

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO PARA MÁXIMA EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO, EN TRES POZOS QUE PRESENTEN INTERFERENCIA POR GAS EN EL CAMPO PALAGUA**

**CAMILO ERNESTO BOHÓRQUEZ IBARBO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2020**

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO PARA MÁXIMA EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO, EN TRES POZOS QUE PRESENTEN INTERFERENCIA POR GAS EN EL CAMPO PALAGUA**

**CAMILO ERNESTO BOHÓRQUEZ IBARBO**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2020**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**FERNANDO WILSON LONDOÑO GALVIS**  
**Jurado**

---

**ARNUL DAVID PAZ ARANGUREN**  
**Jurado**

Bogotá D.C., Enero de 2020

## **DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCIA PEÑA**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretaria General

**Dra. ALEXANDRA MEGIA GUZMAN**

Decano General Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, esta responsabilidad corresponde únicamente a el autores.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la La culminación del presente proyecto no pudo haberse realizado sin la ayuda de mi madre, Martha Lucia Ibarbo Ochoa , a quien agradezco profundamente por ser la persona que me brindó el apoyo necesario para seguir adelante a pesar de las dificultades que se me presentaron a lo largo de mi carrera. A mi padre, Gerardo Bohorquez Ibarbo, quien siempre me brido su apoyo.

A mi hermana Laura Camila Bohorquez Ibarbo quien siempre confio en mis capacidades para lograr mi objetivo.

A cada amigo, persona que apporto su granito de arena para lograr este objetivo.

Universidad de América y sus directivas por siempre brindarnos el apoyo académico necesario para culminar este proyecto.

A la empresa GOW ENGINEERING & SERVICES LTDA. Y al ingeniero Leonardo Arzuza. por brindarme la confianza de poder llevar a cabo este proyecto y brindarme la mayor atención posible para poder cumplir todos los objetivos planteados.

A Adriangela Romero por creer ciegamente en mis conocimientos, capacidades y en que culminaría este proyecto con éxito.

A todos los docentes de la universidad América que me ayudaron a solucionar dudas e inconvenientes que tuve durante la realización del proyecto y aportaron de una manera u otra para que todo saliera adelante.

## CONTENIDO

	pág.
1.INTRODUCCIÓN	20
1.1 BOMBEO MECÁNICO	25
1.1.1 Funcionamiento del bombeo mecánico	25
1.1.2 Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico.	26
1.2 Tipos de unidades de bombeo mecánico.	26
1.3 Designación API para unidades de bombeo mecánico	27
1.4 Partes de las unidades de bombeo mecánico	28
1.4.1 Equipos de superficie.	29
1.4.2 Equipos de subsuelo.	30
1.5.1 Partes principales de la bomba.	34
1.6 Principales problemas del bombeo mecánico.	35
1.6.1 Efecto de gas libre en la eficiencia de la bomba.	35
1.6.2 Interferencia/Bloqueo por gas.	36
1.6.3 Profundidad óptima para la instalación de la bomba.	36
1.6.4 Golpe de gas.	36
1.6.5 Golpe de fluido.	36
1.6.6 Contrabalanceo inapropiado.	36
1.6.7 Inapropiada selección del tamaño de la unidad de bombeo.	37
1.6.8 Longitud de carrera muy corta.	37
1.6.9 Producción de arena.	37
1.6.10 Inapropiada selección de la bomba de subsuelo.	37
1.6.11 Inapropiada selección de la metalurgia de la bomba y las varillas.	37
1.6.12 Compresión de la sarta de varillas.	37
1.7. Métodos y fórmulas	38
1.7.1. Factores que afectan la eficiencia volumétrica de la bomba	38
1.7.1.3. Factor de Escurrimiento	39
1.7.2. Efectos de gas en la bomba	44
1.7.3. Separador/Anclas de gas (Con sus tipos y Diseños)	48
1.7.4. Válvula contrapresión	62
1.7.5. Diseño de sarta de varillas	66
1.7.6. Diseño de sistemas de bombeo mecánico	67
1.7.7. Cálculos Operacionales	67
1.7.8. Mejoras al método de diseño API 11 L	71
2.METODOLOGÍA Y DATOS.	73
2.1. Sedimentos.	75
2.2. BS&W.	75
2.3. Eficiencia de llenado de la bomba.	76
2.4. Gas producido.	76
2.5. Potencial de pozos.	77
2.6. Ganancia teórica de fluido.	77
2.7. Información del pozo C	78

2.8. Información del pozo G	79
2.3. Información pozo I	80
3.RESULTADOS.	81
3.1. Resultados de paso a paso de simulaciones.	81
3.1.1. Cálculo y análisis del IPR-Método de Vogel	81
3.1.2. Análisis de eficiencia volumétrica de la bomba	83
3.1.3. Capacidad de compresión de la bomba	85
3.1.4 Simulación re espaciamento.	86
3.1.5. Diseño del separador tipo copa.	87
3.1.6. Simulación del separador tipo copa	89
4.DISCUSIÓN Y RESULTADOS	91
5.CONCLUSIONES	97
6.RECOMENDACIONES.	98
BIBLIOGRAFÍA.	99
ANEXOS	100

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1 Presión de entrada a la bomba	38
Ecuación 2 Escurrimiento del barril-pistón	40
Ecuación 3 Factor volumétrico	40
Ecuación 4 Recorrido del pistón	67
Ecuación 5 Elongación de la tubería de producción	68
Ecuación 6 Carga de fluido sobre el pistón	68
Ecuación 7 Constante de elasticidad	68
Ecuación 8 Volumen diario desplazado por la bomba	69
Ecuación 9 Carga sobre la barra lisa	69
Ecuación 10 Peso debido a la flotación de las varillas	69
Ecuación 11 Constante de elasticidad de la sarta de varillas	69
Ecuación 12 Potencia en la barra lisa	70
Ecuación 13 Efecto ideal de contrabalanceo en la barra lisa	70
Ecuación 14 Torque máximo	71
Ecuación 15 Carga maxima barra lisa	71
Ecuación 16 Minima carga en la barra lisa	71
Ecuación 17 Aproximacion al contra balanceo	72
Ecuación 18 Torque maximo neto	72
Ecuación 19 Carga maxima barra lisa	72
Ecuación 20 Minima carga en la barra lisa	72
Ecuación 21 Aproximacion al contra balanceo	72
Ecuación 22 Torque maximo neto	72
Ecuación 23 Relacion beneficio costo pozo C	94
Ecuación 24 Relación beneficio costo pozo C	94
Ecuación 25 Relación beneficio costo pozo G	95
Ecuación 26 Relación beneficio costo pozo G	95
Ecuación 27 Relación beneficio costo pozo I	96
Ecuación 28 Relación beneficio costo pozo I.	96

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Descripción de la referencia de las UBM	27
Figura 2 Partes de las unidades de bombeo mecánico	28
Figura 3 Tipos de bombas	32
Figura 4 Denominación API bombas	33
Figura 5 Partes de la bomba	34
Figura 6 Comportamiento típico del GOR	42
Figura 7 Relación de compresión de la bomba de subsuelo	43
Figura 8 Ciclo de bombeo con presencia de gas “golpe de gas”	46
Figura 9 Carta de bomba con bloqueo por gas	47
Figura 10 Ancla de gas instalada en el sistema	49
Figura 11 Diagrama de flujo para la selección de los pozos	73
Figura 12 Diagrama de flujo para la simulación	74
Figura 13 TWM ECHOMETER – POZO C	81
Figura 14 Simulación del re espaciamento	86
Figura 15 Diseño recomendado de separador de gas tipo copas pozo C	89
Figura 16 Resultado de simulación en separador tipo copa en el pozo C	90

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Screening de pozos	75
Tabla 2 Screening descarte por BS&W	76
Tabla 3 Screening descarte por eficiencia	76
Tabla 4 Potencial de los pozos	77
Tabla 5 Comparación de ganancia teórica entre pozos candidatos	77
Tabla 6 Screening de los pozos a optimizar	78
Tabla 7 Pozo C	78
Tabla 8 Informacion pozo G	79
Tabla 9 Informacion pozo I	80

## LISTA DE GRAFICAS.

	pág.
Grafica 1 Cálculo de Eficiencia de influjo IPR-Método Vogel pozo C	82
Grafica 2 Prueba dinamométrica pozo C	83
Grafica 3 Prueba dinamométrica pozo C	83
Grafica 4 Eficiencia volumétrica VS Venteo Anular	84
Grafica 5 Diseñar el ancla de gas pozo C	87
Grafica 6 Eficiencia separador de gas tipo copas	88

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A INFORMACION DEL POZO G	pág. 101
Anexo B GRAFICAS DEL POZO I	108
Anexo C ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DE ESTUDIO	115

## **ABREVIATURAS**

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BES</b>	Bombeo Electro sumergible
<b>BFPD</b>	Barriles de Fluido por Día
<b>BM</b>	Bombeo Mecánico
<b>BPPD</b>	Barriles Producidos por Día
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water
<b>CAPEX</b>	Costs de Inversion
<b>CHP</b>	Casing Head Pressure
<b>cP</b>	Centipoise
<b>ft</b>	Pies
<b>gal</b>	Galón
<b>GE</b>	Gravedad Específica
<b>in</b>	Pulgadas
<b>lb</b>	Libra
<b>lbs</b>	Libras
<b>MURAG</b>	Multi Measurement Unit Developed by RAG
<b>OPEX</b>	Costos de Operación
<b>PWF</b>	Presión de Fondo Fluyente
<b>PCP</b>	Progressive Cavity Pump
<b>RGP</b>	Relación Gas Petróleo
<b>RPM</b>	Revoluciones por Minuto
<b>THP</b>	Tubing Head Pressure

**TVD** Total Vertical Depth

**°F** Grados Fahrenheit

## GLOSARIO

**ABRASIÓN:** desgaste o erosión superficial por atribuida a la fricción o el rozamiento.

**BOMBA POR CAVIDAD PROGRESIVA:** bomba que consiste en un estator y un rotor, donde su geometría crea series de cavidades separadas, espirales y lenticulares.

