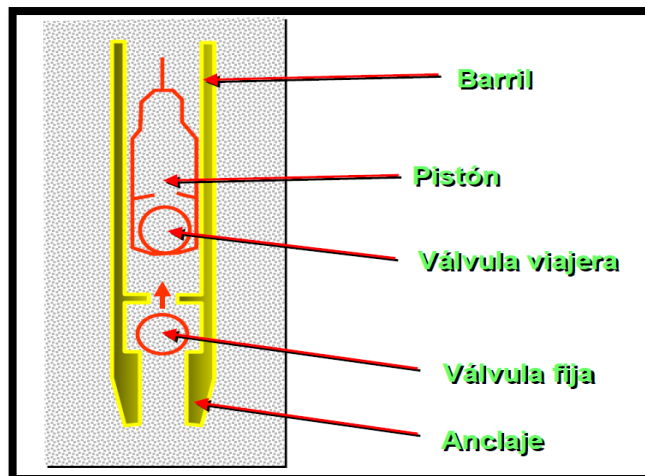
6. Filtro de gas. Consiste en un tubo ranurado perforado, colocado bajo la zapata de anclaje. Su objetivo es separar gas/liquido antes de la entrada del fluido a la bomba.

Figura 12: Diagrama simplificado de las bombas de cabillas.



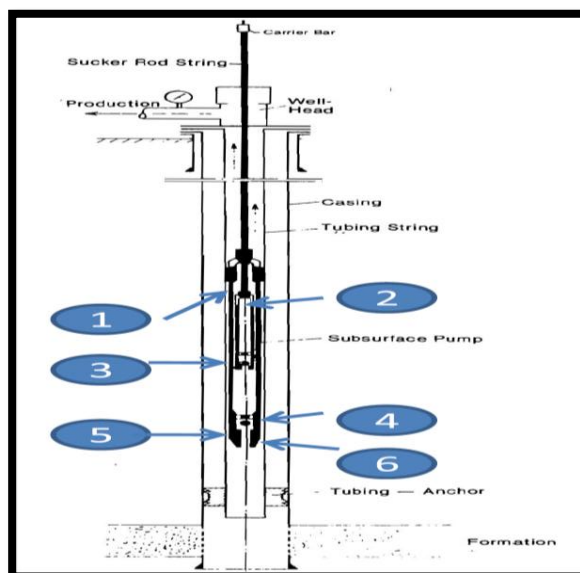
Fuente. www.gotheta.com

Figura 13: Esquema típico de bomba de sub-suelo.



Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

Figura 14: Componentes de la Bomba Sub- Superficial



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/68715718/Capitulo-2-Bombeo-Mecanico>

🇲🇽 Tipos de bomba API.

Básicamente el API ha dividido las bombas de sub-suelo en:

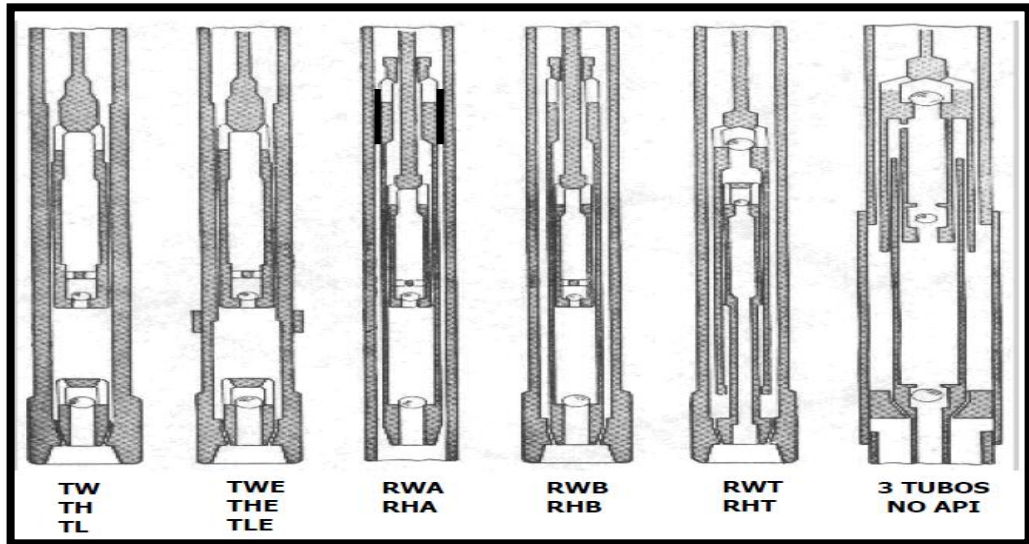
✓ Bombas de Tubería (T).

En este tipo de bomba, el barril y el sistema de anclaje forman parte de la sarta de producción. El pistón es luego bajado con la sarta de cabillas y puede o no llevar la válvula fija dependiendo de la práctica que se tenga en el campo.

✓ Bombas de Cabillas o Insertadas (R).

Estas bombas se corren como un todo con las cabillas y se asientan en el anclaje previamente colocado en la tubería de producción. Debido a estas características son más adaptables a las condiciones operacionales que las de tubería en las cuales sólo es posible usar anclaje inferior y el barril siempre es estacionario.

Figura 15: Clasificación API para Bombas de Subsuelo.



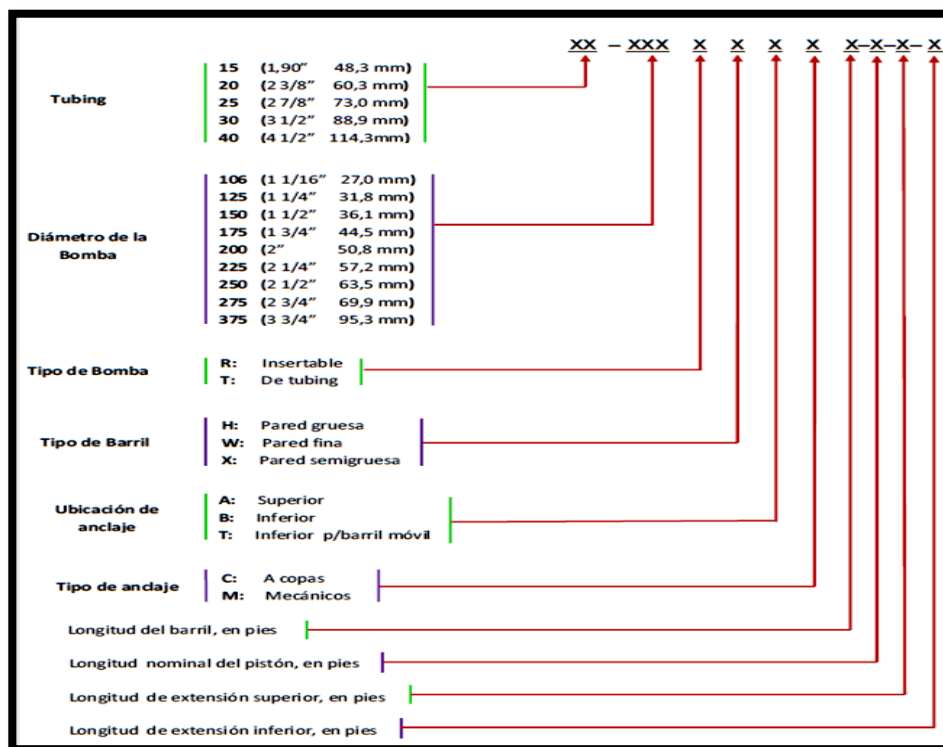
Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. Workshop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

Figura 16: Barril de Bomba de Subsuelo.



Fuente. Generalidades Bombeo Mecánico. Parko Services S.A

Figura 17: Denominación API Bombas de Subsuelo.



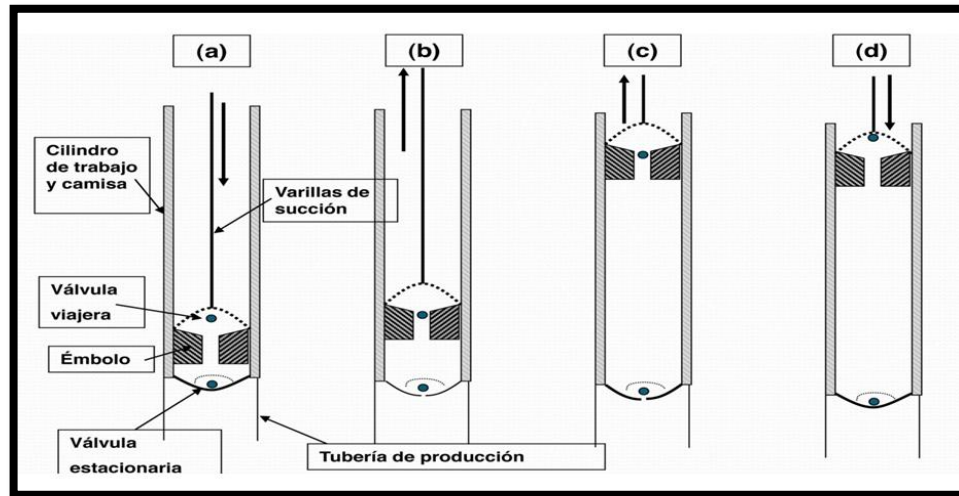
Fuente. El autor. Tomado de Manual de Partes A-V. Bolland y Cía S.A Buenos Aires Argentina 2005

Tabla 11: Ciclo de bombeo

CICLO DE BOMBEO	
Carrera de bajada	Carrera de subida
<ul style="list-style-type: none"> La bomba y el tubing están llenos de fluido El pistón está en la parte superior; la válvula viajera está cerrada. El peso de la columna de fluido por encima de la bomba es arrastrada por la sarta de varillas El peso de la columna de fluido cierra la válvula fija. El barril está total o parcialmente lleno de fluido. Cuando el pistón se mueve hacia abajo, la válvula viajera se desplaza y el fluido que está en el barril ingresa al tubing. 	<ul style="list-style-type: none"> La válvula viajera se cierra, simultáneamente se abre la válvula fija (poco). Cuando la presión interna excede la presión del barril, el fluido de formación ingresa al barril.
(Ver figura 19)	

Fuente: Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

Figura 18: Ciclo de Bombeo Mecánico.



Fuente: <http://www.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-mecanico-presentacion>

Bolas y Asientos.

Ambas válvulas, la viajera y la fija de las bombas de subsuelo son combinaciones bolas y asiento. El ensamblaje bola y asiento está en una jaula que permite el flujo de fluidos mientras mantiene la bola en posición de asentar apropiadamente.

En pozos con problemas severos de abrasión, tales como producción excesiva de arena, operadores de campo han encontrado que las bolas de cerámica en asientos de carbono incrementan la vida de la bomba. Sin embargo, estas son considerablemente más costosas que las convencionales. Para prolongar la vida de la bomba, pueden usarse ensamblajes de doble bolas y asientos para las válvulas fijas y viajeras para reducir la erosión por corte del fluido. Sin embargo, debido a los costos adicionales de válvulas dobles estas son recomendadas solo en pozos con severos problemas de corte por fluidos.

Pistones.

Existen dos tipos de pistones: metal-metal y empaque suave. Empaque suave son menos costosos al momento de comprar o repararlos. Sin embargo, estos no son tan eficientes como los de metal-metal y no pueden bombear en pozos profundos.

✓ **Pistones de empaque suave**

Los pistones de empaque suave pueden ser por igual de tipo copa o tipo anillo, o una combinación de ambos. Pistones tipo anillos tiene cualquier composición o anillos de flexite.

✓ **Pistones tipo copas**

Pistones tipo copa usan la presión del fluido para expandirse en la carrera ascendente y proveer el sello entre el pistón y el barril. Las copas son fabricadas con diferentes tipos de materiales sintéticos para diferentes aplicaciones. Estos son típicamente usados en pozos de menos de 3000 pies.

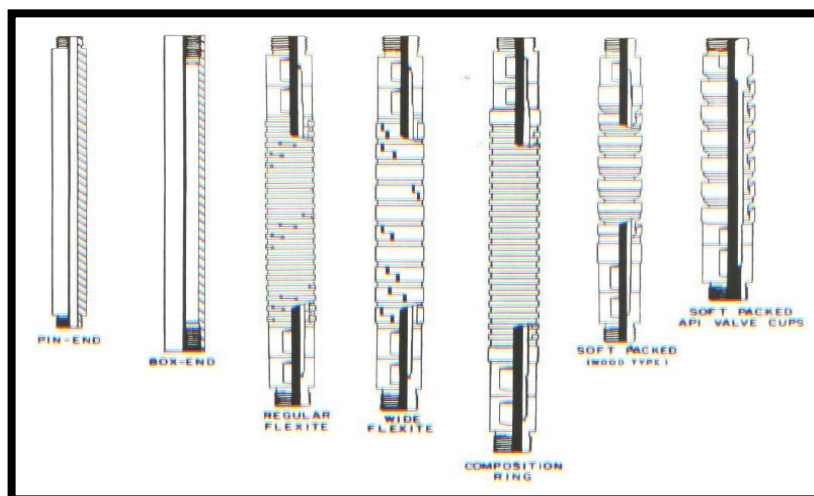
✓ **Pistones tipo anillo**

Pueden usarse pistones tipo anillo para lograr fits pequeños entre el pistón y el barril de la bomba. Estos pistones son más comunes que los de tipo copa debido a que son los apropiados para profundidades de hasta 7000 pies.

✓ **Pistones metal-metal**

Los pistones metal-metal son por igual lisos o ranurados. Estos son usados en pozos profundos o en pozos que producen sin sólidos. Sin embargo, cuando el pozo produce sólidos, estos pistones pueden no ser los indicados para el trabajo debido a que el desgaste sería más rápido que con pistones de empaque suave.

Figura 19: Pistones de Bomba de Subsuelo.

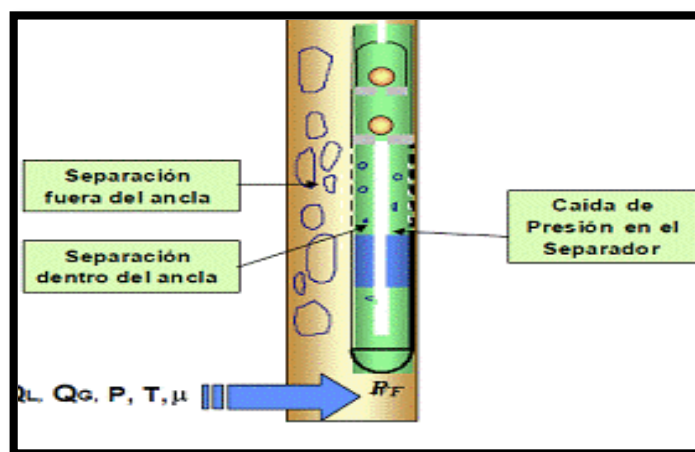


Fuente. Generalidades Bombeo Mecánico. Parko Services S.A.

Ancla de gas.

Las bombas de cabillas son diseñadas para bombear líquidos. La presencia de gas puede causar problemas severos si no se toman los pasos para minimizar la cantidad de gas libre que entra en la bomba. Gas libre en la bomba resulta en bajas eficiencias de bombeo y tasas de producción más bajas.

Figura 20: Esquema de funcionamiento de un ancla de gas.



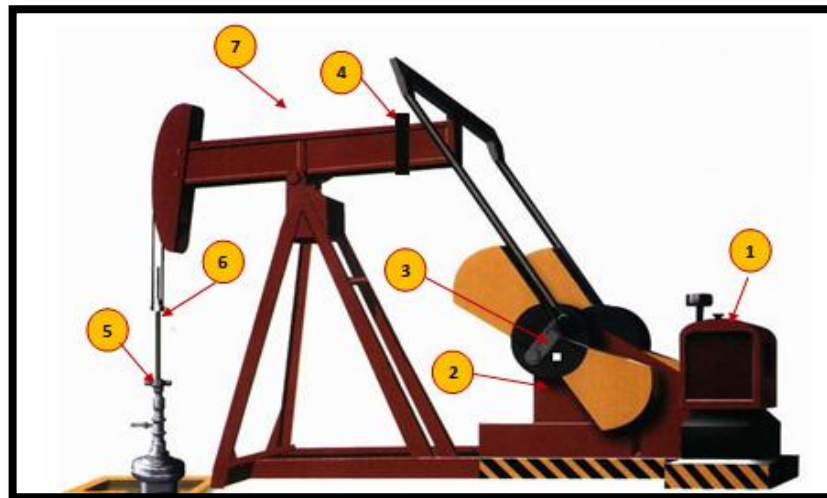
Fuente. <http://yacimientos-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2010/04/anclas-de-gas.html>

2.1.2. Equipo superficial.

En general el equipo superficial está compuesto por:

1. Unidad Motriz
2. Caja de engrane (transmisión).
3. Manivela.
4. Pesas o contrapeso.
5. Prensa estopa.
6. Vástago (varilla) pulido.
7. Unidad de bombeo (balancín).

Figura 21: Componentes equipo superficial.



Fuente. <http://www.taringa.net/posts/imagenes/9071054/Para-aprender-sobre-el-Petroleo.html>

Unidad Motriz.

La unidad motriz es típicamente un motor eléctrico o a gas. La mayoría de las unidades motrices son motores eléctricos. Motores a gas son usados en

locaciones sin electricidad. La función de la unidad motriz es suministrar la potencia que el sistema de bombeo necesita.

La unidad motriz afecta el consumo de energía y las cargas de la caja de engranaje. Los *hp* del motor dependen de la profundidad, nivel de fluido, velocidad de bombeo y balanceo de la unidad.

Así mismo estos se clasifican en:

✓ **Motores Eléctricos.**

Los motores eléctricos para bombas de cabillas son principalmente motores de inducción de tres fases. Clasifica los motores según el deslizamiento y las características de torque durante el arranque.

✓ **Motores de Ultra Alto Deslizamiento.**

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

✓ **Motores a Gas**

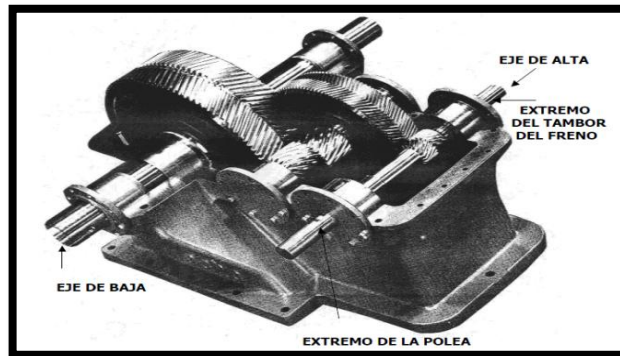
Existen dos tipos de motores a gas. Motores de baja velocidad con uno o dos cilindros, y motores multicilindros de alta velocidad. Estos son de baja velocidad tienen velocidades de 700 rpm o menores y alto torque. Motores multicilindros pueden tener altas variaciones de velocidad (hasta un 35%) más que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

 **Caja de engranaje.**

La función de la caja de engranaje es convertir torque bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torque y bajas rpm necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranaje es 30:1. Esto significa que

la caja de engranaje reduce los rpm a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces.

Figura 22: Caja de engranaje de doble de reducción.

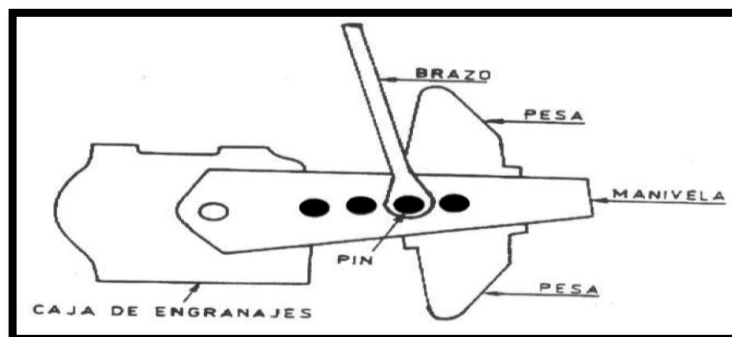


Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

Manivela.

Es la responsable de transmitir el movimiento de la caja de engranaje o transmisión a la biela del balancín, que está unida a ellos por pines sujetos al eje de baja velocidad de la caja de engranajes. Cada una de ellos tiene un número igual de orificios, los cuales representan una determinada carrera del balancín, en ellos se colocan los pines de sujeción de las bielas. El cambio de pines de un hueco a otro se llama cambio de tiro.

Figura 23: Manivela.



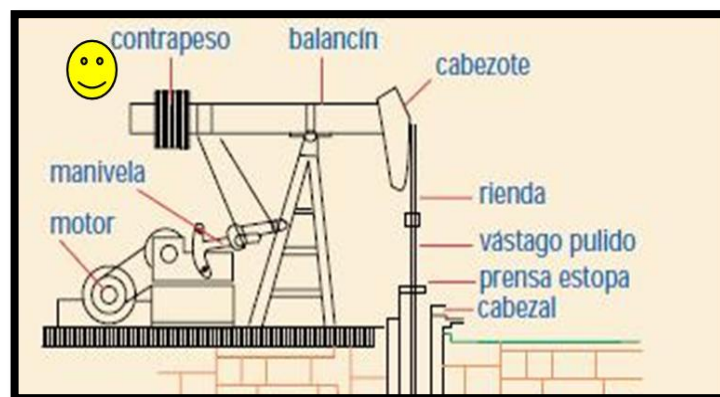
Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop International. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

Contrapeso

Si la caja de engranaje tuviera que suplir todo el torque que la unidad de bombeo necesita para operar, su tamaño debería ser demasiado grande. Afortunadamente, al usar contrapesos, el tamaño de la caja de engranaje puede ser minimizado.

Los contrapesos ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar. Estos ayudan a la caja durante la carrera ascendente cuando las cargas en la barra pulida son las más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de las cargas de las cabillas, quedando listos para ayudar nuevamente en la carrera ascendente.

Figura 24: Contrapeso.



Fuente. <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/bombeo-mecanico.html>

Prensa Estopa.

Consiste en una cámara cilíndrica que contienen los elementos de empaque que se ajustan a la barra pulida permitiendo sellar el espacio existente entre la barra pulida y la tubería.

Barra Pulida.

La barra pulida conecta la unidad de bombeo a la sarta de cabillas y es la única parte de la sarta que es visible en la superficie. Como su nombre lo dice, la barra pulida tiene una superficie lisa y brillante. La superficie de la barra pulida previene el desgaste de las empaaduras de la prensa estopa. Entonces, la función principal de la barra pulida es soportar el peso de la sarta de cabillas, bomba y fluido.

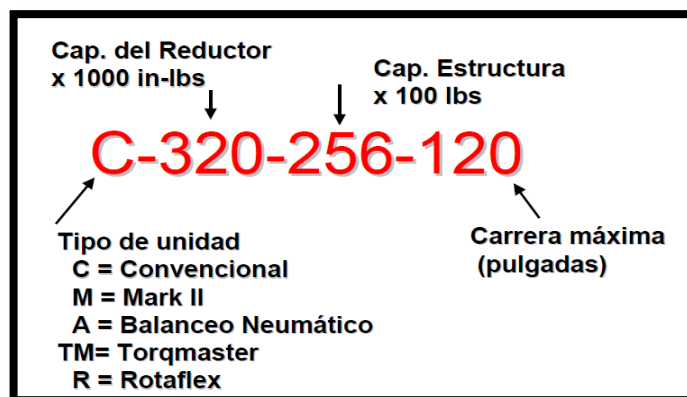
Balancín (Unidad de Bombeo).

Su función principal es proporcionar el movimiento recíprocamente apropiado, con el propósito de accionar la sarta de varillas y estas, la bomba de subsuelo. Mediante la acción de correas y engranajes se logra reducir las velocidades de rotación. El movimiento rotatorio resultante se transforma en uno recíprocamente, a través de la manivela, la biela y el propio balancín.

✓ **Diseño de la Unidad.**

La norma API ha desarrollado un método estándar para describir las unidades de bombeo:

Figura 25: Código de identificación de las unidades API



Fuente. Pártidas Héctor. Bombeo Mecánico. WorkShop Internacional. Optimización, Diagnóstico y operación. Venezuela. 2003.

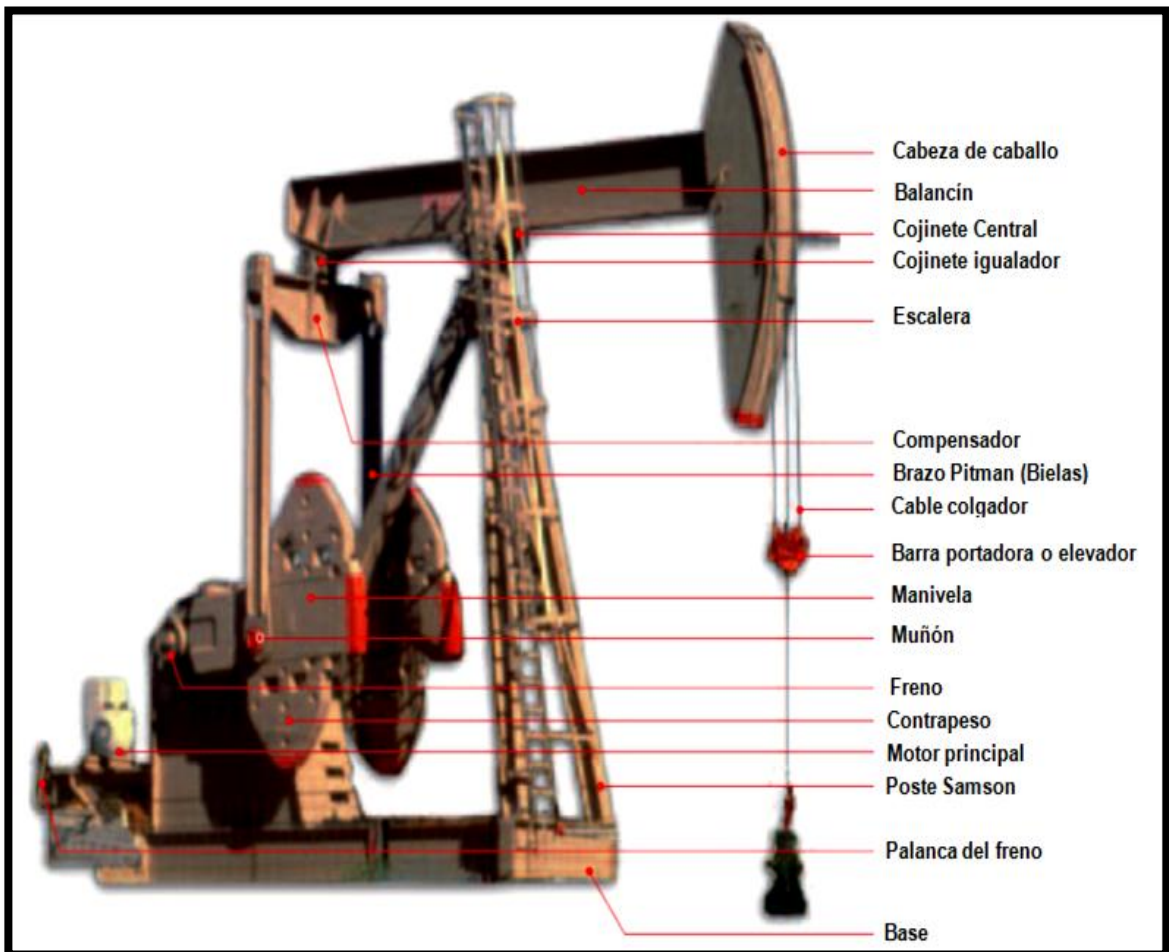
✓ **Clasificación de los Balancines.**

Los balancines o unidades de bombeo de acuerdo a especificaciones API se pueden clasificar en función a su geometría y contrapeso de las unidades en:

- Tipo convencional

Es la unidad más conocida y popular de todos los campos petroleros, por ventajas económicas, fácil operación y mantenimiento. El movimiento rotatorio del motores transmitido por medios de correas, a la caja de transmisión la cual reduce la velocidad a través de un sistema de engranajes.

Figura 26: Unidad de bombeo mecánico convencional.

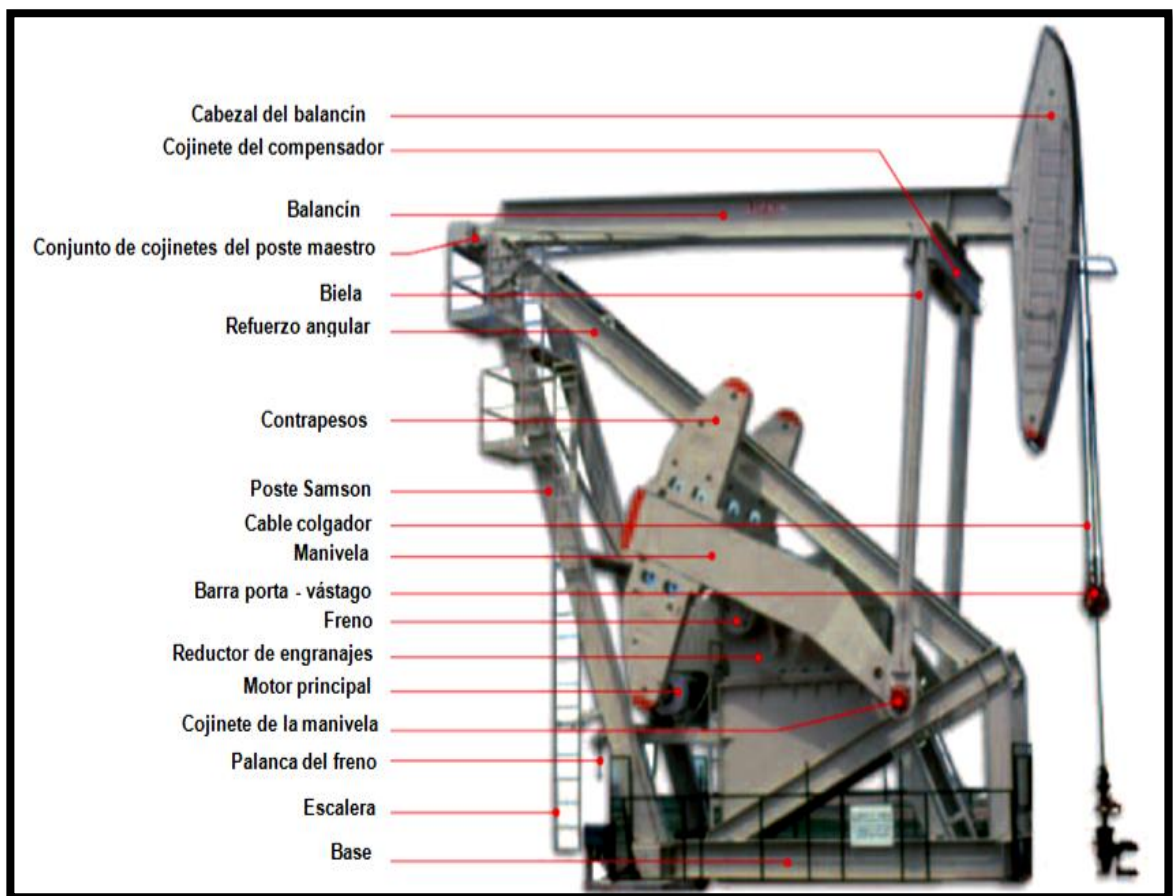


Fuente. http://www.lufkin-arg.com/productos_unidades_de_bombeo.html

- Mark II o unitorque.

La unidad unitorque (Mark II), es un diseño que parte del modelo convencional, se caracteriza por ser capaz de soportar más fluido sin necesidad de sobrecargar el equipo. Se logra un torque más uniforme, de esta manera se reduce la carga de torsión en la caja de engranajes. Además puede soportar mayores cargas que otras unidades de igual dimensión. No están a favor son los costos de fabricación y el uso de un contra balance muy pesado.

Figura 27: Unidad de bombeo mecánico Mark II



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

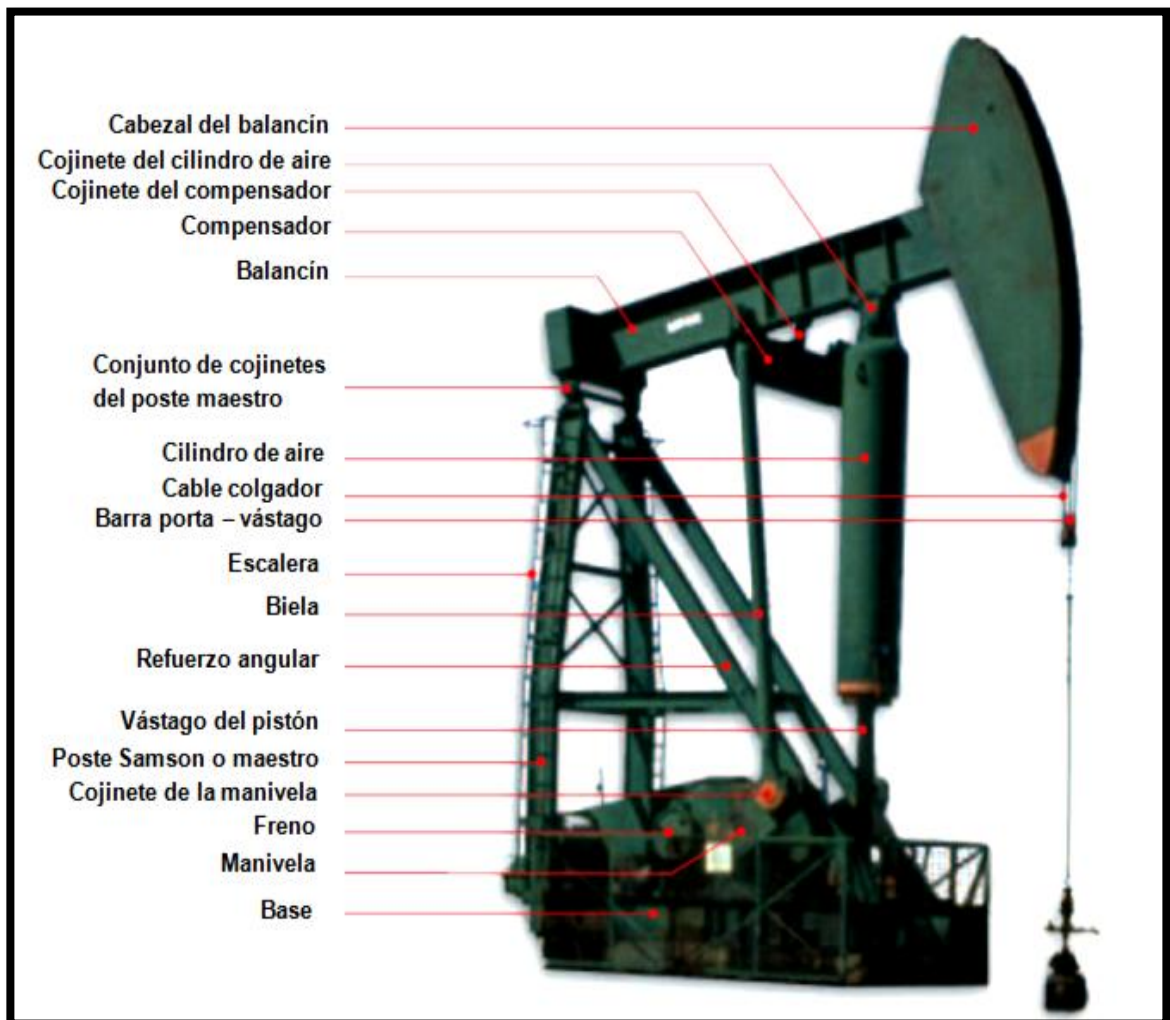
⁸ www.lufkin-arg.com/productos_unidades_de_bombeo.html

- Balanceadas por Aire.

Se caracterizan por:

1. Utilizar un cilindro con aire comprimido en lugar de usar pesas de hierro.
2. Perfecto contrabalanceo con el torque del dedo.
3. Longitudes de carrera de hasta 20 pies para pozos con alto potencial.
4. Fácil do Instalar.

Figura 28: Unidad de bombeo mecánico Balanceada por aire.



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

2.2. BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).

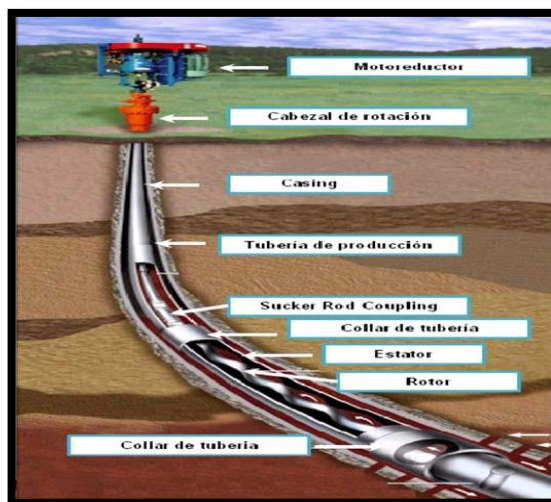
Las bombas de cavidades progresivas (BCP) representan un método de Levantamiento Artificial de crudos pesados, medianos y livianos que ofrece una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo. La geometría simple de este tipo de bombas constituidas principalmente por un rotor metálico y un estator elastomérico le confieren al sistema tales ventajas.

Adicionalmente mediante la tecnología de cavidades progresivas se pueden bombear fluidos con contenidos de agua, arena y parafinas.

2.2.1. Descripción del Sistema.

Un sistema BCP consta básicamente de un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba de fondo compuesta de un rotor de acero, en forma helicoidal de paso simple y sección circular, que gira dentro de un estator de elastómero vulcanizado. La descripción detallada del sistema se describe a continuación con los equipos de superficie y de fondo.

Figura 29: Sistema de levantamiento artificial BCP.



Fuente: http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html

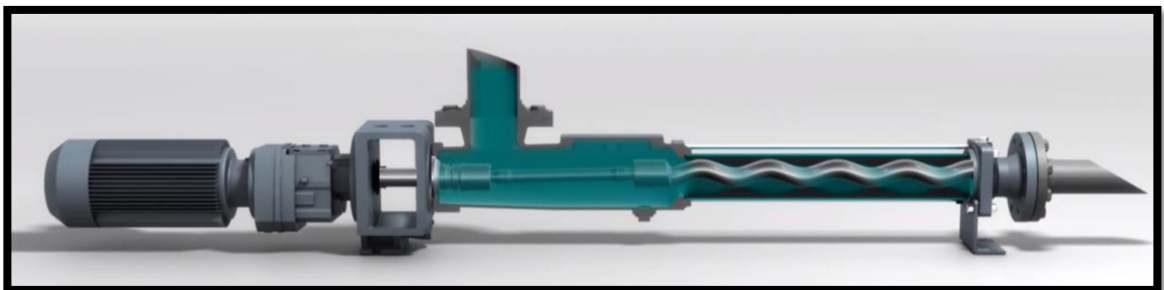
2.2.2. Principio de Funcionamiento de las BCP.

A grandes rasgos, la Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) está compuesta por el Rotor y el Estator. El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de Cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al Rotor. El Estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado Elastómero.

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau (no debe confundirse con la bomba de Arquímedes ya que son principios totalmente diferentes), la BCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de n lóbulos dentro de un Estator en forma de helicoide de $n+1$ lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

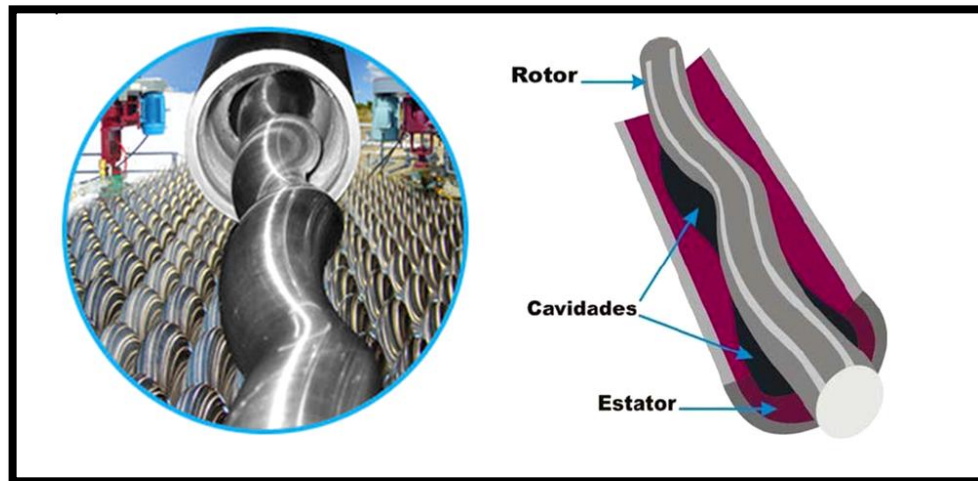
Se cuenta con diversos arreglos de materiales y geometría, sin embargo la utilizada en la Industria Petrolera Nacional es la de un Rotor metálico de un lóbulo en un Estator con un material elástico (Elastómero) de dos lóbulos.

Figura 30: Bomba de cavidad progresiva.



Fuente. <http://www.inventec.com.mx/netzsch.html>

Figura 31: Sección transversal de la bomba del Sistema de BCP.



Fuente. http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html

2.2.3. Principales Aplicaciones.

El sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén.

Las posibilidades de las bombas de ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción; instalaciones relativamente profundas; en la producción de crudos arenosos, parafínicos y muy viscosos; pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales y pozos con alto contenido de agua, las constituyen en una alternativa técnicamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos o como optimización y reducción de costos.

Al sustituir grandes equipos de Bombeo Mecánico, se reduce el impacto ambiental (ruidos, derrames, etc.), gastos asociados a consumo energético, optimización

(cambios de velocidad de operación), diagnóstico y optimización, adicionalmente, en pozos de crudos viscosos se eliminan los problemas de flotabilidad de cabillas (seno).

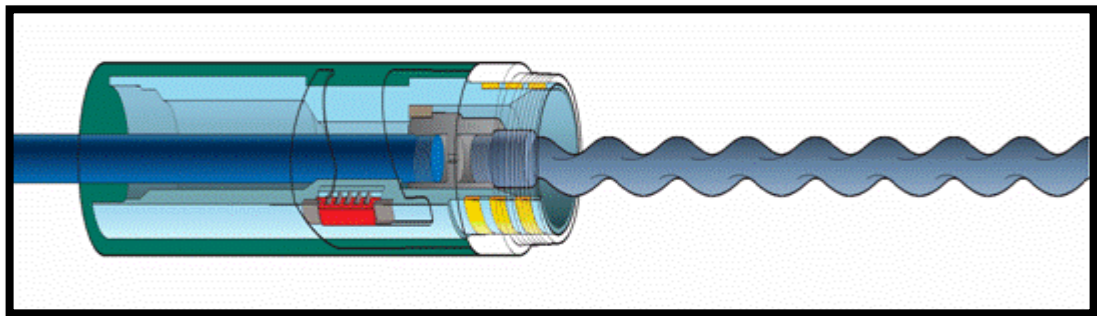
En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo.

2.2.4. Tipos de instalación BCP.

Instalación convencional.

En la instalación convencional, primero se baja la tubería de producción se la ancla con un packers luego de la fijación se baja el estator y rotor que son instalados de forma separada; en este tipo de instalación se demora y consume más tiempo y en consecuencia mayor inversión, las varillas son las que proporcionan el movimiento giratorio, son enroscadas al rotor generando el movimiento giratorio que el sistema exige para ponerse en marcha. Este tipo de instalación hoy en día ya no es tan usada por el tiempo que consume, mientras que la instalación insertable es el que lo ha suplantado.

Figura 32: Configuración de bombas convencional en BCP.

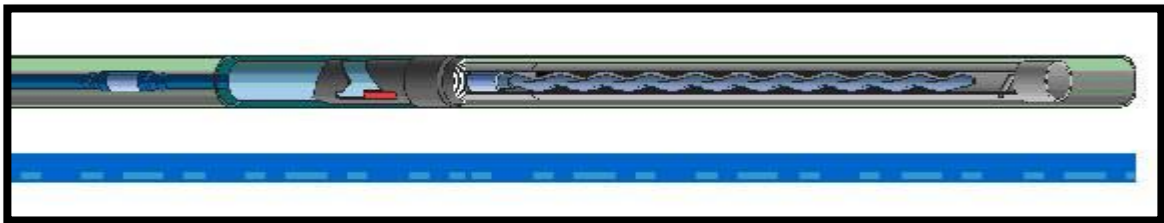


Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>.

📌 **Instalación Insertable.**

En la configuración de bombas insertables el estator se baja al fondo del pozo conjuntamente con el resto del sistema de subsuelo. En otras palabras, la bomba completa es instalada con la sarta de varillas sin necesidad de remover la columna de tubería de producción, minimizando el tiempo de intervención y, en consecuencia, el costo asociado a dicho trabajo. La bomba es la misma que en la configuración convencional con la diferencia de que viene adaptada a un sistema de acople que permite obtener un equipo totalmente ensamblado como una sola pieza. Al rotor se le conecta una extensión de varilla la cual sirve como apoyo al momento de espaciado de la bomba. Los acoples superior e inferior de esta extensión sirven de guía y soporte para la instalación de este sistema.

Figura 33: Configuración de bombas insertables en BCP.



Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>.

2.2.5. Ventajas y desventajas de los sistemas de BCP.

📌 **Ventajas.** Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60 %. Otras ventajas adicionales son:

- ✓ Producción de fluidos altamente viscosos (2000-500000) centipoises.

- ✓ La inversión de capital es del orden del 50% al 25% del de las unidades convencionales de bombeo, dependiendo del tamaño, debido a la simplicidad y a las pequeñas dimensiones del cabezal de accionamiento.
- ✓ Los costos operativos son también mucho más bajos. Se señala ahorros de energía de hasta 60% al 75% comparado con unidades convencionales de bombeo eficiente. El sistema de accionamiento es también eficiente a causa de que la varillas de bombeo no se levantan y bajan, solo giran.
- ✓ Los costos de transporte son también mínimos, la unidad completa puede ser transportada con una camioneta.
- ✓ La presencia de gas no bloquea la bomba, pero el gas libre a la succión resta parte de su capacidad, como sucede con cualquier bomba, causando una aparente ineficiencia.
- ✓ Amplio rango de producción para cada modelo, rangos de velocidades recomendados desde 25 hasta 500 RPM, lo que da una relación de 20 a 1 en los caudales obtenidos. Este rango se puede obtener sin cambio de equipo.
- ✓ La ausencia de pulsaciones en la formación cercana al pozo generará menor producción de arena de yacimientos no consolidados. La producción de flujo constante hacen más fácil la instrumentación.
- ✓ El esfuerzo constante en la sarta con movimientos mínimos disminuye el riesgo de fallas por fatiga y la pesca de varillas de bombeo.
- ✓ Su pequeño tamaño y limitado uso de espacio en superficies, hacen que la unidad BPC sea perfectamente adecuada para locaciones con pozos múltiples y plataformas de producción costa fuera.
- ✓ El bajo nivel de ruido y pequeño impacto visual la hace ideal para áreas urbanas.
- ✓ Ausencia de partes recíprocas evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- ✓ Simple instalación y operación

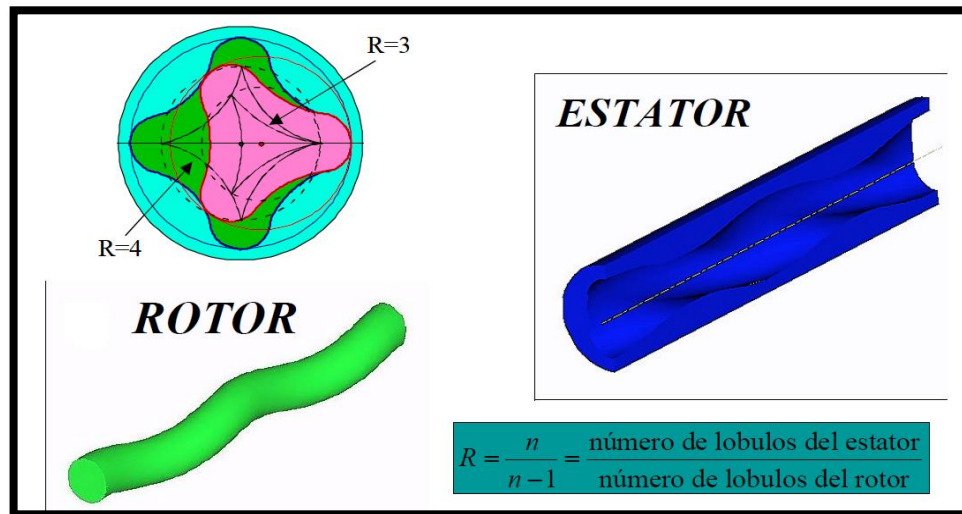
📌 **Desventajas.** La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas BCP:

- ✓ Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máxima de 350°F o 178°C).
- ✓ Alta sensibilidad a los fluidos producidos (elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por períodos prolongados de tiempo).
- ✓ Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos (que cuando se obstruye la succión de la bomba, el equipo comienza a trabajar en seco).
- ✓ Desgaste por contacto entre las varillas y la cañería de producción en pozos direccionales y horizontales.
- ✓ Requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba (ya sea por falla, por adecuación o por cambio de sistema).
- ✓ Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas de bombeo por cavidades progresivas proveen el más económico método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

2.2.6. Geometrías.

La geometría de la bomba está sujeta a la relación de lóbulos entre rotor y estator, y está definida por los siguientes parámetros:

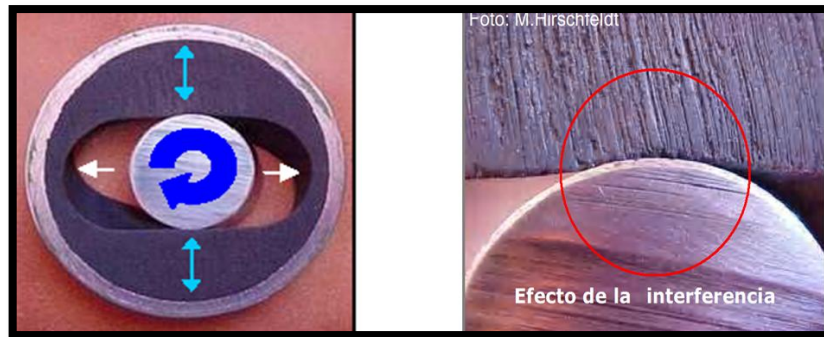
Figura 34: Geometría – Componentes.



Fuente. Pericia de Levantamiento Artificial por Bombeo PDVSA - Intevep

- ✓ Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido.
- ✓ El área es constante, y la velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme; Esta es una importante característica del sistema que lo diferencia del bombeo alternativo con descarga pulsante. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.
- ✓ La mínima longitud requerida por la bomba; para crear un efecto de acción de bombeo es un paso, ésta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más. El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad).
- ✓ En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación.
- ✓ La capacidad de un sistema BCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre rotor y estator. Para obtener esas líneas de sello se requiere una interferencia entre rotor-estator, es decir una compresión entre rotor y estator.

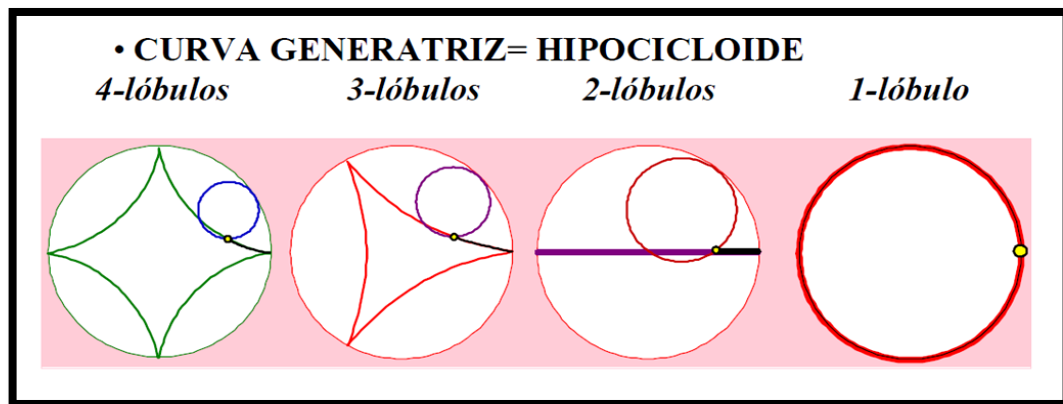
Figura 35: Posición relativa del rotor y el estator en una bomba de l6bulo simple.



Fuente. HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progressiva OilProduction.net. Versi6n 2008 V1

Existen distintas geometrías en sistemas BCP, y las mismas est6n relacionadas directamente con el n6mero de l6bulos del estator y rotor. La relaci6n del di6metro entre el circulo base y el circulo generador define el n6mero de l6bulos.

Figura 36: Geometría- Elementos lobulares.

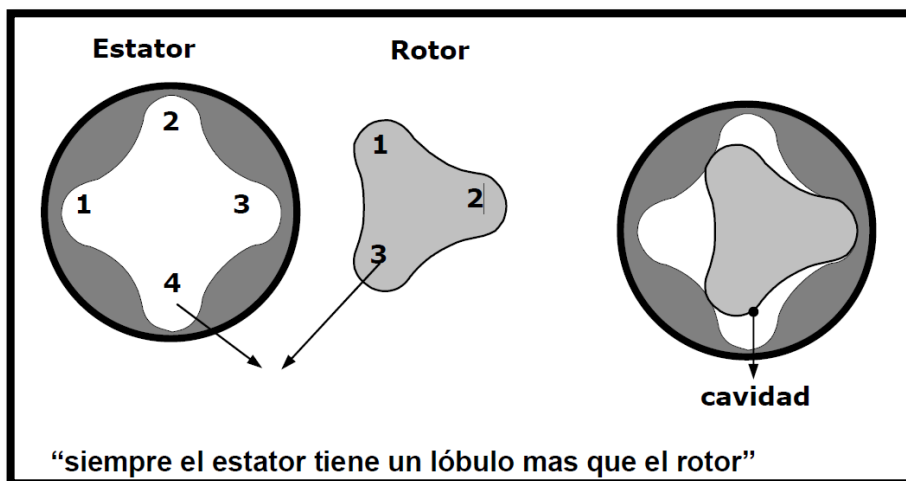


Fuente. Pericia de Levantamiento Artificial por Bombeo PDVSA - Intevep

En las siguientes figuras 37 y 38, se puede observar un ejemplo donde podremos definir algunas partes importantes.

⁹ HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progressiva OilProduction.net. Versi6n 2008 V1.

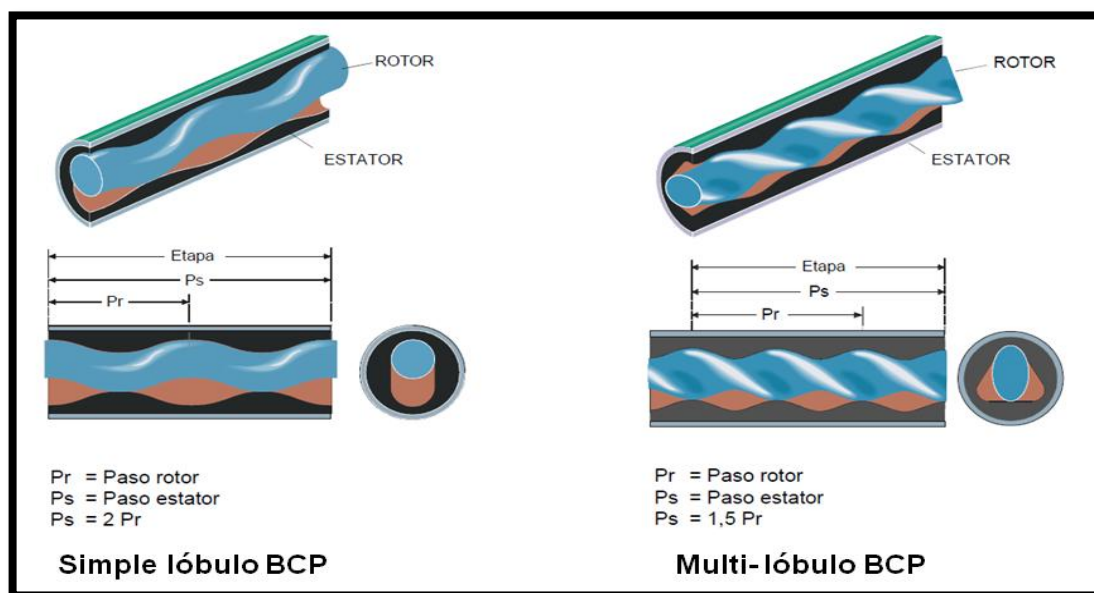
Figura 37: Estator/ Rotor



Fuente. HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresiva OilProduction.net. Versión 2008 V1

La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura:

Figura 38: Relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator.

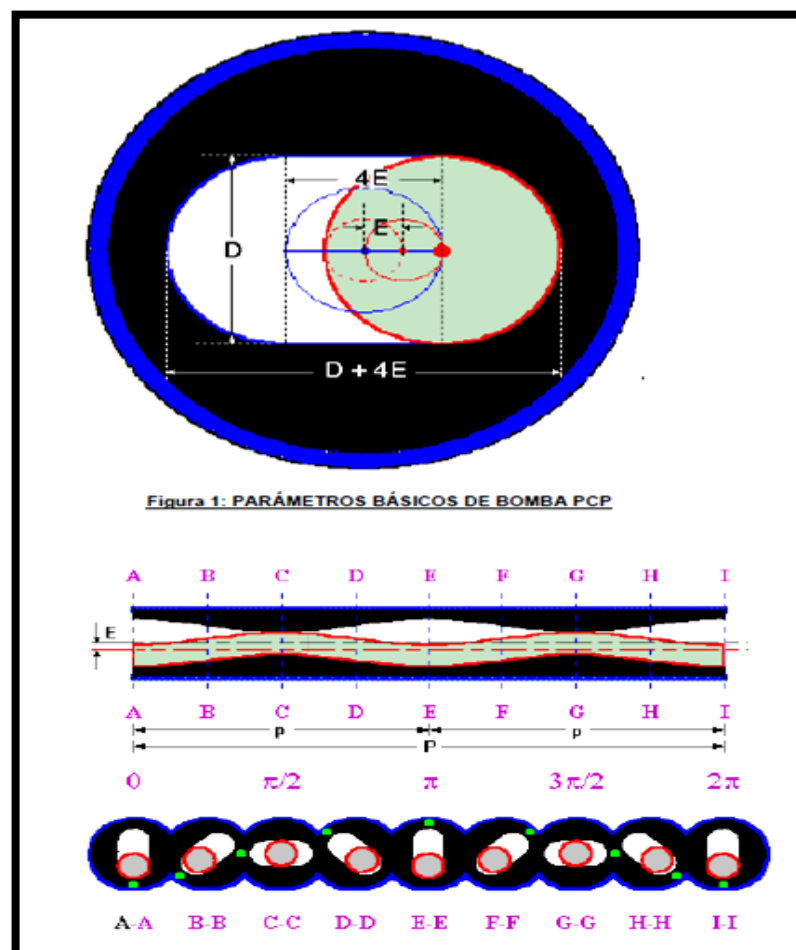


Fuente. NETZSCH. Manual de sistemas PCP.

2.2.7. Distribución y Efectos.

La distribución de efectos es dada por la cantidad de veces que la línea de sellos se repite, define el número de etapas de la bomba. Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto a mayor número de etapas, mayor es la capacidad para vencer una diferencial de presión. Se pueden presentar distintas combinaciones que afectan a la distribución de la presión dentro de la bomba:

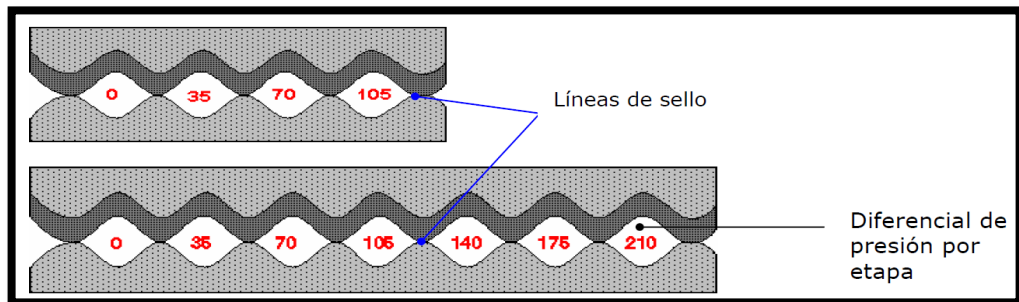
Figura 39: Distribución- Número de etapas de la bomba.



Fuente: <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>

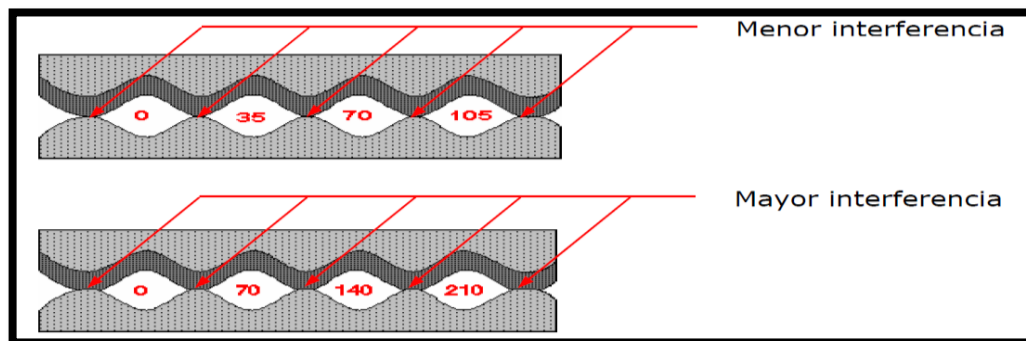
- ✓ Interferencia entre rotor y elastómero.
- ✓ Diferencia entre el diámetro externo de la sección del rotor y el menor diámetro del estator.
- ✓ Necesaria para generar presión diferencial entre cavidades, que requiere un sellado hermético entre rotor y estator.
- ✓ Es la característica más importante a determinar para obtener una larga vida útil una vez dimensionado el equipo BPC.
- ✓ Baja interferencia: disminuye la eficiencia de la bomba.
- ✓ Alta interferencia: pronta rotura por histéresis.

Figura 40: Igual interferencia- Distinto número de etapas.



Fuente. HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresiva OilProduction.net. Versión 2008 V1

Figura 41: Igual número de etapas - Distinta interferencia.

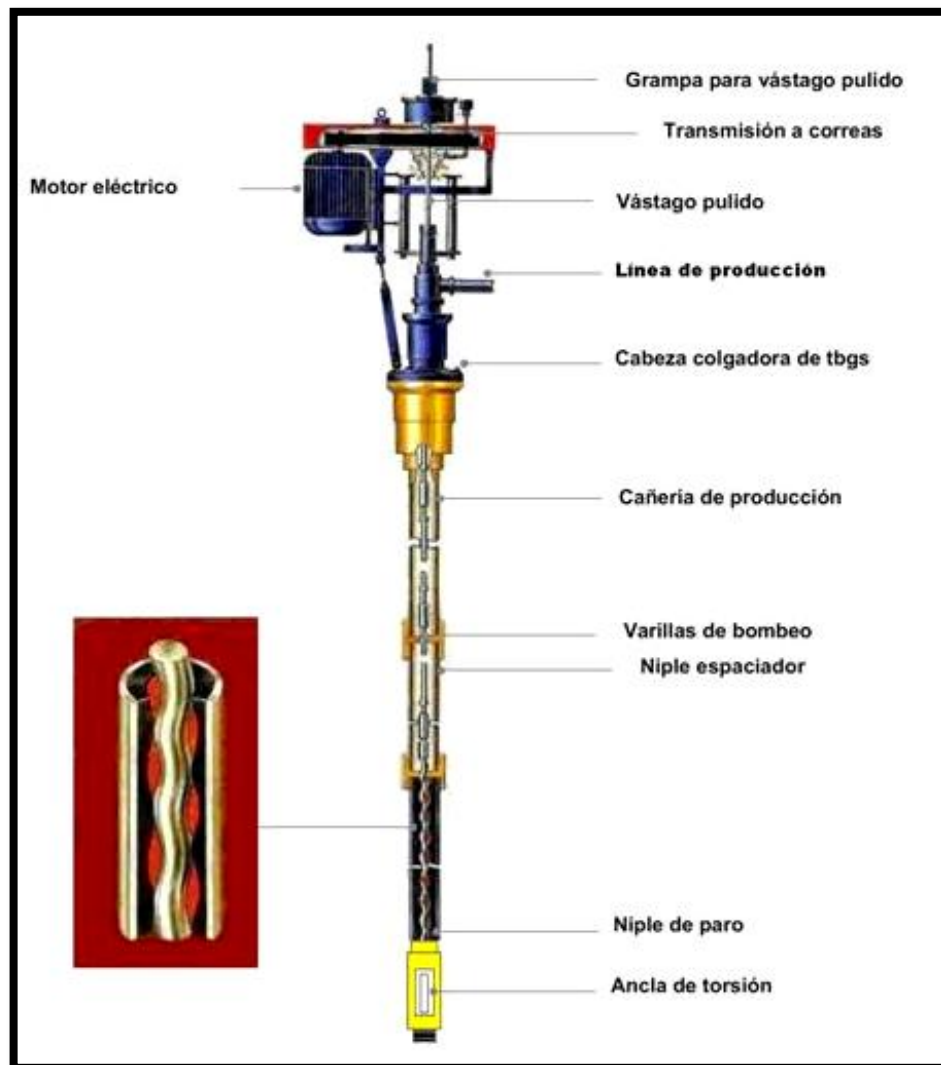


Fuente. HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresiva OilProduction.net. Versión 2008 V1

2.2.8. Equipos de superficie y equipos de subsuelo.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas está integrada por dos secciones de equipos: Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo. A continuación se describen brevemente ambos tipos.

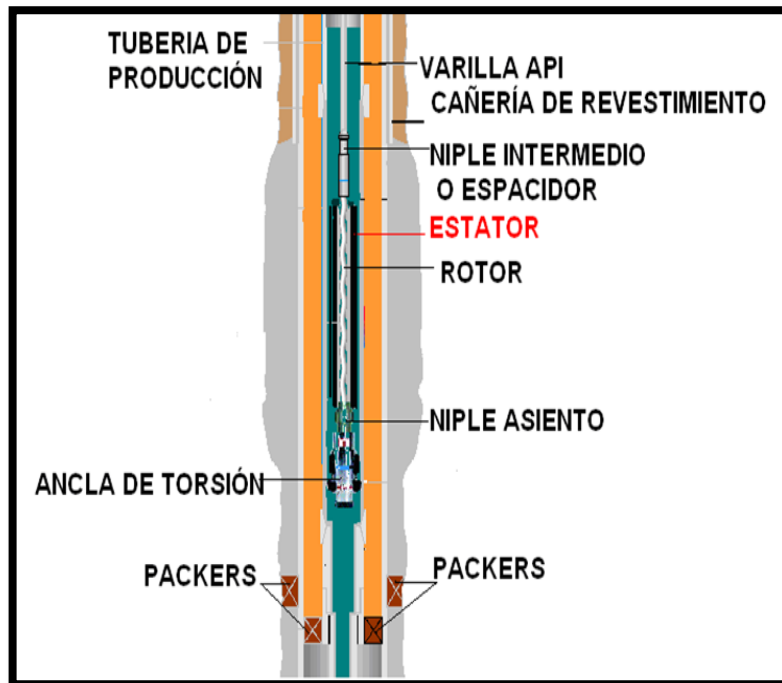
Figura 42: Equipos de superficie y quipos de subsuelo



Fuente. HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresiva OilProduction.net. Versión 2008 V1

2.2.9. Equipos de Subsuelo.

Figura 43: Equipos de Subsuelo.



Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>

Tubería de producción.

Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. En caso de haber instalado un ancla de torsión, la columna se arma con torsión óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torsión, se debe ajustar con la torsión máxima API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torsión, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque de la tubería de producción.

Figura 44: Tubería de Producción.



Fuente. SÁNCHEZ, Estalin. Bombeo de Cavidad Progresiva para Operadores/Ingeniero.

Sarta de varillas.

Es un conjunto de varillas unidas entre sí por medio de cuplas formando la mencionada sarta, se introduce en el pozo y de esta forma se hace parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva. La sarta está situada desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de la tubería de producción, utilizándose diámetros reducidos y en consecuencia cuplas reducidas, de manera, de no raspar con el tubing.

Figura 45: Sarta de varillas.

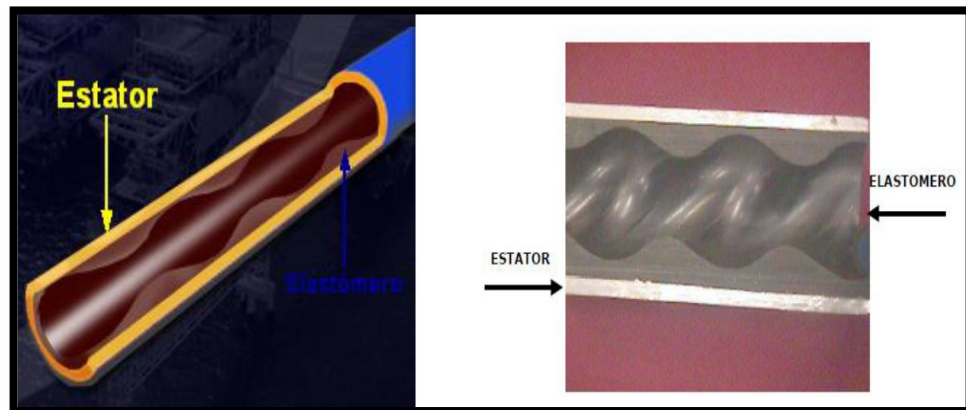


Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>.

📌 El Estator.

Es un cilindro de acero (o Tubo) revestido internamente con un Elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso y especial. El Estator se baja al pozo con la tubería de producción (bombas tipo Tubular o de Tubería) o con la sarta de varillas (bombas tipo Insertables).

Figura 46: Estator/Elastómero.



Fuente. SÁNCHEZ, Estalin. Bombeo de Cavidad Progresiva para Operadores/Ingeniero.

📌 Elastómero

El Elastómero constituye el elemento más “delicado” de la Bomba de Cavidades Progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación. El Elastómero reviste internamente al Estator y en si es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo). Los Elastómeros deben presentar resistencia

química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión.

Los Elastómeros más utilizados en la aplicación BCP, poseen base Nitrílica (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) o Fluoroelastómeros.

Características deseables en los Elastómeros.

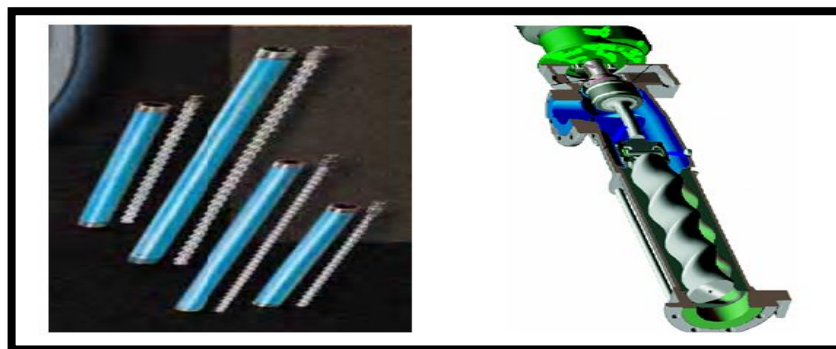
- ✓ Buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- ✓ Buena resistencia térmica.
- ✓ Capacidad de recuperación elástica.
- ✓ Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.

Rotor.

El rotor está fabricado con acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se conecta a la sarta de varillas (bombas tipo Tubular) las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor). Un Rotor se fabrica a partir de una barra cilíndrica de acero en un torno especial.

Luego de ser mecanizado se recubre con una capa de un material duro. Generalmente se trata de un recubrimiento con un proceso electro químico de cromado.

Figura 47: Rotor.

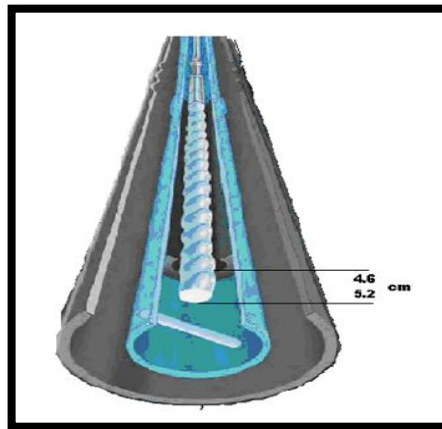


Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>.

Centralizador.

Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene mayor uso en especial para proteger las partes del sistema. El tipo de centralizadores es el “no soldado”. Empleado en la tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.

Figura 48: Centralizador.

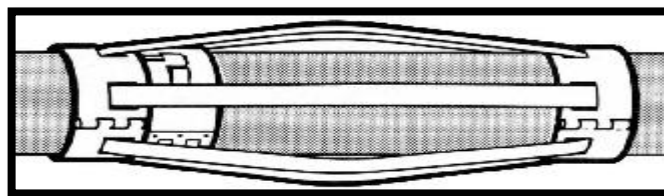


Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>

Niple Intermedio o Niple Espaciador.

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación.

Figura 49: Niple Intermedio



Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>.

Niple De Paro.

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- ✓ Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamento, para que el rotor tenga el espacio suficiente para trabajar correctamente.
- ✓ Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- ✓ Como succión de la bomba.

Los más usuales son los de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torsión o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamento.

Figura 50: Niple de Paro.



Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>

Trozo De Maniobra.

Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 RPM. Cuando se instala una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes de la última tubería de producción. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro.

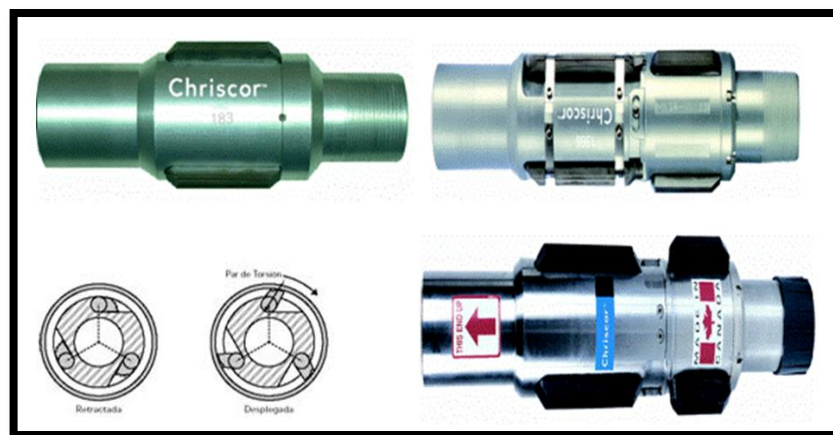
Ancla de Torsión.

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenroscado de los caños. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba.

La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción, el ancla de torsión evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenroscado, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator.

Es el elemento de la columna donde el esfuerzo de torsión es mayor, no siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades y bajas profundidades no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

Figura 51: Ancla de torsión.



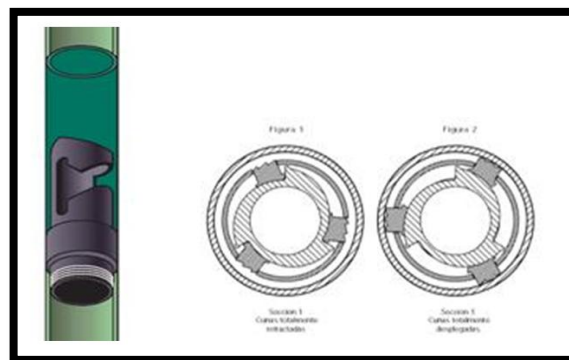
Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>

¹⁰ www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas

Niple Asiento.

Es una pequeña unión sustituta que se corre en la sarta de producción. Permite fijar la instalación a la profundidad deseada y realizar una prueba de hermeticidad de cañería. En bombas insertables el mecanismo de anclaje es mediante un mandril a copas que permite utilizar el mismo niple de asiento que una bomba mecánica, evitando en un futuro el movimiento de instalación de tubería de producción al momento de cambiar el sistema de extracción.

Figura 52: Niples de Asiento.



Fuente: <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progresivas>

Mandril a Copas.

Permite fijar la instalación en el niple de asiento y produce la hermeticidad entre la instalación de tubería de producción y el resto del pozo.

El término mandril tiene muchos significados. Puede referirse al cuerpo principal de una herramienta o un eje. Adicionalmente, partes de la herramienta podrían estar conectadas, arregladas o encajadas adentro. También puede ser varillas de operación en una herramienta.

Zapato probador de hermeticidad.

En caso de ser instalado (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del niple intermedio. Para poder probar toda la cañería y además como su diámetro interno es menor que el de la tubería de producción no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor impidiendo su paso en la bajada.

La interferencia entre el rotor y el estator es suficiente sello para probar la hermeticidad, aunque siempre existe escurrimiento, tanto mayor, cuanto mayor sea la presión total resultante sobre la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba para evitar dañarla.

Caño Filtro.

Se utiliza para evitar, (en el caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero), trozos de tamaño regular del mismo, pueden estar dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con equipo especial y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba.

2.2.10. Equipo de superficie.

Una vez obtenidos los parámetros, mínimos de operación, necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema.

Esto significa que deben ser capaces de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, entregar la torsión requerida y rotar al vástago a la velocidad requerida y prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

Los componentes de superficie se dividen en tres sistemas que son:

- ✓ Cabezal de rotación
- ✓ Sistema de transmisión
- ✓ Sistema de frenado

Cabezal de rotación.

El cabezal de rotación debe ser diseñado; para manejar las cargas axiales de las varillas, el rango de velocidad a la cual debe funcionar, la capacidad de freno y la potencia necesaria.

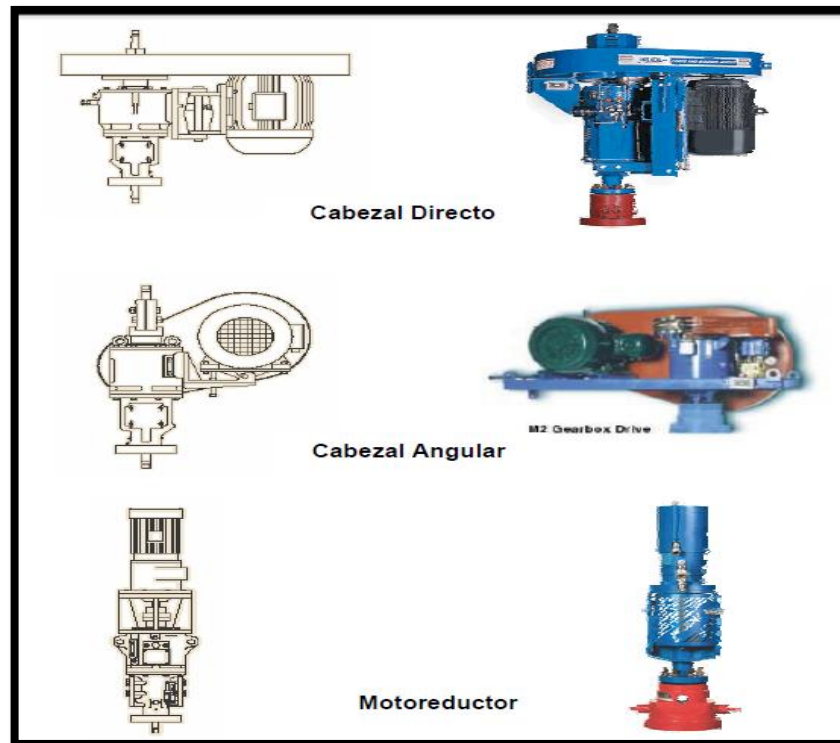
Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo.

Un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

La torsión se halla transferida a la sarta de varillas mediante una mesa porta grampa. El movimiento del mismo dentro del eje hueco permite el ajuste vertical de la sarta de varillas de succión (a semejanza del sistema buje de impulso/vástago de perforación). El peso de la sarta de varillas se halla suspendido a una grampa, provisto de cuatro pernos. La barra se puede levantar

a través del cabezal a fin de sacar el rotor del estator y lavar la bomba por circulación inversa.

Figura 53: Cabezal de rotación.



Fuente. <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progressivas>

📌 Sistema de transmisión.

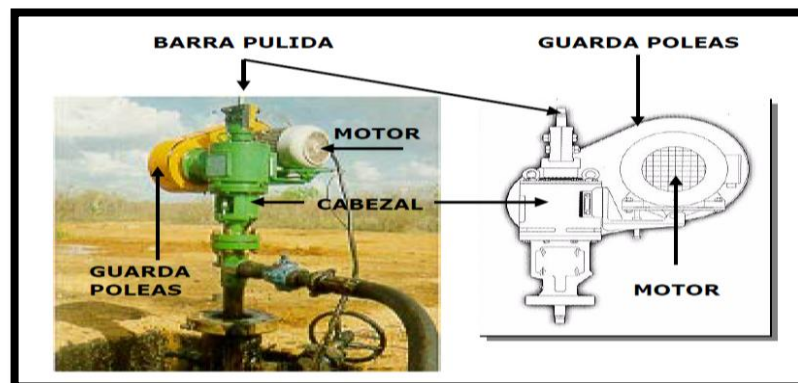
Como sistema de transmisión se conoce el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

Para la transmisión de torsión de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos.

Dependiendo de la potencia, posición de los ejes, relación de transmisión, sincrónica, distancia entre ejes y costo; se seleccionará el método a utilizar.

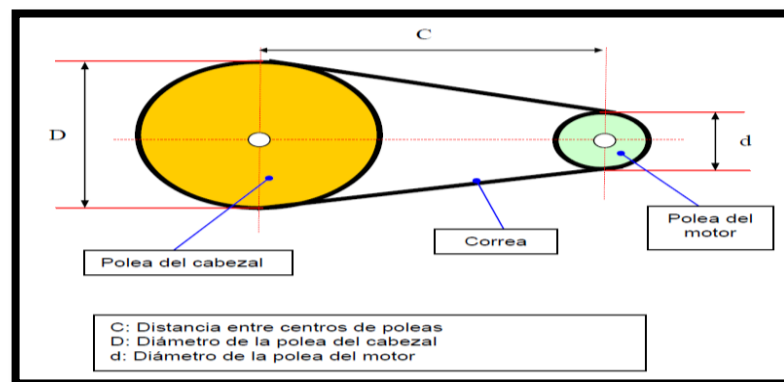
En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

Figura 54: Equipo de superficie de poleas y correas.



Fuente. CHACÍN Nelvy. Bombeo de Cavidad Progresiva. ESP OIL.2003

Figura 55: Sistema de transmisión.



Fuente. HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresiva OilProduction.net. Versión 2008 V1

Sistema de Freno.

La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de marcha inversa, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas.

✓ **Características de sistema de frenado.**

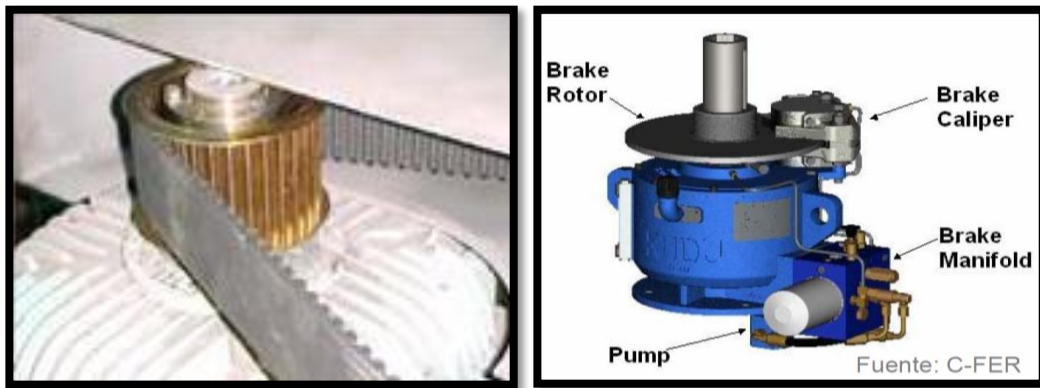
- El freno tiene la capacidad requerida para manejar conjuntos de alta potencia con bombas de gran dimensión.
- El motor hidráulico que equipa el cabezal es de alta eficiencia y respuesta inmediata en ambos sentidos de giro.
- El manifold comando permite un rango de regulación según las exigencias del equipo. Ya que se puede optar por un freno progresivo, así evitando aprisionamiento de la bomba de fondo; caso contrario se puede optar por un bloqueo del mismo según los requerimientos operativos.
- El freno de disco asegura una mejor dispersión del calor generando un frenado prolongado.
- Las pastillas del freno se pueden reemplazar fácilmente en el campo por el buen acceso al caliper de freno que se tiene.
- El freno funciona automáticamente tan pronto como hay contra rotación y la velocidad de contra rotación se puede ajustar fácilmente por el alto rango de regulación que consta el manifold comando.

✓ De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

- Freno de accionamiento por fricción.

Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 HP.

Figura 56: Freno de fricción y accionamiento hidráulico



Fuente: <http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Bombeo-por-Cavidades-Progressivas>

- Freno de accionamiento Hidráulico.

Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de una BCP). Al ocurrir la marcha hacia atrás, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc.

3. METODOLÓGIA PARA EL CAMBIO DE S.L.A BOMBEO MECÁNICO A PCP EN EL ACTIVO LLANITO.

3.1. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.

Se diseñó una metodología para seleccionar los pozos candidatos que cumplan los requerimientos para el cambio de S.L.A. de bombeo por cavidades progresivas (BCP) y hallar la verdadera rentabilidad financiera mediante el análisis de datos recopilados del Activo Llanito suministrados por Ecopetrol S.A. A continuación se detallará el procedimiento realizado.

3.2. PROCEDIMIENTO DE LA METODOLOGÍA PARA EL CAMBIO DE S.L.A BOMBEO MECÁNICO A PCP EN EL ACTIVO LLANITO.



Recopilación de la información: se buscará la información de cada pozo (historias, caudales, presiones, niveles, sistema de levantamiento implementados, profundidad, diámetros de casing y tubing, fallas, entre otros) y se organizará para definir los parámetros base con los cuales se hará la selección de los pozos.



Análisis de información obtenida: una vez organizada la información, se definieron los parámetros de selección de los pozos, teniendo en cuenta las características del sistema de levantamiento artificial a cambiar, los cuales serán caudal, índice de productividad e índice de frecuencia de fallas.



Caudal (Q_1): se tomarán los valores de la producción de cada pozo y se irán almacenando, así mismo cuando se tengan todos los datos se identificará cuales presentan los caudales adecuados (caudales > 60 Bls).



Índice de productividad (IP): este se calculará con la información recopilada (caudal, presiones, niveles, etc), utilizando el método de Vogel, ya que los datos de campos del Activo Llanito son sub-saturados y las presiones dinámicas de algunos pozos pueden estar debajo de la presión de burbuja. Se escogió este método por que modela bien el comportamiento de estos yacimientos bajo esas condiciones.



Índice de frecuencia de fallas (IFF): se calculará tomando las fallas por varillas, tubería rota y bomba, que ha tenido cada pozo a partir del año 2008 hasta el año 2012 y el tiempo real activo, es decir, el tiempo que ha estado produciendo (incluyendo el tiempo por intervenciones y problemas), en ese mismo periodo.



Matriz de resultados: una vez se haya calculado los parámetros para cada pozo, se realizará una matriz de resultados, de esta forma se establecerá el ranking de los pozos con mejores condiciones para el cambio de S.L.A y finalmente se seleccionará los pozos objeto de estudio. Así mismo se generará otra matriz resultados evidenciando el verdadero costo efectivo del cambio efectuar.

Fuente: El autor.

3.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN.

En la siguiente tabla se detallan los criterios que se tendrán en cuenta para cada parámetro y de esta manera seleccionar los pozos que cumplen con los requisitos para la conversión del S.L.A Bombeo mecánico a bombeo por cavidades progresivas.

Tabla 12: Criterios de selección de cada parámetro.