**CASING:** tubería de gran diámetro diseñada con un material resistente para soportar presiones altas que se instala en un hoyo descubierto y se cementa en ese espacio.

**CAUDAL:** cantidad de fluido que fluye por una unidad de tiempo en determinado sistema.

**CRUDO:** describe el petróleo sin refinar apenas es extraído de un pozo y se puede clasificar según la densidad por los grados API.

**DENSIDAD:** relación que existe entre la masa y el volumen de una sustancia específica.

**DESPLAZAMIENTO:** volumen de fluido bombeado por cada revolución del rotor dentro del estator.

**NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO:** nivel al cual desciende el fluido en el espacio anular a condiciones de producción en un pozo.

**NIVEL DE FLUIDO ESTÁTICO:** nivel a la cual llega el fluido dentro de un pozo, a cuando este se encuentra cerrado.

**ELASTÓMERO:** polímero que hace parte de la bomba por cavidades progresivas, cuyo comportamiento es elástico.

**ESTATOR:** tubo con hélice simple o múltiple, normalmente de material polimérico, con una conexión a la tubería de producción.

**EXCENRICIDAD:** diferencia entre el diámetro mayor y el diámetro menor del rotor.

**HIDROCARBUROS:** compuesto orgánico natural, que está compuesto principalmente de moléculas de carbono e hidrogeno, puede manifestarse en las tres fases como gases, líquidos o sólidos.

**HIDROSTÁTICA:** rama de la mecánica que está relacionado con los fluidos líquidos y gaseosos.

**MOTOR:** provee potencia a la bomba, mediante energía hidráulica, eléctrica o de combustión interna

**PARAFINICO:** compuesto orgánico líquido que se encuentra en el petróleo cuya estructura molecular se compone de una cadena abierta y se solidifica cuando existen cambios de temperatura.

**POLÍMERO:** combinación química de moléculas llamadas monómeros y que poseen comportamiento viscoelástico.

**POZOS PETROLÍFEROS:** consta de una perforación con tubería y revestimientos para conectar un yacimiento de hidrocarburos en el subsuelo con la superficie y así facilitar su explotación.

**PRESIÓN:** fuerza ejercida por unidad de área superficial.

**ROTOR:** eje de la bomba, cuya superficie tiene forma de hélice simple o múltiple, se encuentra dentro del estator.

**SARTA:** serie de tuberías de acero unidas entre sí, para formar una tubería uniforme.

**SOFTWARE:** conjunto de programas e instrucciones, las cuales permiten ejecutar diferentes tareas en un computador.

**SUMERGENCIA:** columna de fluido que se encuentra sobre la posición en el pozo de la bomba.

**SURVEY:** medición completa que arroja datos de inclinación y azimuth en el proceso de perforación de un pozo.

**VISCOSIDAD:** es una propiedad de los fluidos que determina la resistencia que posee un fluido al movimiento.

**YACIMIENTO:** cuerpo de roca porosa y permeable en el subsuelo que es capaz de almacenar fluidos y se forman bajo condiciones de temperatura en los cuales se pueden preservar los hidrocarburos.

## RESUMEN

El análisis del funcionamiento del bombeo mecánico es importante para aumentar la eficiencia, dando como consecuencia un aumento en la producción y una disminución de los costos de levantamiento, proponiendo escenarios mediante hojas de Excel para cálculo de eficiencia de desplazamiento en bombas de subsuelo en presencia de fluidos gaseosos, desempeño natural de las bombas de subsuelo con fluidos multifásicos y el programa para diseño y optimización de sistemas de levantamiento por bombeo mecánico Qrod de Echometer, con el fin de optimizar el sistema de bombeo mecánico, teniendo en cuenta aspectos técnicos y operacionales. Este trabajo utiliza datos reales de 3 pozos del campo Palagua, ubicado en Puerto Boyacá, operado por la Unión Temporal IJP. Los principales resultados fueron, para darle mejor manejo al gas y evitar interferencia por gas en los pozos, uno de los dos posibles casos de optimización fue aumentar la eficiencia de la bomba como compresor mediante la disminución de los espacios muertos y el otro planteamiento fue la instalación de un separador tipo copa en el fondo con el fin de evitar la entrada de gas a la bomba y como conclusiones principales la disminución del espacio muerto en pozos con poca presencia de gas se hace más rentable, caso contrario que en pozos con alta relación gas petróleo se hace mucho más práctico la colocación de separadores de gas en fondo.

**Palabras clave:** Campo Palagua, Cuenca de Valle Medio del Magdalena, bombeo mecánico, interferencia por gas, bomba subsuelo, eficiencia de llenado.

## **ABSTRACT**

The analysis of the operation of mechanical pumping is important to increase efficiency, resulting in an increase in production and a decrease in lifting costs, proposing scenarios using Excel sheets for calculation of displacement efficiency in subsoil pumps in the presence of gaseous fluids, natural performance of subfloor pumps with multiphase fluids and the program for design and optimization of Echometer's Qrod mechanical pumping systems, in order to optimize the mechanical pumping system, taking into account technical and operational aspects. This work uses real data from 3 wells of the Palagua field, located in Puerto Boyacá, operated by the IJP Temporary Union. The main results were, to give better gas handling and avoid gas interference in the wells, one of the two possible cases of optimization was to increase the efficiency of the pump as a compressor by decreasing dead spaces and the other approach was the installation of a cup-type separator at the bottom in order to prevent the entry of gas to the pump and as main conclusions the decrease of dead space in wells with little gas presence becomes more profitable, otherwise, in wells with high ratio Gas oil is much more practical collation of gas separators in the background.

**Keywords: Plague Field, Middle Magdalena Valley Basin, mechanical pumping, gas interference, subsoil pump, filling efficiency.**

## INTRODUCCIÓN

El objetivo de este proyecto fue optimizar el sistema de bombeo mecánico para lograr obtener la máxima eficiencia de levantamiento, el campo de estudio está ubicado en la Vereda Palagua, jurisdicción del municipio de Puerto Boyacá, en el departamento de Boyacá, el margen oriental del Río Magdalena, al suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M.), Colombia. Asimismo, el Campo Palagua se encuentra a 7 Km al oriente de la Estación Vascónica de Ecopetrol, y al norte de la Ciénaga de Palagua.

El Campo Palagua fue descubierto en noviembre de 1954 por la empresa Texas Petroleum Company (Texaco), el primer pozo perforado en este campo se llevó a cabo el 04 de noviembre de ese mismo año. Este produjo 427 BOPD en la prueba oficial y el crudo presento una gravedad API de 18.2°; actualmente la mayoría de pozos en este campo operan con sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico.

En ese momento la empresa Texas Petroleum company utilizo su propia nomenclatura para delimitar las unidades lito estratigráficas que es totalmente diferente a la que usa hoy en día.

El basamento es perteneciente al pre cretácico, este está conformado por rocas ígneas y rocas metamórficas principalmente, en estas se encuentran minerales como feldespatos (plagioclasas), cloritas, cuarzos y micas. El basamento tiene una discordancia angular de extensión regional en su contacto superior.

Las formaciones Guaduas y tuné son pertenecientes al Eoceno superior – Oligoceno. Están compuestas principalmente por areniscas basales que se encuentran en la formación Guaduas e intervalos arenosos que se encuentran en la formación Tuné. Estas formaciones son de interés porque se encuentran saturadas de petróleo o agua salda.

Las formaciones Zorro y Diamante corresponden al Mioceno y Plio-Pleistoceno. Estas formaciones son intervalos arcillosos y secuencia de intercalaciones de conglomerados, estas formaciones tienen mala selección de granos. Estas areniscas presentes están caracterizadas por ser líticas, friables, de grano grueso a conglomerada ticas.

Según la ANH después de un siglo de exploración en la cuenca se han descubierto cerca 2412MBP y 2,5 TPCG en 51 campos.