CRITERIOS	PARÁMETROS DE SELECCIÓN			CONVENCIONES
	Q	IP	IFF	
	> 240	> 0.5	> 1	P1
	150 < Q < 239	0.25 < IP < 0.49	0.5 < IFF < 0.99	P2
60 < Q < 149	0.01 < IP < 0.24	0 < IFF < 0.49	P3	

Fuente: Autor, en colaboración del Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA – Fundamentados a partir de datos del Activo Llanito.

Nota: Para determinar los pozos seleccionados por parámetros a partir del cumplimiento en los criterios establecidos, por otro lado se tiene en cuenta el historial de producción, fallas, IP, potencial de reservas. Una vez, finalizada la metodología se escogen los pozos para el cambio de sistema actual BM a PCP. Donde la clave sea la coincidencia en los tres parámetros de lo contrario se define por mayor IFF con un caudal mínimo de > 60 Bls.

Tabla 13: Definiciones de (convenciones tabla 16)

P1	Pozos que cumplen con excelentes condiciones para el cambio de S.L.A, teniendo en cuenta los criterios definidos para cada parámetro.
P2	Pozos con buenas características pero con objeto de optimización, en este caso la prioridad son los pozos que posean las mejores condiciones o el más alto índice de frecuencia de fallas.
P3	Pozos que no cumplen con las condiciones por lo tanto no son candidatos para el cambio de S.L.A.
P0	Indica los pozos que no tienen información sobre las fallas presentadas, caudal, IP (no existe registro de niveles de fluidos).

Fuente: Autor

Las tablas 12 y 13, muestra los principales criterios de selección; a su vez la matriz de resultados estará basada en estos parámetros y con estas convenciones para hacer más fácil la interpretación de la misma.

Tabla 14: Fundamentación de los criterios de selección de cada parámetro.

PARÁMETRO	FUNDAMENTACIÓN
Q (CAUDAL)	Caudal > 240 BPD, fue seleccionado debido a la experiencia del campo con el sistema de PCP.
	Caudal > 60 BPD, es el mínimo caudal que se debe manejar para poder llevar la arena a superficie en los campos del activo Llanito.
IP (ÍNDICE DE PRODUCTIVAD)	0.01; se utilizó este valor porque es la mínima capacidad de aporte de fluidos del yacimiento hacia al pozo registrada.
	0.5; este valor para asegurar una productividad media.
IFF (ÍNDICE DE FRECUENCIA DE FALLAS)	Los índices de falla de los campos del Magdalena Medio, oscilan entre 1 y 2 (Casabe, LCI, Lizama); a partir de estos se utilizó la relación.

Fuente: Autor, en colaboración del Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA – Fundamentados a partir de datos del Activo Llanito.

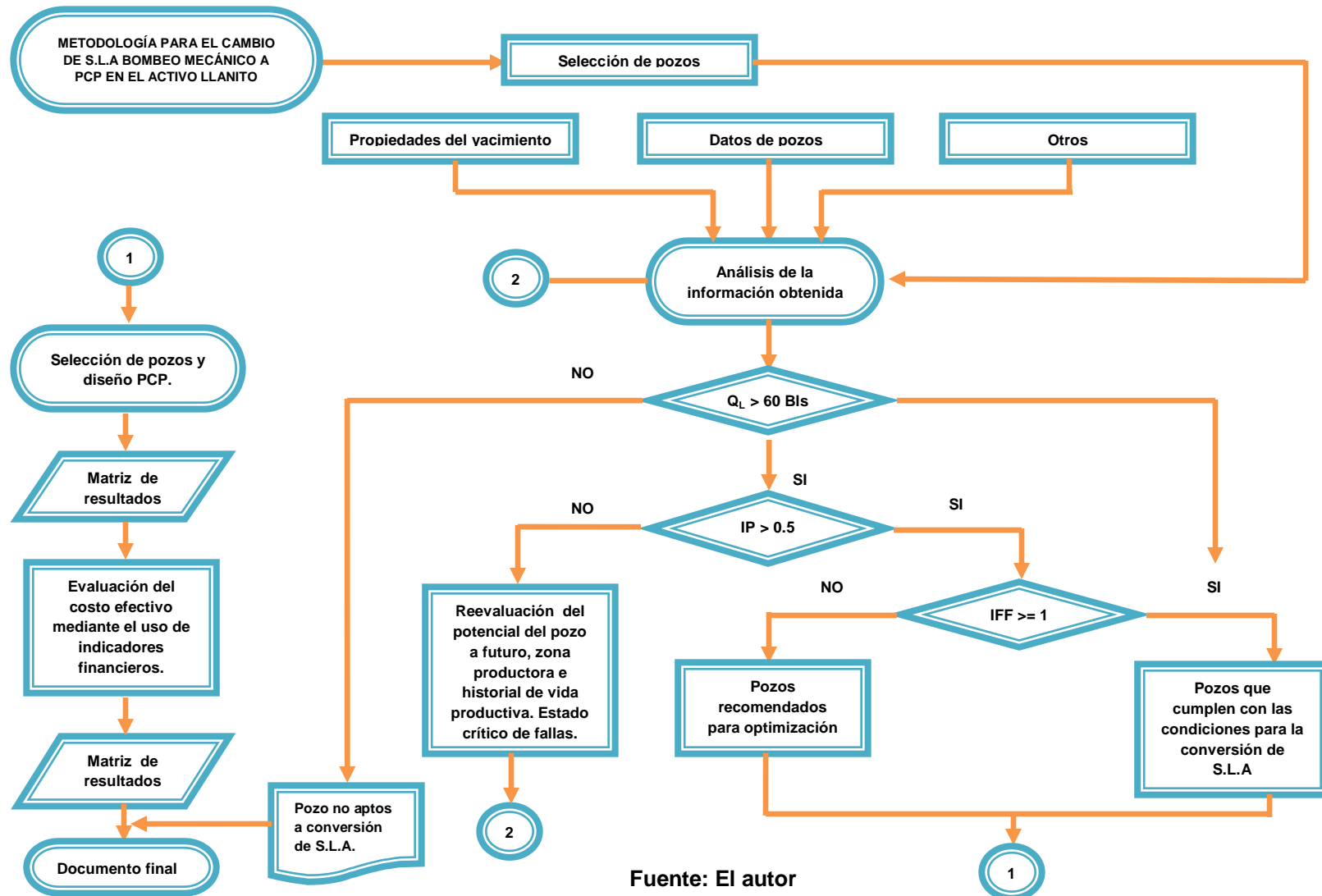
En la tabla 14, se evidencian los criterios utilizados para la selección de pozos. Así mismo los parámetros, donde el caudal tiene un valor de > 240 BPD porque el efectuar el cambio de S.L.A este maneja caudales altos, debido a las experiencias que se han tenido en los campos con los sistemas PCP.

El caudal > 60 BPD este valor tomado como criterio pensando en los problemas de arenamiento que presentan estos campos y también basados en estudios realizado al activo Llanito, donde se obtuvo que este es el mínimo caudal que se debe manejar para poder llevar la arena a superficie ya que la mayoría de los pozos activo son tipo “S” y en las profundidades donde hay cambios de desviación se puede acumular la arena. De igual manera, como ya mencionó al realizarse el cambio S.L.A. se debe asegurar una buena producción.

Como segundo parámetro el índice de productividad; se basaron principalmente en que estos yacimientos son maduros y se tomó 0.5 para asegurar una productividad media y el 0.01 por que de todos los IP que se calcularon este fue el mínimo reportado.

El índice de frecuencia de fallas se dejó como parámetro base debido a la criticidad de fallas que se presentan en estos campos ocasionados por la alta desviación de los pozos y con el objetivo de aprovechar la ventaja más atractiva del S.L.A de PCP que es la reducción de los costos por intervenciones.

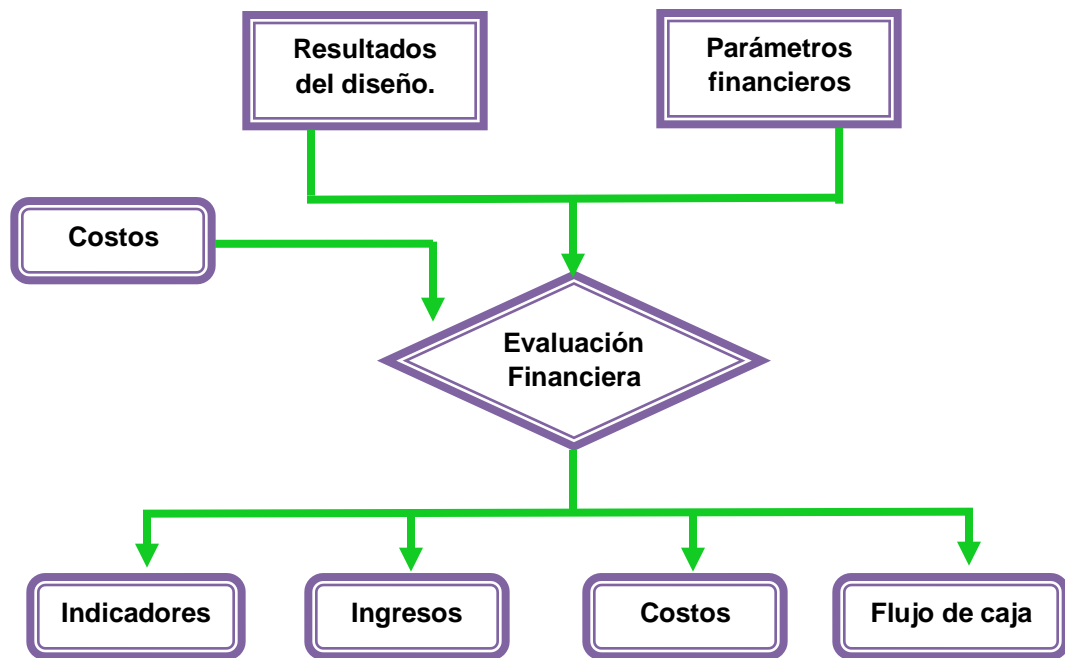
Figura 57: Esquema Metodológico para el cambio de S.L.A. Bombeo mecánico a PCP en el Activo Llanito



Fuente: El autor

En la figura 57 se presenta el esquema metodológico ya mencionado anteriormente, incluyendo el verdadero costo efectivo al realizar el cambio de S.L.A. en los pozos seleccionados para así finalizar el análisis.

Figura 58: Esquema del método de evaluación financiera.



Fuente. El autor

Se evaluarán los resultados del cambio y diseño S.L.A. PCP en términos financieros, visto como proyecto de inversión. Siguiendo como base la información obtenida (Ingresos, costos, flujo de caja) y a partir de parámetros financieros establecidos, se calculan estos indicadores de importancia para el proyecto, los cálculos se realizan en dólares para el año base estudio y sin tener en cuenta la inflación. Así mismo los indicadores permiten calcular: tasa interna de retorno (TIR), valor presente neto (VPN), relación costo-beneficio (R- B/C) y PAY-BACK.

3.4. APLICACIÓN DE LA METODOLÓGIA PARA EL CAMBIO DE S.LA BOMBEO MECÁNICO A PCP EN EL ACTIVO LLANITO.

Primeramente, se verificaron los pozos que han estado en funcionamiento con el sistema de bombeo mecánico para así obtener información detallada para analizar el cambio de S.L.A de bombeo mecánico a bombeo por cavidades progresivas.

Esta metodología se aplicó a 117 pozos los cuales se encuentran actualmente activos, revisando la información a nivel de campo y por último a nivel de pozo.

3.4.1. Historia.

Como ya se mencionó anteriormente en el capítulo 1 generalidades del activo llanito, la historia de los campos y de los pozos es clave es el desarrollo de la investigación, donde esta proporciona la información de los problemas que han presentado los pozos a lo largo de su vida productiva.

Esta información fue obtenida de la base de datos de ECOPETROL S.A para cada pozo, tal como el estado actual del sistema de levantamiento, fecha de perforación, tipo de completamiento, survey, formaciones, y demás.

3.4.2. Producción.

Una vez revisada la información de cada pozo, donde estos son los pozos activos de los campos pertenecientes al activo llanito, se hizo un registro de cada uno en una matriz resultados, a partir de los potenciales que se manejan para cada pozo activo.

A continuación (Tabla 19) se mostrará los potenciales que registran cada campo, el pozo, la zona productora bruta, la producción neta, el BSW, la producción de gas y el tipo de sistema de levantamiento artificial que se tiene implementado actualmente es bombeo mecánico.

Se mostrará a manera de ejemplo para Llanito Estación Tres con Datos de Diciembre de 2012 como se reporta la producción.

Tabla 15: Matriz resultados - Potenciales para cada pozo.

LLANITO TRES DICIEMBRE 2012						
POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING
9	B	90	77	21	20	BM
11	CB	105	89	12	44	BM
18	DC	450	87	59	48	BM
21	DCB	66	88	8	22	BM
29	DCB	22	54	10	45	BM
44	BC	131	55	59	40	BM
45	CD	98	42	57	65	BM
77	B	53	79	11	25	BM
81	DB	100	75	25	53	BM
91	B	75	50	38	33	BM
97	TORO SHALE	65	15	55	35	BM
99	B	270	89	30	26	BM
102	CB	45	42	26	28	BM
103	D	60	56	26	56	BM
104	B	250	94	15	38	BM
105	B	160	78	35	27	BM
107	C	116	24	88	60	BM
115	C	32	30	22	18	BM
116	CB	32	14	28	27	BM
121	CB	230	86	32	30	BM
124	CB	160	50	80	31	BM
125	CB	300	30	210	80	BM
126	B	78	40	47	24	BM
130	B	91	38	56	43	BM
132	BC	160	32	109	87	BM
133	BC	31	40	19	38	BM
GALA 8	CB	180	72	50	39	BM
GALA 12	C	40	36	26	20	BM
GALA 13	C	6	5	6	27	BM
GALA 14	C	90	5	86	58	BM
GALA 15	C	28	12	25	40	BM
GALA 17	C	30	87	4	40	BM
GALA 1N	CB	457	95	23	26	BM
YUMA 1	BC	50	82	9	38	BM
TOTAL		4151	66	1404	1331	

Fuente. Base de datos Ecopetrol S.A.

3.4.3. Índice de productividad.

La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

En donde:

Qo: Caudal de aceite; Bls/día.

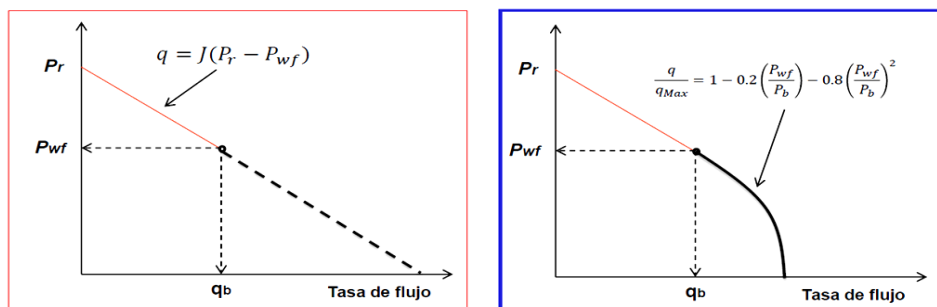
Pws: Presión promedio en el yacimiento, presión de fondo estática, Psia.

Pwf: Presión de fondo fluente en el pozo, presión de fondo dinámica, Psia.

La determinación del *IPR* es posible si el valor de todas y cada una de las variables envueltas es conocido. Sin embargo, suficiente y exacta información de yacimiento raramente existe.

En campo, algunos métodos empíricos pueden ser usados para estimar el *IPR* de manera sencilla. La mayoría de estos solo requieren de al menos una prueba estabilizada del pozo, como la tasa de producción y su respectiva presión de fondo fluente. Para este caso se utilizará el método de Vogel para yacimientos subsaturados, resultaría fácil distinguir de la curva *IPR* una sección recta y otra curva.

Figura 59: Representación gráfica para el método de Vogel.



Fuente. M.Sc Alfredo Rodríguez. Ingeniería de Producción de Hidrocarburos.

Consideraciones a tener en cuenta:

- ✓ Para culminar la construcción del IPR para $P_{wf} \leq P_b$, viene definido como:

$$\frac{Q - Q_b}{Q_{m\acute{a}x} - Q_b} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2$$

- ✓ Si se asume que $P_{wf} = P_b$, entonces:

$$Q_b = J(P_r - P_b) \qquad Q_{m\acute{a}x} = Q_b + \frac{J * P_b}{1.8}$$

- ✓ Si se asume que $P_r = P_b$, entonces:

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{J * P_b}{1.8}$$

Para calcular IP, se tomaron los niveles de fluido del pozo tanto dinámicos como estáticos, la presión de cabeza del anular (CHP), presión de fondo fluyendo (P_{wf}), Presión estática (P_r) y datos de producción (Q_L). En los resultados se mostrará detalladamente este cálculo para los pozos seleccionados.

3.4.4. Índice de frecuencia de fallas.

Para este parámetro el cálculo se realizó tomando los datos de fallas por campos y por años y según el tipo de falla a nivel del Activo. Esta información fue extraída de Base de datos del software Open Wells.

Tabla 16: Fallas totales Activo Llanito.

Llanito	Año	2008	2009	2010	2011	2012
Tipo de falla	Tubería	13	7	9	6	7
	Varilla	7	6	3	1	2
	Bomba	14	9	5	8	3
	Total	34	22	17	15	12
Gala	Año	2008	2009	2010	2011	2012
Tipo de falla	Tubería	1	3	5	2	3
	Varilla	0	6	3	10	8
	Bomba	6	4	4	5	5
	Total	7	13	12	17	16
Galán	Año	2008	2009	2010	2011	2012
Tipo de falla	Tubería	1	2	2	1	1
	Varilla	0	3	3	3	2
	Bomba	8	4	5	4	4
	Total	9	9	10	8	7
A. Llanito	Año	2008	2009	2010	2011	2012
Tipo de falla	Tubería	15	12	16	9	11
	Varilla	7	15	9	14	12
	Bomba	28	17	14	17	12
	Total	50	44	39	40	35

Fuente. Autor - Base de datos Open Wells. Ecopetrol S.A

*** En la tabla 16 se puede evidenciar las fallas totales del activo llanito y en las gráficas 60, 61,62 y 63 la representación gráfica.

Figura 60: Fallas campo Llanito.

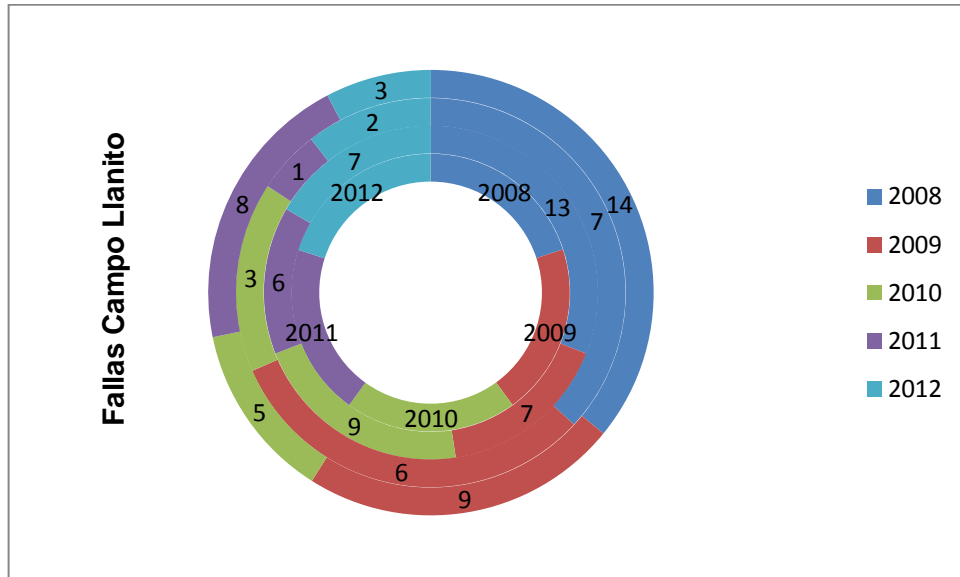


Figura 61: Fallas campo Gala.

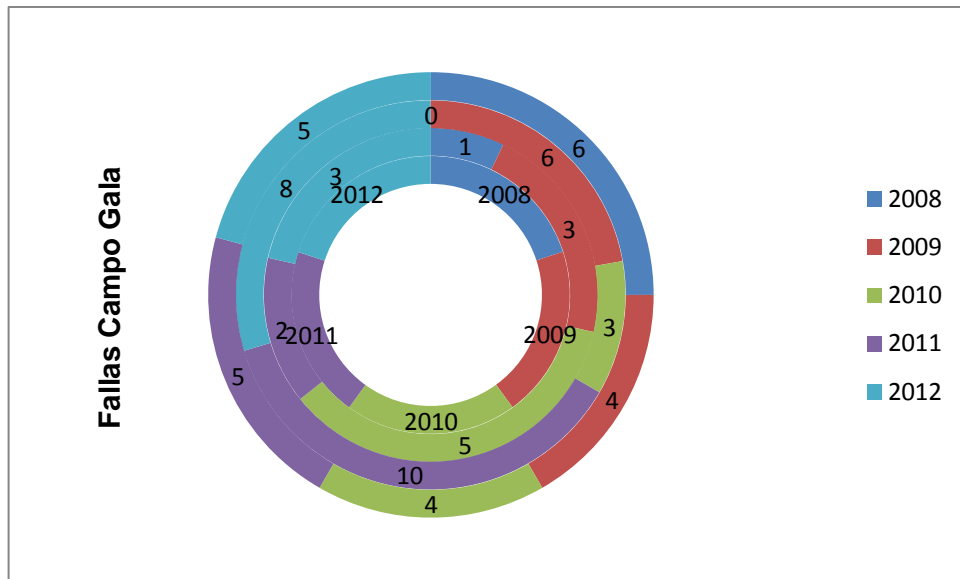
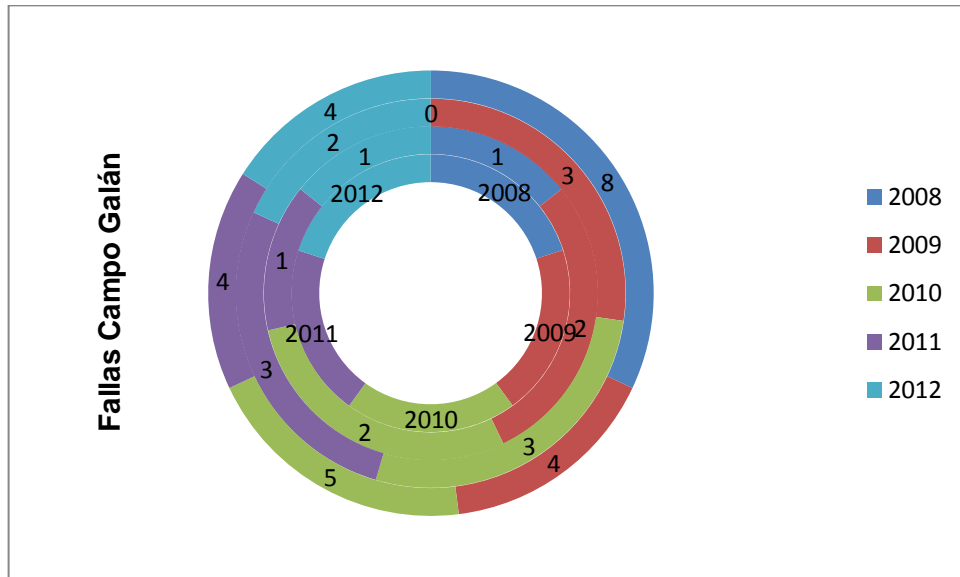
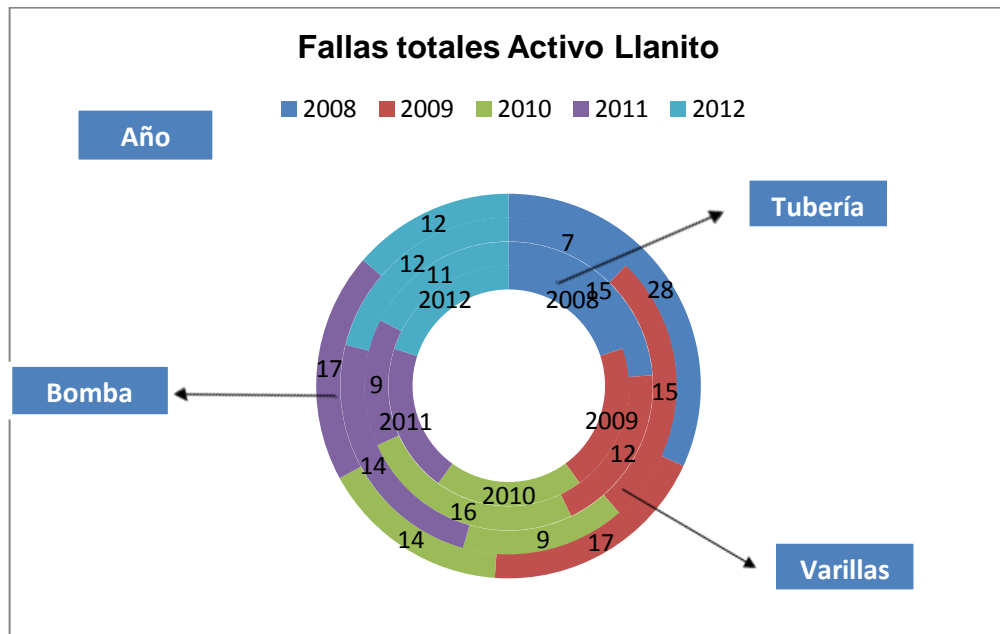


Figura 62: Fallas campo Galán



Fuente. El autor

Figura 63: Fallas totales Activo Llanito



Fuente. El autor

En la tabla 16 y figura 63 se presentan el alto número de falla que tiene el Activo Llanito desde el 2008 al 2012, como es el caso de varilla y tubing las cuales son por desgaste mecánico, en gran parte por la desviación de los pozos y las fallas de bomba de subsuelo se han presentado en su mayoría por la producción de arena debido a que la formación es poco consolidada, lo que conlleva a altos costos en intervenciones y gran riesgo de pérdida de pozo por la dificultad en las operaciones de pesca.

Sin embargo, este parámetro evalúa el número de intervenciones que el pozo ha sufrido durante su vida en producción y su cuantificación se realizará de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$IFF = \frac{N^{\circ} \text{ total de fallas}}{N^{\circ} \text{ de pozos Activos}}$$

Calculando la frecuencia de falla de un pozo por elemento fallado, se puede calcular la *frecuencia total de fallas*, definida como:

Frecuencia Total de Fallas = Frecuencia de fallas en la bomba + Frecuencia de fallas en las varillas de bombeo + Frecuencia de fallas en la tubería de producción.

$$FT (\text{frecuencia total de fallas}) = ffb + ffv + fft$$

Este análisis se enfoca en identificar el índice frecuencias de fallas por tiempo real de intervención de los equipos. Así mismo el número de eventos de forma cuantitativa se extrae de manera particular para cada pozo, a través del histórico de intervenciones realizadas en los últimos 5 años, los eventos incluyen: los trabajos de workover, fracturamiento, estimulación, reparaciones, completamiento, trabajos de mantenimiento, inspección, etc. Ver anexo 5, 6, 7, 8.

A continuación en el capítulo 4, en las tablas de resultados de tiempo real y fallas de cada pozo por campos se muestran los valores intermedios a altos (sea para optimizar o para el cambio de S.L.A ya definidos estos en la tabla 18 a tener en cuenta para la selección final:

- ✓ Tabla 18. Clasifican 4 pozos: Gala 2,11, CAR -4, CAR-6
- ✓ Tabla 18. Clasifican 4 pozos: Galán 79, 122, 123,124
- ✓ Tabla 19. Clasifican 6 pozos: Llanito 25, 75, 98,117 ,122
- ✓ Tabla 19. Clasifican 5 pozos: Llanito 9, 97,102, Gala 8, Gala 1N

4. RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE POZOS

Una vez implementada la metodología de selección de pozos para el cambio de S.L.A. se obtuvo una matriz de resultados, así mismo se determinó los pozos con las mejores características.

Para este análisis se contaba con un total de 117 pozos activos, de los cuales quedaron 78 pozos, al seleccionar los pozos por el caudal con una producción por encima de 60 Bls, este criterio se estableció debido a que los campos del activo Llanito, en estudios pasados realizados reflejaron que es el mínimo caudal que se debe manejar para poder llevar la arena hasta superficie.

Seguidamente, en las tablas 18 y 19 se muestra la matriz resultante para cada campo después del análisis exhaustivo aplicado a cada pozo del activo Llanito en base a la metodología ya planteada inicialmente. Por otro lado, se determinará los pozos candidatos teniendo en cuenta los parámetros establecidos con sus respectivos criterios para la selección.

Para cada matriz, están incluidos estos parámetros de ese modo se hará la respectiva selección, en el Anexo 3, 4, se puede revisar los valores reales de cada pozo sometido en el estudio y los cuales permitieron tomar la decisión indicada para hacer el cambio de S.L.A de Bombeo mecánico a PCP.

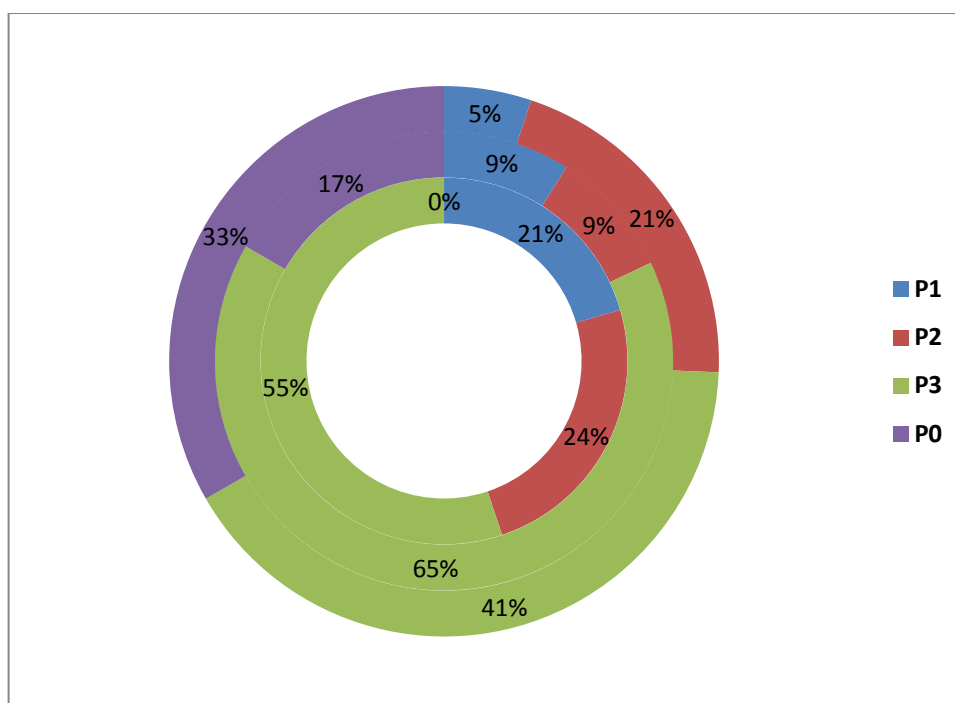
Sin embargo, se realizó una preselección para cada parámetro hasta llegar a la matriz de resultados que es determinante para identificar los pozos que se ajustaron a la metodología de selección.

Tabla 17: Selección por categorías

N° DE POZOS POR CATEGORÍA			PARÁMETROS DE SELECCIÓN			CONVENCIONES
Q _L	IP	IFF	Q	IP	IFF	
16	7	4	> 240	> 0.5	> 1	P1
19	7	16	150 < Q < 239	0.25 < IP < 0.49	0.5 < IFF < 0.99	P2
43	51	32	60 < Q < 149	0.01 < IP < 0.24	0 < IFF < 0.49	P3
0	13	26	No registra datos	No registra datos	No registra datos	P0
78			Total			

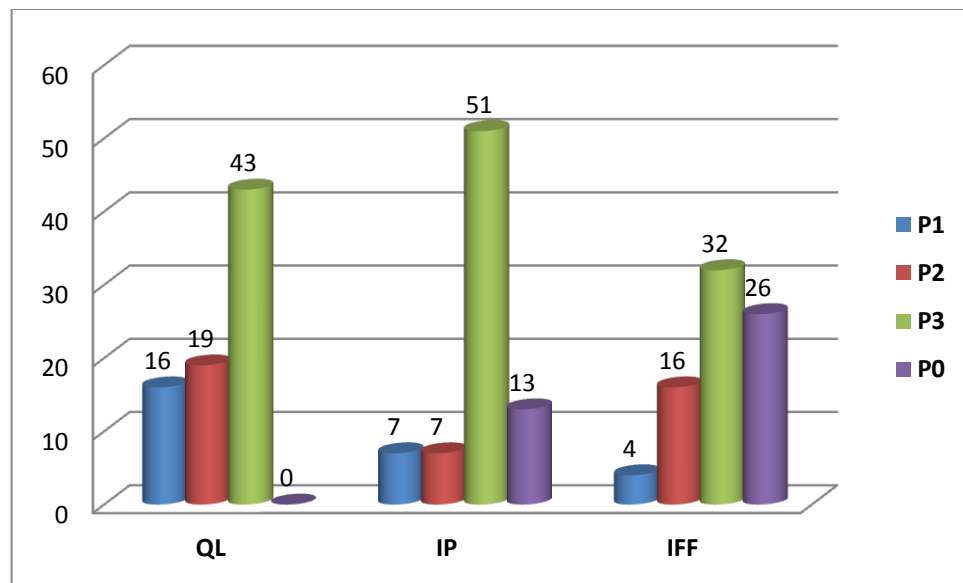
Fuente. Autor

Figura 64: Pozos sometidos al análisis por parámetros de selección.



Fuente. Autor

Figura 65: Clasificación de pozos por parámetros de selección



Fuente. Autor

En la figura 64, 65 se presenta la clasificación de pozos por parámetros y criterios de selección y el porcentaje de estos mismos

Tabla 18: Matriz resultados Campo Galán y Gala.

Campo Galán				Campo Gala			
Pozos	Q _L	IP	IFF	Pozos	Q _L	IP	IFF
1J	P1	P0	P0	6	P2	P1	P3
2J	P2	P0	P0	9	P3	P3	P3
71	P2	P2	P0	10	P2	P3	P3
74	P3	P0	P0	11	P2	P2	P1
77	P3	P3	P0	16	P3	P3	P2
79	P3	P0	P2	30	P1	P2	P0
80	P3	P3	P3	32	P2	P3	P0
122	P3	P2	P1	CAR-2	P2	P3	P2
123	P3	P0	P2	CAR-3	P1	P2	P3
124	P3	P3	P2	CAR-4	P1	P3	P2
133	P3	P3	P3	CAR-6	P3	P3	P2
134	P3	P3	P3	CAR-7	P1	P0	P0
135	P3	P3	P3	CAR-9	P3	P3	P0
136	P3	P3	P3	CAR-10	P3	P3	P0
137ST3	P3	P3	P0	CAR-12	P2	P3	P2
				CAR-14	P1	P1	P0
				CAR-15	P2	P3	P0
				CAR-16	P2	P3	P0

Fuente. El Autor

Tabla 19: Matriz resultados Campo Llanito y Llanito 3.

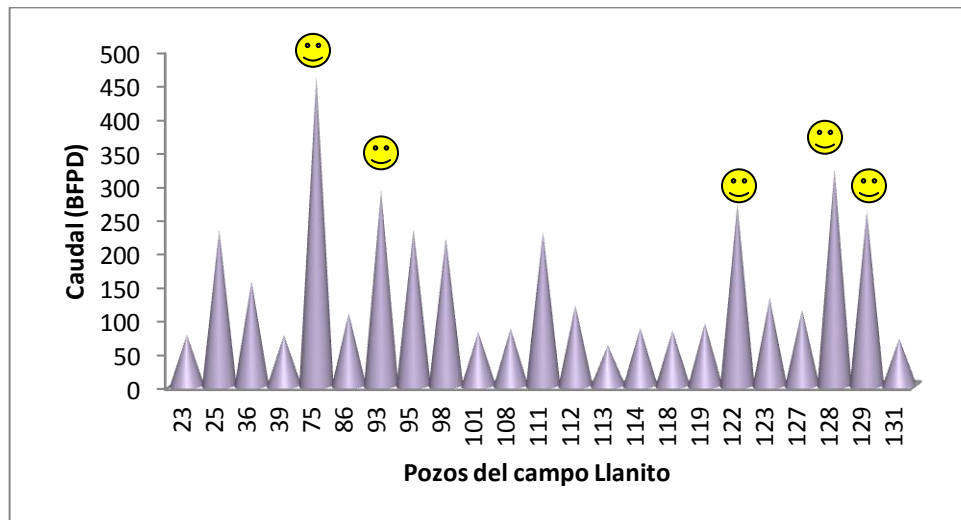
Campo Llanito				Campo Llanito 3			
Pozos Llanito	Q _L	IP	IFF	Pozos Llanito 3	Q _L	IP	IFF
23	P3	P3	P3	9	P3	P1	P2
25	P2	P2	P2	11	P3	P3	P0
36	P2	P3	P3	18	P1	P3	P3
39	P3	P3	P3	21	P3	P1	P0
75	P1	P0	P1	44	P3	P3	P0
86	P3	P0	P0	45	P3	P3	P0
93	P1	P3	P2	81	P3	P0	P3
95	P2	P3	P3	91	P3	P3	P3
98	P2	P2	P2	97	P3	P3	P1
101	P3	P1	P0	99	P1	P0	P3
108	P3	P3	P2	103	P3	P3	P0
111	P2	P1	P3	104	P1	P2	P3
112	P3	P3	P3	105	P2	P3	P3
113	P3	P3	P3	107	P3	P3	P3
114	P3	P3	P3	121	P2	P3	P3
118	P3	P3	P3	125	P1	P1	P3
119	P3	P3	P0	126	P3	P3	P3
122	P1	P3	P2	130	P3	P3	P0
123	P3	P3	P3	132	P2	P3	P0
127	P3	P3	P3	Gala 8	P2	P0	P1
128	P1	P3	P3	Gala 14	P3	P0	P3
129	P1	P3	P0	Gala 1N	P1	P0	P2
131	P3	P3	P0				

Fuente. El Autor

4.1. CAUDAL (Q_L)

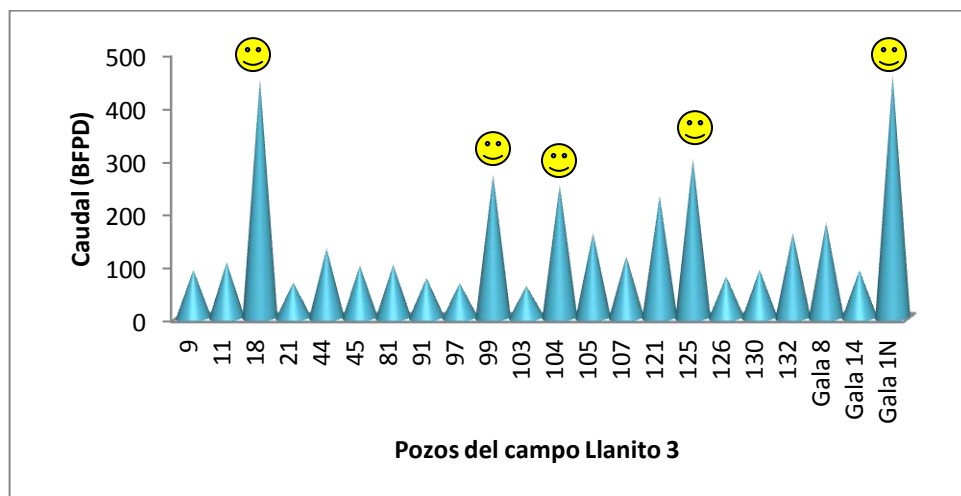
En las gráficas 66, 67, 68, 69,70, demuestran la preselección con el parámetro (caudal) basados en los criterios establecidos, para esto se realizó una preselección de pozos con los mayores caudales para cada campo.

Figura 66: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Llanito.



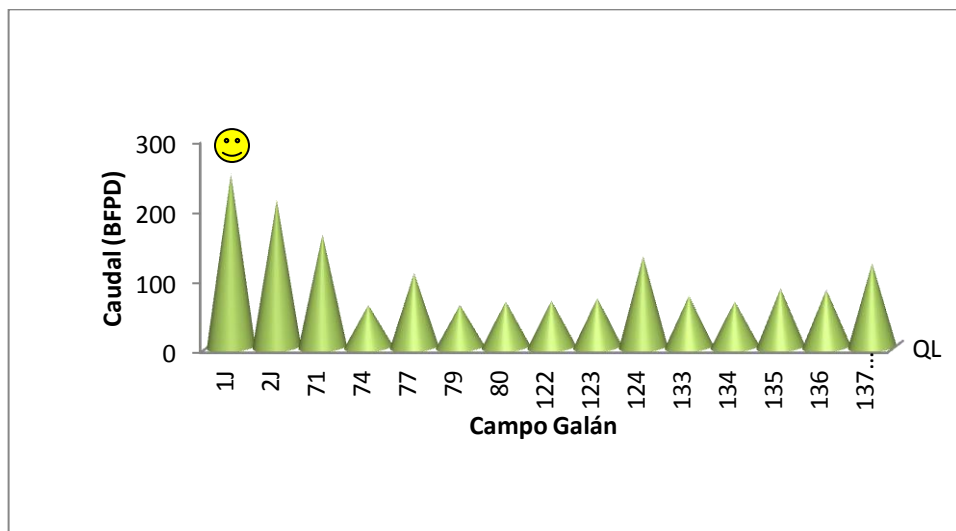
Fuente. El Autor

Figura 67: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Llanito 3.



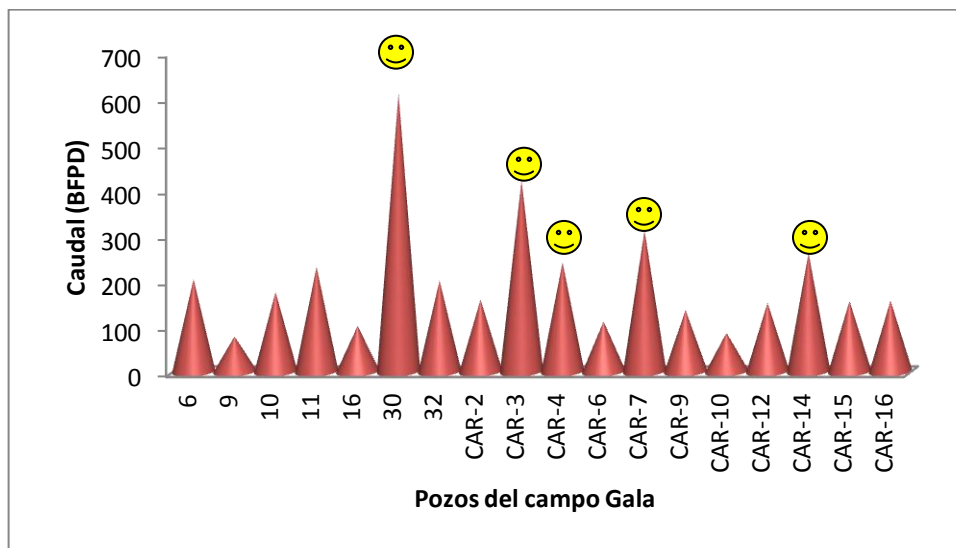
Fuente. El Autor

Figura 68: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Galán.