Las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna,

Simití y Tablazo. Su kerógeno es de tipo II, el TOC oscila entre 1 y 6%, y la reflectancia de vitrinita (Ro) es de 1,1 a 1,2 %.<sup>1</sup>

El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado), con promedios de porosidad entre 15 y 20% y, permeabilidad de 20 a 600 md. Los depósitos calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna) poseen un importante potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.<sup>2</sup>

La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos. Se han identificado tres tipos: 1) Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno. 2) Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno. 3) Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno.<sup>3</sup>

Cuatro importantes tipos de trampas han sido identificadas: 1) Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento (Contractional faultrelated folds hidden beneath surface thrust). 2) Estructuras “dúplex” de cabalgamiento con cierre independiente. 3) Cierres dependientes de falla. 4) Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes<sup>4</sup>

Para el proceso de extracción hay diferentes sistemas que se usan, siendo el bombeo mecánico el sistema de levantamiento artificial de extracción de petróleo más ampliamente usado en el mundo. Más del 80% de los pozos petrolíferos del mundo, trabaja con este sistema. Esto se debe a factores tales como, su versatilidad, su antigüedad, su facilidad para operar en diversidad de condiciones, la intercambiabilidad de los equipos, la familiaridad que los operarios tienen en el manejo del sistema, entre otros. Una de las grandes ramas de la ingeniería de petróleos está enfocada a la producción de hidrocarburos desde el yacimiento, hasta la superficie. En primer lugar, los hidrocarburos poseen la suficiente energía para brotar hasta superficie. En el momento en que un pozo pierde la capacidad de producir el crudo por sí mismo, se requiere implementar métodos de levantamiento

---

<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Geología del Petróleo. Open Roud COLOMBIA 2010 [en línea], 22 de agosto de 2019. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=51&dec=60>

<sup>2</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Geología del Petróleo. Open Roud COLOMBIA 2010 [en línea], 22 de agosto de 2019. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=51&dec=60>

<sup>3</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Geología del Petróleo. Open Roud COLOMBIA 2010 [en línea], 22 de agosto de 2019. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=51&dec=60>

<sup>4</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Geología del Petróleo. Open Roud COLOMBIA 2010 [en línea], 22 de agosto de 2019. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=51&dec=60>

artificial para proporcionar la energía necesaria que permita obtener el fluido en superficie. Entre los métodos existentes encontramos, bombas electro sumergible (BES), bombas de cavidades progresivas (PCP) y bombeo mecánico.

Para el diseño de estos sistemas de levantamiento se tienen varios aspectos en cuenta como lo son las propiedades físicas y químicas del hidrocarburo, y el tipo de yacimiento en el cual se encuentran atrapados. En la industria petrolera el más usado es el bombeo mecánico por que presenta una larga vida útil, ya que tiene la capacidad de manejar varios tipos de hidrocarburos y presenta un bajo costo de uso, pero es uno de los que presenta más baja eficiencia de levantamiento.

El presente proyecto de investigación tiene como objetivo, realizar la optimización del sistema de bombeo mecánico para máxima eficiencia de levantamiento, en tres pozos que presentan interferencia por gas en el campo Palagua. La máxima eficiencia de levantamiento en campos que presentan problemas de interferencia por gas no excede el rango del 15% al 35%. Esto se debe a un inadecuado diseño del sistema y al uso de equipo de subsuelo (bombas y separadores de gas) que limitan o restringen la entrada de líquido a la tubería de producción. Lo anterior trae como consecuencia fallas operacionales asociadas al daño de la bomba (fugas a través de válvulas o desgaste del ensamble pistón-barril) en sí misma y cualquier otro componente del equipo de subsuelo y de superficie; además la energía eléctrica consumida aumenta para las mismas condiciones operacionales en presencia de gas. Los problemas de interferencia de gas traen como consecuencia perdidas de producción de aceite. Por esto surge la necesidad de revisar el sistema de levantamiento actual que se tiene en los pozos que presentan interferencia por gas en el campo Palagua. Al optimizar la eficiencia de levantamiento se verá reflejada en un mejor desempeño del sistema de levantamiento y en mejores prácticas operacionales de campo.

Debido al crecimiento de la industria, el incremento en la demanda de hidrocarburos y el aumento en la dificultad de producir petróleo crudo desde el yacimiento hasta la superficie, las empresas de Petróleo & Gas se ven en la obligación de realizar investigaciones que van encaminadas en la búsqueda de optimización de los sistemas de levantamiento artificial actuales. Para realizar una buena optimización del sistema de levantamiento se debe tener en cuenta los parámetros adecuados, desde la selección de los equipos de superficie y subsuelo, pasando por el diagnóstico de desempeño y la implementación de mejores prácticas operacionales.

En esta época cambiante, las empresas deben prestar atención especial a las tecnologías innovadoras para garantizar la optimización de estos sistemas de levantamiento artificial. En la búsqueda de mejorar la eficiencia de levantamiento las empresas han optado por revisar minuciosamente cada parámetro que afecta el proceso de extracción de hidrocarburos, ya que una mejora en la eficiencia de levantamiento se verá reflejada en incrementos de producción y menores costos operacionales.

En este proyecto se presenta un caso específico donde el yacimiento que se encuentra en este momento por debajo del punto de burbuja, por medio de esta información se interpreta que la energía primaria del yacimiento es empuje por gas en solución. Gracias a esto se presenta un problema llamado “interferencia o bloqueo por gas”, este será un factor clave a la hora de decidir cuáles son escenarios de optimización en los pozos. El impacto de este proyecto se verá reflejado en el corto, mediano y largo plazo mediante la implementación nuevas y mejores prácticas operacionales, otros elementos auxiliares para equipos de subsuelo aptos para operar en condiciones de extracción de hidrocarburos con altas relaciones gas-liquido.

La finalidad de este proyecto es incrementar las ganancias en las empresas de Petróleo & Gas, por medio de una optimización en la eficiencia de levantamiento, en tres pozos que presenten interferencia por gas en el Campo Palagua. A lo largo de la historia la industria petrolera ha presentado problemas de interferencia de gas que disminuyen significativamente la eficiencia en los sistemas de levantamiento como son: bombas electro sumergible, bombas de cavidades progresivas y bombeo mecánico principalmente.

La industria petrolera ha buscado siempre extraer los hidrocarburos líquidos de yacimientos con empuje de gas libre y empuje de gas en solución utilizando bombas de diseño especial y otros equipos auxiliares que permitan separar el gas desde el fondo del pozo. El sistema de levantamiento por bombeo mecánico por sus características a diferencia del bombeo electro sumergible y el bombeo de cavidades progresivas considera la implementación de prácticas operacionales que contribuyen a disminuir o eliminar el problema de interferencia de gas.

Esta industria depende principalmente del precio del barril de crudo frente al precio del gas producido, que varía de acuerdo a la ley de la oferta y la demanda. Por esta razón las empresas de Petróleo & Gas se esfuerzan realizando diferentes investigaciones para optimizar los procesos y así obtener la mayor rentabilidad posible.

En agosto del 2018 se realizó una investigación que tenía como objetivo optimizar tres pozos en el Campo Palagua por medio de dos válvulas de contra presión ubicadas en el tubing, los resultados de esta investigación dieron pie para la realización de este proyecto.

En los últimos años y con la madurez del campo se ha incrementado la producción de gas. Este hidrocarburo afecta la producción de petróleo crudo causando, lo que se conoce como “interferencia por gas”, ya que disminuye la eficiencia de llenado de la bomba de subsuelo hasta en un 50%, motivando la búsqueda de soluciones a este problema, a bajo costo.

El objetivo general de esta tesis fue optimizar el sistema de bombeo mecánico para máxima eficiencia de levantamiento en tres pozos que presentan interferencia por gas en el campo Palagua, los objetivos específicos fueron: describir las generalidades y geología de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, describir las generalidades del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, seleccionar tres pozos del Campo Palagua que presentan interferencia de gas, por medio de parámetros específicos, proponer escenarios de optimización del sistema de bombeo mecánico, teniendo en cuenta aspectos técnicos y operacionales, simular los escenarios propuestos de optimización mediante el programa Qrod de Echomiter y comparar el escenario de mayor eficiencia de levantamiento obtenido con el escenario actual mediante el indicador financiero beneficio- costo.

Mediante los escenarios de optimización propuestos se espera elevar la eficiencia de levantamiento en los pozos seleccionados presenten interferencia por gas en el Campo Palagua. La optimización se verá reflejada en un buen funcionamiento operacional y un aumento en la vida útil de los equipos, todo esto se reflejará en un aumento de la producción de aceite.

## MARCO TEÓRICO

### 1.1 BOMBEO MECÁNICO

La definición del bombeo mecánico es usualmente basada en los componentes que lo componen; no obstante, Guo, Lyons y Ghalambor ofrecen una definición basada en su funcionamiento, describiendo el bombeo mecánico como aquel sistema de levantamiento artificial que permite el levantamiento de petróleo de fondo a superficie mediante el uso de energía mecánica. Es uno de los sistemas más simples y versátiles que existen, y es tal vez esta versatilidad y adaptabilidad a condiciones de operación que le han otorgado su popularidad de uso a lo largo de la historia.

**1.1.1 Funcionamiento del bombeo mecánico.** La función principal de este sistema es la de extraer fluidos mediante un movimiento ascendente descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la tubería de producción en el fondo, cerca del yacimiento. El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que esta forma ofrece no solo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma.

Principalmente este tipo de sistema de levantamiento artificial se aplica cuando se tiene un bajo índice de productividad, no existe producción de arena y si la hay, que esta sea muy baja; se necesita que exista una presión de fondo fluyendo, suficiente para que los fluidos alcancen un nivel estático en el pozo, que no existan depósitos de parafinas entre otras.

Sus componentes principales son: unidad de bombeo mecánico, cabezal y conexiones superficiales, sarta de varillas, bomba reciprocante. Es necesario que desde el diseño de la unidad de bombeo se asegure el tamaño apropiado de la caja reductora y de la estructura, así como la longitud de recorrido teniendo en cuenta la sumergencia del pozo.

Su funcionamiento es el siguiente: la unidad ubicada en la superficie imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión a través de un motor eléctrico o a combustión.

La sarta de varillas a su vez mueve el pistón de la bomba que se encuentra ubicada en la sarta de producción a una profundidad que depende del diseño.