Fuente. El Autor

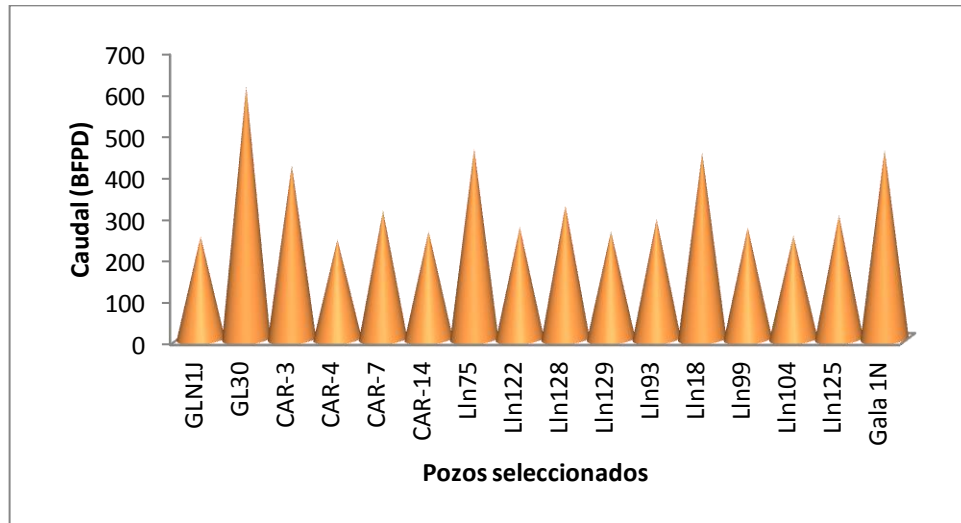
Figura 69: Parámetro de selección (Caudal) – Campo Gala.



Fuente. El Autor

En la figura 70, se puede observar los 16 pozos con los caudales que cumplen con el criterio de selección para este parámetro. $Q_L > 240$ Bls.

Figura 70: Ranking de pozos por caudales – Activo Llanito.

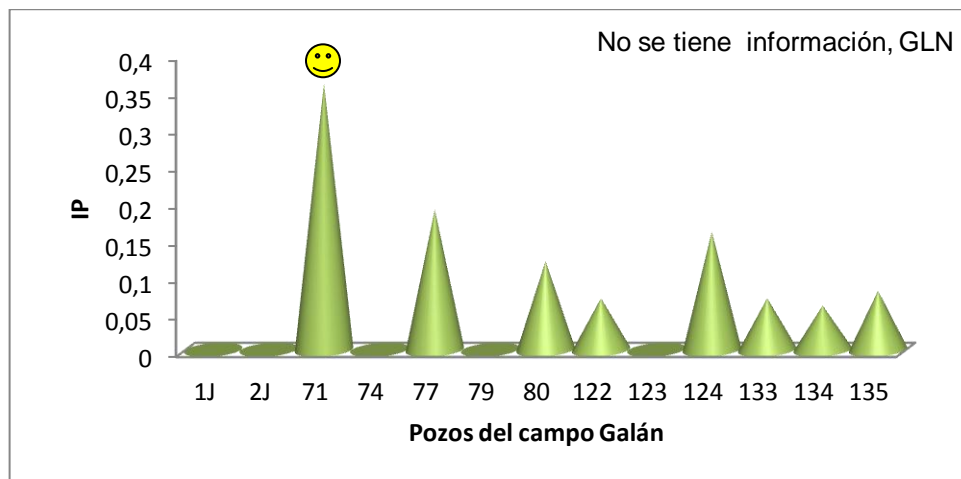


Fuente. El Autor.

4.2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).

En las gráficas siguientes 71, 72, 73,74 y 75 es la preselección del parámetro IP correspondiente a cada campo y por último el ranking de pozos.

Figura 71: Parámetro de selección (IP) – Campo Galán.



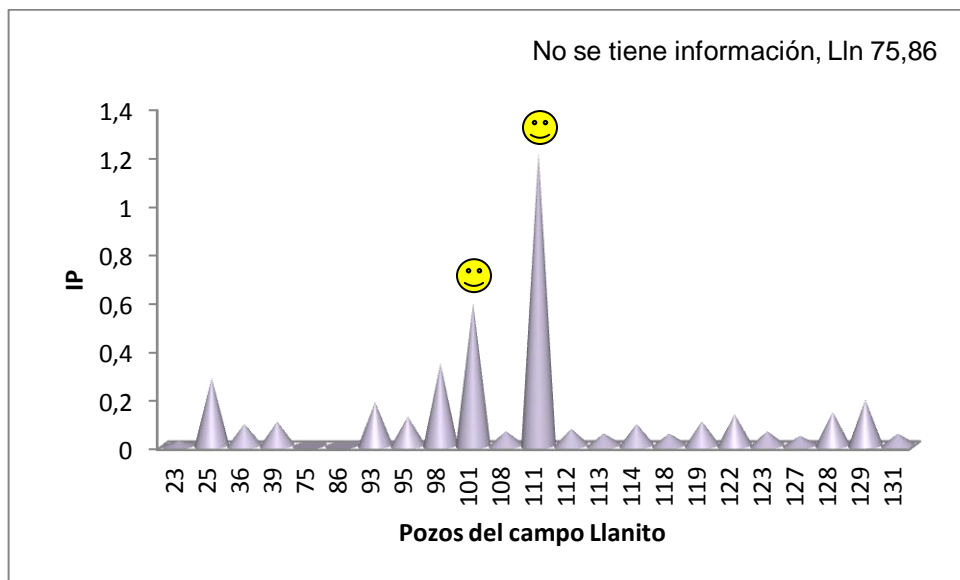
Fuente. El Autor

Figura 72: Parámetro de selección (IP) – Campo Gala.



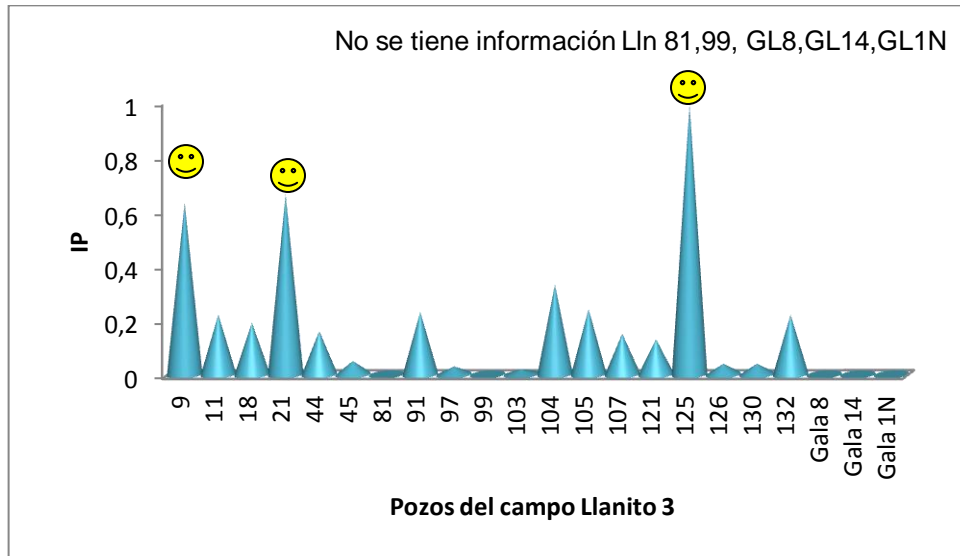
Fuente. El Autor

Figura 73: Parámetro de selección (IP) – Campo Llanito.



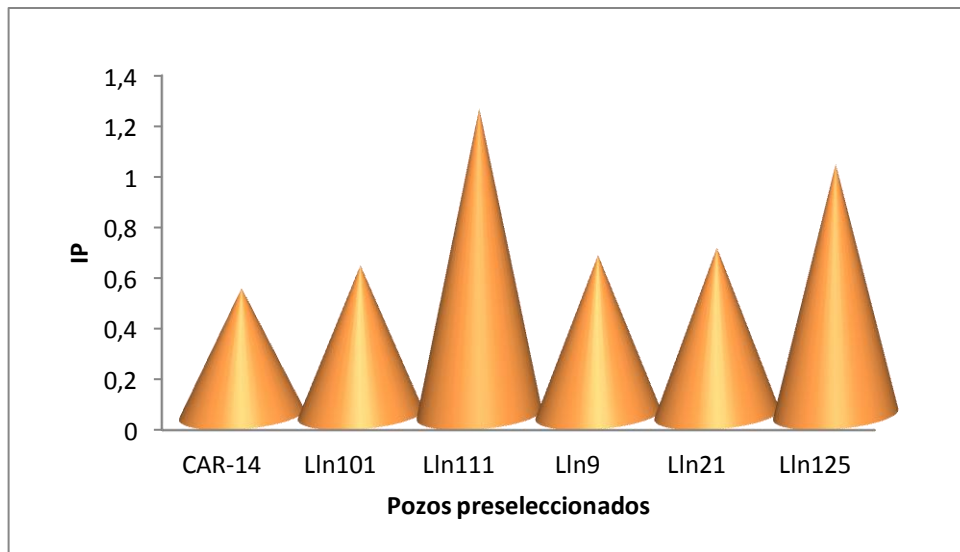
Fuente. El Autor

Figura 74: Parámetro de selección (IP) – Campo Llanito 3.



Fuente. El Autor

Figura 75: Ranking de pozos por IP – Activo Llanito.



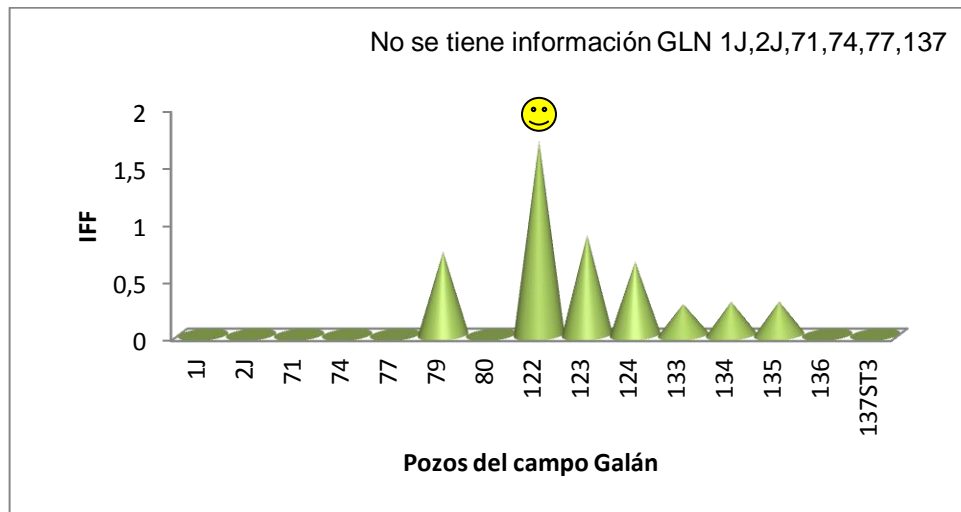
Fuente. El Autor

En la figura 75, muestra la preselección de los 6 pozos con los mejores índice de productividad del Activo Llanito. Estos valores evidencian el valor correspondiente al criterio $IP \geq 0,5$.

4.3. INDICE DE FRECUENCIA DE FALLAS (IFF).

En la figura 80, se muestra la preselección de los 4 pozos correspondiente a este parámetro el cual es decisivo para determinar los pozos o el pozo candidato, para un IFF ≥ 1 .

Figura 76: Parámetro de selección (IFF) – Campo Galán.



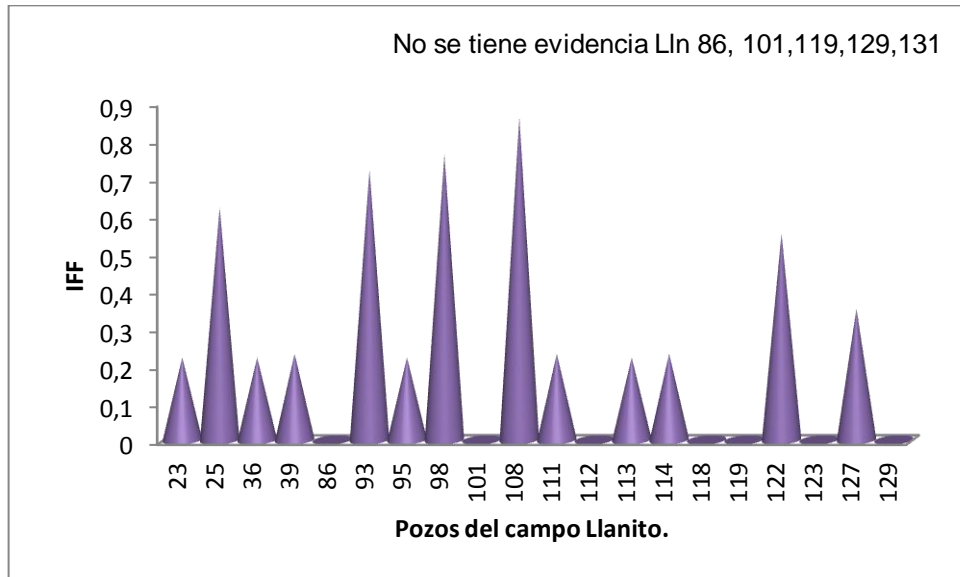
Fuente. El Autor

Figura 77: Parámetro de selección (IFF) – Campo Gala.



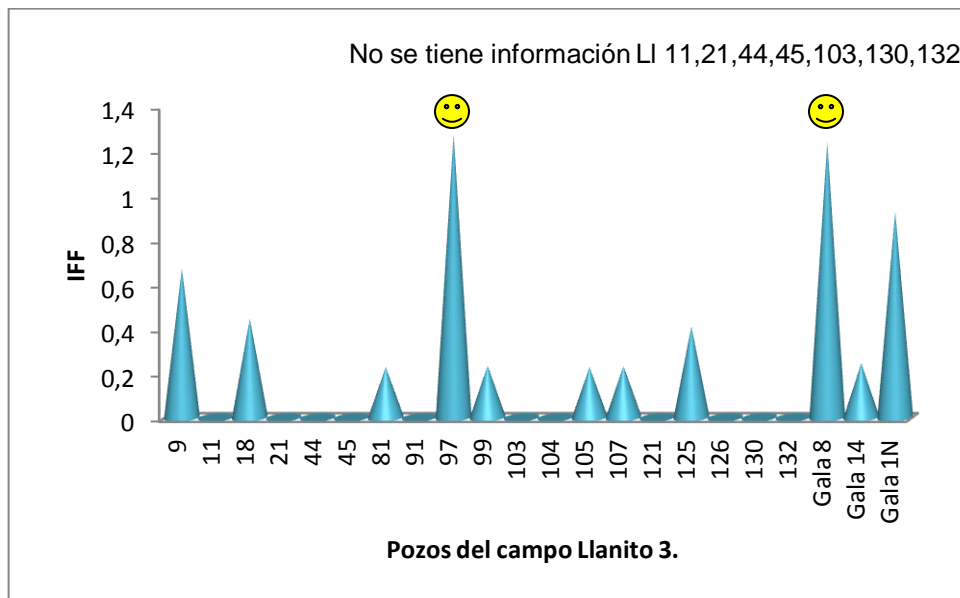
Fuente. El Autor

Figura 78: Parámetro de selección (IFF) – Campo Llanito.



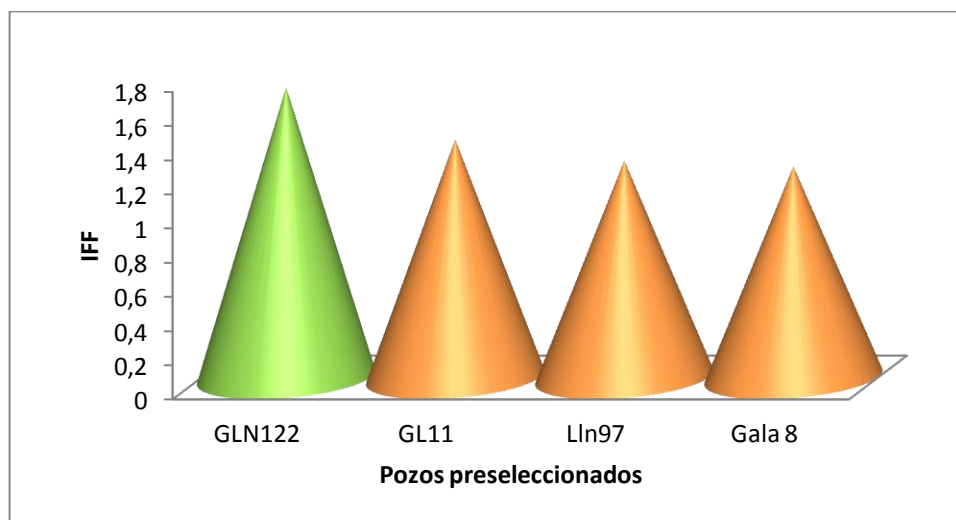
Fuente. El Autor

Figura 79: Parámetro de selección (IFF) – Campo Llanito 3.



Fuente. El Autor

Figura 80: Ranking de pozos por IFF – Activo Llanito.



Fuente. El Autor

4.4. COMPARACIÓN ENTRE PARÁMETROS DE SELECCIÓN.

Una vez aplicada la metodología, se pudo observar que los pozos preseleccionados por parámetros con sus respectivos criterios, no presentaron coexistencia entre estos, al no establecerse ese grado de concurrencia, se determinan los candidatos a partir del mayor IFF, donde este resultado final estuvo sujeto a la reevaluación del potencial del pozo a futuro, zona productora e historial de vida productiva y estado crítico de fallas. Ver tabla 14 y Tabla 20.

Por lo tanto, el pozo seleccionado es Galán 122 del grupo de 78, donde se evidencia un potencial candidato para realizar el cambio de S.L.A de Bombeo mecánico a PCP. Además este pozo se considera en su historia productiva con un alto rendimiento y actualmente se encuentra en un estado crítico con respecto a fallas presentadas en los últimos 5 años.

Sin embargo, la conversión del pozo Galán 122 por los criterios ya mencionados anteriormente al sistema de bombeo por cavidades progresivas es para valorar el beneficio real o costo efectivo y obtener el incremento esperado de la producción, y establecer medidas preventivas con respecto a las posibles fallas futuras con el nuevo S.L.A.

En la figura 81, se demuestra lo fundamentado mediante la comparación de los tres parámetros y su respectiva selección final.

Tabla 20: Ranking de pozos candidatos - Por resultados

Campo	Pozo	Caudal (BIs)	IP	IFF	Recomendaciones
Gala	11	230	0.26	1,395	Pozo recomendado para cambio de S.L.A por alto IFF pero no se dispone de la geometría del pozo el cual es fundamental para el diseño para determinar equipo de fondo y superficie.
Gala	8	180	---	1,237	Pozo recomendado para cambio de S.L.A con fines de optimización.
Llanito	97	65	0.03	1,271	Pozo recomendado para cambio de S.L.A con fines de optimización.
Galán	122	66	0.07	1,700	Pozo recomendado para conversión S.L.A por mayor IFF y con alto rendimiento productivo a futuro.

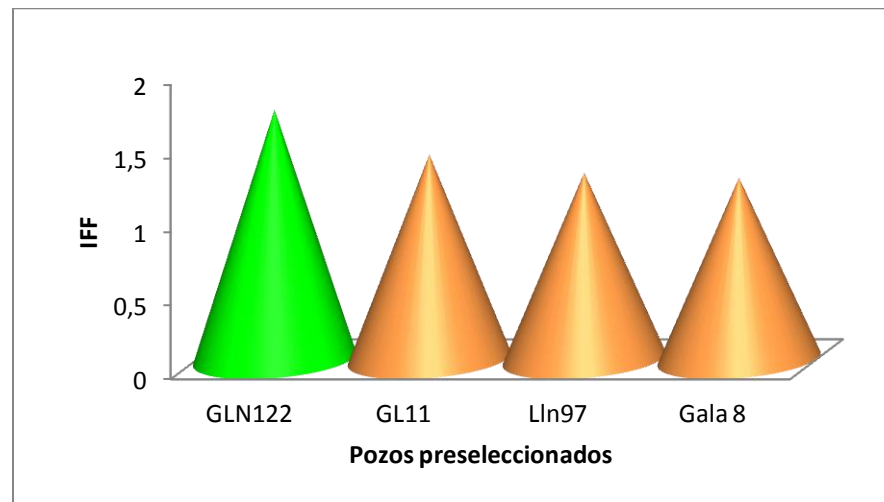
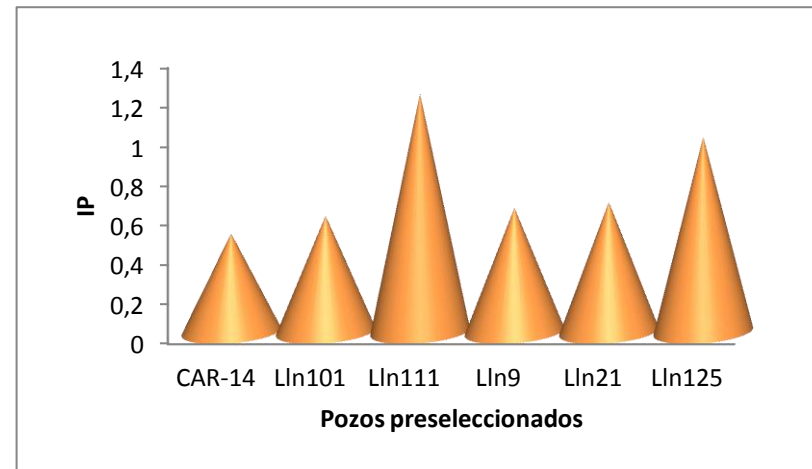
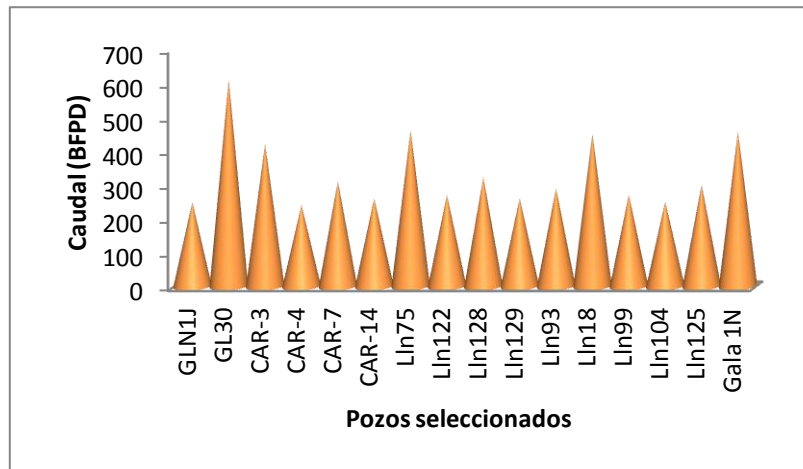
Fuente: El autor.

Tabla 21: Ranking de Pozos candidatos - Potenciales Galán Diciembre 2012.

POZO	ZONA	BRUTO	BSW	NETA	GAS	LIFTING
GALN122	B	66	66	22	0	BM
GALA 11	CB	230	58	97	15	BM
LLN 97	Toro Shale	65	15	55	35	BM
GALA 8	CB	180	72	50	39	BM

Fuente: Documento Potenciales Llanito Diciembre 2012- Ecopetrol

Figura 81: Comparación entre los parámetros de preselección.



Fuente. El Autor

5. SISTEMA BOMBEO MECÁNICO VS PCP

A continuación se esboza una tabla comparativa que describe las diferencias existentes para mismas necesidades y/o servicios brindados en su operatividad. Por otro lado, la selección del sistema y la configuración de levantamiento correctos para un pozo o yacimiento específico requiere un análisis exhaustivo de las condiciones del pozo, los requerimientos del yacimiento y del cliente, las capacidades de los equipos y los costos relacionados. Ver anexos A1, A2.

5.1. TABLA COMPARATIVA.

Tabla 22: Tabla comparativa BM vs PCP

BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO POR SISTEMA PCP
En este caso el equipo de superficie, consta del clásico caballito, que se compone de una serie de partes mecánicas.	En este sistema el equipo de superficie es simple: solo se compone de un cabezal PCP.
Para el equipo de fondo contiene una bomba que posee una serie de válvulas (válvula viajera y estacionaria), los cuales pueden presentar atascamiento por producción de arena.	En caso del equipo de fondo solo se compone de dos partes: Rotor-Estator, evitando así los posibles problemas de atascamiento de la bomba por arena. Maneja hasta un 70% de arena.
El consumo de potencia en el motor es mayor.	Consume la mitad de la potencia de una bomba mecánica.
Según el principio de funcionamiento de la bomba mantiene un flujo intermitente.	Según el principio de funcionamiento de la bomba. Tiene flujo continuo.
Debido a una inspección rutinaria de las unidades de superficie y mantenimiento preventivo programados. La cantidad de horas hombre para operadores de producción es mayor.	Consume la mitad de la potencia de una bomba mecánica (la potencia representa 2/3 de los gastos operacionales de un pozo de alto porcentaje de agua).
Para aumentar la producción se necesita cambiar polea en el motor y aumentar la carrera en la unidad.	Para aumentar la producción se necesita solamente cambiar polea en el motor.
Debido a su configuración en superficie operativamente es más riesgosa.	Debido a su simple configuración en superficie es más segura y menos riesgosa.
Mayor cantidad de servicios al año en promedio 2-4 veces.	La cantidad de servicios es de 1 -2 veces cada 1.5 años.

Fuente. El Autor con la ayuda HIRSCHFELDT Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresiva OilProduction.net. Versión 2008 V

6. ESTADO ACTUAL DEL POZO SELECCIONADO

6.1. GENERALIDADES DEL POZO GALÁN 122.

A continuación se presenta la información correspondiente del pozo Galán 122:

Tabla 23: Generalidades del pozo Galán 122.

GALÁN 122	
Concesión	Mares
Estructura	Llanito
Formación	Mugrosa- Zona B
Clasificación	Productor
Estado	Activo
UBICACIÓN GEOGRAFICA	
XCOOR	1021508
YCOOR	1277620,75
ALIAS	G-122
Fecha de perforación: 28/11/1983	
Elevación de la mesa rotaria	256,30 ft
Elevación del terreno	238,30 ft
Total Depth	7940 ft
REVESTIMIENTO	
Superficie: 13 3/8 in J-55 SUP @ 146 ft	Producción: 7 in K- 55 SUP @ 5379 ft
Intermedio: 9 5/8 in J-55 SUP @ 3073 ft	Producción: 7 in N-80 3073 ft @ 7930 ft
Sistema Actual	Bombeo Mecánico
Tipo de Unidad	LUFKIN C-114D-143-64a
Reservas	127681 Bls
Problema base que presenta	Arenamiento

Fuente: El autor

El pozo Galán 122, se perforó desde 1983 y desde ese entonces ha estado en producción, dentro de la información recopilada, se tienen detalles de la producción desde el 2003 hasta el Diciembre 2012.

Por otro lado, mediante la herramienta OFM, se esquematizó el campo Galán con la información recopilada: Donde se muestra algunas de las generalidades ya mencionadas, estado del pozo, clasificación y reservas. Ver figura 82, 83 y 84.

Figura 82: Estado del pozo Galán

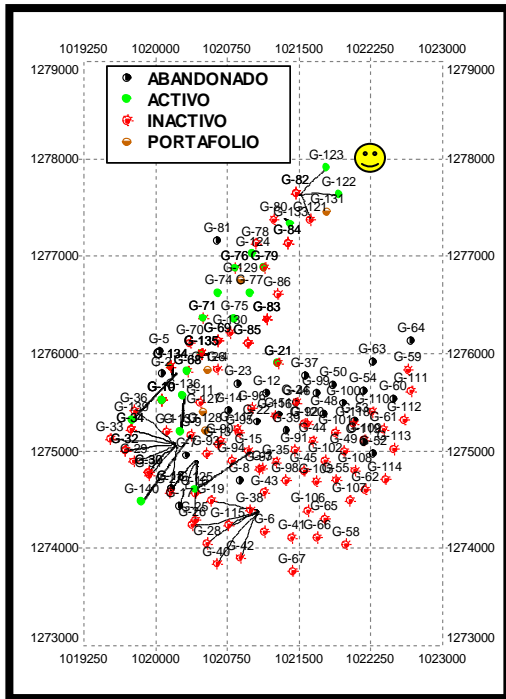


Figura 83: Clasificación del pozo Galán

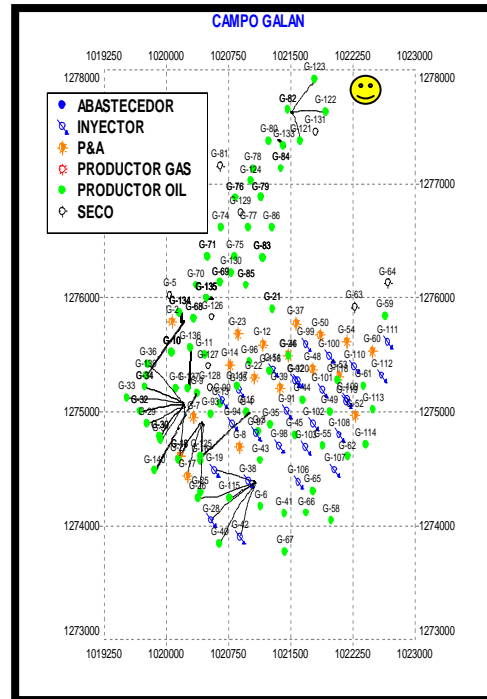
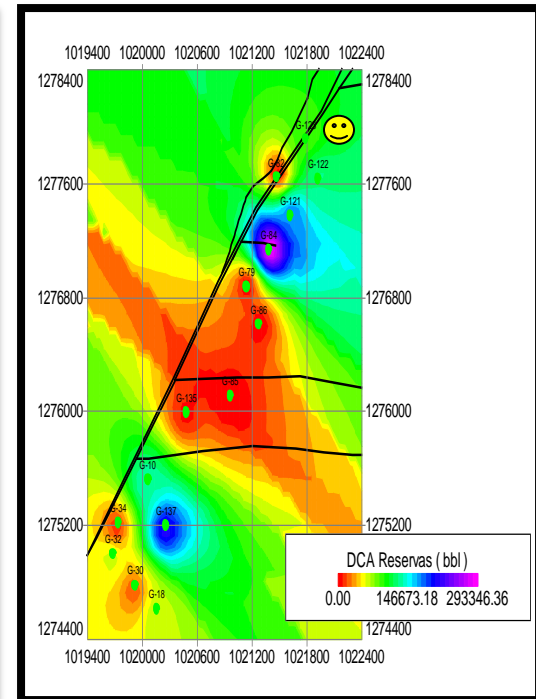


Figura 84: Reservas del campo Galán



Fuente. El autor - OFM- Datos tomados del Activo Llanito- Campo Galán

Se puede observar que el pozo Galán 122 presenta un alto rendimiento y registra reservas considerables como muestra la figura 84.

6.2. PRODUCCIÓN.

La información de producción fue extraída de los potenciales que se manejan para cada activo, estos informes de producción se encuentran en la base de datos Ecopetrol S.A.

En el documento de potenciales se registra el campo, el pozo, la zona productora, la producción bruta, la producción neta, el BSW, la producción de gas y el tipo de sistema de levantamiento artificial que tiene implementado. Ver figura 92.

Como ya se había indicado, en la aplicación de la metodología el parámetro caudal con el que se trabajó fue la producción bruta, el cual es el volumen que aporta el pozo.

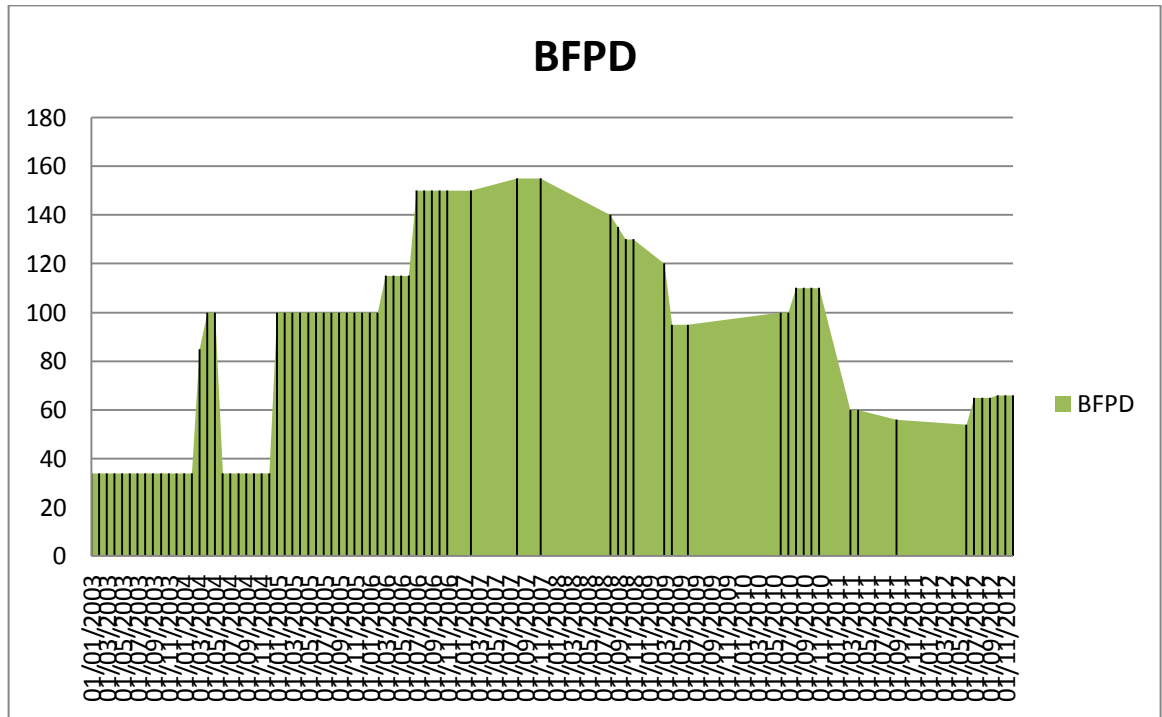
Tabla 24: Producción actual Galán 122.

GALÁN DICIEMBRE 2012						
Pozo	Zona	Bruto	BSW	NETA	GAS	LIFTING
122	B	66	66	22	0	BM

Fuente. Base datos ECOPEPETROL S.A.

En el informe se registra la producción actual dada para el mes de Diciembre de 2012 de 66 Bls y la zona B de la cual se encuentra produciendo; factor evaluado en el momento de la selección del pozo Galán 122, ya que posee una producción acumulada de petróleo por 127.681 bbl y de igual manera la formación Mugrosa Zona B en 20.666 MBLS donde esta es la que más aporta en la producción del Activo Llanito.

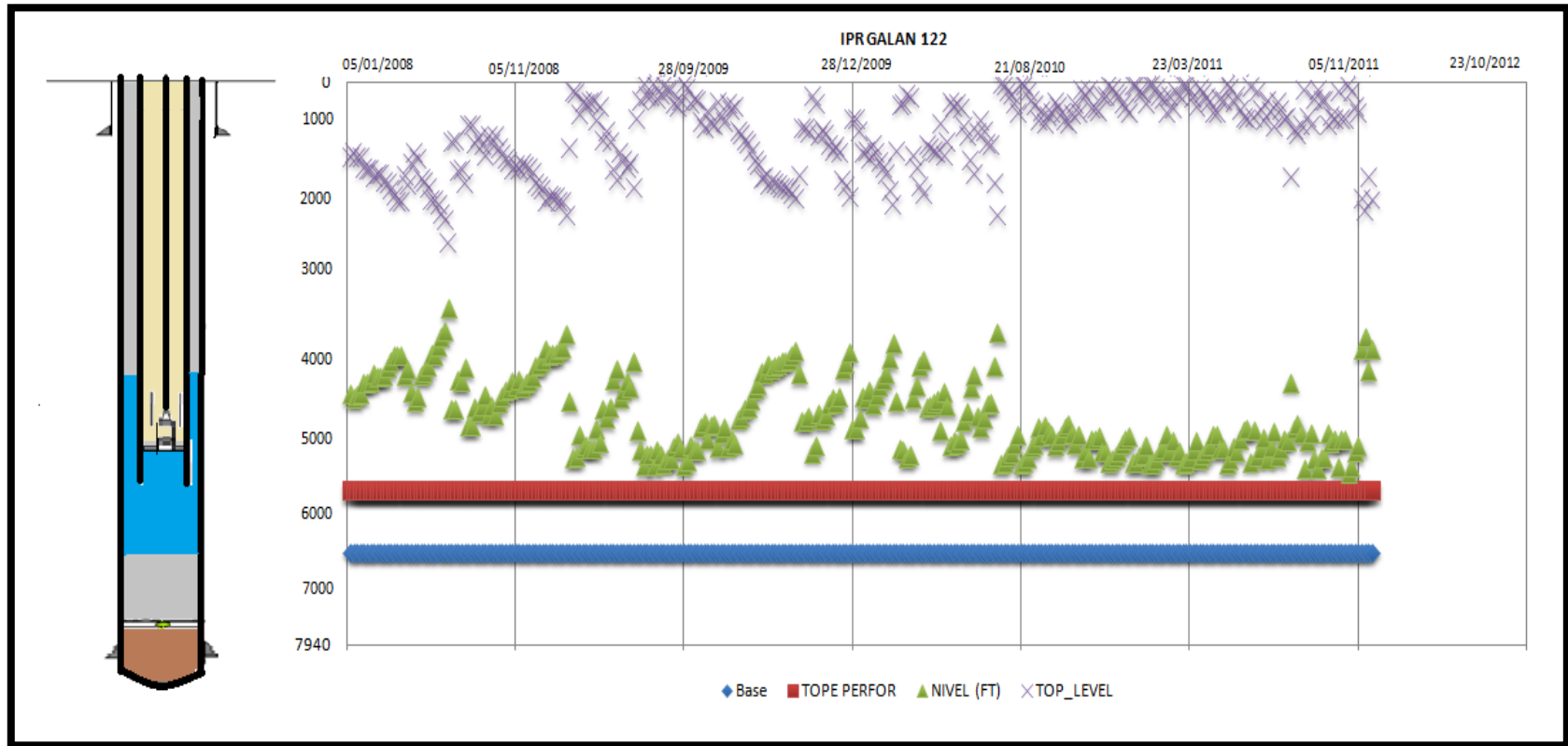
Figura 85: Producción del campo Galán 122.



Fuente: ECOPETROL S.A. - Tabla Macrodinason para Wesems Beta

6.3. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

Figura 86: Niveles de fluidos para el pozo Galán 122.



Fuente: El autor.

Una vez tomada la lectura de los niveles correspondientes y las presiones del documento de Macrodinason para Wessems. En el caso de la presión estática, a este valor se suma la presión en el anular CHP.

Para graficar el IPR del pozo y determinar el potencial máximo del mismo, se tiene en cuenta el drawdown critico para estas formaciones, tambien el caudal critico para el pozo, es decir cual es el máximo caudal que se puede llegar a producir en ese pozo sin que se sobrepase el drawdown.

De ese modo, para el área del activo Llanito se estimó un drawdown critico de 1323 de psia, por medios de estudios previos realizados para este campo en trabajos de investigación anteriores, donde es ratificado dicho valor.

Tabla 25: Condiciones actuales del pozo GALAN 122

POZO	QL (Bl/d)	BSW	GOR	°API	PWS (psia)	Pwf (psia)	Drawdown
GLN 122	66	66	0	22	2419	1485	934

Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de producción del activo Llanito

De acuerdo al drawdown critico estimado para las formaciones productoras, y teniendo en cuenta el potencial del pozo sera posible producir hasta 85 bfpd, sin que se presenten problemas de arenamiento por lo tanto la pwf critica en este caso es de 1096 psia.

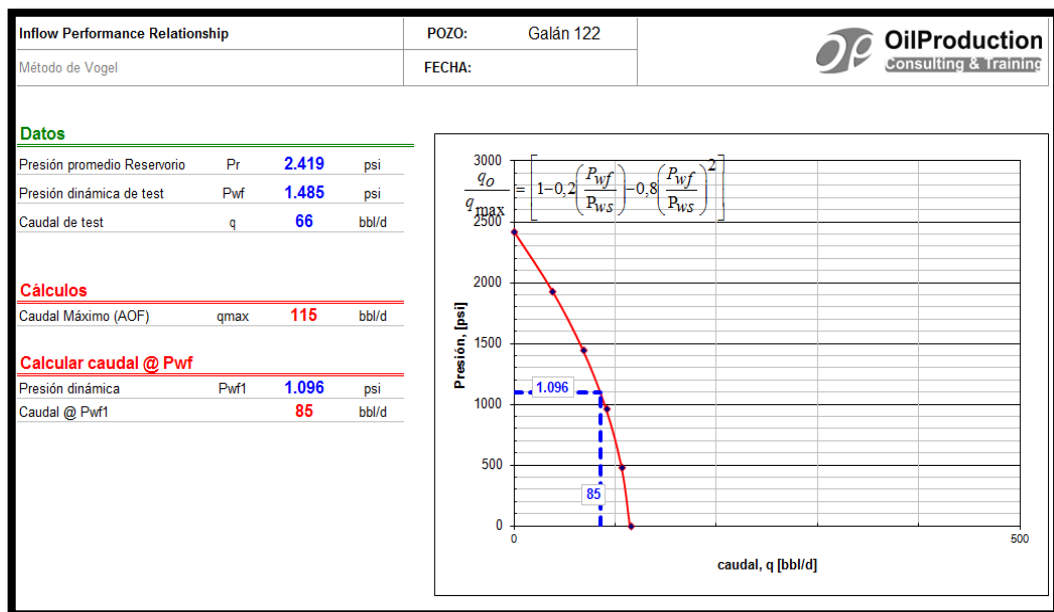
Tabla 26: Información para el cálculo del IP para el pozo Galán 122

POZO	QL(Bl/d)	BSW	N- Dinámico (ft)	N- Estático (ft)	Presión Estática (psia)	Pwf (psia)	Presión Dinámica (psia)	IP	CHP (psia)
GLN 122	66	66	4390	240	2419	1485	1096	0.07	76,44

Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de producción del activo Llanito

Seguidamente, se determina el IP a partir de la hoja de cálculo tomada del sitio web de OilProduction.net, empleando el método de Vogel, se recurre a esta herramienta de cálculo por que en la base de datos de Ecopetrol S.A no se cuenta con registros de IPR para los campos objeto de estudio. Los correspondientes cálculos IPR se pueden consultar en el Anexo 3 y 4.

Figura 87: IPR Pozo Galán 122



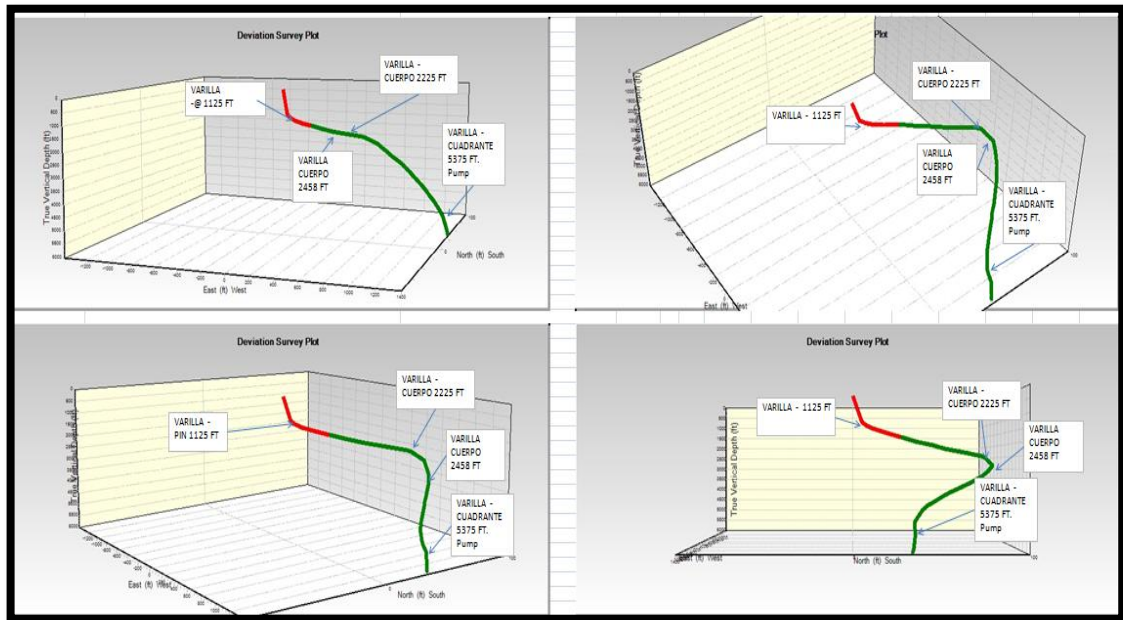
Fuente: Hoja de Cálculo OilProduction.net

6.4. INDICE DE FRECUENCIA DE FALLAS.

Se tiene en cuenta el análisis de fallas por tiempo de intervención de los equipos, donde la información corresponde a los registros de fallas por pozos y el tipo, ya sea por varrilla, tubería o bomba de subsuelo. De ese modo, se hicieron cálculos que registran los días de activo por años desde 2008 hasta diciembre 2012. Además, el pozo Galán 122 tiene implementado actualmente el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico, el cual tiene un manejo aceptable a


bueno de sólidos, mientras con el sistema PCP se pretende disminuir este problema y su rendimiento en producción.