**1.1.2 Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico.** Como ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico están la Tabla 1

Cuadro 1 Ventajas y desventajas

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilidad en el diseño e instalación.</li> <li>• Normalmente se utiliza durante toda la vida productiva del pozo.</li> <li>• La capacidad del sistema de bombeo puede ser fácilmente modificable para ajustarse a las variaciones del índice de productividad,</li> <li>• Las partes de las unidades son intercambiables de manera fácil.</li> <li>• Fácil de operar.</li> <li>• Su fuente de energía puede ser a partir de gas o electricidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La unidad requiere de un espacio considerable debido a las dimensiones de esta.</li> <li>• No se recomienda utilizar en pozos desviados.</li> <li>• Se tienen limitaciones en la profundidad de la bomba ya que se puede presentar resistencia mecánica por las varillas.</li> <li>• Si existe exceso de gas es probable que se bloquee la unidad</li> </ul>

Fuente: elaboración propia

**1.2 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO**

La función de la unidad de bombeo es transferir la energía del motor, ya sea eléctrico o a combustión a la sarta de varillas. Existen actualmente diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico.

Entre las más usadas se encuentra la de balancín (machín) donde el motor, mediante la caja reductora, hace girar las manivelas y las cuales a su vez mueven el balancín.

Según su geometría pueden ser:

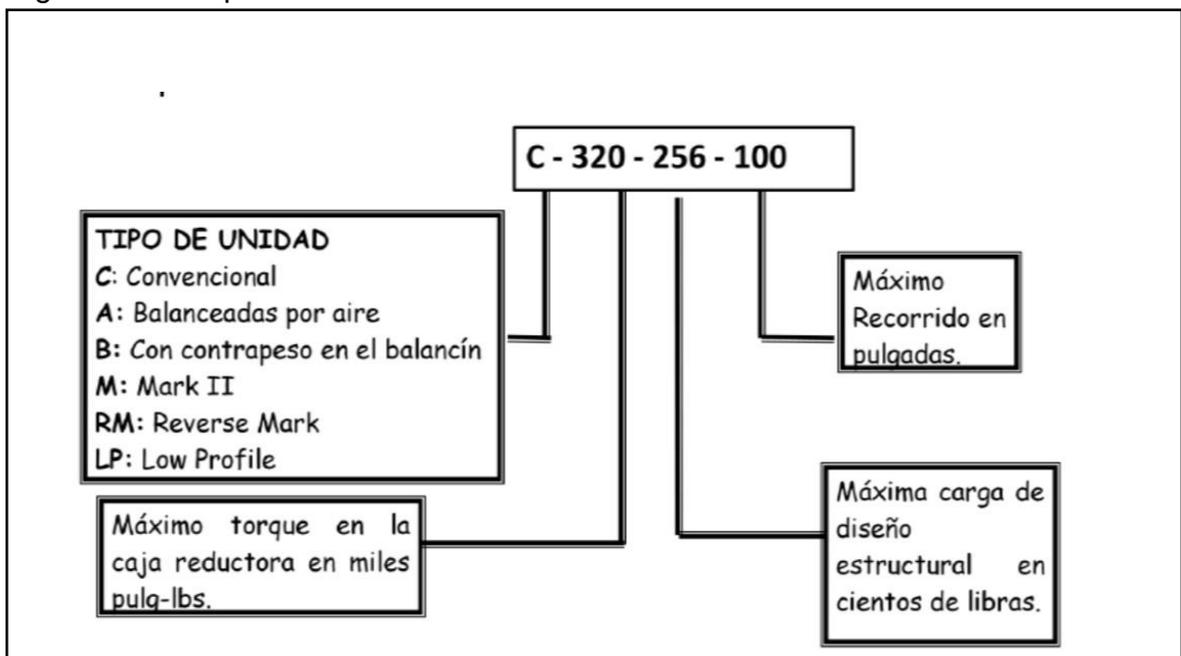
- Unidad convencional: su punto de apoyo está en el medio del balancín y es contrabalanceada con pesas.
- Neumática: su punto de apoyo se encuentra en el extremo delantero del balancín y es contrapesado con aire.
- Mark II: su punto de apoyo se encuentra en el extremo trasero del balancín y es contrabalanceado con pesas.

- Hidráulica: el motor mueve una bomba hidráulica, de tal manera que el sistema hidráulico mueva los cilindros hidráulicos
- Rotaes o de carrera larga: esta se aplica a pozos de alta capacidad de producción o profundos. Emplea un diseño completamente mecánico de tal manera que el motor hace mover una banda y esta a su vez desplaza la varilla lisa.

### 1.3 DESIGNACIÓN API PARA UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

El instituto Americano de Petróleo (API) desarrolló un método estándar para la descripción de unidades de bombeo mecánico La Figura 1 muestra el significado de cada uno de los factores de la referencia de las unidades de bombeo, de tal manera que dicha información sea tenida en cuenta dependiendo de la respectiva aplicación.

Figura 1 Descripción de la referencia de las UBM

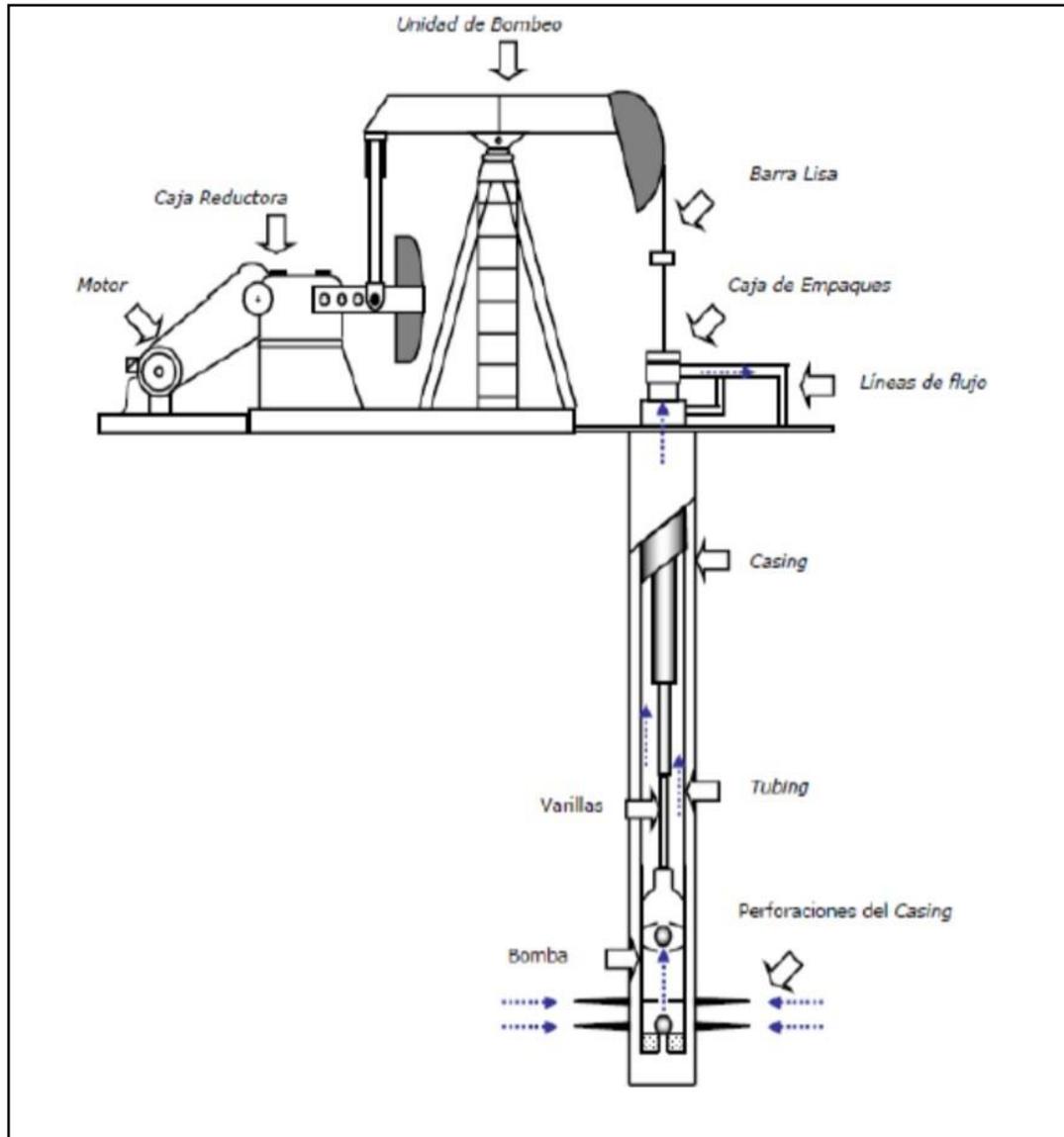


Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

## 1.4 PARTES DE LAS UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

Tal como se presenta en la Figura 2, el sistema se puede subdividir en 2 partes fundamentales: Equipos en superficie y equipos en fondo.

Figura 2 Partes de las unidades de bombeo mecánico



Fuente: Oscar Mauricio Ardila Rojas. (2019). Metodología para la evaluación de la eficiencia energética en un sistema de levantamiento de crudo mediante unidades de bombeo mecánico (Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el Título de Magíster en Sistemas Energéticos Avanzados). Universidad de Santander.

**1.4.1 Equipos de superficie.** Los equipos en superficie se encuentran diseñados para levantar la columna de crudo desde el subsuelo hasta la superficie y se visualizan tres centros de energía: el motor eléctrico, la unidad de bombeo y el cabezal.

**1.4.1.1 Motor (eléctrico o a combustión).** La función del motor es aportar la energía que el sistema de bombeo mecánico necesita para moverse. Existen dos tipos de motores utilizados en las unidades de bombeo: motor eléctrico y motor a combustión. El tipo y tamaño del motor depende de la profundidad de la bomba, nivel de fluido, velocidad de bombeo y del balanceo de la unidad entre otras características del pozo.