Figura 88: Vistas de Survey 3D para el pozo Galán 122



Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A. Departamento de Ing. de Producción.

Tabla 27: Tiempo real y fallas del pozo Galán 122

Pozo Galán	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Activos 2012				
122	321	248	232	229	258				
	Act. Año 2008	Act Año 2009	Act Año 2010	Act Año 2011	Act. Año 2012				
	0,879	0,679	0,636	0,627	0,707				
Fallas 2008	Fallas 2009	Fallas 2010	Fallas 2011	Fallas 2012	Total fallas	Total tiempo Activo	Falla/ Total Años		
No se tiene reporte	Bomba Varilla	Bomba Varilla	Bomba Varilla	Tubería Otras partes.	6	3,528	1,700		

Fuente: El autor – Datos tomados de Reportes de fallas- Dpto de Ingeniería de Producción- Ecopetrol S.A.

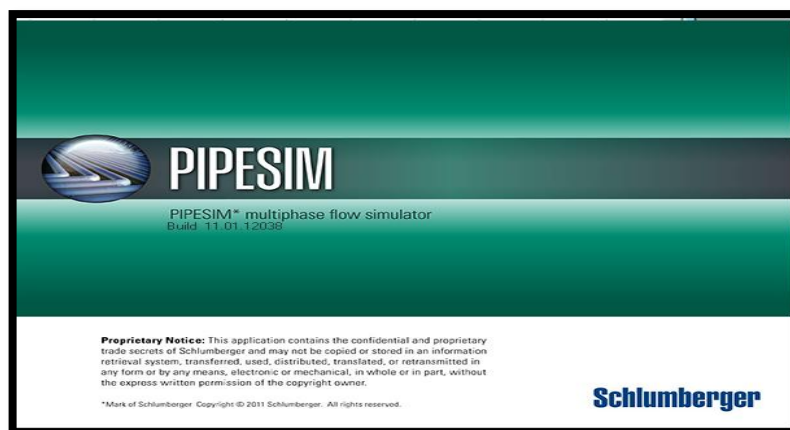
En la figura 88 se muestra el Survey en 3D del pozo Galán 122, donde se evidencian las fallas @ 1125 ft hasta 5375 ft de profundidad a causa de los cambios bruscos en la desviación.

Por otro lado, en la tabla 27 se identifican las fallas en el pozo Galán 122, el año en que estas se presentaron, ya sea por bomba, varilla, tuberías y otras partes (pistón, barril), las cuales aplican para este caso.

7. DISEÑO DEL POZO SELECCIONADO AL S.L.A. DE PCP

7.1. GENERALIDADES DE PIPESIM VERSIÓN 2011.

Figura 89: Simulador PIPESIM versión 2011



Fuente: Simulador PIPESIM versión 2011

La aplicación PIPESIM permite determinar el método de levantamiento artificial más adecuado y que luego desarrolle el diseño detallado del sistema de levantamiento artificial. Las sofisticadas herramientas de sensibilidad posibilitan el análisis de los parámetros de levantamiento artificial para optimizar la producción.

La base de datos PIPESIM de curvas de desempeño de bombas, motores y cables de los fabricantes de sistemas PCP provee la información exacta que se necesita en su proceso de selección.

Así mismo, la base de datos de curvas de desempeño de las bombas es fácil de actualizar para que las bombas especiales que usted está utilizando se ajusten al desempeño real de las bombas o para agregar nuevas bombas. Entre una serie de aplicaciones que posee volviéndose una herramienta muy versátil en la industria de los hidrocarburos.

¹¹ http://simulador-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009_06_01_archive.html

7.2. INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA SIMULACIÓN.

Una vez se establecen los criterios a tener en cuenta para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas, mediante la implementación de la herramienta PIPESIM versión 2011, con ese resultado obtenido se define el análisis del beneficio real de la conversión del pozo Galán 122 a este S.L.A. desde el punto de vista financiero.

A continuación se detalla la información requerida que se necesita para iniciar con el diseño. Ver tabla 32.

Tabla 28: Información requerida para el Diseño PCP- Pozo Galán 122.

Pozo: Galán 122			
Información de pozo			Unidad
Desviado			
Profundidad Total	7940	TVD ft	
Punzado superior	5473	TMD ft	
Punzado inferior	7930	TMD ft	
Profundidad de la bomba	5479	TMD ft	
Nivel dinámico desde superficie	4390	TVD ft	
Nivel estático desde superficie	240	TVD ft	
THP	100	psi	
CHP	76	psi	
Diámetro del Tubing	2-7/8	in	
Diámetro del Casing	7	in	
IPR			
Pws	2419	psi	
Pwf	1485	psi	
Producción	66	bfpd	
IP	0.07	bbbls/psi	
Caudal máximo (AOF)	115	bbbls	
DATOS DE PRODUCCIÓN Y FLUIDO			
Producción Actual	66	bfpd	
Producción proyectada	85	bfpd	
Corte de Agua	66	%	
GOR	0	Scf/bbl	
Viscosidad @ Temperatura	45	cp	90 °F
	19.4	cp	135 °F
Gravedad API	22	Grados	
S.G Gas	0.62		
G.E Agua	1.05		

Fuente: Elaborada por el autor con información del Departamento de Producción - ECOPEPETROL S.A.

📌 De acuerdo a la tabla anterior se puede expresar lo siguiente:

- ✓ **Información del pozo:** Se puede decir que es un pozo desviado, donde esta información es crítica para la determinación del equipo de fondo y de superficie como así también para calcular las cargas de contacto entre varillas y tubings.

- ✓ La **Profundidad Total:** Representa la longitud del pozo y normalmente se informa como la Profundidad Medida (real) TMD (True Measured Depth).

- ✓ **Cañoneo Superior** representa el punto más alto de los punzados del pozo y puede ser informado como True Measured Depth (TMD) o True Vertical Depth (TVD).
True Vertical Depth es la altura medida desde la superficie al punto de referencia.
True Measured Depth es la profundidad desde la superficie a lo largo del pozo hasta el punto de referencia.

- ✓ **Cañoneo (Inferior)** indica el punto más profundo de los punzados y es normalmente informado como True Measured Depth (TMD) o True Vertical Depth (TVD).
True Vertical Depth es el cambio en la elevación medida desde la superficie al punto de referencia.
True Measured Depth es la profundidad desde la superficie medida a lo largo del pozo hasta el punto de referencia.

- ✓ **Profundidad de la bomba** indica la posición de la succión de la bomba en el pozo. Es normalmente indicado como True Measured Depth (TMD) o True Vertical Depth.

- ✓ **Nivel Dinámico de Producción** es el nivel dinámico medido en el espacio anular desde la superficie para el rango de producción actual y se asume como una columna estática al menos que se indique lo contrario. Es normalmente informado como True Vertical Depth (TVD), pero puede indicarse como True Measured Depth (TMD) o cuplas de tubería desde la superficie.

- ✓ **Diámetro del Tubing**, la utilización de Tubería de 2 3/8" o menores restringirá uso de bombas PCP de alto caudal debido al diámetro del rotor que deberá siempre pasar por su interior. El diámetro de la Tubería (Tubing) tiene una influencia muy importante en la pérdida de Carga del Fluido en el Sistema de bombeo PCP.

- ✓ **Diámetro del Casing**, diámetros de casing de 5.00" o menores limitará el uso de bombas de alto caudal debido a que las mismas tienen mayor diámetro exterior. Bombas con diámetros especiales están disponibles para ciertas aplicaciones.

- ✓ **IPR**, Se requieren los siguientes datos para su respectivo cálculo:

- ✓ **Presión Estática**, se utiliza para construir las curvas de IPR. Las curvas de IPR se utilizan para simular el potencial del pozo en función de la presión de fondo. La diferencia entre dos presiones se denomina **Drawdown** y determina el rango de producción. La presión estática también representa la cantidad de reserva teórica del reservorio.

- ✓ **Presión de fondo fluyendo**, es un punto de presión requerido para la construcción de la Curva de IPR.

- ✓ **Producción**, es un punto requerido para la construcción de la Curva IPR. En este caso es de 66 bfpd.

- ✓ **Índice de Productividad**, representa el potencial incremento en producción por reducción de presión de fondo. En este caso IP es 0.07 bbls/psi pero la hoja de cálculo lo aproxima a 0.1 bbls/psi como se puede ver en la tabla 32.
- ✓ **Producción Actual**, representa el caudal producido en correlación con el Nivel Dinámico de Fluido (con dicha producción).
- ✓ **Producción Proyectada**, es normalmente derivada de la Curva de IPR y está relacionada con el Nivel Dinámico proyectado.
- ✓ **Corte de Agua**, representa el porcentaje de agua libre en el fluido producido. En aplicaciones con fluido de alta viscosidad (> 500 cp) el corte de agua puede tener un efecto muy significativo sobre la viscosidad total del fluido y su densidad y por lo tanto debe considerarse como un punto importante en el diseño del sistema PCP.
- ✓ **Relación Gas/Petróleo (GOR)**, representa el volumen de Gas Producido por Volumen de Petróleo. En pozos donde el Punto de burbuja del yacimiento está por encima de la presión de los Punzados, el GOR indica el volumen de Gas Libre presente. El gas libre en la succión (admisión) de la bomba, afecta la eficiencia volumétrica de la bomba y en algunos casos el volumen de gas libre producido, a través de la bomba, es tan grande que no puede utilizarse un sistema PCP.
- ✓ **Viscosidad del fluido**, este valor es utilizado para determinar la capacidad de los fluidos de oponerse a su movimiento. Los fluidos que tienen un valor elevado de viscosidad, no fluyen fácilmente. En aplicaciones donde se tienen fluidos de alta viscosidad, esta característica incrementa las pérdidas totales del sistema PCP. Estas pérdidas de carga, incrementan el Torque de trabajo de

la sarta de varillas, la potencia consumida y la altura de elevación requerida por el sistema PCP, por lo cual deben ser consideradas en todos los diseños.

- ✓ **Gravedad API**, del fluido se utilizan para definir el tipo de elastómero y la viabilidad del sistema PCP. La gravedad API del petróleo es también un indicativo del contenido de aromáticos en el fluido. El sistema PCP debe ser diseñado con precaución en aplicaciones el petróleo supere los 35 API.

- ✓ **La Temperatura de fondo del pozo**, es usada para determinar la selección del elastómero y la viabilidad del sistema PCP. Los PCP son usados con extremo cuidado en pozos donde la temperatura de la bomba es mayor del 100°C.

7.3. MODELO DEL POZO.

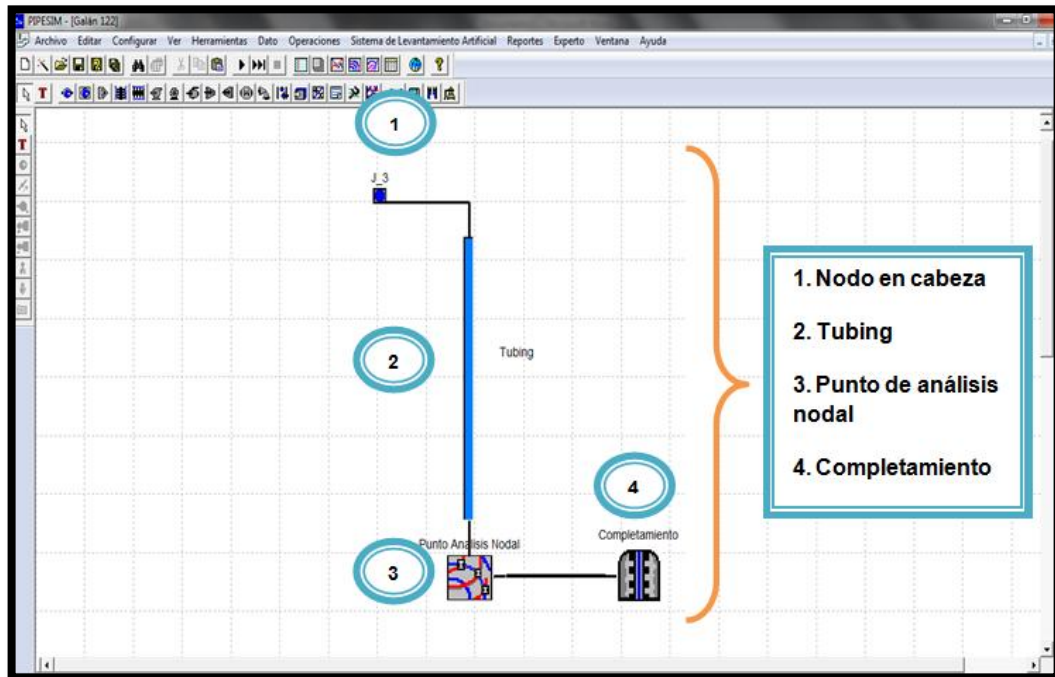
Inicialmente con los datos del pozo establecidos se utilizan estos para realizar el diseño PCP correspondiente al pozo Galán 122, donde se determinan las propiedades del fluido y demás características propias del modelo de pozo.

A continuación se describe el procedimiento empleado en el modelo del pozo:

7.3.1. Configuración del modelo de pozo.

Primero se construye un modelo de red nueva, donde se crea el pozo con el nodo en cabeza, el tubing, el nodo punto de análisis nodal y el completamiento. Como se puede apreciar en el esquema de la figura 90.

Figura 90: Diseño del modelo del pozo.



Fuente: El autor

7.3.2. Configuración de las propiedades del fluido (Black Oil).

En la figura 91 y 92, se muestran las características propias del fluido Black Oil correspondiente a los datos del pozo Galán 122, por otro lado se cuenta con el test point de viscosidad con su respectiva temperatura y las correlaciones utilizadas en este caso para la simulación como son Vásquez & Beggs, Beggs & Robinson, y Chew & Connally.

Veamos en qué consisten cada una de las correlaciones en el Anexo 11.

Figura 91: Propiedades del Modelo de fluido- Black Oil.

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro - [Sólo Lectura]

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D: ◀ ▶

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido: Black Oil | Comentario Opcional: |

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	66	%
GOR	0	scf/STB
S.G. Gas	0.62	
G.E. Agua	1.05	
API	22	

Datos de Calibración en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: [] psia
 Temperatura: [] F
 Rsb: [] scf/STB
 Correlación de Gas en Solución: Rs y Pb [Lasater]

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: El autor

Figura 92: Datos de viscosidad del fluido.

DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro - [Sólo Lectura]

Propiedades de Petróleo Negro | Datos de Viscosidad | Datos de Calibración Avanzada | Contaminantes | D: ◀ ▶

Viscosidad del Petróleo Muerto

Correlación: Beggs & Robinson

Temperatura: 135 F | Viscosidad: 18.388457 cP

90 F | Viscosidad: 114.68299 cP

API = 22

Método de Cálculo de la Viscosidad de Líquido

Método para el Cálculo de la: Fijar a la viscosidad de la fase continua

Establecer viscosidad líquida igual a la viscosidad del petróleo si el corte de agua <= cutoff, de lo contrario fijar a la viscosidad del agua

Método de "Cutoff" de corte de agua:
 Especificado por el Usuario 66%
 Ecuación de Brauner-Ullman

Viscosidad del Crudo Vivo: Chew & Connally

Viscosidad del Crudo Bajo saturado: Vasquez & Beg

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: El autor

7.3.3. Configuración Modelo de Completamiento.

Una vez se determina las propiedades del fluido se procede a insertar los datos de completamiento en el simulador, además de los datos del yacimiento, presión estática, temperatura del yacimiento y se determina el tipo de modelo IP, donde se utiliza Well PI usando Vogel por debajo del punto de burbuja. Ver figura 93.

En la figura 94, es el modelo de fluido el cual ya fue localmente establecido, con los parámetros de fluido, y se reescribe los datos de corte de agua y GOR.

Figura 93: Tipo de Modelo IPR.

Terminación Vertical - Completamiento

Propiedades | Modelo de Fluido | General |

Datos de Yacimiento

Presión Estática: 2419 psia

Temperatura: 135 F

Modelo IPR

Tipo de Modelo: Well PI

Válvula de Control de Flujo (VCF) Propiedades "VCF"

Liq.PI: 0,070663812 STB/d/psi

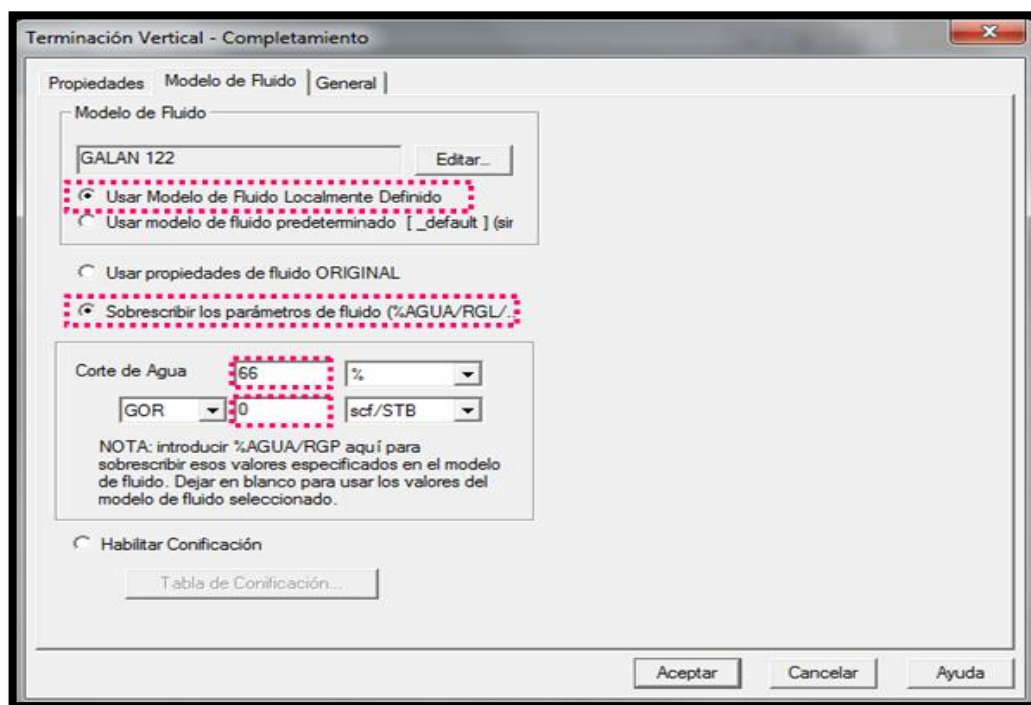
Usar Vogel por debajo del punto de burbuja

Calculate...

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: El autor

Figura 94: Modelo de fluido.



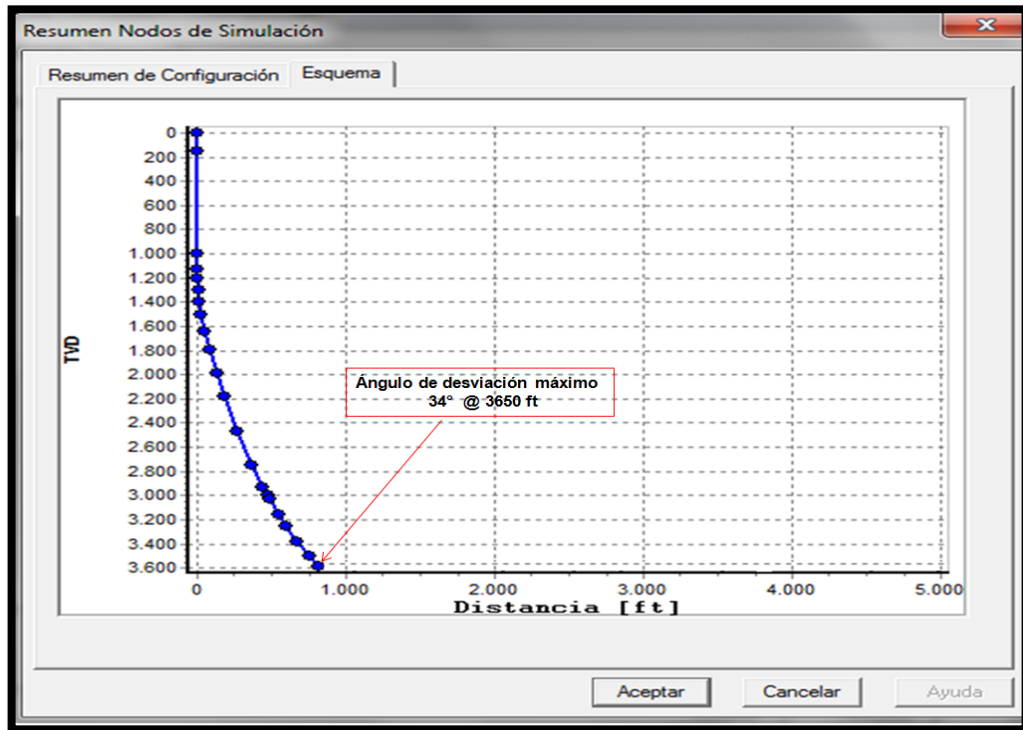
Fuente: El autor

7.3.4. Configuración del modelo de Tubing.

Perfil de desviación

En la figura 95, se muestra el perfil de desviación del pozo, con los datos de survey y se puede observar que tiene un ángulo de desviación máximo de 34° en 3650 ft.

Figura 96: Curva de perfil de desviación.



Fuente: El autor

Registro Geotérmico

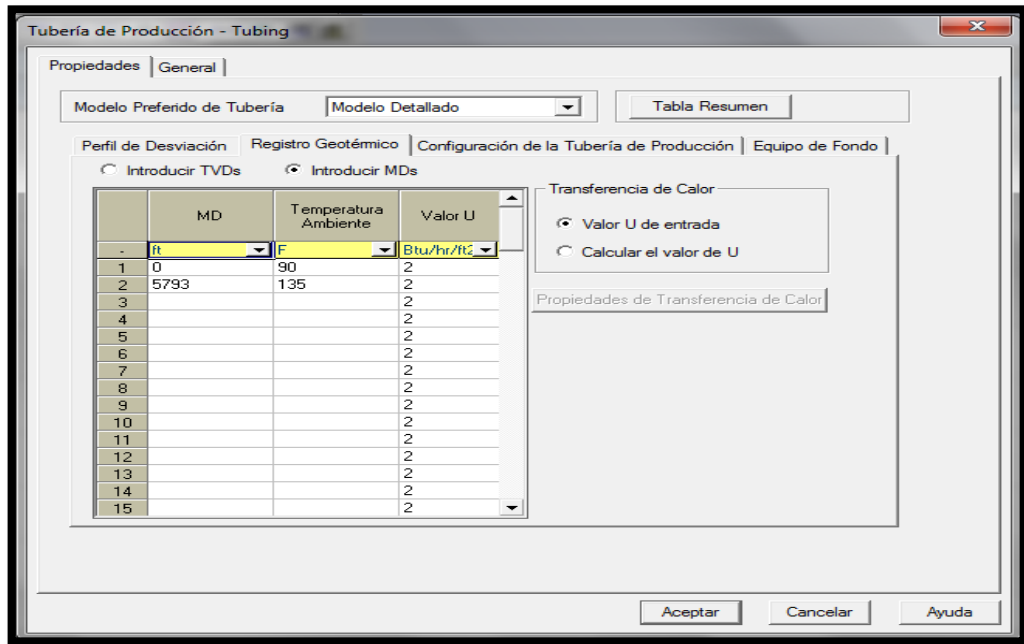
En esta parte, se muestra el test point de MD (ft) y Temperatura ambiente (°F). Donde la transferencia de calor se mantuvo en 2 Btu/hr/ft²/°F. Ver tabla 28 y figura 97.

Tabla 29: Registro Geotérmico.

MD (ft)	T (°F)	Valor U (Btu/hr/ft ² /F)
0	90	2
5793	135	2

Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de producción del activo Llanito

Figura 97: Registro Geotérmico.



Fuente: El autor

Configuración de la tubería de producción.

Tabla 30: Datos tubería de producción.

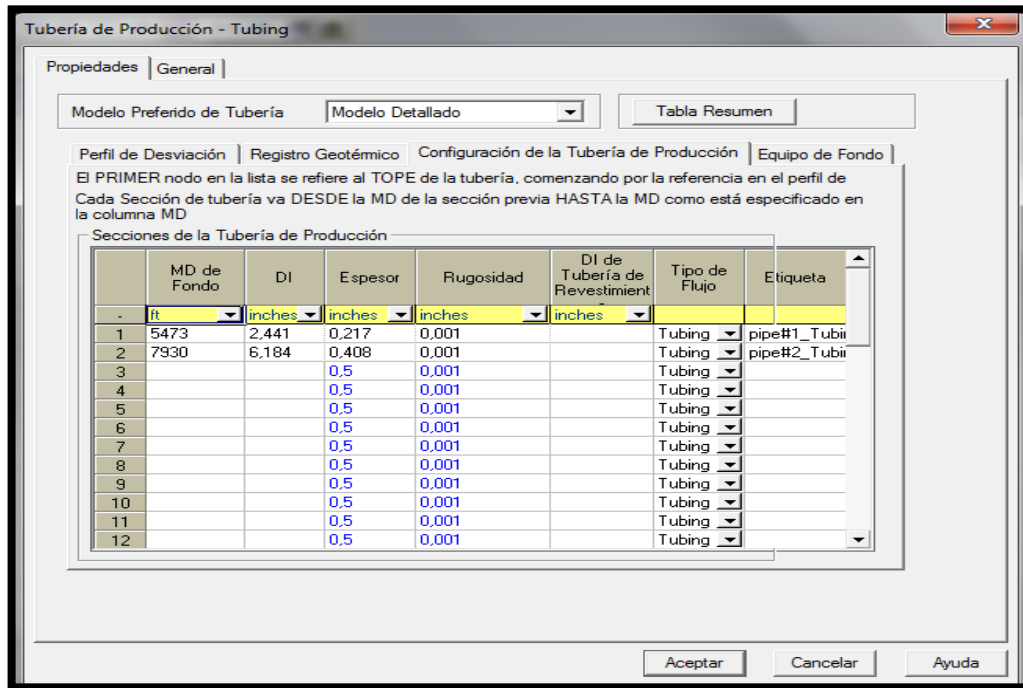
MD fondo (ft)	ID (in)	Espesor (In)	Rugosidad (in)
5473	2,441	0,217	0,001
7930	6,184	0,408	0,001

Fuente: Elaborada por el autor a partir de los datos de producción del activo Llanito

Al ingresar los datos de tubería de producción: MD fondo, Diámetro interno, espesor y rugosidad. Estos deben ser de acuerdo a la geometría del pozo o más comúnmente conocido como el estado mecánico del pozo. Ver figura 98.

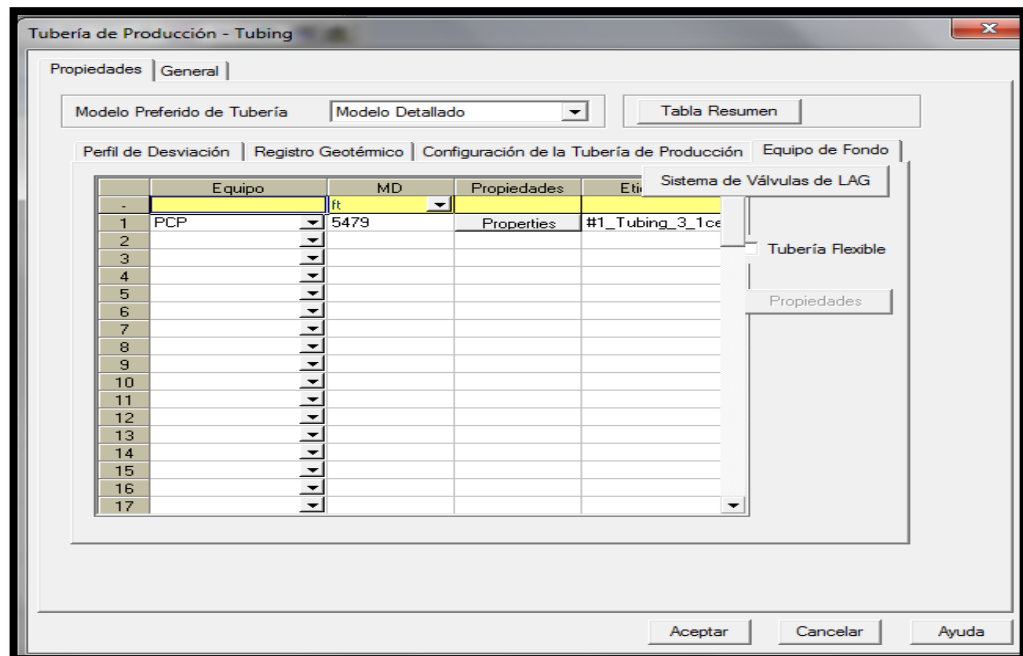
Por otro lado, en la figura 99, se puede observar el dato correspondiente al equipo de fondo donde se configura la profundidad del equipo PCP, el cual está a una profundidad media de 5.479 ft.

Figura 98: Configuración de la tubería de producción.



Fuente: El autor

Figura 99: Equipo de fondo.



Fuente: El autor

📌 Selección del equipo de fondo.

En la figura 100, se exponen los datos para seleccionar el equipo BCP, con su respectivo fabricante, modelo, diámetro, gasto nominal, velocidad base, así mismo los datos de diseño de la bomba sugerida Geremia 28.40.500 de la empresa Weatherford como son la velocidad, motor de superficie, diámetro de la barra guía. Ver anexo 12.

Tabla 31: PCP Geremia 28.40.500

PCP				Desplazamiento		Capacidad de levantamiento		Estándar Rotor OD		Estator OD	
Métrico	Nombre	Estilo	Tipo	m ³ /d/100rpm	BPD/100rpm	Metros	Pies	mm	in	mm	In
17 - 2000	28.40.500	1:2	C	17	107	2000	6600	3.5	2.05	88.9	3.5

Fuente: WEATHERFORD, Artificial Lift Systems. Progressing Cavity Pumping Systems. Geremia PC pumps. 2012.

Figura 100: Datos de BCP.

The screenshot shows a software window titled "PCP Selection" with several tabs: "Datos de BCP", "Tabla de Comportamiento", "Curvas Estándar", and "Curvas de Velocidad Variable". The "Datos de BCP" tab is active, showing two main sections: "Selección de BCP" and "Datos de Diseño".

Selección de BCP:

- Fabricante: GEREMIA
- Modelo: 28.40.500
- Diámetro: 3,5 inches
- Gasto (Tasa) Nominal: 300 bbl/d
- Velocidad Base: 300 rpm

Datos de Diseño:

- Velocidad: 120 rpm
- Motor de Superficie: Sí No
- Diámetro de la Barra Guía (viajera): 1,5 inches
- Factor de Carga: 1,15

Opción de Cálculos:

- Corrección por Viscosidad
- Separador de Gas Presente

Buttons at the bottom include "Seleccione BCP del Catalogo", "Guardar...", "Aceptar", "Cancelar", "Aplicar", and "Ayuda".

Fuente: El autor

Por tanto, el figura 101 se muestra la tabla de comportamiento de la bomba, características propias de la misma como son velocidad, carga, gasto, potencia y torque.

Figura 101: Comportamiento de la bomba.

	Velocidad	120	rpm	
	Carga	Gasto (Flujo)	Potencia	Torque
	ft	bbl/d	hp	lb-ft
1	0,00115	111,86	1,719	75,231
2	1888,3	109,03	3,2694	143,09
3	3776,7	103,43	4,8196	210,94
4	5665	78,02	6,5052	284,7
5	7436,5	0	8,0556	352,55
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				

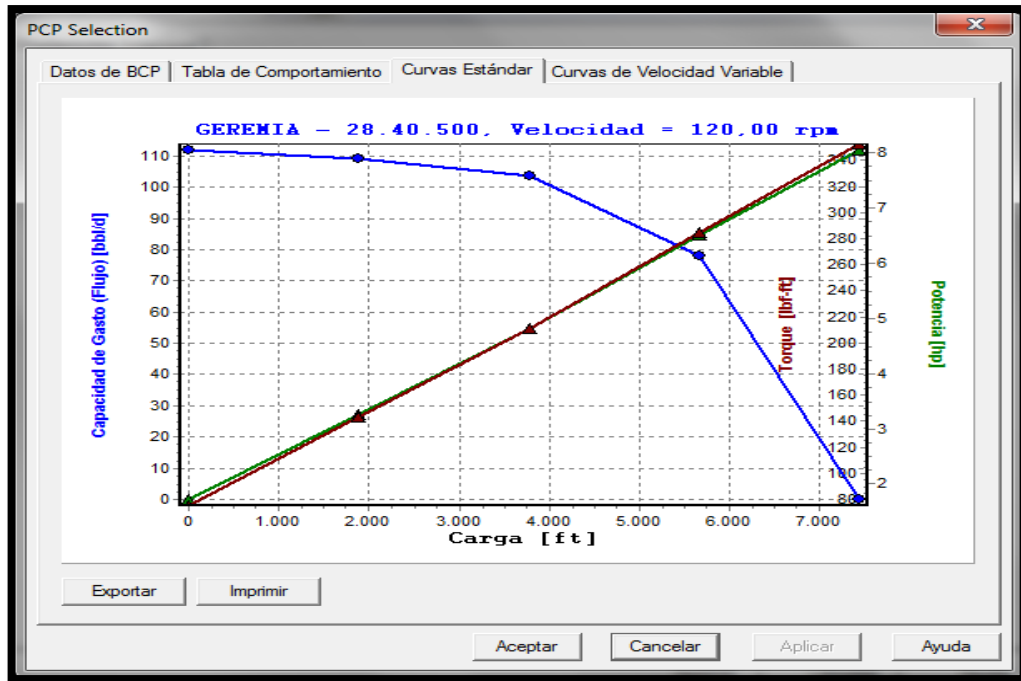
Fuente: El autor

Curva estándar y de velocidad variable.

Al ejecutar Pipesim con las condiciones de operación adecuada para este caso, entre ellas una velocidad de la bomba a 120 rpm, se puede determinar el gasto máximo a esta velocidad es de 110 bbls/d, estableciendo el rango mínimo y máximo de caudal para este pozo Galán 122, además el torque y la potencia. Ver gráfica 102.

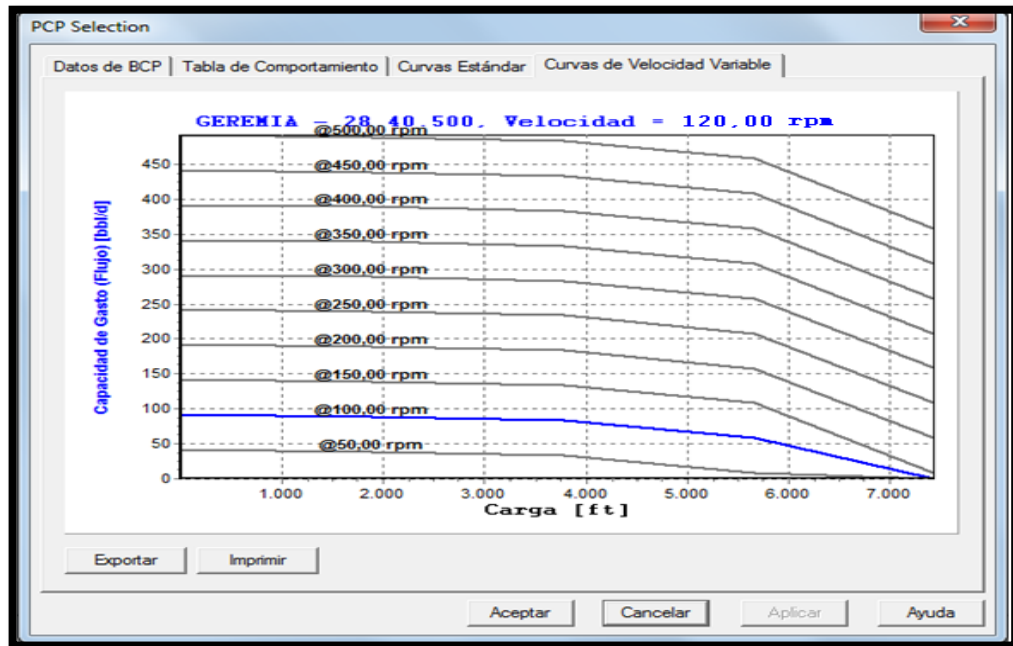
Por otro lado en la gráfica 103 se observa la curva de velocidad variable la cual es el resultado de las condiciones iniciales de operación establecidas.

Figura 102: Curva Estándar



Fuente: El autor

Figura 103: Curva de Velocidad variable.

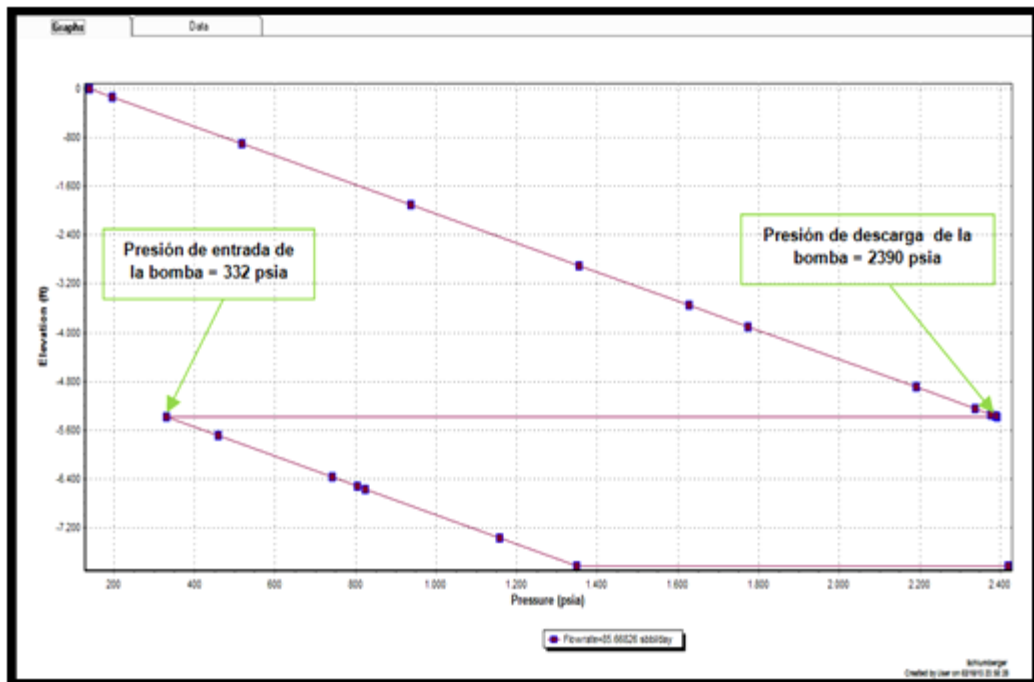


Fuente: El autor

■ Condiciones operacionales de la bomba

Al correr el perfil presión/elevación con la bomba instalada se determina las condiciones operacionales para producir el máximo caudal esperado, donde se puede visualizar la presión de entrada de la bomba y la presión de descarga. Ver figura 104.

Figura 104: Curva de presión vs Elevación.



Fuente: El autor

■ Reporte de resultados.

El simulador genera un reporte de salida donde se pueden leer las condiciones de trabajo de la bomba como: eficiencia, potencia consumida, torque,

levantamiento,% de gas a la entrada de la bomba, presion de descarga, entre otros. Ver figura 105 y la tabla 32.

Figura 105: Reporte de resultados.

```

***** PIPESIM *****
* (Release 4.60 07/02/12) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
* pipesim-bld1:37 *
* Schlumberger *
* Houston *
*****

Project : PIPESIM Project
User : User
Data File : F:\TESIS MCOOC\PROYECTO DE GRADO MCOOC\SIMULACION MCOOC\SIMULACION GALAN 122\PIPESIM GALAN 122\G1n 122.pst
Job : 'PIPESIM Job'

<-Stock Tank-> <----- Flowing ----->

Water Liquid Free Pres. Temp. Pressure Losses Mixt. Liquid Liquid Slug Flow
Cut Flow Gas (psia) (F) Elev. Frn. Total (ft/s) Vel. Holdup Holdup Number Pattern
(%) (bbl/d) (mmacfd) (psia) (F) Elev. Frn. Total (ft/s) frn. (bbl) (PI-SS)

CASE NO. 1 Flowrate=85.66826 sbbl/day
*** VertWell_3 Production: pws= 2419 psia pwf= 1348.1 psia Q= 85.668 sbbl/day twf= 138.99 F
Tubing_3 66.0 86. 0.000000 1348. 139. 0. 0. 1071. 0.0 1.0000 0. LIQUID
66.0 86. 0.000000 330. 134. 1018. .0008 1018. 0.0 1.0000 91.0526 LIQUID
** SEPARATOR : 0. (lb/s) & 0. (mmacfd) of Gas removed ( 90.00% efficiency) **
Fluid handles: feed = 1504D8AF discard (Gas) = 1504D8AF keep (Liquid) = 1504D8AF
** PCP : Head = 4970.45 ft. Head = 2061.24 psia Total efficiency = 52.07 %
Working power = 5.89 hp Torque = 257.57 lbf-ft Working speed = 120.00 RPM
Total volumetric flowrate = 86.94 bbl/D Discharge pressure = 2390.98 psi
#1_Tubing_3 66.0 86. 0.000000 2391. 133. 0. 0. -2061 0.0 1.0000 0. LIQUID
(node 8) 66.0 86. 0.000000 2388. 133. 2.503 0.000 2.503 0.0 1.0000 .209781 LIQUID
pipe#1_Tubin 66.0 86. 0.000000 2388. 133. 0. 0. .0002 0.3 1.0000 0. LIQUID
(node 18) 66.0 86. 0.000000 140. 95. 2248. 1.294 2249. 0.3 1.0000 19.7166 LIQUID
-----
3269. 1.295 2279. 110.979 Liquid by sphere: 0.000 (bbl)

***** END OF JOB *****

```

Fuente: El autor

En la tabla 32, se evidencian los resultados del diseño PCP para el pozo Galán 122, las condiciones de operación iniciales y las obtenidas. Además se describe el equipo de fondo con sus características respectivas, así mismo el equipo de superficie configurado de acuerdo PCP tubular y algunos accesorios que hacen parte del sistema en general. Todo lo anterior fue realizado con la ayuda del Catalogo de Weatherford Geremia PCP y el software PIPESIM.

Tabla 32: Resultados Diseño PCP Galán 122.