**1.4.1.2 Unidad de bombeo.** Las unidades de bombeo son las que transmiten el movimiento mecánico reciprocante a través de la sarta de varillas hasta la bomba de subsuelo la cual succiona el fluido del yacimiento. El motor con una correa hace girar el reductor de velocidad de tal manera que se produce un movimiento rotacional de la manivela la cual transfiere este movimiento reciprocante a la viga mediante una biela. La viga se soporta en el poste maestro. El cabezal de la unidad de bombeo y el colgador de la guaya son utilizados para mantener vertical la sarta de varilla. Se compone de los siguientes elementos:

- Caja reductora.

La caja reductora tiene como función convertir la velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida de bombeo. La clasificación relacionada con el torque máximo requerido y permitido sobre la caja reductoras se encuentra en el API 11E.

- Contrapesas.

El contrabalancea genera cargas muy altas y altos requerimientos de potencia nocivos para la caja reductora y el motor. Esta situación se da en cada recorrido ascendente y descendente y puede originar fallas en cojinetes, bielas, engranajes, correas y en el propio motor eléctrico. La función de las contrapesas es disminuir los impactos generados en los equipos teniendo un sistema balanceado.

**1.4.1.3 Cabezal de pozo.** Se encuentra conformado por válvulas y accesorios, de tal manera que el fluido y gases de producción sean contenidos de manera segura y dirigidos hacia el separador. Se compone de los siguientes elementos:

- Caja de empaques (stuffing box),

Se encarga de realizar sello contra la barra lisa de tal manera que se prevengan fugas de fluido.

- Líneas de flujo.

Son las encargadas de conectar el cabezal del pozo con el separador. Una alta presión en la línea puede producir altas cargas en la barra lisa y por ende baja eficiencia.

- Barra lisa (pelichead roda).

Su función es soportar el peso de la sarta de varillas, bomba y fluido. Como su nombre lo indica tiene una superficie lisa y brillante. Es la barra más fuerte dado que soporta las cargas más altas del bombeo.

**1.4.2 Equipos de subsuelo.** Las características de los equipos ubicados en el subsuelo son seleccionadas a partir de modelos computarizados que permiten simular bajo condiciones de operación del pozo una producción específica.

**1.4.2.1 Tubería de revestimiento (casing).** Es la tubería que protege al pozo de colapsos, con lo que permite la libre maniobra y ubicación de la tubería de producción y demás equipos en subsuelo.

**1.4.2.2 Tubería de producción tubing.** Es la tubería por la cual se transporta el fluido a la superficie. Cuando la profundidad de la bomba no excede los 5000 pies, la tubería es suspendida por el cabezal. Si la profundidad sobrepasa los 5000 pies, esta debe anclarse.

Las características de la tubería están consignadas en el API-RP-11L. El procedimiento de diseño recomendado por el API para unidades de Bombeo Mecánico convencionales es este método API-RP-11L.

El método está basado en correlaciones, resultado de la información de pruebas de investigación, y estos a su vez son presentados en términos de parámetros adimensionales que pueden ser determinados por una serie de curvas.

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

- Hacer una selección preliminar de los componentes de la instalación.

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

**1.4.2.3 Sarta de varillas de succión (Red).** Su función es transmitir el movimiento recíprocante a la bomba ubicada en el subsuelo. Esta se encuentra dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo, son fabricadas en fibra de vidrio, acero y combinadas. Las varillas se fabrican de acuerdo con las normativas del Instituto Americano del Petróleo (API) en grados A, B, C, D y E de acuerdo con su resistencia a la carga.

La sarta de varillas tiene un gran impacto sobre el sistema de tal manera que puede afectar las cargas sobre la barra lisa, la caja reductora y por ende en el consumo de energía.

**1.4.2.4 Bomba de subsuelo.** La bomba es un elemento clave del sistema a tal punto que el tamaño de esta dará cuentas en el índice de producción del pozo. La bomba permite la entrada del fluido del yacimiento a la sarta de producción proporcionándoles la energía que necesita para llevarlo hasta la superficie.

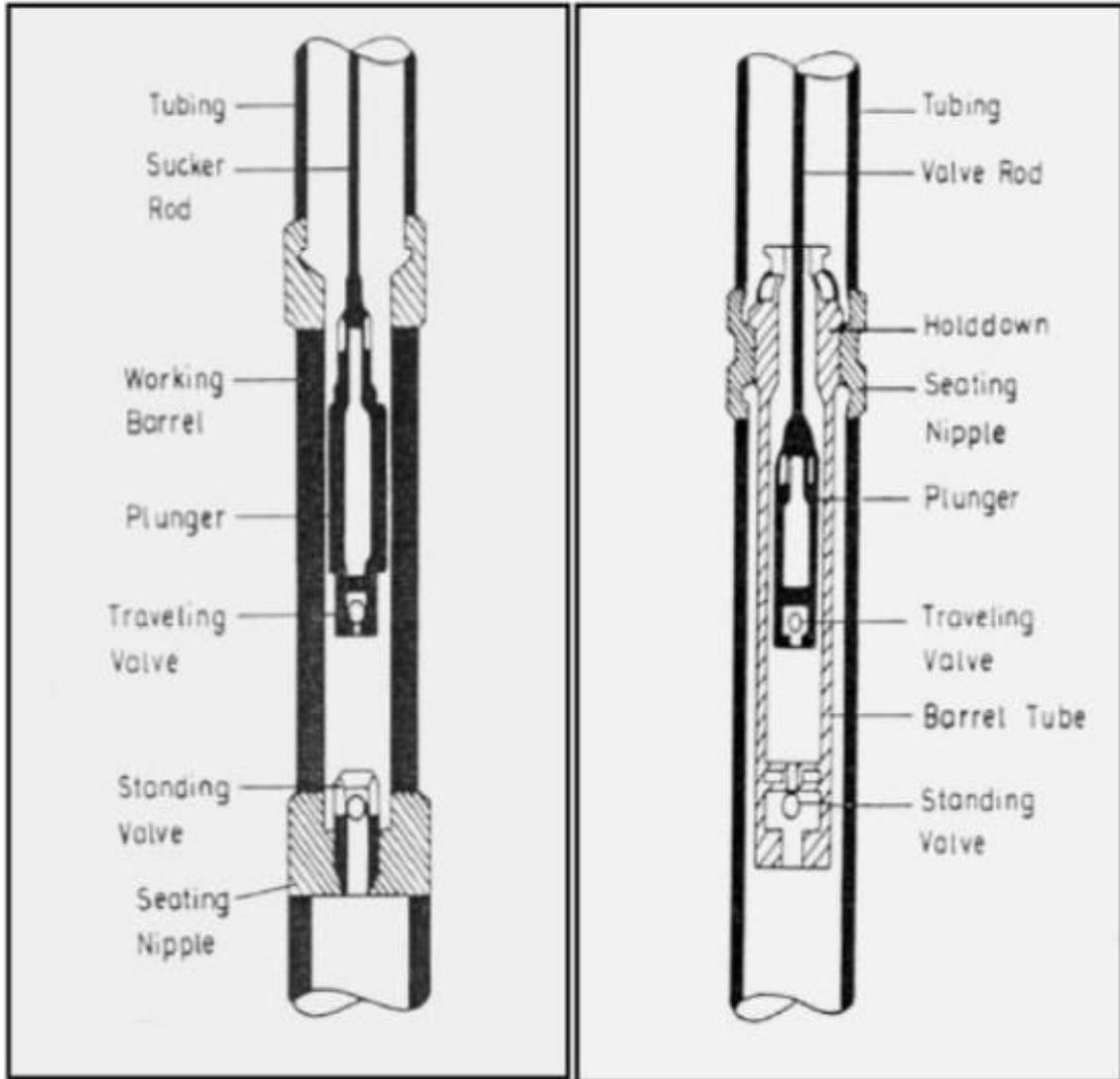
Las bombas que normalmente se utilizan en el bombeo mecánico son de desplazamiento positivo, siendo estas de cilindro-pistón.

Según su aplicación pueden clasificarse en:

- Bombas de Tubing: normalmente son utilizadas en pozos con alto índice de producción y poco profundos. Una de las desventajas más significativas es a la hora de tener que cambiar un barril se debe sacar todo el tubing
- Bombas Insertables: son fáciles de instalar y reparar. Su mayor ventaja es que al estar anclada al tubing, ante un mantenimiento no es necesario retirar el tubing.

La Figura 3 muestra dos de los tipos de bombas más utilizadas; Bomba de tubing y bomba insertable respectivamente.

Figura 3 Tipos de bombas

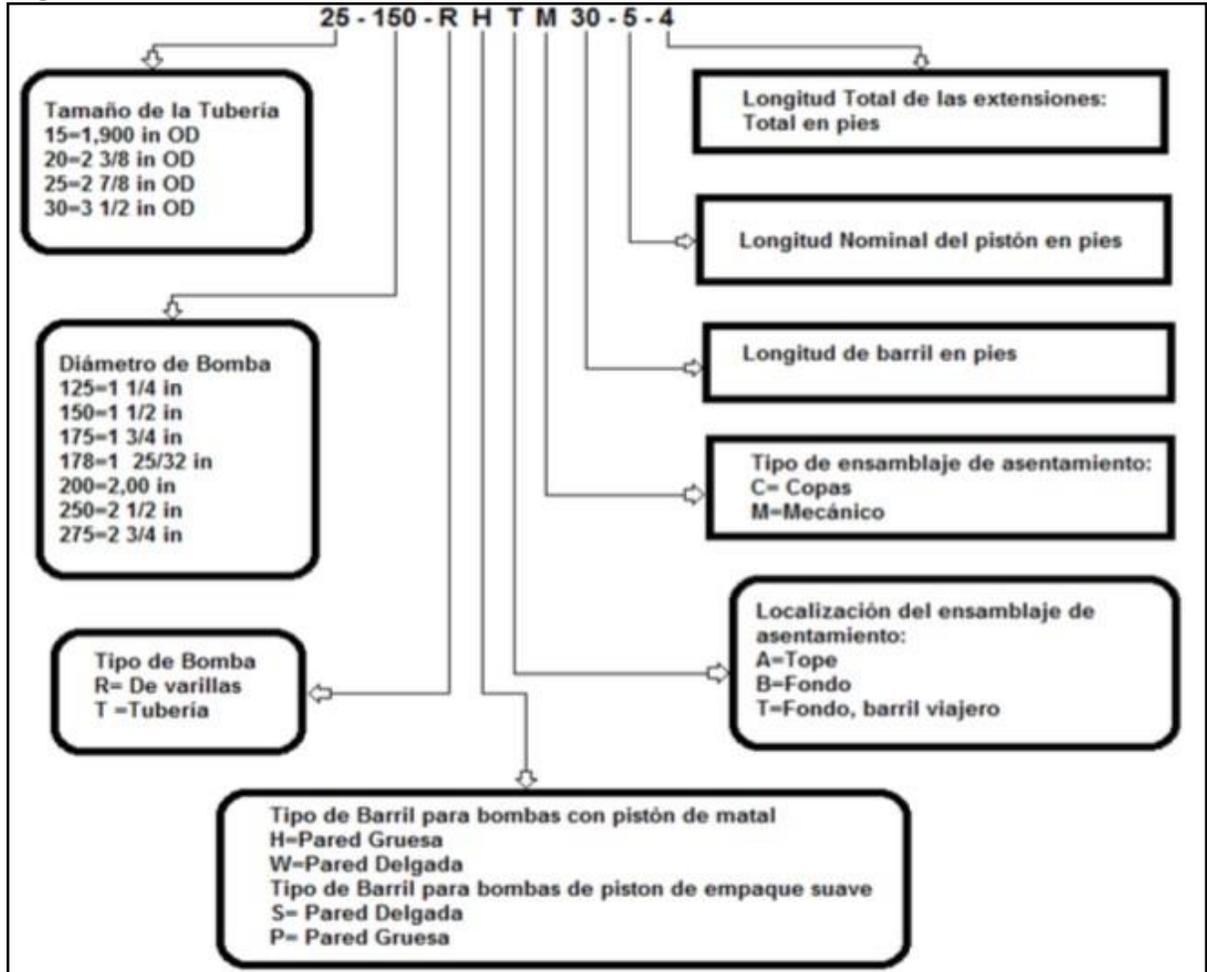


Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

## 1.4 DENOMINACIÓN DE LAS BOMBAS MECÁNICAS

El Instituto Americano de Petróleo desarrolló un método para la descripción de las bombas de subsuelo. Las características de las bombas de subsuelo están consignadas en el API-11AX

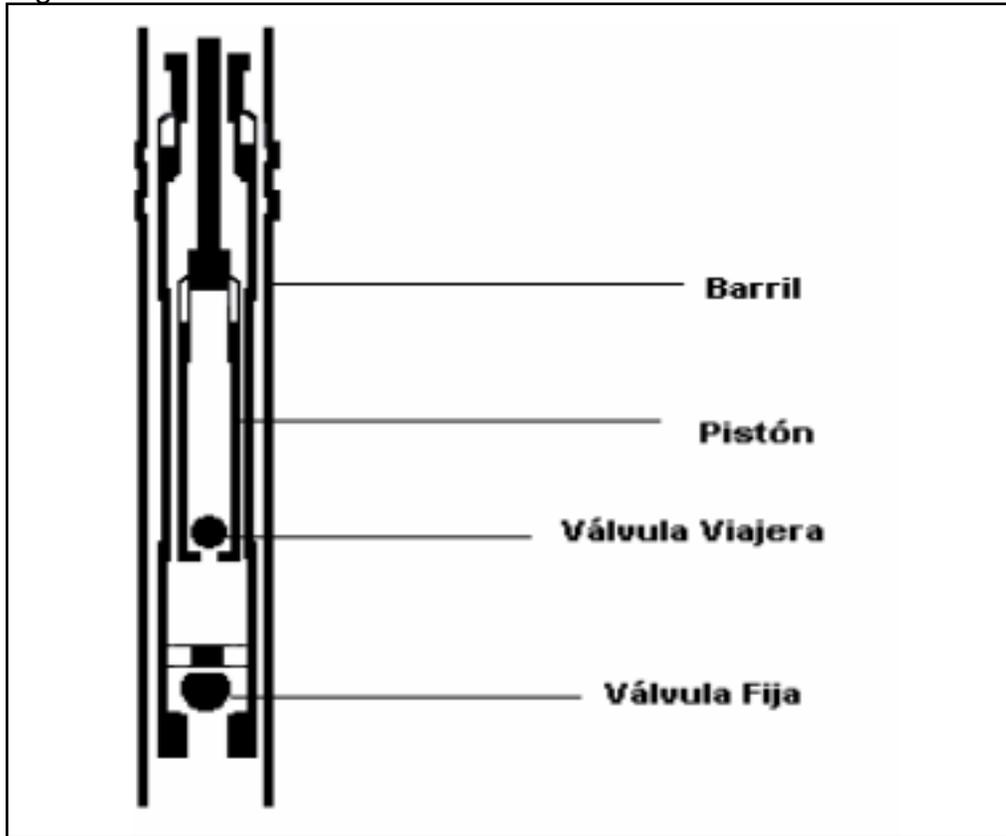
Figura 4 Denominación API bombas



Fuente: Oscar Mauricio Ardila Rojas. (2019). Metodología para la evaluación de la eficiencia energética en un sistema de levantamiento de crudo mediante unidades de bombeo mecánico (Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el Título de Magíster en Sistemas Energéticos Avanzados). Universidad de Santander.

### 1.5.1 Partes principales de la bomba.

Figura 5 Partes de la bomba



Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

- **Barril:** es un tramo de tubería metálica cuya pared interna se encuentra pulida permitiendo el desplazamiento con fricción mínima del pistón, es por esto por lo que el tamaño nominal de la bomba debe corresponder con el diámetro interno del barril. Los barriles pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas (pozos someros) o paredes gruesas (pozos de mayor profundidad), con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara o tipo camisa.
- **Pistón:** dependiendo de su configuración pueden ser lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc., y dependiendo del material pueden ser metálicos (acero, cromo, níquel plateado, metal pulverizado) y no metálicos. Los pistones de copa son utilizados en barriles con bombas de tubería de producción y han ido desapareciendo del mercado por tener restricción de profundidad.
- **Válvulas:** dentro de la bomba es una de las partes críticas ya que cada válvula debe operar de manera sincronizada de tal manera que la válvula fija permite

el llenado del barril y la válvula viajera la descarga del fluido. La falla en las válvulas es la falla más típica en las bombas. El API 11AX es la normativa para las válvulas de bola y asiento.

- **Anclaje de fondo:** estos son utilizados para fijar una parte estacionaria de una bomba de varilla, ya sea el barril o el embolo a la sarta de producción. El ancla se encuentra dentro del niple de asentamiento. El anclaje debe resistir las fuerzas de fricción.

Otra de las funciones del ancla es impedir el retorno de fluidos por la tubería, de tal manera que sella la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo. Las anclas pueden ser tipo copas (son de plástico o algún otro polímero) o mecánicas (pozos profundos por condiciones de extrema temperatura).

## 1.6 PRINCIPALES PROBLEMAS DEL BOMBEO MECÁNICO

Pese a ser el sistema de levantamiento artificial más usado en la industria, este presenta diversos problemas en su funcionamiento, por ejemplo, cuando el yacimiento tiene grandes volúmenes de gas, se genera un efecto de gas libre en la eficiencia de la bomba, que evita que las válvulas (tanto la viajera como la fija) cumplan su ciclo, lo cual impide la producción de fluidos. A continuación, se mencionarán algunos de los problemas que más se evidencian en el bombeo mecánico.

**1.6.1 Efecto de gas libre en la eficiencia de la bomba.** Efecto de gas libre en la eficiencia de la bomba. La presencia de gas libre en el barril de las bombas limita la eficiencia del ciclo de bombeo. En la carrera ascendente, la válvula fija no se abre hasta que la presión de la formación excede la presión que se genera en el espacio entre la válvula fija y el embolo.

Si alguna fracción de este último volumen está ocupado por el gas libre, la presión cae gradualmente conforme el embolo se mueve hacia arriba, de modo que la válvula fija no se abre.

Lo mismo ocurre cuando el embolo está en la carrera descendente, hay una pérdida considerable en la carrera efectiva antes de que se abra la válvula viajera por la presencia de gas en el cilindro de la bomba

**1.6.2 Interferencia/Bloqueo por gas.** La agitación es un modo de producción en donde se tiene producción mientras el embolo esté en constante movimiento, ya que las válvulas (fija y viajera) se mantienen abiertas durante todo el ciclo de bombeo, de no ser así los diferenciales de presión no son suficientes para que las válvulas se abran y se cierren. Este evento se presenta cuando se tienen altas producciones de gas, en donde el movimiento de las varillas y el embolo permiten que el gas se libere de la solución para dejar fluir el pozo. Si el movimiento de estos no es suficiente o se detiene el pozo deja de producir.