Resultados de Simulación			
			Unidad
Condiciones de operación			
Viscosidad @ twf = 135 °F	18,38		cp
Densidad del fluido	0.8952		g/cm ³
CHP	76		psia
Nivel Estático	240		ft
Nivel Dinámico	4390		ft
Resumen de las condiciones obtenidas de la simulación			
Corte de agua	66		%
Pws	2419		psia
Pwf	1348		psia
Caudal proyectado	85,668		bbbl/d
Temperatura en fondo de pozo	138,99		°F
Gas	0		scfd
Equipo de fondo			
PCP			
Geremia 28.40.500 - Fabricante Weatherford - PCP Tubular			
Profundidad @ Head	4970,45		ft
Presión @ Head	2061,24		psia
Total eficiencia	52,07		%
Potencia	5,89		hp
Torque	257,57		lbf-ft
Velocidad	120		rpm
Presión de entrada de la bomba	332		psia
Presión de descarga	2390,98		psia
Caudal volumétrico obtenido	86,94		bbbl/d
IP actual	0.1		bbbls/psia
Factor de carga – Perdidas por fricción	1,15 -- 2.65		--- Kg/cm ²
Diámetro de la barra Guía	1,5		in
Capacidad de gasto máximo @ 120 rpm	115		bbbl/d
Diámetro Rotor	2,05		in
Diámetro Estator	3,5		in
Selección de estator	Alto Nitrilo		Crudo > 15 °API
Equipo de superficie			
Cabezal de accionamiento directo	Modelo		AV2-15-1"
Características			
Máximo torque del eje principal			AV2-1000 ft.lb
Eje hueco			---
Transmisión por correas y poleas			---
Rango de potencia			5 a 60 HP
Carga axial			9 o 15 toneladas a 500 RPM
Freno mecánico con giro hacia atrás (Estándar)			---
Freno hidráulico con giro hacia atrás			---
Brida			API 6B - 3 1/8" - 2000 psi
Tamaño de varilla de bombeo			1 1/4" o 1 1/2"
Conexiones para Sucker Rod			7/8" o 1" API Pin
Motor para el modelo de cabezal AV2-15-1"			
Características			
Diámetro de la polea			135"
Diámetro de la bomba			800"
Velocidad de la bomba			121 rpm
Tamaño de la correa 5VX			1320"
Velocidad del motor	720 rpm	8 poleas	50 Hz
Accesorios			
Centralizador de varilla	Tubing		2 7/8"
	Diámetro mínimo (Drift)		2.347 in
	Varilla de bombeo		
	Ø (in)		1"
	Rosca (Thread) API 11 B		1 3/8" 10rd
Conexión (Cuopling)	Longitud		121 in
	Diámetro		60 ± 0.8 in
	Tamaño		"2 7/8" EUE PIN x 3 1/2" EUE PIN"
	Longitud		7,68 in
Conexión Tee de producción	Diámetro		3,74 in
	2 7/8" EUE PIN x 2" LP x 1/2" LP		
Barrera con fluido límite de retorno	Modelo		3 1/2"
	Conexión superior		3 1/2" NU Box
	Conexión inferior		2 7/8" EUE Pin

Fuente: El autor.

7.4. MATRIZ DE FALLAS OPERACIONALES A FUTURO CON EL DISEÑO DEL S.L.A. PCP.

Tabla 33: Matriz de fallas operacionales a futuro con el diseño PCP.

Causas posibles	Bajo caudal	Caudal intermitente	Consumo más alto del esperado	Sin producción	Vel. Normal - Bajo consumo	Motor eléctrico se detiene	Pérdidas a través del sistema de sello	Correas cortadas	Nivel de aceite baja en un lapso de tiempo corto	Pérdida a través del sistema de sellado del vástago	Temperatura del aceite del cabezal es alta	Soluciones recomendadas
Nivel de aceite más alto que el recomendado.											X	Verificar el nivel de aceite y corregir si es necesario.
Tubing sin hermeticidad					X							Verificar el nivel y presión. Sacar la columna de producción y se repara la pesca.
El sistema de sellado está dañado o mal armado										X		Chequear los elementos de empaque. Reemplazarlos si es necesario.
Falla en la línea de alimentación						X						Verificar las fases en la línea. Re-arrancar el sistema.
Sistema de sello está dañado, gastado o mal ajustado.									X			Verificar el sello. Reemplazar si es necesario.
Las empaquetaduras están gastadas.							X					Verificar el estado de las empaquetaduras. Reemplazar si es necesario.
Rotor aprisionado por sólidos			X									Levantar el rotor y lavar el estator.
Poleas gastadas y/o rotas								X				Verificar y cambiar si es necesario
Admisión de la bomba tapada	X											Levantar el rotor fuera del estator, desplazar el fluido por el tubing para limpiar el estator, re-espaciado, poner en producción.
Rotor no está totalmente insertado	X											Verificar el espaciado y corregir si es necesario.
Potencia del motor es baja para la aplicación.						X						Verificar la potencia a partir de la hidráulica de la instalación. Comparar con la corriente de instalación.
Las correas no son las adecuadas para la aplicación.								X				Verificar si el perfil es el correcto para la polea. Reemplazar por el adecuado juego de correas o poleas.
Rotor bloqueado dentro del estator debido a arena o incrustaciones.						X						Tratar de limpiar circulando el pozo
Tapón de drenaje esta suelto									X			Reapretar el tapón
El vástago usado tiene la zona de empaque gastada dañada										X		Chequear el vástago en la zona de sello. Cambiarlo si no fuera posible cambiar su posición sin variar el espaciado.
Presión de descarga de la bomba inferior a la necesaria	X											Verificar la altura de elevación necesaria por cálculo. Cambiar la bomba si es necesario.
Rotor bajo medida para la temperatura del pozo.	X											Chequear la temperatura y el tipo de rotor usado. Cambiar el rotor si es necesario.
Hinchamiento del estator debido a ataque químico o temperatura.						X						Verificar la elección del elastómero.
Mal alineamiento entre correas y poleas								X				Verificar y corregir si es necesario
La productiva del pozo es inferior a la esperada.	X											Verificar el nivel de fluido. Reducir la velocidad de la bomba.
Condición de falta de nivel		X										Verificar el nivel. Bajar la velocidad de la bomba. Si es necesario cambiar la bomba para cumplir los requisitos de producción.
Cabezal girando a mayor velocidad que la recomendada para ese modelo											X	Verificar la velocidad. Cambie la relación de poleas para alcanzar la velocidad deseada de acuerdo al desplazamiento de la bomba.
Alta interferencia entre rotor y estator				X								Reemplazar la bomba para otra capacidad de presión y caudal con distinto ajuste de compresión.
Rotor no está insertado en el estator.					X							Verificar las medidas de instalación
Pérdida en la tubería	X											Buscar el tubing roto y cambiar la unión

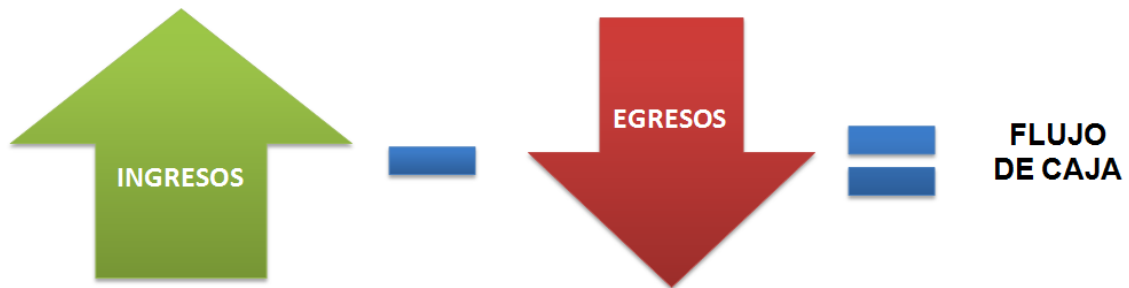
Fuente: Elaborado por el autor con la ayuda del Manual de BCP. Marcelo Hirschfeldt. OilProduction.net. Versión2008V1

8. ANÁLISIS FINANCIERO.

El análisis del beneficio real o costo efectivo de convertir un pozo de S.L.A. se realizó bajo los indicadores financieros de Valor presente neto, TIR, PAY-BAK y la relación Beneficio/ Costo. Por lo tanto, al evaluar financieramente esta opción de inversión, es indispensable considerar los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan para así determinar la viabilidad de la implementación del sistema PCP.

8.1. ELEMENTOS BÁSICOS PARA UN ANÁLISIS FINANCIERO.

Figura 106: Elementos básicos para un análisis financiero.



Fuente: El autor

Donde:

Ingresos: Caudal de Producción, Precio

Egresos: Regalías, Costos de Operación, Inversiones.

8.1.1 Caudal de Producción.

El primer paso del análisis financiero es predecir el caudal de producción. Estos valores son estimados a partir de una extrapolación de la ejecución en el pasado, utilizando un simulador o ecuaciones matemáticas.

8.1.2 Precios.

Es el valor monetario recibido por cada unidad producida y vendida de petróleo o gas. Este valor cambia en el tiempo según las condiciones del mercado. El precio también se ve impactado por la calidad del hidrocarburo y por los gastos de transporte.

8.1.3 Regalías.

Es el valor deducido de la utilidad, la cual usualmente no tiene obligación de cubrir gastos de producción y se deduce directamente de la utilidad bruta.

8.1.4 Costos de operación.

Son los costos de producir y mantener una propiedad día a día. Son deducidos de la utilidad bruta a fines de declaración de impuestos.

8.1.5 Capital.

Son inversiones de perforación, exploración, equipos y facilidades. Se clasifican en tangibles e intangibles.

Tangible: Compras de equipos, unidades de bombeo, tuberías, compresores, etc.

Intangible: Tasa de perforación, lodos, químicos, registros, etc.

8.2 VALOR PRESENTE NETO.

El valor presente neto, también conocido como valor actualizado neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde,

VPN valor presente neto

Vt representa los flujos de caja en cada periodo t.

I₀ es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

Otra forma de expresar este cálculo es:

$$VPN = VPI - VPE$$

Donde,

VPN valor presente neto

VPI valor presente de los ingresos

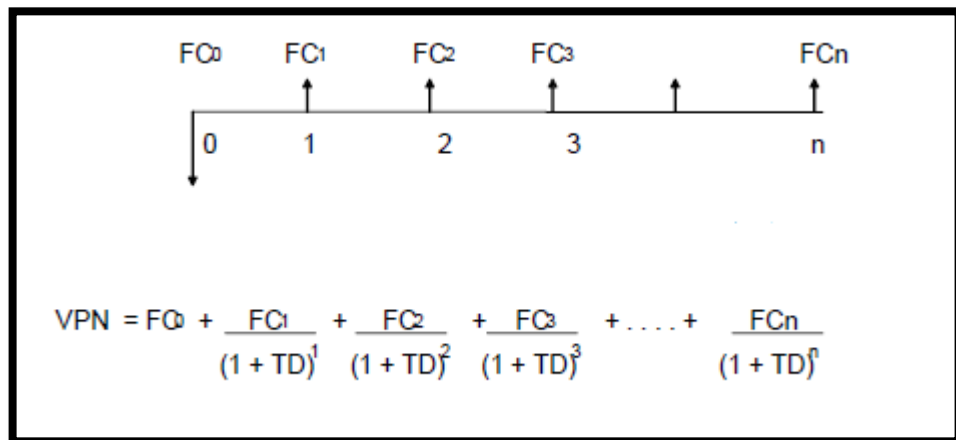
VPE valor presente de los egresos

Tabla 34: Interpretación de VPN

VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN A TOMAR
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	Proyecto Rentable
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida.	Se Rechaza el Proyecto
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.	Mínima Rentabilidad

Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_net

Figura 107: Valor presente neto.



Fuente: Schlumberger. Economía en la Industria del Petróleo.

8.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir".

En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

Donde,

Ft es el Flujo de Caja en el periodo t.

n es el número de periodos.

I es el valor de la inversión inicial.

La **TIR** o tasa de rendimiento interno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- ✓ **TIR > TMAR** Proyecto Rentable
- ✓ **TIR = TMAR** Mínima Rentabilidad
- ✓ **TIR < TMAR** Se Rechaza el Proyecto

Donde,

TMAR: Tasa mínima aceptable de rendimiento

8.4 Período de Retorno - Pay Back.

El Pay-Back o "plazo de recuperación" es un criterio estático de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. La forma de calcularlo es mediante la suma acumulada de los flujos de caja, hasta que ésta iguale a la inversión inicial.

$$\text{Pay - Back} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}}$$

8.5 Relación de Costo - Beneficio.

Contrario al VPN, cuyos resultados están expresados en términos absolutos, este indicador financiero expresa la rentabilidad en términos relativos. Para el cómputo de la Relación Beneficio Costo (B/c) también se requiere de la existencia de una tasa de descuento para su cálculo.

En la relación de beneficio/costo, se establecen por separado los valores actuales de los ingresos y los egresos, luego se divide la suma de los valores actuales de los costos e ingresos.

Situaciones que se pueden presentar en la Relación Beneficio Costo:

✓ Relación B/C >0

Índice que por cada dólar de costos se obtiene más de un dólar de beneficio. En consecuencia, si el índice es positivo o cero, el proyecto debe aceptarse.

✓ **Relación B/C < 0**

Índice que por cada dólar de costos se obtiene menos de un dólar de beneficio. Entonces, si el índice es negativo, el proyecto debe rechazarse.

El valor de la Relación Beneficio/Costo cambiará según la tasa de actualización seleccionada, o sea, que cuanto más elevada sea dicha tasa, menor será la relación en el índice resultante.

La fórmula que se utiliza es:

$$B/C = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Vi}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{Ci}{(1+i)^n}}$$

Dónde:

B/C = Relación Beneficio / Costo

Vi = Valor de la producción (beneficio bruto)

Ci = Egresos (i = 0, 2, 3,4,...n)

i = Tasa de descuento

8.6. PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS DE CÁLCULOS.

A continuación se describe el procedimiento para determinar la rentabilidad financiera y la información requerida para el desarrollo de la misma:

¹² http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_netto

8.6.1 Análisis de costos.

Se seleccionó un periodo de 5 años para desarrollar el análisis financiero del cambio de S.L.A. PCP, indicado año por año, es decir:

Tabla 35: Información base requerida para el análisis financiero.

Año	Precio de venta del crudo (USD)	Costo de levantamiento (USD)
1	60,21	12,15
2	60,35	12,26
3	60,72	12,58
4	60,97	12,97

Fuente: Departamento de producción. Ecopetrol

Primer año (año cero): Para este año se realiza la inversión inicial, donde se tienen en cuenta los gastos por compra del S.L.A. PCP, bomba tubular de fondo y demás accesorios indispensables para su funcionamiento, costos por la intervención al pozo para la instalación, Workover y producción diferida por los días de trabajo, y el costo de consumo de energía.

Años 1,2 y 3: Para estos se tienen en cuenta que estaría en funcionamiento desde el año 1 hasta el año 4, por eso se considera el precio de venta de crudo, el costo de levantamiento (Lifting Cost), las regalías en función de los barriles incorporados.

Año 4: Para este año se considera los costos de Workover por la intervención por fallas debido a cualquier problema a que puede presentar el sistema o el pozo y los costos por diferida.

Para la realización del este análisis financiero se basa en el costo por levantamiento con las variaciones que se esperan para cada año. A su vez se

realizó el perfil de declinación de la producción neta de crudo para observar el comportamiento a futuro de este sistema implementado. Ver Tabla 41.

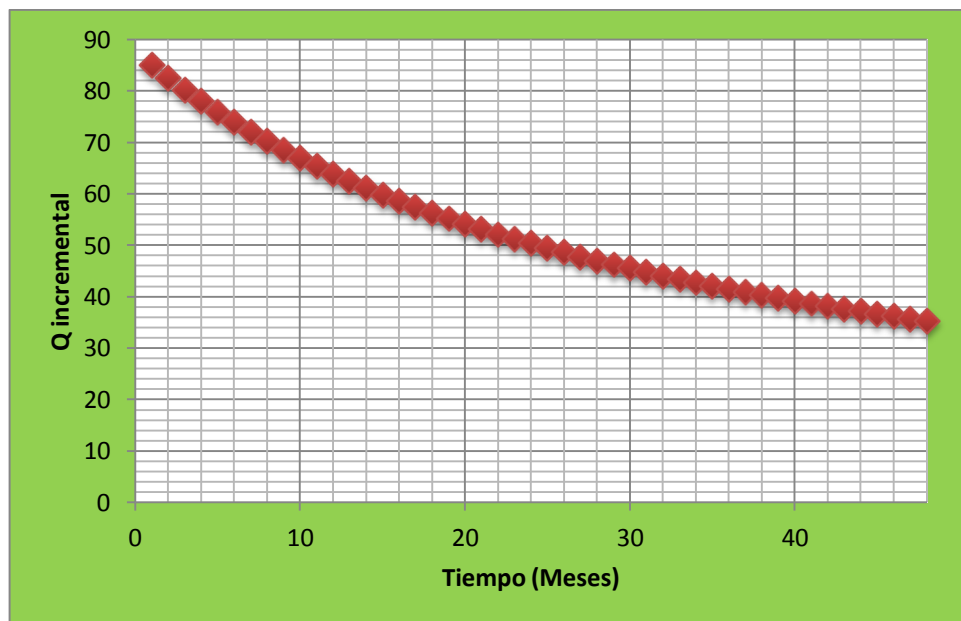
Por otro lado, para calcular la curva de declinación se utilizó el método exponencial (Figura 108). Donde los parámetros de declinación D_i y b fueron proporcionados por el departamento de producción y han sido calculado a partir de las curvas históricas de los campos. Ver tabla 36.

Tabla 36: Parámetros de Declinación.

Incremental	Constante
D_i (Nm)	0.03
B	1,00

Fuente: El autor

Figura 108: Comportamiento declinación de pozo Galán 122.



Fuente: El autor

Tabla 37: Perfil de Pozo declinado Galán 122.

PERFIL DE POZO DECLINADO		
MES	INCREMENTAL (BLS)	RESEVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
1	19	570
2	18	540
3	17	510
4	16	480
5	15	450
6	14	420
7	14	420
8	13	390
9	12	360
10	12	360
11	11	330
12	11	330
Año 1	172	5160
13	10	300
14	10	300
15	9	270
16	9	270
17	9	270
18	8	240
19	8	240
20	8	240
21	7	210
22	7	210
23	7	210
24	6	180
Año 2	98	2940
25	6	180
26	6	180
27	6	180
28	6	180
29	5	150
30	5	150
31	5	150
32	5	150
33	5	150
34	4	120
35	4	120
36	4	120
Año 3	61	1830
37	4	120
38	4	120
39	4	120
40	4	120
41	4	120
42	3	90
43	3	90
44	3	90
45	3	90
46	3	90
47	3	90
48	3	90
Año 4	41	1230

Fuente: El autor

Tabla 38: Resultado del Análisis Financiero.

AÑO	0	1	2	3	4
MARGEN CRUDO		30,15	30,25	30,56	30,78
AÑO	0	1	2	3	4
BLS INCORPORADOS		5.160	2.940	1.830	1.230
REGALÍAS		1.032	588	366	246
BLS NETOS INCORPORADOS		4.128	2.352	1.464	984
MARGEN EN USD		124.459	71.148	44.740	30.288
COSTOS TOTALES SISTEMA PCP (USD)	394.949				
POTENCIAL ACTUAL DEL POZO	19	15	10	6	4
DURACIÓN DEL TRABAJO EN DÍAS WORKOVER	6				6
DIFERIDA POZO EN USD	3.437				738,72
FLUJO DE CAJA	(398.386)	124.459	71.148	44.740	30.288
EGRESOS (USD)	398.386				29.549
FLUJO DE CAJA NETO	-398.386	84632,256	48380,64	30423,0912	20595,5136
TASA EFECTIVA ANUAL	12,00%	<p>Nota: Los costos totales del sistema PCP están detallados en tabla 49.</p>			
REGALÍAS	20,00%				
IMPUESTO DE RENTA	32%				
VPN	(179.450)				
TIR	-17%				
EFI	45%				
Tiempo de Repago en días	1.168				
PAY BACK	790				
R C/B	(0)				

Fuente: El autor











Para este caso los indicadores tienen resultados negativos, los cuales responden a rechazar la conversión del pozo Galán 122 al S.L.A. PCP, indicando solo pérdidas si se llegará a implementar. Por otro lado, esto se debe a las condiciones

inherentes del pozo, donde se requiere otro tipo de estudios acerca de la producción de arena y su debido control, junto con el reacondicionamiento del pozo. Además, no se puede desconocer que el sistema PCP es apto y tiene un rendimiento excelente con el manejo de sólidos, más rentable en términos de costos de mantenimiento para este caso, mientras que el sistema de bombeo mecánico resulta más costoso.

A continuación, se muestra la evaluación de la producción del pozo Galán 122 con el costo de mantenimiento e inversión inicial antes y después del cambio de sistema de levantamiento artificial. De la siguiente manera:





Del mismo modo, mediante una matriz de resultados cualitativa se compara los costos con ambos S.L.A. Ver tabla 39.

Tabla 39: Matriz - Comparación entre S.L.A Bombeo Mecánico y PCP diferentes parámetros de costos y operación.

PARÁMETROS	Bombeo Mecánico	PCP
Costos		
Operacionales		
Capital inicial		
Operación		
Instalación	Con rig	Con rig
Frecuencia de Workover		
Frecuencia de paradas		
Tiempo de vida útil, año/pozo		

Fuente. Elaborado por el autor con la ayuda de Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros. Edison Gil y Alexander Chamorro. IHS Inc.

Tabla 40: Convenciones tabla 43

Convenciones	
	Alto
	Moderado
	Bajo
	Muy bajo

Fuente: El autor

Tabla 41: Costo de Equipos e Instalación de sistema de levantamiento B.M.

DESCRIPCIÓN DE COSTOS DE INSTALACIÓN POR BOMBEO MECÁNICO.	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD\$)	PRECIO TOTAL (USD\$)
Pump Jack 114D	1	37.000,00	37.000,00
Motor eléctrico o de combustión interna.	1	4.800,00	4.800,00
"T" de bombeo, espárragos y tuercas	1	50,00	50,00
Bomba, Niple de asiento mecánico con barril cromado con pistón	1	2.600,00	2.600,00
Varillon pulido 1 1/4" x 7/8"	1	300,00	300,00
Suck rod 7/8" x 25" grado High strength	128	210,00	26.880,00
Coupling 7/8" Slim hole	256	22,00	5.632,00
Pony rod 7/8" x 2' grado High strength	3	68,00	204,00
Pony rod 7/8" x 4' grado High strength	3	75,00	225,00
Pony rod 7/8" x 6' grado High strength	3	96,00	288,00
Pony rod 7/8" x 8' grado High strength	3	106,00	318
Pup joint de 2 7/8" x 2'	1	78,47	78,47
Pup joint de 2 7/8" x 4'	1	96,00	96,00
Pup joint de 2 7/8" x 6'	1	118,00	118,00
Pup joint de 2 7/8" x 8'	1	140,00	140,00
Centralizadores para Sucker rods de 7/8" x 2 7/8"	320	35,40	11.328,00
Tubería de 2 7/8" EUE	95	190,75	18.121,25
Servicio Workover y Mano de obra: Cuadrilla de equipo Workover (Supervisor + 11 obreros)			120.000
Combustible y gas Gal/Día		210,50	631,50
Mantenimiento		185,00	555,00
Costos facilidades (Transporte de materiales e instalación de equipo de superficie)			18.000,00
Costo Total por instalación Bombeo Mecánico (USD\$)			247.365,22

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 42: Costo de Equipos e Instalación de sistema de levantamiento PCP.

DESCRIPCIÓN DE COSTOS DE INSTALACIÓN POR PCP.	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD\$)	PRECIO TOTAL (USD\$)
Cabecal AV2 - 15- 1" Weatherford	1	16.000,00	16.000,00
Motor eléctrico 8 poleas, 720 rpm y 50 Hz	1	4.750,00	4.750,00
"T" de bombeo, espárragos y tuercas	1	1.900,00	1.900,00
Bomba Geremia 28.40.500 Vel. 120 rpm Weatherford - PCP Tubular	1	18.000,00	18.000,00
Ancla antitorque para casing de 7" * 2 7/8"	1	2.061,00	2.061,00
Varillon pulido 1 1/4" * 7/8"	1	230,00	230,00
Suck rod 7/8" x 25" grado High strength	128	210,00	26.880,00
Coupling "2 7/8"" EUE PIN x 3 1/2"" EUE PIN"	256	17,00	4.352,00
Pony rod 7/8" x 2' grado High strength	3	68,00	204,00
Pony rod 7/8" x 4' grado High strength	3	75,00	225,00
Pony rod 7/8" x 6' grado High strength	3	96,00	288,00
Pony rod 7/8" x 8' grado High strength	3	106,00	318,00
Pup joint de 2 7/8" x 2'	1	78,47	78,47
Pup joint de 2 7/8" x 4'	1	96,00	96,00
Pup joint de 2 7/8" x 6'	1	118,00	118,00
Pup joint de 2 7/8" x 8'	1	140,00	140,00
Centralizadores para Sucker rods de 7/8" x 2 7/8"	320	35,40	11.328,00
Tubería de 2 7/8" EUE	95	190,75	18.121,25
Servicio Workover y Mano de obra: Cuadrilla de equipo Workover (Supervisor + 11 obreros)			120.000,00
Combustible y gas Gal/Día		210,50	\$ 631,50
Mantenimiento		185,00	\$ 555,00
Costo Total por instalación PCP			226.276,00

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 43: Costo de Mantenimiento de Unidad de Bombeo (Superficie). B.M.

COSTOS DE MANTENIMIENTO DE UNIDAD DE BOMBEO (SUPERFICIE). B.M.	COSTO DE REPUESTO (USD)	MANO DE OBRA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Mantenimiento de unidades de bombeo mecánico			
Mantenimiento rutinaria mensual			
Alineamientos, pernos, fajas, freno, cable de acero, reductor, cojinetes estructurales	\$ 2.010,00		
Hora hombre (Electricista, ayudante)		\$ 120,00	\$ 2.109,00
Mantenimiento rutinaria cada 4392 horas			
Alineamientos, pernos, fajas, freno, cable de acero, reductor, cojinetes estructurales, otros.	\$ 500,00		
Hora hombre (Electricista, ayudante)		\$ 90,00	\$ 590,00
Mantenimiento rutinaria cada 8760 horas			
Alineamientos, pernos, fajas, freno, cable de acero, reductor, cojinetes estructurales, reductor de velocidad, cranks, freno, otros.	1.068,00		
Hora hombre (Electricista, ayudante)		\$ 145,00	1.213,00
Costo total mantenimiento de unidad de superficie B.M			\$ 3.912,00

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 44: Costos de Mantenimiento cabezal (superficie) sistema PCP.

COSTOS DE MANTENIMIENTO CABEZAL PCP (SUPERFICIE) SISTEMA PCP	COSTOS DE REPUESTOS	MANO DE OBRA	COSTO TOTAL
Mantenimiento al cabezal PCP		120,00	480,00
Repuestos para mantenimiento de cabezal a un año	900,00		900,00
Costo total de mantenimiento de unidad de superficie PCP			1.380,00

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 45: Costos de Mantenimiento con Motor a combustión Sistema B.M.

COSTOS DE MANTENIMIENTO CON MOTOR A COMBUSTIÓN SISTEMA B.M	COSTOS DE REPUESTOS	MANO DE OBRA	COSTO TOTAL
Mantenimiento del motor a combustión			
Mantenimiento de 2190 horas			
Revisar faja del alternador, limpieza de filtro de admisión, Filtro para combustible.	1.872,00		
Hora hombre (Electricista, ayudante)		198,00	2.070,00
Mantenimiento de 4380 horas			
Calibración de válvulas de admisión y escape			
Cambio de filtro de admisión, sondeo de radiador			
Revisar faja del alternador, engrasar rodaje del ventilador	512,00		
Hora hombre (Electricista, ayudante)		99,00	611,00
Mantenimiento de 6570 horas			
Chequeo de toberas y pre cámaras			
Revisión de biela y presión de aceite			
Chequear bomba de circulación de aceite			
Revisar los accesorios del arrancador y alternador.			
Revisar encroche del embrague	420,00		
Hora hombre (Electricista, ayudante)		66,00	486,00
Mantenimiento de 8760 horas			
Cambio de repuestos			
Pistones, anillos, biela			
Calibración de cigüeñal			
Cambio de guías de válvulas, válvulas de escape y admisión			
Bomba de circulación de aceite			
Inspeccionar culata, cambio de manguera de radiador			
Sondear radiador, cambiar toberas, calibrar resortes de válvulas	857,00		
Hora hombre (Electricista, ayudante)		58,00	915,00
Costo total de mantenimiento de motor a combustión BM (USD\$)			4.082,00

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 46: Costo de Mantenimiento con Motor eléctrico Sistema PCP.

COSTO DE MANTENIMIENTO CON MOTOR ELÉCTRICO SISTEMA PCP.	COSTOS DE REPUESTOS (USD)	MANO DE OBRA (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Mantenimiento del motor eléctrico			
Mantenimiento rutinaria cada al año			
Inspeccionar exterior en cojinetes y carcasa. Verificar las condiciones de operación: voltaje, amperaje, ruidos y zumbidos, movimientos axiales del acoplamiento, ajuste de pernos, niveles de vibración en cojinetes y puntos de anclaje. Efectuar limpieza externa del motor. Verificar el aislamiento del motor y de la línea de alimentación, revisar las conexiones de entrada al motor, estado de aislamiento y signos de deterioro en los empalmes. Reemplazar el aceite o grasa de los cojinetes. Verificar los lubricantes, inspeccionar el interruptor principal. Efectuar prueba del motor.	1.200,00		
Hombre hora (Electricista, ayudante)		100,00	
Costo total de mantenimiento con motor eléctrico sistema PCP			2.600,00

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 47: Costos por Consumo de Energía.

SISTEMA	Consumo diario (Mwh/día) USD	Consumo anual (Mwh/año) USD	Consumo total (Mwh) USD	Costo Consumo Total (USD)
Bombeo Mecánico	0,57	208,05	1.768,40	94.611,00
Bombeo por cavidades progresivas	0,45	164,25	1396,1	74.693,00

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 48: Costos por servicios de pozos (Well services - Workover)

SISTEMA	COSTO POR DIA (USD)	PROMEDIO (WELL SERVICES) AL AÑO	# DIAS POR WELL SERVICES	PRECIO TOTAL (USD)
Bombeo Mecánico	15.000,00	4	8	120.000,00
Bombeo por cavidades progresivas	15.000,00	2	6	90.000,00

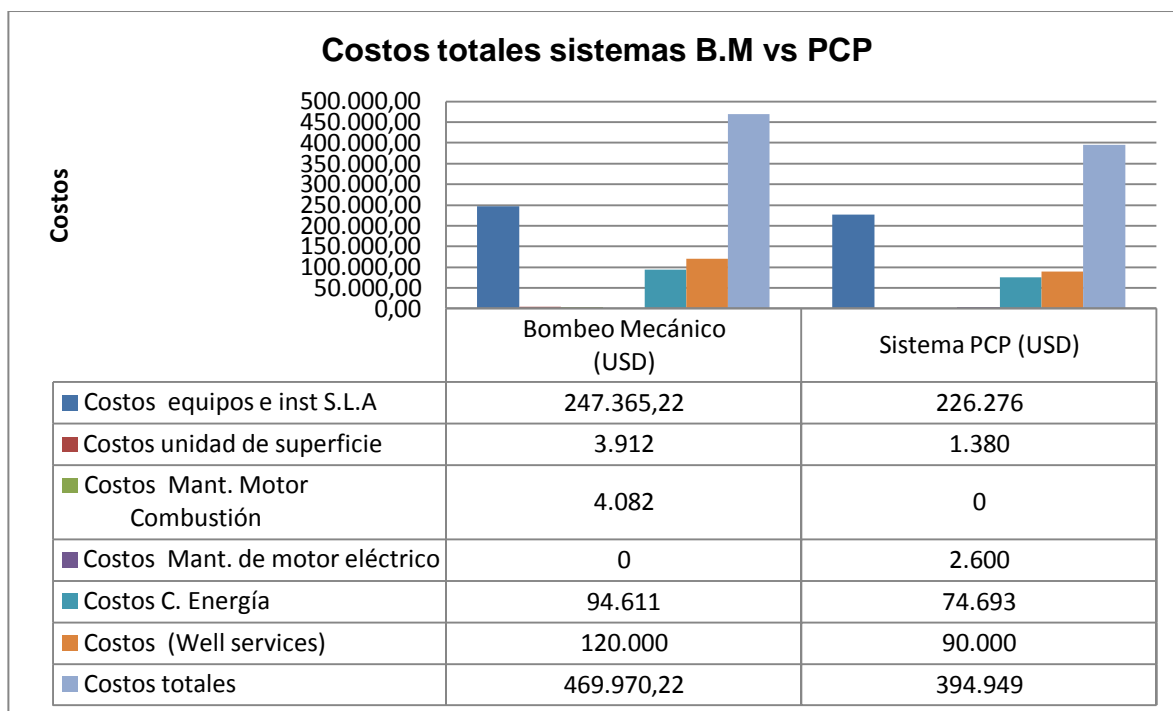
Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Tabla 49: Costos operativos de los sistemas Bombeo Mecánico vs PCP

INDICADORES DE COSTOS		Bombeo Mecánico (USD)	Sistema PCP (USD)	Ahorro por cambio de Sistema (USD)	Ahorro por cambio de Sistema (%)
Costos de equipos e instalación de sistema de levantamiento		247.365,22	226.276	21.089,22	8,6
Costos de mantenimiento de Unidad en superficie	Costos unidad de superficie	3.912	1.380	2.532	50
	Costos de mantenimiento de motor a combustión	4.082	0	1.482	
	Costos de mantenimiento de motor eléctrico	0	2.600		
Costos por consumo de energía		94.611	74.693	19.918	21
Costos por servicios de pozo (Well services)		120.000	90.000	30.000	25
Costos totales		469.970,22	394.949	75.021,22	16
Ahorro en costos a 1 año de operación por cambio de sistema levantamiento a PCP (USD)					75.021,22

Fuente. El autor con la ayuda Departamento de Producción Ecopetrol S.A. –Catálogos Weatherford- LUFKIN

Figura 109: Costos totales sistemas B.M vs PCP



Fuente: El autor

Una vez finalizada el análisis de costos con la información suministrada se puede expresar lo siguiente:

- ✓ Se evidencia un ahorro anual en costos de instalación por cambio al sistema PCP de 21.089,22 USD, equivalente a un 8,6 %.
- ✓ Se evidencia un ahorro anual en costos de mantenimiento en unidades de superficie por cambio al sistema PCP de 4.014 USD, equivalente a un 50%.
- ✓ Se evidencia un ahorro anual en costos por consumo de energía por cambio al sistema PCP de 19.918 USD, equivalente a un 21%.
- ✓ Se evidencia un ahorro en costos por servicios de pozo por cambio al sistema PCP de 19.918 USD, equivalente a un 25%.
- ✓ Por último se presenta un ahorro anual por costos totales de 75.021,22 USD equivalente al 16%.

CONCLUSIONES

Para el pozo Galán 122 los pronósticos de productividad son de alto rendimiento a futuro, para este caso no es viable aplicar la conversión de S.L.A sin antes mitigar los problemas que actualmente afecta la geometría del pozo a causa del arenamiento (producción de arena) el cual conlleva a la reducción de la capacidad productiva del pozo. Así mismo, el sistema propuesto es ideal ante los antecedentes presentes pero las condiciones inherentes al pozo, no hacen posible un aumento viable en la producción y generación de ingresos posteriores.

El sistema de levantamiento artificial PCP por costos operacionales es mucho más rentable donde el sistema de bombeo mecánico resulta más costoso por que presenta muchas fallas a causa del arenamiento que genera una mayor intervención (mantenimiento) en los equipos de este sistema.

Es conveniente antes de realizar una conversión de S.L.A contar con la suficiente información para determinar la viabilidad financiera y realizar trabajos previos como son tomar acciones correctivas de pozo para así reducir el riesgo de pérdidas de la producción en inversiones futuras.

El ahorro anual que representa el sistema PCP en costos operativos, de mantenimiento, consumo de energía y servicio de pozo es considerable evidenciando una disminución porcentual de un 16% a tener en cuenta en caso de implementarse.

El sistema PCP produce menos impacto ambiental por ruido comparado con el sistema B.M, por lo tanto el sistema PCP es más amigable ambientalmente y es más seguro para el personal.

Operar el sistema PCP en pozos desviados complica el diseño, ya que se necesitan accesorios adicionales para evitar el desgaste entre la sarta de varillas y la tubería de producción.

El bombeo por cavidades progresivas es una excelente opción para bombear aceites pesados, medianos también es posible bombear fluidos con altos contenidos de arena, aunque esto implica una reducción en la eficiencia de la bomba además de un daño progresivo del elastómero.

Por obtener un costo inicial menor (para este caso fue considerada la inversión en términos generales con intervenciones y trabajos posteriores) y un gran impacto en el aumento de la productividad de un campo, es aconsejable como primera medida optimizar la producción de los pozos existentes con el análisis nodal, u otro tipo de técnicas que ayuden a un mejor reacondicionamiento del pozo con el fin de encontrar y solucionar los problemas que se presenten.

Es muy importante para determinar el potencial de un campo maduro es reconfirmar las reservas iniciales de hidrocarburos, la cual se facilita con la historia de producción y presión que debe tenerse. Al conocerse el volumen de reservas remanentes se puede hacer una mejor selección del método de levantamiento y los análisis económicos pertinentes. Como fue en este caso lo cual fue no favorable debido a las condiciones críticas (acumulación de sólidos) en fondo del pozo.

RECOMENDACIONES

En el caso de un pozo desviado, revisar la experiencia que se tiene en la utilización de la varilla continua y la varilla convencional para poder hacer un diseño que contenga los costos de operación a corto y a largo plazo. Por ejemplo, como el costo inicial de la varilla continua es mayor que el de la sarta de varillas convencionales, es necesario saber cuánto tiempo se pretende utilizar el sistema (PCP), de acuerdo a esto, podría ser que el costo inicial de la varilla continua, a largo plazo pueda generar menores costos de producción que en el caso de la varilla convencional.

Para este diseño se recomienda la utilización de varillas de 7/8" en el sistema PCP para evitar problemas en la capacidad de transmisión de torque requerido por la bomba, así como los espaciados del rotor y ubicar bien los centralizadores para evitar colapsos al casing.

Se debe tener especial atención en la producción de fluidos con altos contenidos de arena, ya que este tiene gran influencia sobre el desgaste, principalmente en aplicaciones con pozos desviados.

Los resultados teóricos tienden a tener mayor credibilidad cuando son soportados con datos reales de campo.

Se recomienda realizar estudios mediante la tecnología de detección acústica pasiva para determinar mediante un sensor la energía de las partículas de arena cuando impactan contra el interior de la pared de la tubería y así mismo medir la producción de arena en tiempo real.

BIBLIOGRAFÍA

A.L. Podio, Total Well Management II. Universidad de Texas, Austin. SPE 67273. 2001.

AMAZO, Johana. Cálculo y Análisis de la eficiencia del sistema de Bombeo Mecánico en el campo Llanito de la Gerencia regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.

ARAQUE, Kedy. Modelo Geoestadístico basado en objetos para la caracterización de los cuerpos arenosos de la formación Colorado en el campo Llanito Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2009.

API, STANDARD 676. Positive Displacement Pumps – Rotary. Third Edition. Noviembre 2009.

ARTEGA T, Alexis. Manual ABC para servicio técnico en bomba BCP. 2006.

BAUTISTA, Fausto y ROMERO Carlos. Evaluación de la producción del campo Llanito utilizando el Método de Análisis Nodal. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2012.

CAMACHO, Wilmer Jair y SANTAMARÍA, Juan Alid. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galán, Gala y Llanito con Sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.

DIAZ, Jennifer y MARTINEZ, Miguel. Evaluación de los principales problemas de producción del Campo Llanito de ECOPETROL S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2009.

E. Guerra and A. Sanchez. Field Implementation Experience with Metal PCP Technology in Cuban Heavy Oil Fields. SPE 120645. 2009.

ESTÉVEZ LIZARAZO, José Alexander y Otros. Aseguramiento de Integridad en Pozos de Producción de la Superintendencia de Operaciones Central de la Gerencia Región Central de ECOPETROL S.A. Empresa ECOPETROL S.A. 2010.

ECOPETROL S.A. Base de datos Departamento de Ingeniería de Producción y confiabilidad de Mares –Campo Llanito. El centro. 2012.

GEREMIA, Pumps. Catalogo Técnico. Bombas de desplazamiento positivo. Brasil. 2012.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. Oil Production.net. Versión 2008 V1.

K.J.Saveth and S.T. Klein, Robbins & Myers Inc. The Progressing Cavity Pump: Principle and Capabilities. Oklahoma. SPE 18873. Marzo 1989.

L. He, and C. Gang. The Successful Application of 2000 PCP Wells in Daqing Oilfield. PetroChina. IPTC 10032. 2005.

L.J. Dunn, C.M. Matthews and T.A. Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production. SPE 30271. 1995.

LUFKIN Industries Inc, Conventional & Reverse mark pumping units. Texas. 2009.

LUFKIN, Oilfield Products Group. Catalog General. Texas. 2009.

MILANO BRUZCO, Emir José. Mejoramiento de los planes de Mantenimiento Preventivo de los equipos del área de control de sólidos de una Empresa de servicios petroleros. Universidad de oriente. Barcelona, junio de 2004.

NETZSCH, Oilfield Products GmbH Manual de de sistemas PCP. Edición Especial. Julio 2004.

NORRIS, Company. Informe Especial. Análisis de las fallas de las varillas de bombeo. EE.UU2007.

OIL PRODUCTION.NET. Diseño básico y selección PC pump. Manual. Marzo 2009.

P.G. Carvalho. Control PCP – An Intelligent System for Progressing Cavity Pumps. SPE 63048. 2000.

PÁRTIDAS, Héctor. Bombeo mecánico, optimización, diagnóstico y operación. ESP OIL. Anzoátegui- Venezuela. Noviembre 2003.

PDVSA, Instituto de Desarrollo profesional y Técnico. Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico. CIED 2001.

PIAMONTE, Natalia y GUTIERREZ, Jahir. Estudio integrado de producción para la optimización de Campo Galán, operado por ECOPETROL S.A. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2011.

RICO, Naydú. Estudio de Prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible con Cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de ECOPETROL S.A. Bucaramanga. 2012.

ROBLES, Jorge. Design and Application of Charge PCP Systems in High GVF Heavy Oil Wells. SPE 153038. 2011

SANCHEZ, Estalin. Bombeo de Cavidad Progresiva para operadores/Ingenieros. Manual de Operaciones. 2009.

S.D, Joshi. Cost/Benefits of Horizontal Wells. Joshi Technologies International, Inc. SPE 83621. 2003.

SERTECPET, Soluciones integrales energéticas. Manual para operaciones de campo. Abril 2010.

THETA, Enterprises. Entrenamiento levantamiento artificial. Optimización Bombeo Mecánico. 2008.

WEATHERFORD, Artificial Lift Systems. Progressing Cavity Pumping Systems. Geremia PC pumps. 2012.

WEATHERFORD, Artificial Lift Systems. Progressing Cavity Pump Manual. General Information. Version 1.1.

WEATHERFORD, Artificial Lift Systems. GEREMIA Progressing Cavity Pumps. Specifications and Capacities. 2012.

WEATHERFORD, Bombas de Cavidad Progresiva. Especificaciones y Capacidades. Versión 1.6.

WEATHERFORD, The Lift Experts. Optimización de Producción para Sistemas de levantamiento artificial. 2012.

WEATHERFORD, The Lift Experts. Sucker Rods. Choices in technology for your sucker-rod needs. 2012.

ANEXOS

ANEXO 1: Comparación entre S.L.A Bombeo Mecánico y PCP para diferentes condiciones de producción.

Forma de levantamiento	Bombeo Mecánico	Bombeo de Cavidad progresiva (BCP/PCP).
Profundidad operativa máxima,	16000	12000
TVD (pies/m)	4878	3658
Volumen operativo máximo (BFPD)	6000	4500
Temperatura operativa máxima (SDgrF/SDgrD)	550° 288°	250° 121°
Manejo de Corrosión	Buena a excelente	Aceptable
Manejo de gas	Aceptable a buena	Buena
Manejo de sólidos	Aceptable a buena	Excelente
Gravedad de fluido (SDgrAPI)	> 8	< 40
Mantenimiento	Equipo de reacondicionamiento o servicio de pozo	
Motor	Gas o eléctrico	
Aplicación offshore	Limitado	Limitado
Eficiencia del sistema	45 a 60 %	50 a 75 %

Fuente. Weatherford- Optimización de producción para S.L.A. 2012

ANEXO 2: Comparación entre S.L.A Bombeo Mecánico y PCP diferentes parámetros de costos y operación.

Parámetros	Bombeo Mecánico	PCP
Costos		
Operacionales	Alto	Moderado
Capital inicial	Medio	Medio
Operación		
Instalación	Con rig	Con rig
Frecuencia de Workover	Alto	Moderada
Frecuencia de paradas	Baja	Moderada
Tiempo de vida útil, año/pozo	Muy bajo	Medio
Operación por Wireline	Imposible	Difícil

Fuente. Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros. Edison Gil y Alexander Chamorro. IHS Inc.