**1.6.3 Profundidad óptima para la instalación de la bomba.** Este es uno de los principales problemas que se encuentran en el diseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, ya que al depender principalmente de dos factores: el potencial de producción de la formación y la capacidad de desplazamiento de la bomba. Se pueden presentar dos casos diferentes:

- El desplazamiento de la bomba es mayor que el potencial de la formación
- El desplazamiento de la bomba es menor o igual que el potencial de la formación.

En ambos casos es necesario revisar la superposición de las curvas IPR, para determinar cuál es profundidad optima de la bomba para obtener la máxima producción del pozo.

**1.6.4 Golpe de gas.** El golpe de gas es el resultado del gas libre presente en la bomba. Cuando se tiene una alta producción de crudo con gas disuelto, el gas suele liberarse en la cámara de succión, llenando la bomba e impidiendo la apertura de la válvula viajera en la carrera descendente, ya que la bomba comprime el gas liberado y no logra obtener la presión necesaria para la apertura de la válvula.

**1.6.5 Golpe de fluido.** Ocurre cuando el pozo puede bombear más fluido del que el pozo puede producir por sí mismo, esto se evidencia cuando no hay interferencias en el bombeo y el barril no se llena adecuadamente en cada carrera. Si la unidad se mantiene activa así, se pueden presentar daños en el equipo y grandes pérdidas de energía, ya que la producción no se da hasta que el nivel de fluido se recupere.

**1.6.6 Contrabalanceo inapropiado.** El contrabalanceo de una unidad de bombeo convencional se ajusta por el desplazamiento de los pesos en el brazo del contrabalance. En una unidad balanceada por aire este es ajustado variando el corte de presión, de manera que el compresor se detenga cuando la presión de balance correcta es alcanzada.

El diseño deficiente de la sarta puede causar esfuerzos excesivos en las varillas, identificada en la carta dinamométrica como un viaje deficiente.

**1.6.7 Inapropiada selección del tamaño de la unidad de bombeo.** En muchos casos, las unidades de bombeo diseñadas para las condiciones originales del pozo nunca se cambian. Esto puede confirmarse cuando empieza a producirse gran cantidad de agua o cuando se tiene un Pozo Breñoso, es por esto por lo que la unidad de bombeo debe ser chequeado periódicamente y la unidad debe reemplazarse si no cumple con los requerimientos.

**1.6.8 Longitud de carrera muy corta.** En otros escenarios, la carrera de mayor longitud posible es la más eficiente. Sin embargo, en situaciones particulares, bastante inusuales, se requiere que dicha longitud sea máxima.

**1.6.9 Producción de arena.** La producción de arena puede destruir el equipo de fondo en muy poco tiempo. La intrusión de arena en la bomba genera problemas de desgaste en todo el equipo de subsuelo, adicionalmente si la arena se deposita entre el pistón y el barril, puede causar problemas en el arranque del pistón, causando diversos problemas mecánicos y disminuyendo la producción del pozo.

**1.6.10 Inapropiada selección de la bomba de subsuelo.** La selección de una bomba es importante en la instalación de un sistema de bombeo con varillas, ya que cada tipo de bomba está diseñada para mantenerse a diversas condiciones y por lo tanto no operan con la misma eficiencia en cada pozo.

**1.6.11 Inapropiada selección de la metalurgia de la bomba y las varillas.** Los pozos de petróleo que producen agua generalmente presentan problemas de corrosión si no usan inhibidores, las varillas y todo el equipo debe permanecer en un ambiente no corrosivo. La ruptura de varillas es un problema que generalmente se ve acelerado por la corrosión.

**1.6.12 Compresión de la sarta de varillas.** Esto también puede describirse como una deficiencia en el mantenimiento de la tensión de toda la sarta, esto conduce a fallas en las varillas de fondo y a un des alineamiento de la bomba.

## 1.7 MÉTODOS Y FÓRMULAS

Las bajo las siguientes formulas trabaja el simulador, según el programa especializado en bombeo de cavidades progresivas y bombeo mecanico.

**1.7.1 Factores que afectan la eficiencia volumétrica de la bomba.** Los siguientes, son los factores más relevantes involucrados con la eficiencia de la Bomba.<sup>5</sup>

**1.7.1.1 Presión de Entrada de la Bomba.** Es uno de los principales factores que influencia el comportamiento del sistema en situaciones de bombeo gaseoso. Mientras la presión de entrada se incrementa, el gas puede ser manejado en solución y la cantidad de gas libre llega a ser menor reduciendo la interferencia. El valor de la presión de entrada de la bomba está directamente relacionada con la presión de flujo de fondo  $P_{wf}$ ; estas magnitudes son equivalentes cuando la bomba se encuentra a la misma profundidad de las perforaciones; en caso contrario, es necesario determinar la  $P_{wf}$  y considerar la columna hidrostática de fluido para obtener la presión de entrada. Se puede utilizar una carta dinamométrica de bomba para el cálculo de la presión de entrada o estimar la columna de fluido de acuerdo a la siguiente ecuación:<sup>6</sup>

Ecuación 1 Presión de entrada a la bomba

$$P_i = H(0.4333 \cdot SG) + P_c$$

Donde:

*P<sub>i</sub>*: Presión de entrada a la bomba, psi

*H*: Nivel de fluido por encima de la bomba, pies

*SG*: Gravedad específica del fluido

*P<sub>c</sub>*: Presión en el revestimiento, psi<sup>7</sup>

---

<sup>5</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>6</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>7</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

**1.7.1.2 Flujo Multifásico.** Considerando aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo, se puede tipificar la producción de líquidos por el índice de productividad o en términos más generales por el IPR. La forma en que el flujo se desempeñe en la tubería, implica un estudio detallado de pérdidas de presión en tubería vertical que conducen mezclas en dos fases (tomándose gas y líquido solamente). Es fundamental tener un concepto claro de los regímenes de flujo en la tubería con el fin de predecir el efecto que va a tener el flujo Multifásico en las variables de bombeo. Si la presión se reduce considerablemente y además el crudo tiene gas asociado, más gas libre se desprenderá de la solución y el volumen de líquido se reducirá. Entre los regímenes de flujo que se presentan en flujo vertical se encuentran:<sup>8</sup>

- El Flujo de burbujas: en el cual las burbujas de gas se dispersan en un medio líquido continuo debido a la disminución de la presión.
- Flujo por baches: la presión decrece ocasionando que las burbujas aumenten de tamaño y arrastran a las más pequeñas, llegando al punto de separar el aceite por baches entre los cuales se encuentran bolsas de gas que impiden su flujo continuo.
- Flujo anular: en este momento las bolsas de gas son capaces de atravesar el bache de aceite, permitiendo que sólo gotas de este lleguen a superficie.
- Flujo de Niebla: al seguir bajando la presión se llega a un punto de una fase continua de gas, en el cual sólo unas gotas de aceite son transportadas por el gas.<sup>9</sup>

**1.7.1.3 Factor de Ecurrimiento.** La pérdida de fluido o escurrimiento en la bomba, es el resultado de que parte del fluido producido se escurra a través del espacio que existe entre el pistón y el barril de la bomba. El escurrimiento del barril-pistón dependerá de ciertas variables de bombeo, éstas son: el diámetro del pistón, la caída de presión en el pistón, la tolerancia, la longitud del pistón y la fracción del llenado. El escurrimiento barril pistón “Q” está dado por la siguiente relación:<sup>10</sup>

---

<sup>8</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>9</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>10</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Ecuación 2 Ecurrimiento del barril-pistón

$$Q = \frac{D * \Delta P * C^3}{\mu * L_p * 4.97 - 7} * \frac{2 - Fr}{2}, Bbls (*)$$

Donde:

- D*: Diámetro del pistón (pulgadas)
- ΔP*: Caída de presión a través del pistón (psi)
- C*: Tolerancia (milésimas de pulgada)
- L<sub>p</sub>*: Longitud del pistón (pulgadas)
- μ*: Viscosidad del fluido (centipoise)
- Fr*: Fracción de llenado

**1.7.1.4 Factor de Encogimiento o Volumétrico.** El factor de encogimiento o factor volumétrico de un fluido (gas, aceite o agua), es utilizado para calcular el volumen en superficie actual en cualquier condición desde el volumen medido a condiciones estándar. Para el caso de los líquidos, el factor volumétrico representa los efectos de disolver el gas en el pozo; es ésta la razón por la cual en el fondo el volumen que succiona la bomba de subsuelo sea mayor al que realmente se obtiene en superficie. La ecuación que describe el factor volumétrico es: <sup>11</sup>

Ecuación 3 Factor volumétrico

$$\text{Factor volumétrico} = \frac{\text{Barriles a condiciones de yacimiento (*)}}{\text{Barriles a condiciones de superficie}}$$

Debido a que mientras el fluido asciende, el gas se libera de la solución, hay una diferencia significativa entre el desplazamiento volumétrico en el fondo del pozo por la bomba y el volumen real que llega a superficie. Este efecto se conoce como factor de encogimiento; un factor de 1, indica que la bomba de subsuelo debe estar desplazando la misma cantidad de fluido que está llegando a superficie. Por ejemplo, un factor de 1.15 indica que la bomba en el fondo del pozo desplaza 115 barriles de fluido mientras a superficie sólo llegan 100 barriles de fluido.<sup>12</sup>