ANEXO 3: Matriz resultados con valores reales de los campos Galán y Gala.

Campo Galán				Campo Gala			
Pozos Galán	Q _L	IP	IFF	Pozos Gala	Q _L	IP	IFF
1J	248	---	---	6	203	0.30	0,228
2J	210	---	---	9	77	0,04	0,233
71	161	0,36	---	10	175	0,12	0,243
74	60	---	---	11	230	0,26	1,395
77	106	0,19	---	16	100	0.13	0,291
79	60	---	0,730	30	610	0.31	---
80	65	0,12	0,000	32	200	0.17	---
122	66	0.07	1,700	CAR-2	158	0,12	0,436
123	70	---	0,876	CAR-3	420	0,42	0,231
124	130	0,16	0,644	CAR-4	240	0,18	0,903
133	73	0,07	0,270	CAR-6	110	0,07	0,604
134	65	0,06	0,291	CAR-7	310	---	---
135	84	0,08	0,293	CAR-9	135	0,09	---
136	82	0,21	0,000	CAR-10	85	0,16	---
137ST3	120	0,11	---	CAR-12	151	0,09	0,412
				CAR-14	260	0,5	---
				CAR-15	155	0,16	---
				CAR-16	156	0,19	---

Fuente. Autor- – Información tomada del Activo Llanito- Ecopetrol

ANEXO 4: Matriz resultados con valores reales de los campos Llanito y Llanito 3

Campo Llanito				Campo Llanito 3			
Pozos Llanito	Q _L	IP	IFF	Pozos Llanito 3	Q _L	IP	IFF
23	76	0,02	0,22	9	90	0,63	0,669
25	232	0,28	0,62	11	105	0,22	---
36	155	0,09	0,22	18	450	0,19	0,444
39	75	0,10	0,23	21	66	0,66	---
75	460	---	0,56	44	131	0,16	---
86	108	---	---	45	98	0,05	---
93	290	0,18	0,72	81	100	---	0,226
95	233	0,12	0,22	91	75	0,23	0,000
98	220	0,34	0,76	97	65	0,03	1,271
101	80	0,59	---	99	270	---	0,233
108	85	0,06	0,86	103	60	0,02	---
111	229	1,21	0,23	104	250	0,33	0,000
112	120	0,07	0,00	105	160	0,24	0,226
113	60	0,05	0,22	107	116	0,15	0,232
114	86	0,09	0,23	121	230	0,13	0,000
118	82	0,05	0,00	125	300	0,99	0,410
119	93	0,10	---	126	78	0,04	0,000
122	270	0,13	0,55	130	91	0,04	---
123	130	0,06	0,00	132	160	0,22	---
127	113	0,04	0,35	Gala 8	180	---	1,237
128	322	0,14	0,00	Gala 14	90	---	0,244
129	260	0,19	---	Gala 1N	457	---	0,924
131	70	0,05	---				

Fuente. Autor – Información tomada del Activo Llanito- Ecopetrol

ANEXO 5: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Llanito.

Pozos Llanito	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Activos 2012	Act. Año 2008	Act Año 2009	Act Año 2010	Act Año 2011	Act. Año 2012	Total fallas	Total tiempo Activo	Falla/Total Años
23	361	349	363	260	333	0,989	0,956	0,995	0,712	0,923	1	4,575	0,22
25	---	---	111	280	195	---	---	0,304	0,767	0,534	1	1,605	0,62
36	344	337	358	282	330	0,942	0,923	0,981	0,773	0,904	1	4,523	0,22
39	361	223	363	302	312	0,989	0,611	0,995	0,827	0,854	1	4,276	0,23
57	350	275	337	302	316	0,959	0,753	0,923	0,827	0,865	1	4,327	0,23
69	330	302	361	304	324	0,904	0,827	0,989	0,833	0,887	1	4,44	0,23
75	351	323	314	302	322	0,962	0,885	0,860	0,827	---	2	3,534	0,56
84	361	320	330	302	328	0,989	0,887	0,904	0,827	0,898	---	4,505	---
86	340	335	315	300	305	0,931	0,917	0,863	0,821	0,835	---	4,367	---
93	286	323	331	282	305	0,784	0,885	0,907	0,773	0,835	3	4,184	0,72
94	344	223	314	253	283	0,942	0,611	0,860	0,693	0,775	2	3,881	0,52
95	351	315	361	302	332	0,962	0,863	0,989	0,827	0,909	1	4,550	0,22
98	274	314	304	259	287	0,751	0,860	0,833	0,710	0,786	3	3,940	0,76
101	356	353	362	298	342	0,975	0,967	0,992	0,816	0,936	---	4,686	---
108	110	265	352	291	254	0,301	0,726	0,964	0,797	0,695	3	3,483	0,86
109	335	315	280	276	301	0,918	0,863	0,767	0,756	0,824	2	4,128	0,48
111	249	349	363	302	315	0,682	0,956	0,995	0,827	0,863	1	4,323	0,23
112	297	347	362	272	320	0,814	0,951	0,992	0,745	0,876	0	4,378	0,00
113	358	321	356	302	334	0,981	0,879	0,975	0,827	0,915	1	4,577	0,22
114	346	299	346	280	318	0,948	0,819	0,948	0,767	0,871	1	4,353	0,23
117	355	284	221	197	264	0,973	0,778	0,605	0,540	0,723	4	3,619	1,11
118	315	321	352	262	313	0,863	0,879	0,964	0,718	0,857	0	4,281	0,00
119	133	350	349	293	281	0,364	0,959	0,956	0,803	0,769	---	3,851	---
120	76	224	338	303	235	0,208	0,614	0,926	0,830	0,643	1	3,221	0,31
122	160	297	335	275	267	0,438	0,814	0,918	0,753	0,731	2	3,654	0,55
123	165	330	336	281	278	0,452	0,904	0,921	0,770	0,761	0	3,808	0,00
127	---	242	326	218	262	---	0,663	0,893	0,597	0,717	1	2,870	0,35
128	---	159	334	283	259	---	0,436	0,915	0,775	0,709	0	2,835	0,00
129	---	74	358	300	244	---	0,203	0,981	0,822	0,668	---	2,674	---
131	---	56	361	277	231	---	0,153	0,989	0,759	0,632	---	2,533	---
134	---	85	328	265	226	---	0,233	0,899	0,726	0,619	0	2,447	0,00

Fuente. El autor – Datos tomados de reportes de fallas- Dpto de Ingeniería de Producción- Ecopetrol S.A.

ANEXO 6: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Llanito 3.

Pozos Llanito	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Activos 2012	Act. Año 2008	Act Año 2009	Act Año 2010	Act Año 2011	Act. Año 2012	Total fallas	Total tiempo Activo	Falla/Total Años
9	361	282	364	303	328	0,989	0,772	0,997	0,830	0,899	3	4,487	0,669
11	360	329	344	302	334	0,986	0,901	0,942	0,827	0,915	---	4,571	---
18	360	334	331	289	329	0,986	0,915	0,907	0,792	0,901	2	4,501	0,444
21	358	349	364	274	336	0,980	0,956	0,997	0,751	0,921	---	4,605	---
29	0	0	0	171	214	0,000	0,000	0,000	0,468	0,586	---	1,054	---
44	---	---	---	275	344	---	---	---	0,753	0,942	---	1,695	---
45	---	---	143	228	231	---	---	0,392	0,625	0,633	---	1,650	---
77	0	0	186	270	285	0,000	0,000	0,510	0,740	0,781	---	2,031	---
81	321	335	340	295	323	0,879	0,918	0,932	0,808	0,885	1	4,422	0,226
91	338	324	363	303	332	0,926	0,888	0,995	0,830	0,910	0	4,549	0,000
97	317	350	262	219	287	0,868	0,959	0,718	0,600	0,786	5	3,931	1,271
99	326	336	322	272	314	0,868	0,920	0,882	0,745	0,860	1	4,275	0,233
102	262	261	245	256	256	0,717	0,715	0,671	0,701	0,701	8	3,505	2,282
103	279	349	349	225	301	0,764	0,956	0,956	0,616	0,825	---	4,117	---
104	337	190	250	157	234	0,923	0,521	0,685	0,430	0,641	0	3,200	0,000
105	347	297	345	302	323	0,950	0,814	0,945	0,827	0,885	1	4,421	0,226
107	332	319	332	277	315	0,910	0,874	0,910	0,759	0,863	1	4,316	0,232
115	335	347	360	303	336	0,917	0,951	0,986	0,830	0,921	2	4,605	0,434
116	324	347	342	238	313	0,887	0,951	0,937	0,652	0,857	1	4,284	0,233
121	108	301	309	301	255	0,295	0,825	0,847	0,825	0,699	0	3,491	0,000
124	79	310	356	300	261	0,216	0,850	0,975	0,822	0,715	---	3,578	---
125	---	22	347	299	223	---	0,060	0,951	0,819	0,611	1	2,441	0,410
126	---	104	311	188	201	---	0,285	0,852	0,515	0,551	0	2,203	0,000
130	---	184	334	302	273	---	0,504	0,915	0,827	0,748	---	2,994	---
132	---	54	353	299	235	---	0,148	0,967	0,819	0,644	---	2,578	---
133	---	77	338	240	218	---	0,211	0,926	0,658	0,597	1	2,392	0,418
GALA 8	294	302	294	286	300	0,805	0,827	0,805	0,784	0,822	5	4,043	1,237
GALA 12	320	343	300	283	312	0,876	0,940	0,822	0,775	0,855	1	4,268	0,234
GALA 13	228	322	330	300	295	0,624	0,882	0,904	0,822	0,808	0	4,042	0,000
GALA 14	252	343	308	292	299	0,690	0,940	0,844	0,800	0,820	1	4,094	0,244
GALA 15	149	224	311	288	243	0,408	0,614	0,852	0,790	0,666	0	3,330	0,000
GALA 17	98	283	300	290	271	0,268	0,775	0,822	0,795	0,742	1	3,402	0,294
GALA 1N	361	310	309	283	316	0,989	0,850	0,847	0,775	0,866	4	4,327	0,924
YUMA 1	247	50	186	303	197	0,677	0,140	0,510	0,830	0,540	1	2,697	0,371

Fuente. El autor- Datos tomados de Reporte de fallas- Dpto de Ingeniería de Producción- Ecopetrol S.A.

ANEXO 7: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Gala.

Pozos Gala	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Activos 2012	Act. Año 2008	Act Año 2009	Act Año 2010	Act Año 2011	Act. Año 2012	Total fallas	Total tiempo Activo	Falla/Total Años
1	342	267	332	282	306	0,937	0,732	0,910	0,773	0,887	1	4,239	0,236
2	350	252	79	115	199	0,959	0,690	0,216	0,315	0,545	4	2,725	1,477
6	335	314	352	282	321	0,918	0,860	0,964	0,773	0,879	1	4,394	0,228
9	305	345	318	284	313	0,836	0,945	0,871	0,778	0,857	1	4,287	0,233
10	343	297	336	224	300	0,940	0,814	0,921	0,614	0,822	1	4,111	0,243
11	349	309	341	259	315	0,958	0,847	0,934	0,710	0,863	6	4,302	1,395
16	46	343	315	301	251	0,126	0,940	0,863	0,825	0,688	1	3,442	0,291
27	---	---	---	292	286	---	---	---	0,800	0,784	---	0,792	---
29	---	---	296	306	301	---	---	0,811	0,838	0,825	---	2,474	---
30	---	---	312	278	295	---	---	0,855	0,762	0,808	---	2,425	---
32	---	---	343	303	323	---	---	0,940	0,830	0,885	---	2,477	---
33	---	---	213	303	258	---	---	0,584	0,830	0,707	---	2,121	---
CAR-1	224	332	362	290	302	0,614	0,910	0,992	0,795	0,828	2	4,139	0,483
CAR-1N	257	351	360	285	313	0,704	0,962	0,986	0,781	0,858	---	4,291	---
CAR-2	355	347	337	300	335	0,973	0,951	0,923	0,822	0,918	2	4,587	0,436
CAR-3	353	288	349	276	317	0,967	0,789	0,956	0,756	0,868	1	4,336	0,231
CAR-4	342	333	332	286	323	0,937	0,912	0,910	0,784	0,885	4	4,428	0,903
CAR-5	188	356	344	293	295	0,515	0,975	0,942	0,803	0,808	1	4,043	0,247
CAR-6	---	---	120	283	202	---	---	0,329	0,775	0,553	1	1,657	0,604
CAR-7	---	---	70	298	310	---	---	0,192	0,816	0,841	---	1,849	---
CAR-8	---	---	206	288	336	---	---	0,564	0,789	0,920	1	2,273	0,434
CAR-9	---	---	86	297	311	---	---	0,236	0,814	0,852	---	1,901	---
CAR-10	---	---	3	283	346	---	---	0,008	0,775	0,948	---	1,731	---
CAR-12	---	---	273	275	338	---	---	0,748	0,753	0,926	1	2,427	0,412
CAR-13	---	---	53	246	352	---	---	0,145	0,674	0,964	0	1,783	0,000
CAR-14	---	---	241	301	331	---	---	0,660	0,825	0,906	---	2,366	---
CAR-15	---	---	21	299	324	---	---	0,058	0,819	0,887	---	1,764	---
CAR-16	---	---	21	295	337	---	---	0,058	0,808	0,923	---	1,789	---

Fuente. El autor - Datos tomados de Reportes de fallas- Dpto de Ingeniería de Producción- Ecopetrol

ANEXO 8: Matriz del tiempo real y frecuencia de fallas para el campo Galán.

Pozos Galán	Activos 2008	Activos 2009	Activos 2010	Activos 2011	Activos 2012	Act. Año 2008	Act Año 2009	Act Año 2010	Act Año 2011	Act. Año 2012	Total fallas	Total tiempo Activo	Falla/Total Años
1J	---	---	---	178	223	---	---	---	0,487	0,610	---	1,097	---
2J	---	---	---	128	183	---	---	---	0,351	0,501	---	0,426	---
21	364	357	364	302	347	0,997	0,978	0,997	0,827	0,950	---	4,749	---
68	364	357	327	304	338	0,997	0,978	0,896	0,833	0,926	---	4,630	---
71	361	300	362	266	322	0,989	0,822	0,992	0,729	0,882	---	4,414	---
74	342	307	360	303	328	0,937	0,841	0,986	0,830	0,898	---	4,498	---
76	278	213	337	282	277	0,762	0,584	0,923	0,772	0,758	---	3,799	---
77	343	344	356	282	331	0,931	0,942	0,975	0,772	0,906	0	4,378	0,000
79	0	100	359	290	250	0,000	0,274	0,983	0,794	0,685	2	2,736	0,730
80	319	316	301	100	259	0,874	0,866	0,825	0,274	0,709	0	3,548	0,000
85	300	351	152	154	239	0,822	0,962	0,416	0,422	0,655	0	3,277	0,000
122	321	248	232	229	258	0,879	0,679	0,636	0,627	0,707	6	3,528	1,700
123	323	192	291	193	250	0,885	0,526	0,797	0,529	0,685	3	3,422	0,876
124	---	205	343	302	283	---	0,562	0,939	0,827	0,775	2	3,103	0,644
125	159	194	304	303	240	0,436	0,532	0,832	0,830	0,657	1	3,287	0,304
130	0	296	232	215	248	0,000	0,812	0,636	0,679	0,679	---	2,806	---
133	163	314	333	270	270	0,447	0,860	0,912	0,739	0,739	1	3,697	0,270
134	172	262	271	296	250	0,474	0,718	0,742	0,811	0,685	1	3,430	0,291
135	200	224	315	256	249	0,548	0,614	0,863	0,701	0,682	1	3,408	0,293
136	360	353	293	277	321	0,986	0,614	0,803	0,758	0,879	0	4,040	0,000
137ST3	48	293	275	285	225	0,131	0,805	0,753	0,780	0,616	---	3,085	---
139	---	279	310	279	289	---	0,764	0,849	0,764	0,792	4	3,169	1,262
140	0	324	325	303	317	0,000	0,888	0,890	0,830	0,868	1	3,476	0,287
SS-15	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0	---	---

Fuente. El autor – Datos tomados de Reportes de fallas- Dpto de Ingeniería de Producción- Ecopetrol

** La convención (---) indica que no se posee información de fluido y fallas, esto aplica para las 4 tablas anteriores.

ANEXO 9: Datos de Potenciales del pozo Galán 122.

UNIQUEID	Pozo	DATE	BFPD	BSW	BOPD	SPM	LS	Hz
GALN0122:B	GALAN 122	01/01/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/02/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/03/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/04/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/05/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/06/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/07/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/08/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/09/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/10/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/11/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/12/2003	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/01/2004	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/02/2004	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/03/2004	85	36	54,4	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/04/2004	100	36	27,9	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/05/2004	100	36	27,9	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/06/2004	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/07/2004	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/08/2004	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/09/2004	34	42,215	19,6469	0	0	0
GALN0122:B	GALAN 122	01/10/2004	34	42,215	19,6469	0	0	0

Fuente: Departamento de producción ECOPETROL S.A.

ANEXO 10: Documento Macrodinason para Wesems Beta- Ecopetrol S.A.

DINASON SOM nov 2012 - Microsoft Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
	POZO	FECHA	SUMERG EFFECT	TOP_LEV EL	INTAKE BOMBA (FT)	TOPE PERFOR	% LIQ	NIVEL (FT)	SUMERG TOTAL	LIQUID_LE VEL	TIEMPO NIVEL (SEG)	THP (PSI)	CHP (PSI)	FLUJO GAS (MSCF)	PPRL	MPRL	LLENADO BOMBA	DESPLAZ BOMBA (BBL/C)	STROKES POR MIN	DIAM BOMBA (IN)
231	GALN0122	23/10/2012	1044	1044	5434	5755.00	100	4390	1044	4389.62	6426	150	87.3	0	16412	7945	98.40	100.4	5.471,00	1500
446	GALN0122	13/10/2012	973	973	5434	5755.00	100	4461	973	4460.76	6541	120	80.5	0	16694	7853	97.18	100.4	5.455,00	1500
616	GALN0122	05/10/2012	1034	1034	5434	5755.00	100	4400	1034	4399.65	6.44	150	62.9	0	16729	7849	97.00	99.4	5.455,00	1500
902	GALN0122	09/19/12 - 08:32	1048	1048	5434	5755.00	100	4386	1048	4385.78	6442	200	67.3	0	16895	7758	96.94	99.1	5.455,00	1500
1050	GALN0122	09/05/12 - 10:23	1191	1191	5434	5755.00	100	4243	1191	4243.16	6.21	220	36.3	0	16873	7538	97.38	99.6	5.438,00	1500
1167	GALN0122	08/26/12	1205	1205	5434	5755.00	100	4229	1205	4229.26	6212	130	31.1	1	16726	7988		99.3	5.438,00	1500
1268	GALN0122	08/20/12	1224	1224	5434	5755.00	100	4210	1224	4210.33	6172	150	25.2	0	16717	7707	94.43	97.7	5.455,00	1500
1478	GALN0122	07/27/12 - 08:29	1332	1332	5434	5755.00	100	4102	1332	4102.16	6007	190	17.7	0	16369	7803	97.84	102.2	5.471,00	1500
1647	GALN0122	07/20/12 - 08:53	1275	1275	5434	5755.00	97	4159	1312	4121.96	6.036	150	22	2	16480	7823	97.88	105	5.455	1,5
1648	GALN0122	07/20/12 - 08:53	1275	1275	5434	5755.00	97	4159	1312	4121.96	6036	150	22.0	2	16558	8043	96.91	99.8	5.471,00	1500
1827	GALN0122	07/14/12 - 09:39	1379	1379	5516	5755.00	100	4137	1379	4136.86	6019	150	18.4	0	16077	8002	99.29	108.9	5.471,00	1500
2158	GALN0122	07/02/12 - 08:23	1419	1419	5434	5755.00	100	4015	1419	4015.4	5.869	150	16.4	0	16405	8514		102.8	5.455	1,5
2370	GALN0122	06/24/12 - 10:47	1491	1491	5434	5755.00	100	3943	1491	3942.56	5.718	220	6.9	0	16056	8129		105.6	5.455	1,5
2493	GALN0122	06/20/12 - 12:53	1577	1577	5434	5755.00	100	3857	1577	3857.17	5.593	220	3.8	0	16202					1,5
2494	GALN0122	06/20/12 - 12:53	1659	1659	5516	5755.00	100	3857	1659	3857.17	5593	220	3.8	0	16202	8129		105.6	5.455,00	1500
2495	GALN0122	06/20/12 - 12:53	1659	1659	5516	5755.00	100	3857	1659	3857.17	5593	220	3.8	0	16202	8129		105.6	5.455,00	1500
2691	GALN0122	08/10/2012	1300	1300	5434	5755.00	100	4134	1300	4134.29	6036	200	21.4	0	16700	7415	99.08	105.5	5.455,00	1500
3023	GALN0122	31/03/2012	1441	1441	5479	5755.00	100	4038	1441	4037.75	5.812	220	1.8	0						
3361	GALN0122	13/03/2012	1120	1120	5479	5755.00	100	4359	1120	4359.28	6.349	0	55	0						
3513	GALN0122	07/03/2012	987	987	5479	5755.00	100	4492	987	4491.56	6.615	200	55.2	0						
3628	GALN0122	01/03/2012	1058	1058	5479	5755.00	100	4421	1058	4421.24	6.455	140	43.4	0						
3786	GALN0122	21/02/2012	1352	1352	5479	5755.00	100	4127	1352	4127.13	6.025	250	21.5	0						
3839	GALN0122	18/02/2012	1388	1388	5479	5755.00	100	4091	1388	4090.82	5.972	250	18.9	0						
4018	GALN0122	09/02/2012	1472	1472	5479	5755.00	100	4007	1472	4007.25	5.85	240	12.6	0						
4408	GALN0122	21/04/2012	1618	1618	5479	5755.00	100	3924	1618	3923.59	5.593	210	13.9	0						

DINASON

Listo Se encontraron 316 de 34081 registros

Fuente: ECOPETROL S.A. Base de datos Superintendencia de Operaciones de Mares- Regional Magdalena Medio. El centro. Barrancabermeja. 2012

ANEXO 11: CORRELACIONES UTILIZADAS EN EL MODELO DE FLUIDO SIMULADO.

1. Correlación de Vázquez y Beggs: Esta correlación fue obtenida a partir de 3143 puntos de datos, en la tabla D1, presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Vázquez & Beggs reportan un error promedio de -7.54% para la correlación.

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left(\frac{p}{p_b}\right)^m$$

Donde, $m = 2.6 p^{1.187} * \exp(-11.513 - 8.98 * 10^{-5} p)$

Tabla 50: Rango de los datos para la Correlación de VÁZQUEZ, M.E y BEGG, H.D

Rango de los datos para la Correlación de VÁZQUEZ, M.E y BEGG, H.D	
Presión, Ipca	141 - 9515
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	9.3 - 2199
Factor Volumétrico del petróleo, BY/BN	1.066 – 2.226
Gravedad específica del gas, (aire =1)	0.511 – 1.351
Gravedad del petróleo, °API	15.3 – 59.5
Viscosidad, cp	0.117 - 148

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T.

2. Correlación de Beggs, H.D & Robinson, J.R: La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 10^m - 1$$

Donde,

$$x: y * T^{-1.163}$$

$$y: 10^z$$

$$z: 3.0324 - 0.02023 y \text{ API}$$

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y μ , cp

T : Temperatura del yacimiento, °F

Un total de 460 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución obtenidos de 600 extras diferentes de crudos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La tabla D2 presenta el

rango de estos datos. Beggs y Robinson reportaron un error promedio de - 0.64% con una desviación estándar de 13.53% entre las viscosidades medidas y calculadas con la correlación.

Tabla 51: Rango de los datos para la Correlación de BEGG, H.D & ROBINSON, J.R

Rango de los datos para la Correlación de BEGG, H.D & ROBINSON, J.R	
Presión, lpcá	15 - 5265
Temperatura, °F	70 - 295
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	20 - 2070
Gravedad del petróleo, °API	16 - 58

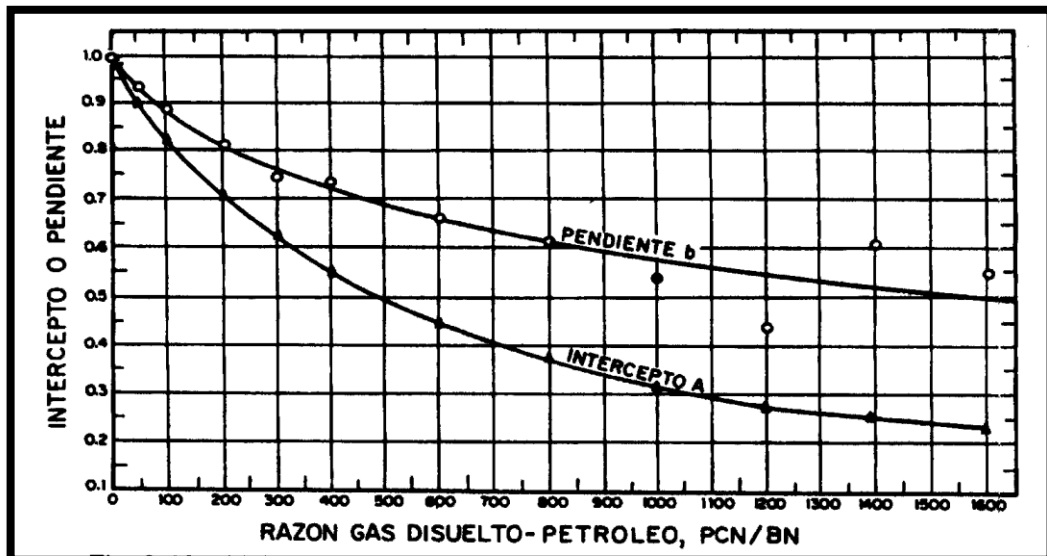
Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T.

3. Correlación de Chew, J.N & Connally, C.A: Esta correlación se presenta en la figura D1 donde puede utilizarse la siguiente ecuación:

$$\mu_{ob} = A * (\mu_{od})^b$$

Donde A y b son funciones de Rs, tal como se indica en la figura D1:

Figura 110. Valores del intercepto A y pendiente b utilizados en la correlación de Chew & Connally.



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T.

Tabla 52: Valores del intercepto y pendiente en función de la solubilidad

Valores del intercepto y pendiente en función de la solubilidad		
Rs, PCN/BN	Intercepto A	Pendiente b
0	1.000	1.000
50	0.898	0.931
100	0.820	0.884
200	0.703	0.811
300	0.621	0.761
400	0.550	0.721
600	0.447	0.660
800	0.373	0.615
1000	0.312	0.578
1200	0.273	0.548
1400	0.251	0.522
1600	0.234	0.498

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T.


En el desarrollo de esta correlación se utilizó un total de 457 muestras de crudos de Canadá, Estados Unidos y Sur América. La tabla D4: presenta el rango de estos datos.

Tabla 53: Rango de los datos para la Correlación de CHEW, J.N & CONALLY, C.A.

Rango de los datos para la Correlación de CHEW, J.N & CONALLY, C.A	
Presión de Burbuja, lpca	132- 5645
Temperatura, °F	72 -292
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	51 - 3544
Viscosidad del petróleo muerto, cp	0.377 - 50

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T.

ANEXO 12: Sistema de bombeo por cavidades progresivas – Geremia PC Pumps.



Weatherford®
Artificial Lift Systems

PROGRESSING CAVITY PUMPING SYSTEMS

Geremia® PC Pumps

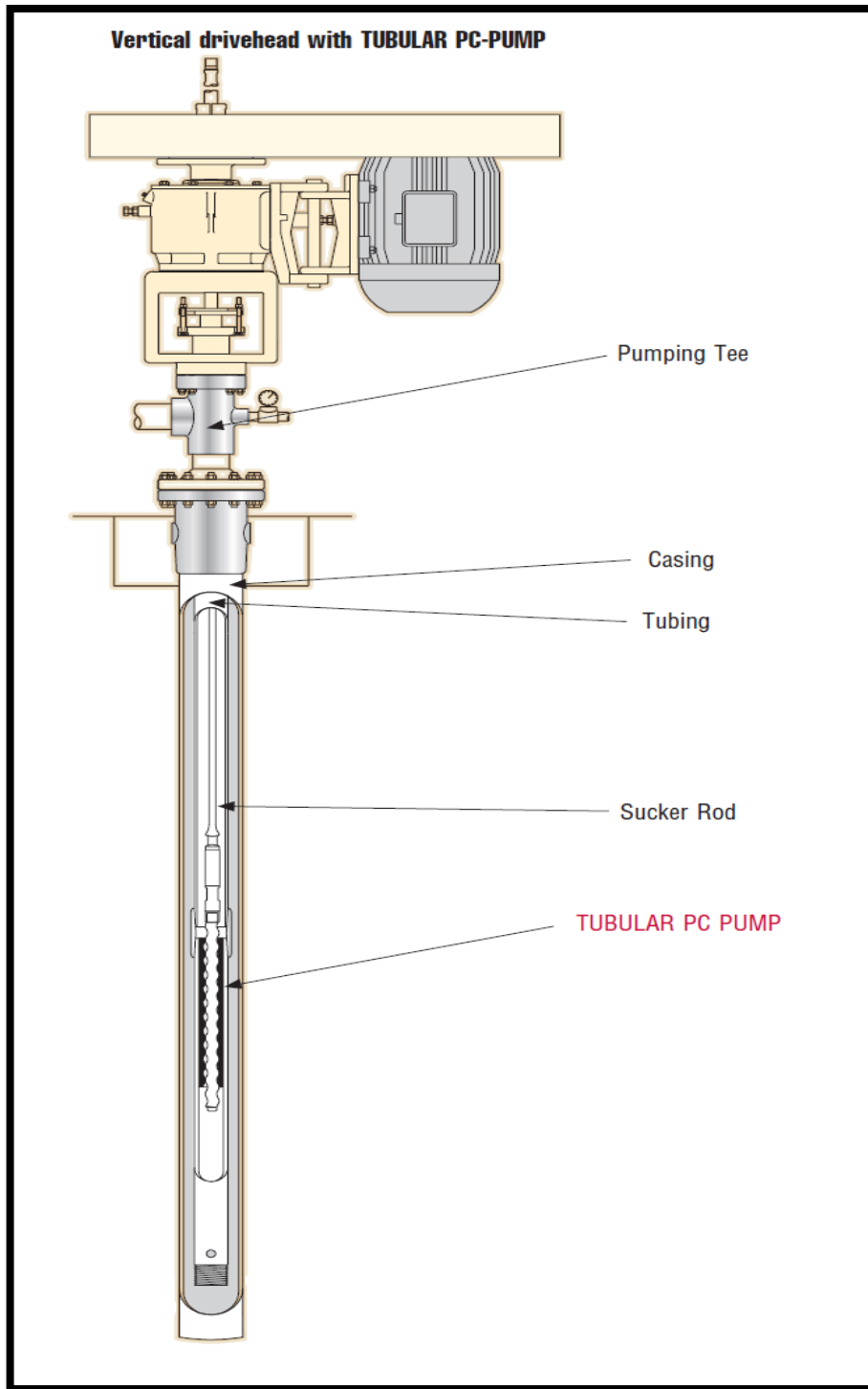
Displacement & Lift Capacities											
PC Pump				Displacement		Lift Capacity		Standard Rotor OD		Stator OD	
Metric	Previous Name	Style	Type*	m ³ /d/100 rpm	BPD/100 rpm	Metres	Feet	mm	inches	mm	inches
1-600	9GP-20	1:2	C	1	7	600	2000	24	0.95	60.3	2.37
1-1000	14GP-20					1000	3300				
1-1200	18GP-20					1200	4000				
2-2000	28.20-60	1:2	C	2	12	2000	6600	26	1.02	60.3	2.37
3-600	9.20-100	1:2	C	3	20	600	2000	26	1.02	60.3	2.37
3-1000	14.20-100					1000	3300				
3-1200	18.20-80					1200	4000				
4-2000	28.25-125	1:2	C	4	25	2000	6600	32.5	1.28	60.3	2.37
5-600	9GP-30	1:2	C	5	32	600	2000	36	1.42	73	2.87
5-1000	14GP-30					1000	3300				
5-1200	18GP-30					1200	4000				
5-1200	18.25-150	1:2	C	5	32	1200	4000	32.5	1.28	60.3	2.37
7-600	9.25-200	1:2	C	7	44	600	2000	32.5	1.28	60.3	2.37
7-1000	14.25-200					1000	3300				
11-600	9GP-40					600	2000				
11-1000	14GP-40	1:2	C	11	69	1000	3300	48	1.89	88.9	3.5
11-1200	18GP-40					1200	4000				
11-2000	28.35-300					2000	6600				
14-1200	18.35-400	1:2	C	14	88	1200	4000	43	1.69	73	2.87
17-2000	28.40-500	1:2	C	17	107	2000	6600	3.5	2.05	88.9	3.5
18-600	9.35-500	1:2	C	18	113	600	2000	43	1.69	73	2.87
18-1000	14.35-500					1000	3300				
22-1200	18.40-600					1200	4000				
24-2000	29.45-700	1:2	C	24	151	2000	6600	58.5	2.30	101.6	4
28-600	9.40-800	1:2	C	28	176	600	2000	52	2.05	88.9	3.5
28-1000	14.40-800					1000	3300				
41-600	9.45-1200					600	2000				
41-1000	14.45-1200	1:2	C	41	258	1000	3300	59	2.32	101.6	4
41-1700	24.40-1200	1:2	C	41	258	1700	5600	60	2.36	101.6	4
41-2200	32.40-1200					2200	7200				
41-2800	40.40-1200					2800	9200				
54-600	9.50-1700	1:2	C	54	340	600	2000	65	2.56	101.6	4
55-1200	18.40-1500	1:2	C	55	346	1200	4000	60	2.36	101.6	4
69-1200	14.40-2100	1:2	C	69	434	1000	3300	60	2.36	101.6	4
69-1400	20.40-2100					1400	4600				
82-800	11.40-2500					800	2650				
82-1500	22.40-2500	1:2	C	82	516	1500	4950	60	2.36	101.6	4

*Type C = Conventional Pump

Chart continued on back

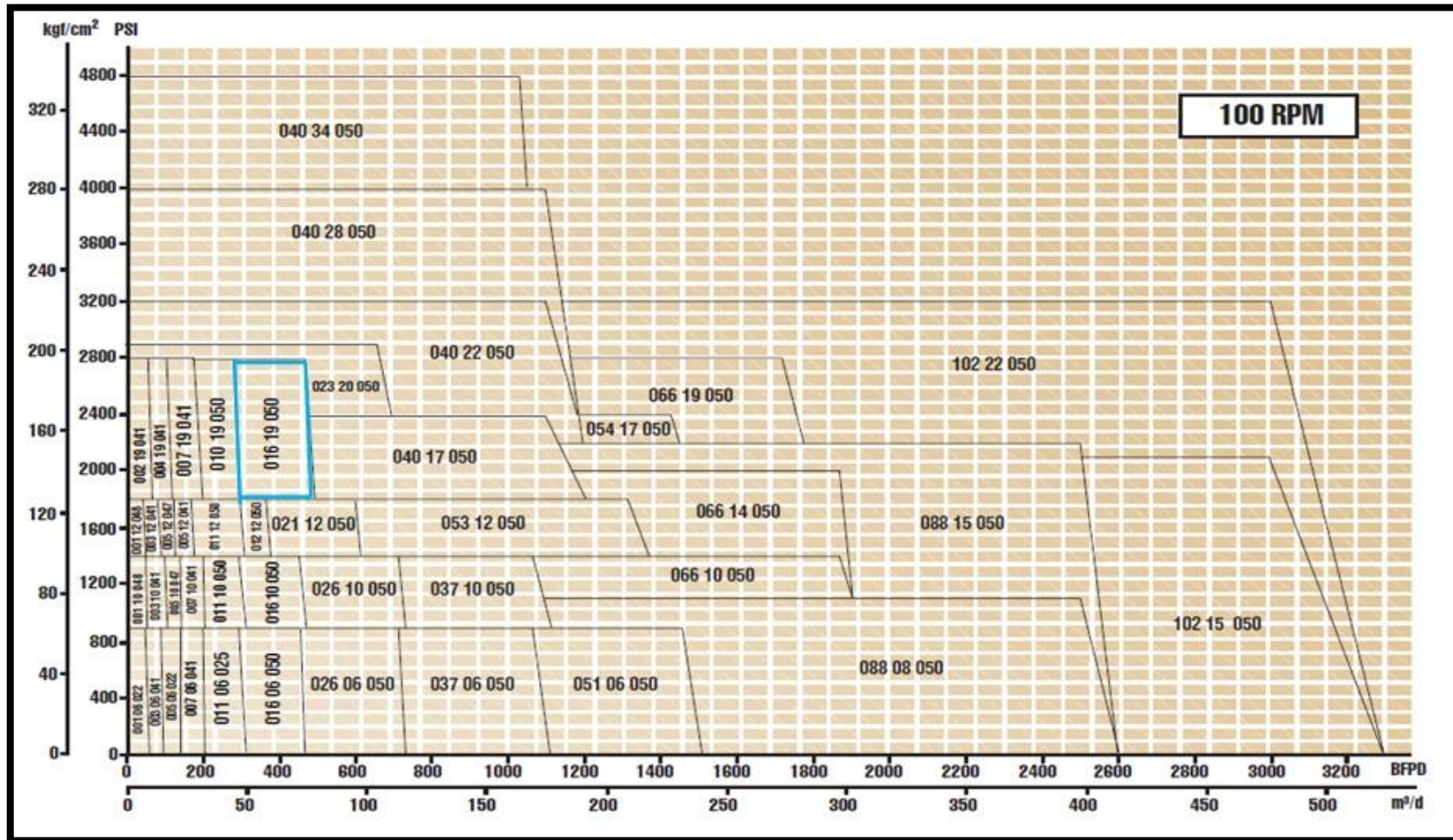
Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems.

ANEXO 13: Cabezal vertical con Geremia PCP tubular.



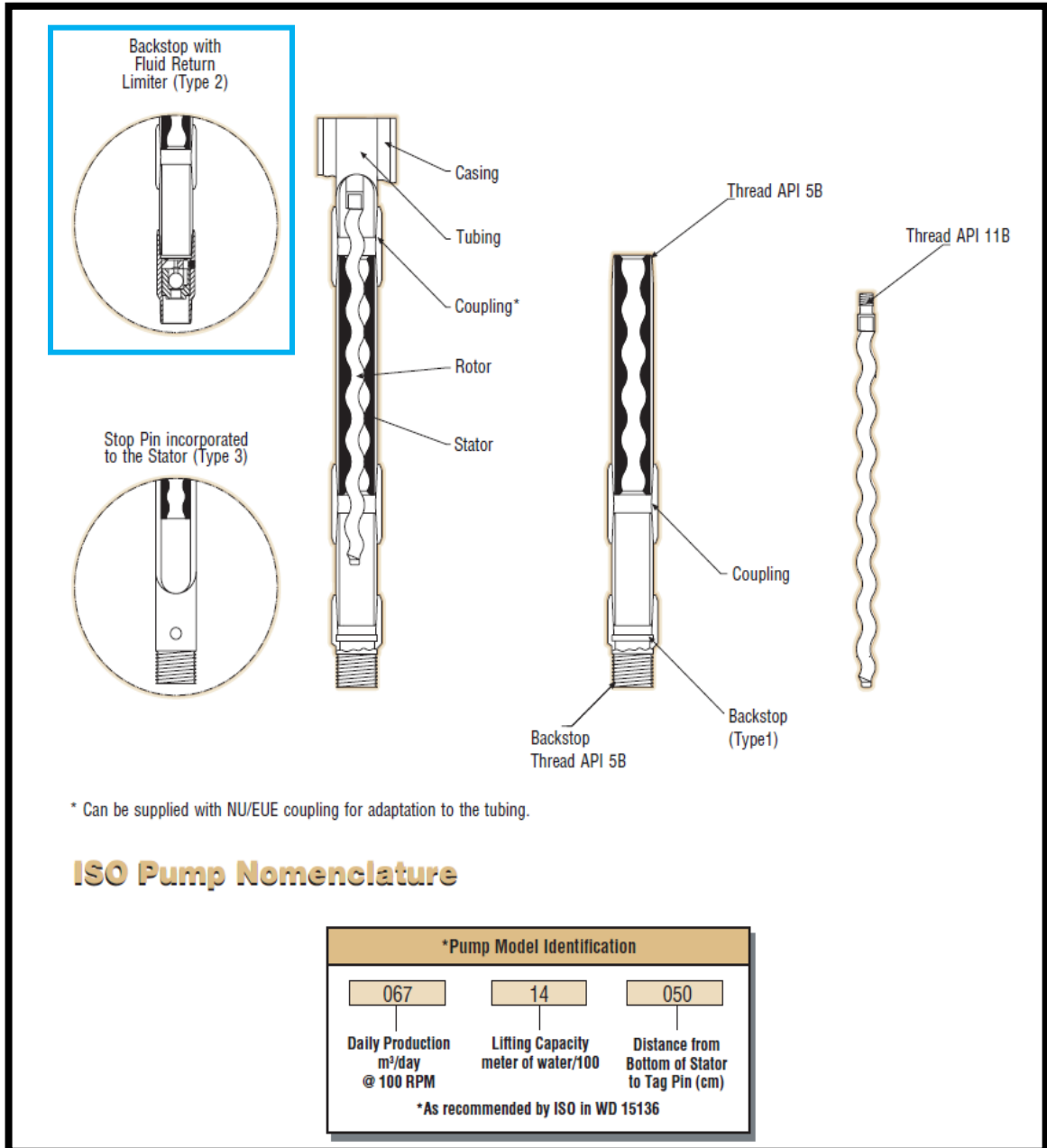
Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pump.

ANEXO 14: Tabla de selección de Geremia PCP.



Fuente: Wetherford. Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pump.

ANEXO 15: Tubular Geremia PCP. Nomenclatura de la bomba según ISO.



Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 16: Dimensiones Geremia PCP. (Rotor y Estator).

Notes	ISO Pump Model	Old Nomenclature	ROTOR						STATOR				
			A		B		THREAD		C		D	THREAD API 5B	
			(mm)	(in)	(mm)	(in)	API 11B 10rd (in)	Rod (in)	(mm)	(in)	(in)	INTAKE	DISCHARGE
	001 06 022	9GP-20	1113	43.820	20	0.787	3/4"	1/2"	810	31.890	2 3/8"	2 3/8"NU	2 3/8"NU
	001 10 048	14GP-20	1828	71.968					1260	49.606			
	001 12 048	18GP-20	2188	86.142					1620	63.779			
	002 19 041	28.20-60	2671	105.157					2160	85.039			
	003 06 041	9.20-100	1861	73.270					1350	53.150			
	003 10 041	14.20-100	2671	105.157					2160	85.039			
	003 12 041	18.20-80											
	004 19 041	28.25-125	3145	123.820	25	0.984	15/16"	5/8"	2625	103.346			
	005 06 022	9GP-30	1549	60.984	30	1.181	1 1/16"	3/4"	1220	48.031	2 7/8"	2 7/8"NU	2 7/8"NU
	005 10 047	14GP-30	2471	97.283					1895	74.606			
	005 12 047	18GP-30	3011	118.543					2435	95.866			
	005 12 041	18.25-150	3145	123.820	25	0.984	15/16"	5/8"	2625	103.346	2 3/8"	2 3/8"NU	2 3/8"NU
	007 06 041	9.25-200	2208	86.929					1688	66.460			
	007 10 041	14.25-200	3145	123.820					2625	103.346			
	007 19 041	28.25-200	5997	236.102									
1	010 19 050	28.35-300	4314	169.842	32	1.260	1 3/16"	7/8"	3675	144.685	2 7/8"	2 7/8"NU	2 7/8"NU
	011 06 025	9GP-40	1979	77.913	40	1.575			1620	63.779	3 1/2"	3 1/2"NU	3 1/2"NU
	011 10 050	14GP-40	3129	123.190					2520	99.213			
	011 12 050	18GP-40	3854	151.732					3240	127.559			
1	012 12 050	18.35-400	4314	169.842	32	1.260			3675	144.685	2 7/8"	2 7/8"NU	2 7/8"NU
2	016 19 050	28.40-500	4844	190.710	40	1.575	1 3/8"	1"	4200	165.354	3 1/2"	2 7/8"EU	3 1/2"NU
1	016 06 050	9.35-500	2992	117.795	32	1.260	1 3/16"	7/8"	2363	93.031	2 7/8"	2 7/8"NU	2 7/8"NU
1	016 10 050	14.35-500	4314	169.842					3675	144.685			
2	021 12 050	18.40-600	4844	190.710	40	1.575	1 3/8"	1"	4200	165.354	3 1/2"	2 7/8"EU	3 1/2"NU
3	023 20 050	29.45-700	5734	225.748	45	1.772			5075	199.803	4"	3 1/2"EU	4"NU
2	026 06 050	9.40-800	3344	131.653	40	1.575			2700	106.299	3 1/2"	2 7/8"EU	3 1/2"NU
3	026 10 050	14.40-800	4844	190.710					4200	165.354			
3	037 06 050	9.45-1200	3697	145.551	45	1.772			3038	119.606	4"	3 1/2"EU	4"NU
3	037 10 050	14.45-1200	5384	211.968					4725	186.024			
3	040 17 050	24.40-1200	5734	225.748					5075	199.803			
3	040 22 050	32.40-1200	7660	301.575			1 9/16"	1 1/8"	6967	274.291			
3	040 28 050	40.40-1200	9370	368.898	40	1.575			8664	341.102			
3	040 34 050	48.40-1200	11060	435.433					10356	407.716			
3	051 06 050	9.50-1700	4049	159.410	50	1.968	1 3/8"	1"	3375	132.874			
3	053 12 050	18.40-1500	5734	225.748	40	1.575			5075	199.803			
3	053 17 050	24.40-1500	7660	301.575			1 9/16"	1 1/8"	6967	274.291			
3	066 10 050	14.40-2100	5384	211.968			1 3/8"	1"	4725	186.024			
2	066 14 050	20.40-2100	7660	301.575			1 9/16"	1 1/8"	6956	273.858			
3	066 19 050	28.40-2100	10360	407.874					9656	380.157	3 1/2"	3 1/2"EU	3 1/2"NU
3	088 08 050	11.40-2500	5779	227.520					5075	199.803	4"		4"NU
	088 15 050	22.40-2500	11060	435.433					10356	407.716			
	102 15 050	21.65-3000	7731	304.400	65,5	2.579			7032	276.850	5 9/16"	4 1/2"EU	4 1/2"EU
	102 22 050	32.65-3000	11351	446.890					10653	419.409			

Notes: 1 - First production tube connected to the stator should be 2 7/8"
 2 - First production tube connected to the stator should be 3 1/2"
 3 - First production tube connected to the stator should be 4"
 4 - First production tube connected to the stator should be 4 1/2"

Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 17: Dimensiones Geremia PCP.

Notes	ISO Pump Model	Old Nomenclature	PUMP													Backstop Type	
			F		G		M		N		TUBING			CASING			
			(mm)	(in)	(mm)	(in)	(mm)	(in)	(mm)	(in)	Min diam (in)	Min DRIFT (mm)	Min DRIFT (in)	Min diam (in)	Min DRIFT (mm)		Min DRIFT (in)
	001 06 022	9GP-20	1100	43.307	217	8.543	25	0.984	24	0.945	2 3/8"	48.28	1.901	4 1/2"	94	3.701	3
	001 10 048	14GP-20	1815	71.460	480	18.900											
	001 12 048	18GP-20	2175	85.630													
	002 19 041	28.20-60	2975	117.126	410	16.142	27	1.063	26	1.024							1
	003 06 041	9.20-100	2165	85.236													
	003 10 041	14.20-100	2975	117.126													
	003 12 041	18.20-80	2975	117.126													
	004 19 041	28.25-125	3440	135.433			35	1.378	32.5	1.280							
	005 06 022	9GP-30	1527	60.118	225	8.858	37	1.457	36	1.417							
	005 10 047	14GP-30	2452	96.535	472	18.583											
	005 12 047	18GP-30	2992	117.795													
	005 12 041	18.25-150	3440	135.433	410	16.142	35	1.378	32.5	1.280							
	007 06 041	9.25-200	2503	98.543													
	007 10 041	14.25-200	3440	135.433													
	007 19 041	28.25-200	5946	234.094													
1	010 19 050	28.35-300	4680	184.252	504	19.843	44	1.723	42.5	1.673							
	011 06 025	9GP-40	1970	77.559	254	10.000	50	1.968	48	1.890	2 7/8"	59.61	2.347	5 1/2"	115.44	4.545	
	011 10 050	14GP-40	3120	122.835	504	19.843											
	011 12 050	18GP-40	3840	151.181													
1	012 12 050	18.35-400	4680	184.252			44	1.723	42.5	1.673	2 3/8"	48.28	1.901	4 1/2"	94	3.701	
2	016 19 050	28.40-500	4808	189.291			53	2.087	52	2.047	2 7/8"	59.61	2.347	5 1/2"	115.44	4.545	
1	016 06 050	9.35-500	3368	132.598			44	1.723	42.5	1.673	2 3/8"	48.28	1.901	4 1/2"	94	3.701	
1	016 10 050	14.35-500	4680	184.252													
2	021 12 050	18.40-600	4808	189.291			53	2.087	52	2.047	2 7/8"	59.61	2.347	5 1/2"	115.44	4.545	
3	023 20 050	29.45-700	5683	223.740			59.5	2.342	58.5	2.303	3 1/2"	72.82	2.867		121.08	4.770	
2	026 06 050	9.40-800	3308	130.236			53	2.087	52	2.047	2 7/8"	59.61	2.347		115.44	4.545	
2	026 10 050	14.40-800	4808	189.291													
3	037 06 050	9.45-1200	3646	143.543													
3	037 10 050	14.45-1200	5333	209.961													
3	040 17 050	24.40-1200	5683	223.740					60	2.362							
3	040 22 050	32.40-1200	7651	301.220													2
3	040 28 050	40.40-1200	9348	368.031													
3	040 34 050	48.40-1200	11040	434.646													1
3	051 06 050	9.50-1700	3983	156.811			67	2.638	65	2.559							
3	053 12 050	18.40-1500	5683	223.740			59.5	2.342	60	2.362							
3	053 17 050	24.40-1500	7651	301.220													
3	066 10 050	14.40-2100	5333	209.961													
3	066 14 050	20.40-2100	7640	300.787													2
2	066 19 050	28.40-2100	10340	407.087													
3	088 08 050	11.40-2500	5683	223.740													
3	088 15 050	22.40-2500	11040	434.646													
	102 15 050	21.65-3000	10870	427.953			89	3.504	87.30	3.437	4 1/2"	82.68	3.255	6 5/8"	143.94	5.670	3
	102 22 050	32.65-3000	14491	570.512													

Notes: 1 - First production tube connected to the stator should be 2 7/8"
 2 - First production tube connected to the stator should be 3 1/2"
 3 - First production tube connected to the stator should be 4"
 4 - First production tube connected to the stator should be 4 1/2"

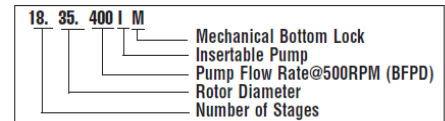
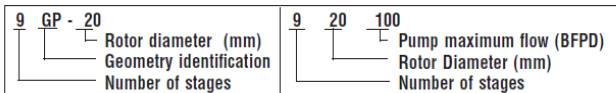
Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 18: Tabla equivalente ISO.

ISO PUMP MODEL	METRIC	EQUIVALENT OLD NOMENCLATURE	TYPE	NOMINAL DISPLACEMENT (m ³ /d/RPM)	LIFTING CAPACITY (m of H ₂ O)	STATOR OD (in)	ROTOR CONNECTION (in)	ROTOR MAJOR DIAMETER (in)
001 06 022	1-600	9GP-20	T	0,01	630	2,374	0,625	0,945
001 10 048	1-1000	14GP-20	T	0,01	980	2,374	0,625	0,945
001 12 048	1-1200	18GP-20	T	0,01	1260	2,374	0,625	0,945
002 19 041	2-1900	28.20-60	T	0,02	1960	2,374	0,625	1,024
003 06 041	3-600	9.20-100	T	0,03	630	2,374	0,625	1,024
003 10 041	3-1000	14.20-100	T	0,03	980	2,374	0,625	1,024
003 12 041	3-1200	18.20-80	T	0,03	1260	2,374	0,625	1,024
004 19 041	4-1900	28.25-125	T	0,04	1960	2,374	0,625	1,280
005 06 022	5-600	9GP-30	T	0,05	630	2,874	0,750	1,417
005 10 047	5-1000	14GP-30	T	0,05	980	2,874	0,750	1,417
005 12 047	5-1200	18GP-30	T	0,05	1260	2,874	0,750	1,417
005 12 041	5-1200	18.25-150	T	0,05	1260	2,374	0,625	1,280
007 06 041	7-600	9.25-200	T	0,07	630	2,374	0,625	1,280
007 10 041	7-1000	14.25-200	T	0,07	980	2,374	0,625	1,280
007 19 041	7-1900	28.25-200	T	0,07	1960	2,374	0,625	1,280
010 19 050	10-1900	28.35-300	T	0,10	1960	2,874	0,875	1,693
011 06 025	11-600	9GP-40	T	0,11	630	3,500	0,875	1,890
011 10 050	11-1000	14GP-40	T	0,11	980	3,500	0,875	1,890
011 12 050	11-1200	18GP-40	T	0,11	1260	3,500	0,875	1,890
012 12 050	12-1200	18.35-400	T	0,12	1260	2,874	0,875	1,693
016 19 050	16-1900	28.40-500	T	0,16	1960	3,500	1,000	2,047
016 06 050	16-600	9.35-500	T	0,16	630	2,874	0,875	1,693
016 10 050	16-1000	14.35-500	T	0,16	980	2,874	0,875	1,693
021 12 050	21-1200	18.40-600	T	0,21	1260	3,500	1,000	1,693
023 20 050	23-2000	29.45-700	T	0,23	2035	4,000	1,000	2,303
026 06 050	26-600	9.40-800	T	0,26	630	3,500	1,000	2,047
026 10 050	26-1000	14.40-800	T	0,26	980	3,500	1,000	2,047
037 06 050	37-600	9.45-1200	T	0,37	630	4,000	1,000	2,323
037 10 050	37-1000	14.45-1200	T	0,37	980	4,000	1,000	2,323
040 17 050	40-1700	24.40-1200	T	0,40	1680	4,000	1,000	2,362
040 22 050	40-2200	32.40-1200	T	0,40	2250	4,000	1,125	3,437
040 28 050	40-2800	40.40-1200	T	0,40	2800	4,000	1,125	3,437
040 34 050	40-3400	48.40-1200	T	0,40	3360	4,000	1,125	2,362
051 06 050	51-600	9.50-1700	T	0,51	630	4,000	1,000	2,559
053 12 050	53-1200	18.40-1500	T	0,53	1260	4,000	1,000	2,362
053 17 050	53-1700	24.40-1500	T	0,53	1680	4,000	1,125	2,362
066 10 050	66-1000	14.40-2100	T	0,66	980	4,000	1,000	2,362
066 14 050	66-1400	20.40-2100	T	0,66	1400	4,000	1,125	2,362
066 19 050	66-1900	28.40-2100	T	0,66	1960	4,000	1,125	2,362
088 08 050	88-800	11.40-2500	T	0,88	770	4,000	1,000	2,362
088 15 050	88-1500	22.40-2500	T	0,88	1540	4,000	1,125	2,362
102 15 050	102-1500	21.65-3000	T	1,02	1540	5,563	1,125	3,437
102 22 050	102-2200	32.65-3000	T	1,02	2250	5,563	1,125	3,437
001 10 022	1-1000	14.20-35IM	I	0,01	980	1,890	0,625	0,945
001 19 048	1-1900	28.20-35IM	I	0,01	1960	1,890	0,625	0,945
002 19 041	2-1900	28.20-60IM	I	0,02	1960	1,890	0,625	1,024
003 06 041	3-600	9.20-100IM	I	0,03	630	1,890	0,625	1,024
003 10 041	3-1000	14.20-100IM	I	0,03	980	1,890	0,625	1,024
003 12 041	3-1200	18.20-80IM	I	0,03	1260	1,890	0,625	1,024
004 19 041	4-1900	28.25-125IM	I	0,04	1960	2,323	0,750	1,280
005 12 041	5-1200	18.25-150IM	I	0,05	1260	2,323	0,750	1,280
007 06 041	7-600	9.25-200IM	I	0,07	630	2,323	0,750	1,280
007 10 041	7-1000	14.25-200IM	I	0,07	980	2,323	0,750	1,280
010 19 050	10-1900	28.35-300IM	I	0,10	1960	2,835	0,875	1,673
012 12 050	12-1200	18.35-400IM	I	0,12	1260	2,835	0,875	1,673
016 06 050	16-600	9.35-500IM	I	0,16	630	2,835	0,875	1,673
016 10 050	16-1000	14.35-500IM	I	0,16	980	2,835	0,875	1,673
034 12 047	34-1200	18.32-1000IM	I	0,34	1200	3,780	1,000	1,890

Legend: T = Tubular PC-Pump I = Insertable PC-Pump

Old Pump Nomenclature



Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps

ANEXO 19: Guía de aplicación de elastómeros para el estator PCP.

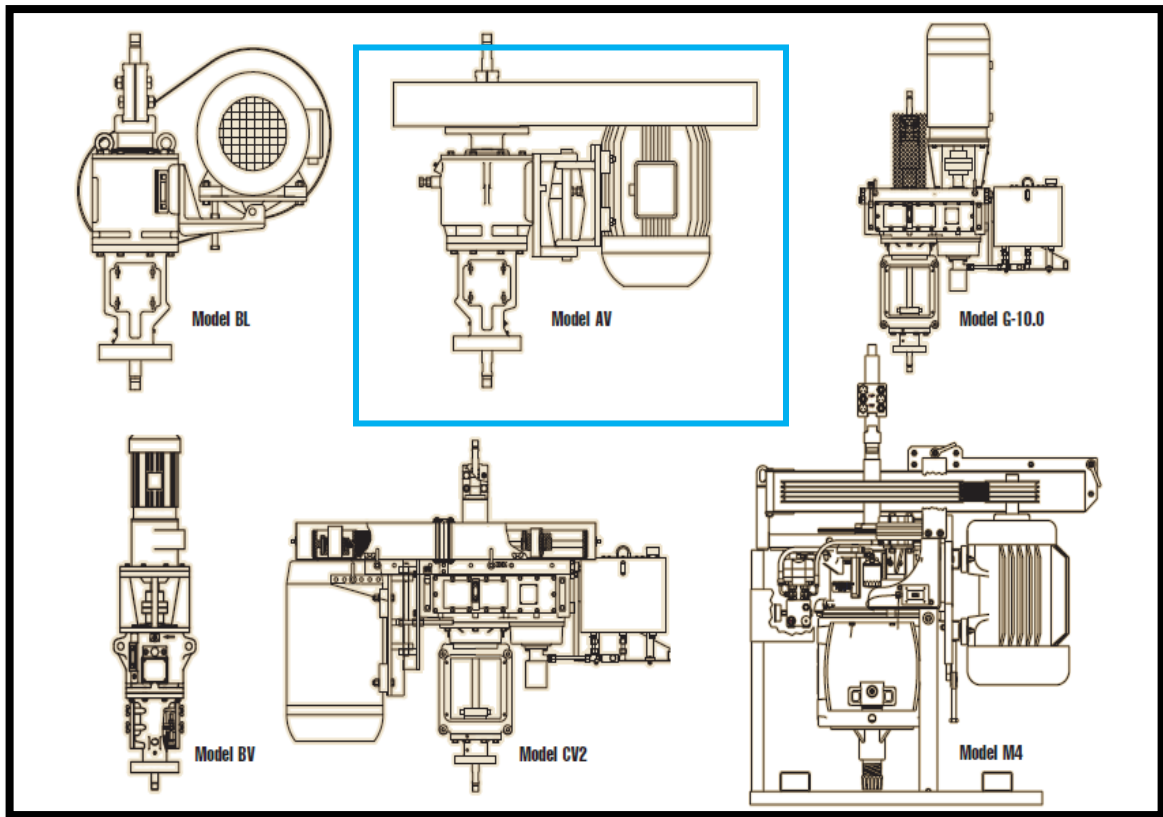
MAIN PROPERTIES	NBRM	NBRA	HNBR	VITON
Hardness (Shore A)	65	72	72	72
Maximum Temperature (°F)	195	210	300	340
Service Temperature (°F)	175	190	265	300
Mechanical Resistance	++	++	++	-
Abrasion Resistance	++	+	++	-
Carbon Dioxide (CO ₂)	-	+	++	-
Hydrogen Sulfide (H ₂ S)	-	-	++	+
Aromatic's Resistance	+	++	+	+++
Hot Water	-	+	+	++
Steam	-	-	-	+
APPLICATION	<ul style="list-style-type: none"> • Heavy crudes with low contents of aromatics and/or presence of abrasives. 	<ul style="list-style-type: none"> • Light and medium crudes (26<^oAPI<40) with high aromatic contents. 	<ul style="list-style-type: none"> • Heavy or medium crudes (with low aromatic contents) under high temperature or presence of H₂S. 	<ul style="list-style-type: none"> • Light crudes with high aromatic contents and low abrasivity.

Legend: +++ Excellent ++ Very Good + Good - Weak

Hard Chromium Layer for Rotor	
Normal	0.12 mm (0.005")
Thick	0.30 mm (0.012")
Special	0.50 mm (0.020")

Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 20: Sistemas de accionamiento – Cabezales.



Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

Nota: La bomba seleccionada Geremia 28.40.500, es configurable con estos seis cabezales, **AV2-15-1"**, **BL2-15-1"**, **BV2-15-1 1/8"**, **CV2**, **G10.0**, **M4**, al tener en cuenta la velocidad de operación de la bomba que es de 120 ± 1 rpm para obtener el caudal deseado se selecciona por el catalogo de Weatherford a estándares de velocidad el cabezal **Modelo AV2-15-1"**.

ANEXO 21: Selección del cabezal para Geremia PCP.

PUMP MODEL		DRIVEHEAD MODEL								
OLD Nomenclature	ISO Nomenclature	AV1-9-7/8"	AV2-15-1"	BL1-9-7/8"	BL2-15-1"	BV1-9-1"	BV2-15-11/8"	CV2	G10.0	M4
9GP-20	001 06 022	•		•		•				
14.20-35 IM	001 10 022	•		•		•				
14GP-20	001 10 048	•		•		•				
18GP-20	001 12 048	•		•		•				
28.20-35 IM	001 19 048	•		•		•				
28.20-60 IM	002 19 041	•		•		•				
28.20-60	002 19 041	•		•		•				
9.20-100 IM	003 06 041	•		•		•				
9.20-100	003 06 041	•		•		•				
14.20-100 IM	003 10 041	•		•		•				
14.20-100	003 10 041	•		•		•				
18.20-80 IM	003 12 041	•		•		•				
18.20-80	003 12 041	•		•		•				
28.25-125 IM	004 19 041	•		•		•				
28.25-125	004 19 041	•		•		•				
9GP-30	005 06 022	•		•		•				
14GP-30	005 10 047	•		•		•				
18GP-30	005 12 047	•		•		•				
18.25-150 IM	005 12 041	•		•		•				
18.25-150	005 12 041	•		•		•				
9.25-200 IM	007 06 041	•		•		•				
9.25-200	007 06 041	•		•		•				
14.25-200 IM	007 10 041	•		•		•				
14.25-200	007 10 041	•		•		•				
28.25-200	007 19 041	•		•		•				
28.35-300 IM	010 19 050	•		•		•				
28.35-300	010 19 050	•		•		•				
9GP-40	011 06 025	•		•		•				
14GP-40	011 10 050	•		•		•				
18GP-40	011 12 050	•		•		•				
18.35-400 IM	012 12 050	•		•		•				
18.35-400	012 12 050	•		•		•				
28.40-500	016 19 050		•		•		•	•	•	•
9.35-500 IM	016 06 050	•		•		•				
9.35-500	016 06 050	•		•		•				
14.35-500 IM	016 10 050	•		•		•				
14.35-500	016 10 050	•		•		•				
18.40-600	021 12 050		•		•		•	•	•	•
29.45-700	023 20 050		•		•		•	•	•	•
9.40-800	026 06 050	•		•		•				
14.40-800	026 10 050			•		•	•	•	•	•
18.32-1000 IM	034 12 047		•		•		•	•	•	•
9.45-1200	037 06 050		•		•		•	•	•	•
14.45-1200	037 10 050		•		•		•	•	•	•
24.40-1200	040 17 050		•		•		•	•	•	•
32.40-1200	040 22 050		•		•		•	•	•	•
40.40-1200	040 28 050		•		•		•	•	•	•
48.40-1200	040 34 050		•		•		•	•	•	•
9.50-1700	051 06 050		•		•		•	•	•	•
18.40-1500	053 12 050		•		•		•	•	•	•
24.40-1500	053 17 050		•		•		•	•	•	•
14.40-2100	066 10 050		•		•		•	•	•	•
20.40-2100	066 14 050		•		•		•	•	•	•
28.40-2100	066 19 050		•		•		•	•	•	•
11.40-2500	088 08 050		•		•		•	•	•	•
22.40-2500	088 15 050		•		•		•	•	•	•
21.65-3000	102 15 050								•	
32.65-3000	102 22 050								•	

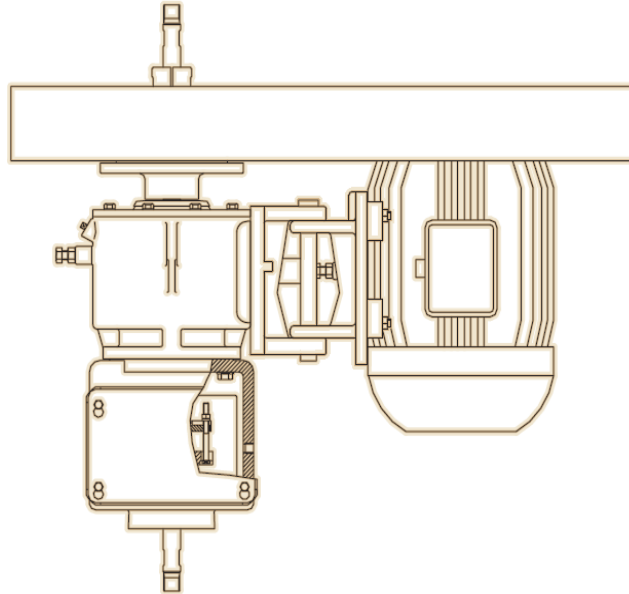
Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 22: Cabezal de accionamiento directo.

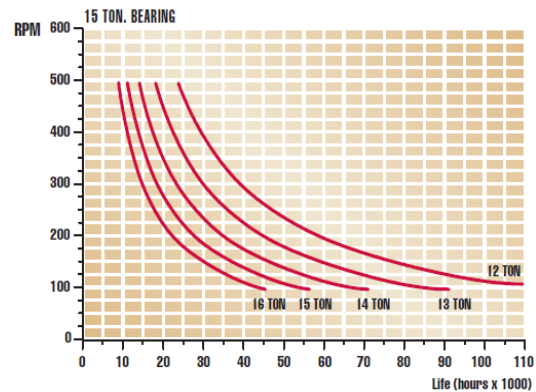
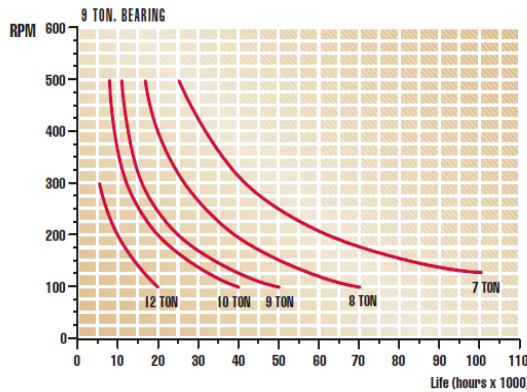
Models: AV2-15-1⁵⁵

Characteristics:

- Maximum Main Shaft Torque: AV2-1000 ft.lb
- Hollow Shaft
- Transmission by Belts and Pulleys
- Power Range: 5 to 60 HP
- Axial Load: 9 or 15 ton @ 500 RPM
- Mechanical Backspin Brake (standard)
- Hydraulic Backspin Brake (optional)
- Flange: API 6B - 3 1/8" - 2000 PSI
- Polish Rod Size: 1 1/4" or 1 1/2"
- Sucker Rod connection: 7/8" or 1" API Pin



Thrust Bearing's Life



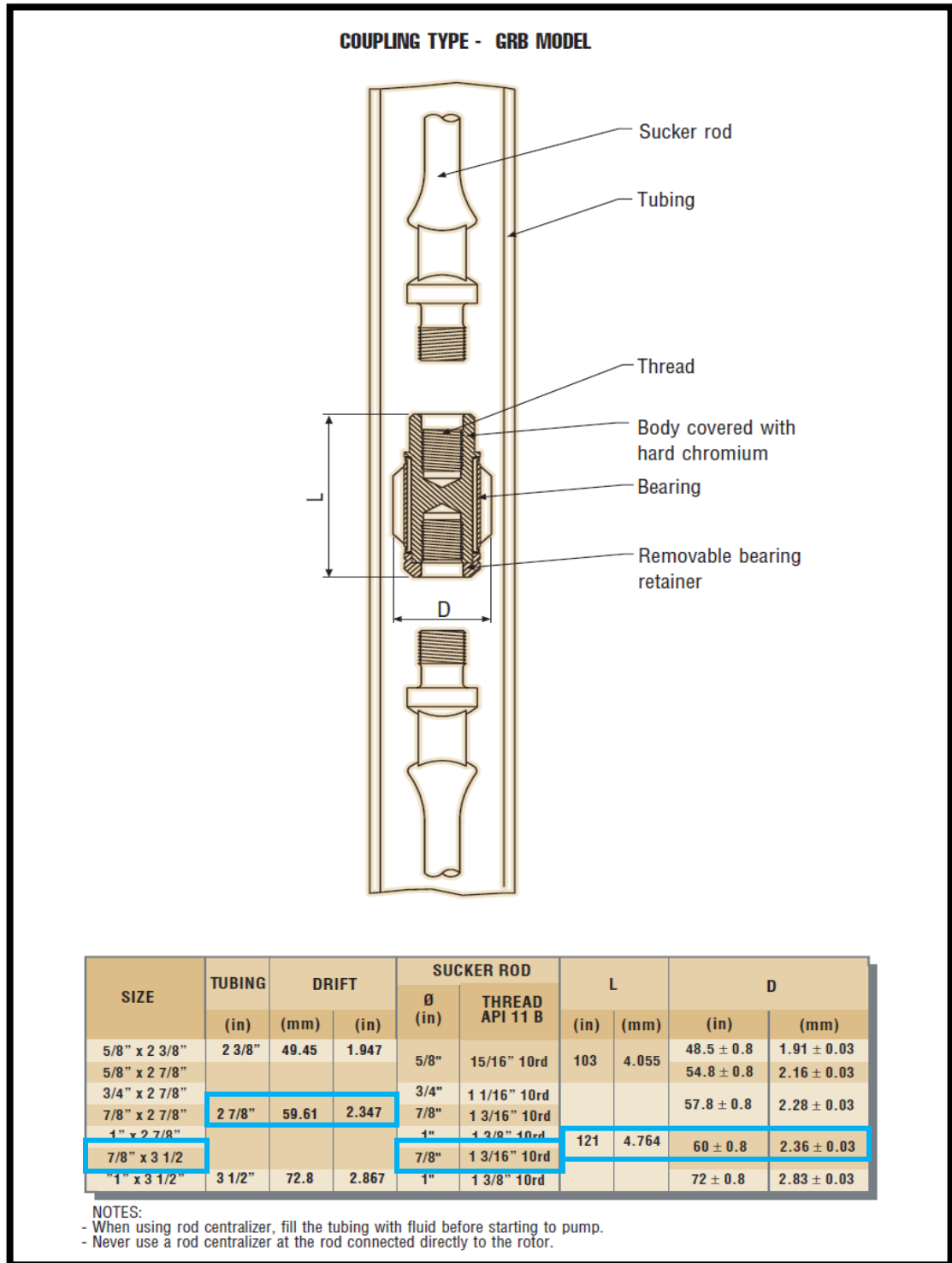
Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 23: Velocidades estándar y tiempo de vida útil del rodamiento de empuje.

MODELS: AV2-15-1"				
MOTOR SPEED	SHEAVE DIAMETER		PUMP SPEED	BELT SIZE 5VX
	MOTOR	PUMP		
720 RPM 8 Poles 50 Hz	135	500	194	800
	178	500	256	850
	220	500	316	850
	135	800	121	1320
	178	800	160	1320
	220	800	198	1320
870 RPM 8 Poles 60 Hz	135	500	234	800
	178	500	309	850
	220	500	382	850
	135	800	146	1320
	178	800	193	1320
	220	800	239	1320
970 RPM 6 Poles 50 Hz	135	500	261	800
	178	500	345	850
	220	500	426	850
	135	800	164	1320
	178	800	216	1320
	220	800	267	1320
1160 RPM 6 Poles 60 Hz	135	500	313	800
	178	500	412	850
	220	500	510	850
	135	800	196	1320
	178	800	258	1320
	220	800	319	1320
1460 RPM 4 Poles 50 Hz	135	500	394	800
	135	800	246	1320
	178	800	325	1320
	220	800	402	1320
1750 RPM 4 Poles 60 Hz	135	500	472	800
	135	800	295	1320
	178	800	389	1320
	220	800	481	1320

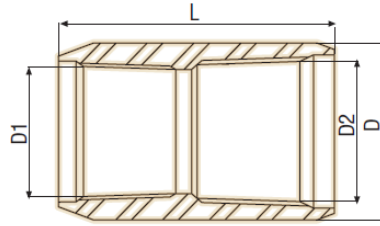
Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps

ANEXO 24: Tipo de Coupling.



Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

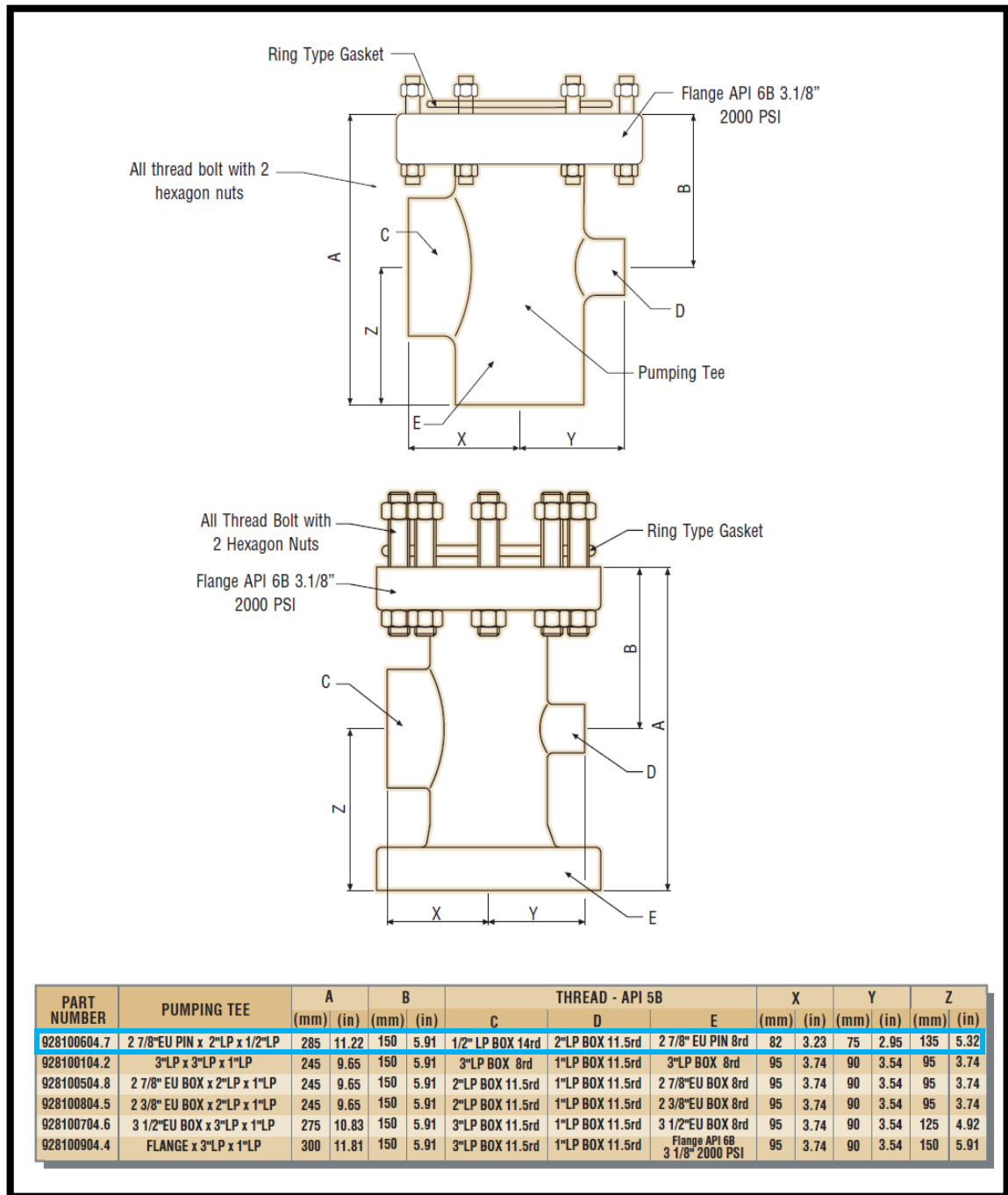
ANEXO 25: Cuopling.



PART NUMBER	SIZE	DIMENSIONS					
		THREAD API 5 B (in)		L		D	
		D1	D2	(mm)	(in)	(mm)	(in)
321802713.9	"2 3/8" EUE BOX x EUE BOX"	"2 3/8" EUE 8rd BOX"	"2 3/8" EUE 8rd BOX"	125	"4,921"	78	"3,071"
321801313.5	"2 3/8" NU BOX x EUE BOX"	"2 3/8" NU 10rd BOX"	"2 3/8" EUE 8rd BOX"	125	"4,921"	78	"3,071"
321804500.2	"2 3/8" NU BOX x 2 7/8" EUE PIN"	"2 3/8" NU 10rd BOX"	"2 3/8" EUE 8rd PIN"	125	"4,921"	78	"3,071"
321801213.6	"2 3/8" NU BOX x NU BOX"	"2 3/8" NU 10rd BOX"	"2 3/8" NU 10rd BOX"	108	"4,252"	73	"2,874"
321802313.3	"2 3/8" NU BOX x 2 7/8" EUE BOX"	"2 3/8" NU 10rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	140	"5,512"	93	"3,661"
322202513.3	"2 7/8" EUE BOX x 2 3/8" EUE BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	"2 3/8" EUE 8rd BOX"	140	"5,512"	93	"3,661"
322202413.4	"2 7/8" EUE BOX x EUE BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	140	"5,512"	93	"3,661"
323303613.7	"2 7/8" EUE PIN x 3 1/2" EUE PIN"	"2 7/8" EUE 8rd PIN"	"3 1/2" EUE 8rd PIN"	195	7.68	95	3.74
322203713.9	"2 7/8" NU BOX x 2 3/8" EUE BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	"2 3/8" EUE 8rd BOX"	140	"5,512"	89	"3,504"
322203113.5	"2 7/8" NU BOX x 2 3/8" NU BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	"2 3/8" NU 10rd BOX"	140	"5,512"	89	"3,504"
322201313.7	"2 7/8" NU BOX x EUE BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	140	"5,512"	93	"3,661"
322204413.0	"2 7/8" NU BOX x EUE PIN"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd PIN"	145	"5,709"	89	"3,504"
322200713.5	"2 7/8" NU BOX x NU BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	130	"5,118"	89	"3,504"
321601513.7	"3 1/2" EUE BOX x EUE BOX"	"3 1/2" EUE 10rd BOX"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	160	"6,299"	112	"4,409"
321600713.7	"3 1/2" EUE BOX x 2 7/8" EUE BOX"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	160	"6,299"	112	"4,409"
322202613.2	"3 1/2" EUE BOX x 2 7/8" NU BOX"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	160	"6,299"	112	"4,409"
323303513.8	"3 1/2" EUE BOX x 4 1/2" EUE BOX"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	"4 1/2" EUE 8rd BOX"	175	6.89	140	"5,512"
321600613.8	"3 1/2" NU BOX x 2 7/8" EUE BOX"	"3 1/2" NU 10rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	155	"6,102"	106	"4,173"
321602213.8	"3 1/2" NU BOX x 2 7/8" NU BOX"	"3 1/2" NU 10rd BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	150	"5,906"	106	"4,173"
321600513.9	"3 1/2" NU BOX x EUE BOX"	"3 1/2" NU 10rd BOX"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	160	"6,299"	112	"4,409"
321302213.5	"3 1/2" NU BOX x NU BOX"	"3 1/2" NU 10rd BOX"	"3 1/2" NU 10rd BOX"	143	5.63	106	"4,173"
321602113.9	"3 1/2" NU BOX x 4 1/2" EUE BOX"	"3 1/2" NU 10rd BOX"	"4 1/2" EUE 8rd BOX"	180	"7,087"	140	"5,512"
321601413.8	"3 1/2" NU PIN x EUE BOX"	"3 1/2" NU 10rd PIN"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	180	"7,087"	112	"4,409"
323302513.0	"4" EUE BOX x 2 7/8" EUE BOX"	"4" EUE 8rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	165	"6,496"	118	"4,646"
323301813.9	"4" EUE BOX x 3 1/2" EUE BOX"	"4" EUE 8rd BOX"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	170	"6,693"	118	"4,646"
323302313.2	"4" EUE BOX x EUE BOX"	"4" EUE 8rd BOX"	"4" EUE 8rd BOX"	170	"6,693"	118	"4,646"
323301513.2	"4" NU BOX x 2 7/8" EUE BOX"	"4" NU 8rd BOX"	"2 7/8" EUE 8rd BOX"	165	"6,496"	114	"4,488"
323302413.1	"4" NU BOX x 2 7/8" NU BOX"	"4" NU 8rd BOX"	"2 7/8" NU 10rd BOX"	165	"6,496"	114	"4,488"
323301413.3	"4" NU BOX x 3 1/2" EUE BOX"	"4" NU 8rd BOX"	"3 1/2" EUE 8rd BOX"	165	"6,496"	114	"4,488"
323301613.1	"4" NU BOX x 3 1/2" NU BOX"	"4" NU 8rd BOX"	"3 1/2" NU 8rd BOX"	165	"6,496"	114	"4,488"
323302613.9	"4" NU BOX x 4 1/2" EUE BOX"	"4" NU 8rd BOX"	"4 1/2" EUE 8rd BOX"	180	"7,087"	110	"5,512"
323301013.7	"4" NU BOX x EUE BOX"	"4" NU 8rd BOX"	"4" EUE 8rd BOX"	170	"6,693"	118	"4,646"
323300813.1	"4" NU BOX x NU BOX"	"4" NU 8rd BOX"	"4" NU 8rd BOX"	146	"5,748"	114	"4,488"

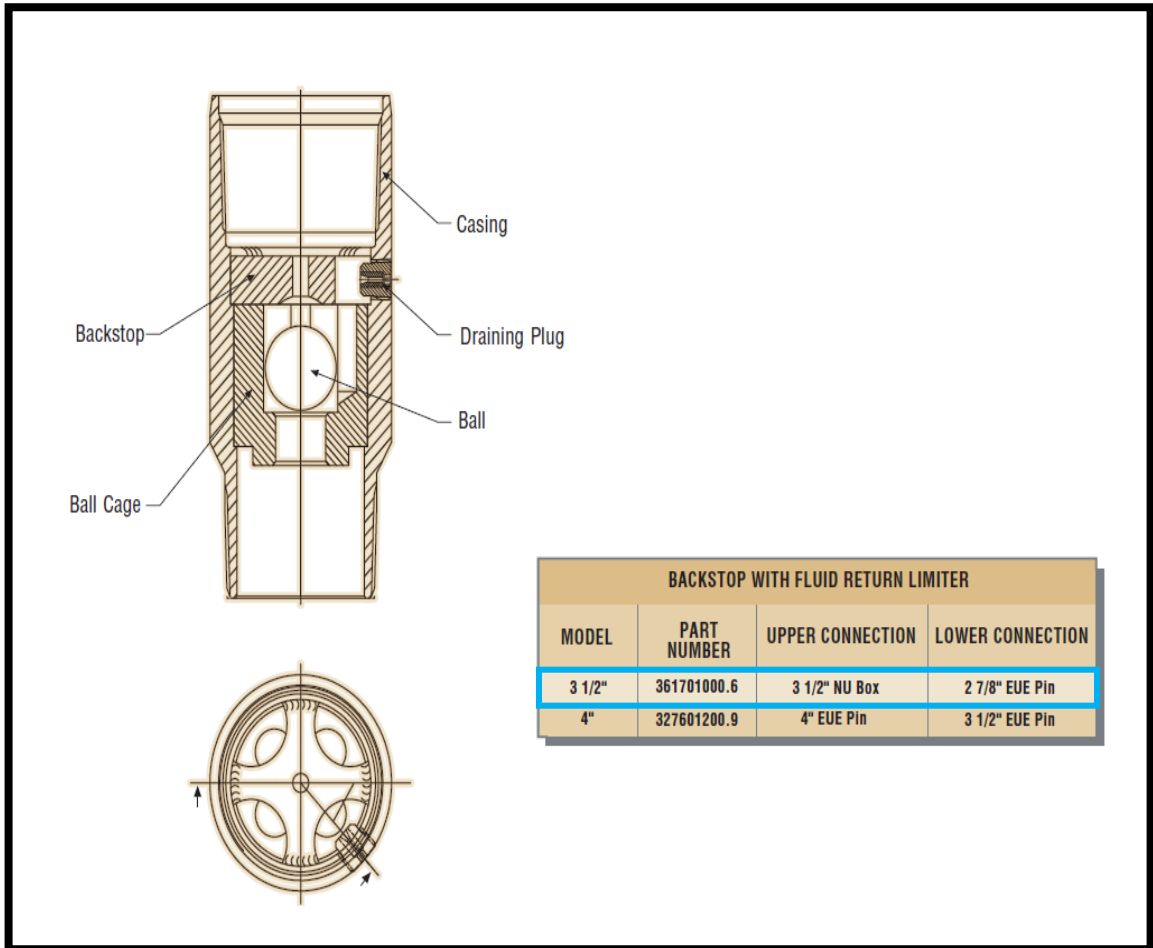
Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 26: Soporte de la bomba.



Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 27: Barrera con fluido límite retornado.



Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

ANEXO 28: Selección de Elastómeros.

Nombre de Referencia de Elastómero	Código de Referencia de Elastómero	Características	Aplicaciones Típicas
Buna	<ul style="list-style-type: none"> •0366/68 •N080 •0311 (Medio-Nitrilo) •590 	<ul style="list-style-type: none"> •Excelentes Propiedades Mecánicas y de Desgaste 	<ul style="list-style-type: none"> •Crudo Pesado (<15 API) •Desagüe de Lechos de Metano de Carbón •Pozos de Fuente de Agua
Buna Suave	<ul style="list-style-type: none"> •G062A •590-55 •0366/055 	<ul style="list-style-type: none"> •Excelentes Propiedades Mecánicas y de Desgaste •Dureza Más Baja comparada con el Buna regular 	<ul style="list-style-type: none"> •Crudo Pesado (<15 API) •Altas concentraciones de arena y residuos foráneos (ej. Pirita Férrica)
Alto Nitrilo	<ul style="list-style-type: none"> •G60 •0356 •68^a 	<ul style="list-style-type: none"> •Excelentes Propiedades Mecánicas y de Desgaste •Mejor resistencia a los Aromáticos 	<ul style="list-style-type: none"> •Crudo Liviano (>15 API)

Fuente: Weatherford- Artificial Lift Systems. Geremia Progressing Cavity Pumps.

Nota: Seleccionar el elastómero correcto para sus condiciones de pozo específicas es crucial para obtener el tiempo de corrida y desempeño máximos de la Bomba CP.