<sup>11</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>12</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

**1.7.1.5 Relación Gas Líquido.** Este concepto es muy similar al de relación gas aceite, a diferencia que aquí se tiene en cuenta el agua. A bajas relaciones gas líquido, el régimen de flujo es de burbujas, el cual contiene pequeñas burbujas de gas dispersas en una columna continua de tal manera que el efecto de elevación del gas es pequeño, y la caída de presión del fondo a la parte superior de la tubería de producción es igual a la suma del peso del líquido y a la resistencia del flujo del líquido. En este caso, la pérdida de presión debida a la resistencia al flujo no tiende a cero cuando la RGL tiende a cero de tal manera que la curva de pérdida de presión contra la RGL tiende a un valor mayor de pérdida por presión que la estática cuando RGL tiende a cero. Evidentemente, el valor final de la pérdida de presión se incrementa con la producción de líquido. Los incrementos de RGL causarán las transiciones que hay de flujo de burbuja a flujo por baches, al anular y finalmente en niebla; en otras palabras, la ayuda dada por el gas para elevar el aceite se incrementará en forma estable, y disminuirá la pérdida de presión sobre la tubería de producción.<sup>13</sup>

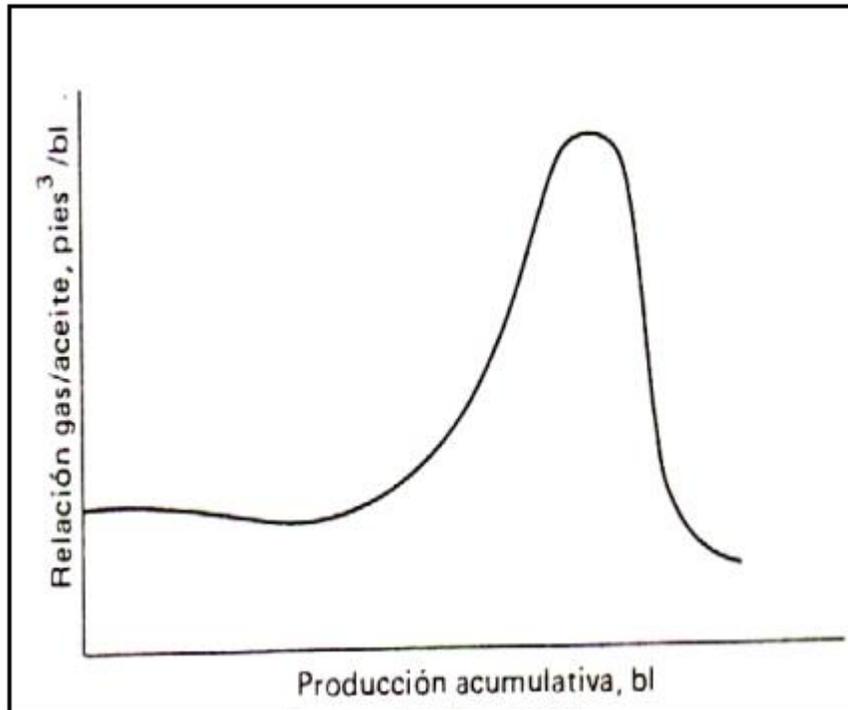
**1.7.1.6 Relación Gas Aceite.** La producción a una alta relación gas aceite GOR ha sido un problema muy común en levantamientos por bombeo mecánico. Cuando la presión de yacimiento está por encima del punto de burbuja, no hay gas libre en el pozo. Si se está produciendo a una alta caída de presión se puede presentar un incremento en la relación gas aceite. Sin embargo, si la presión de yacimiento es mayor que la presión de saturación, la relación gas aceite es igual al volumen inicial de gas en solución por unidad de volumen de aceite a condiciones de almacenamiento. Si la presión está por debajo del punto de burbuja, pero cercano a éste, generalmente no se toca aún el punto crítico y por tanto no existe aún gas libre. A medida que la presión de la formación continúa descendiendo y la saturación de gas libre se acerca a su punto crítico, el gas libre inicia su desplazamiento hacia la formación. Este caso suele ser muy común en levantamientos artificiales, como el bombeo mecánico, donde se tiene una declinación de la presión de yacimiento. Este gas libre se convierte en un factor que influencia el comportamiento del sistema, limitando la eficiencia de bombeo y por lo tanto la producción. Es conocido que en las etapas finales del campo, la producción disminuya considerablemente por lo que la producción acumulada a través del tiempo no aumenta significativamente. El comportamiento típico del GOR se presenta en la figura 6.<sup>14</sup>

---

<sup>13</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>14</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 6 Comportamiento típico del GOR

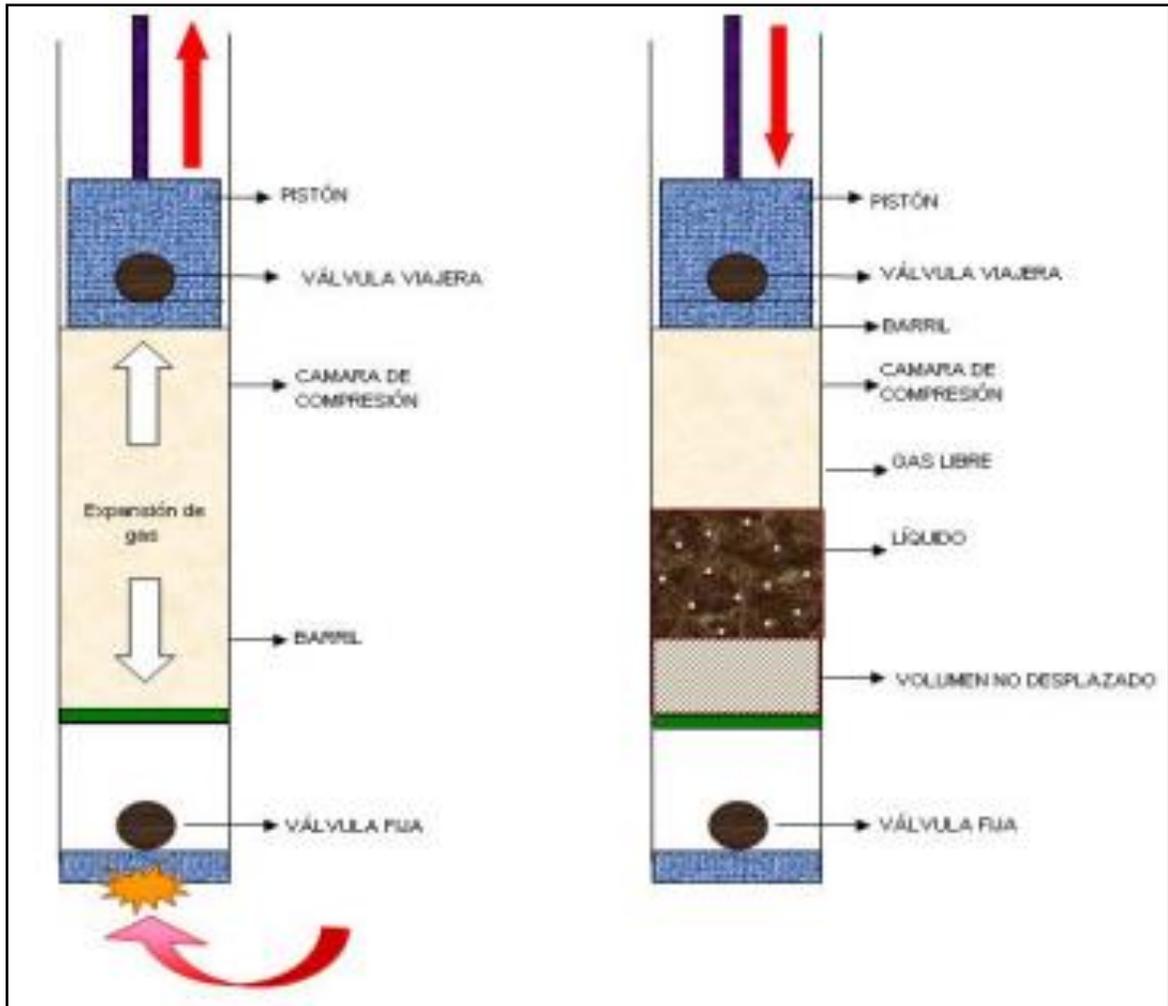


Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

**1.7.1.7 Relación de Compresión.** Capacidad de la bomba para comprimir fluido dentro de la cámara de compresión (barril). En la carrera ascendente, el barril de la bomba es llenado con una combinación de líquido y gas, la compresión de este fluido se logra cuando la presión en la cámara es lo suficientemente alta para que la válvula viajera pueda abrir; esto se logra solamente si en presencia de gas, el pistón puede comprimir el gas en parte de su recorrido descendente. En la Figura 7 se puede observar que, en la carrera ascendente, el gas se expande por toda la cámara; si la presión por debajo de la válvula fija no supera la presión en la cámara, la válvula fija permanece cerrada y el nuevo fluido no puede entrar a la bomba haciendo que se produzca un bloqueo por gas. Las variables a considerar son: el volumen no desplazado entre la válvula fija y viajera, presión de entrada a la bomba, presión hidrostática, el recorrido del pistón y la relación gas aceite. <sup>15</sup>

<sup>15</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progressivas>

Figura 7 Relación de compresión de la bomba de subsuelo



Fuente: Fuente: GUO, Boyun. LYONS, William C. Ghalambor, Ali. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. ELSEVIER. 2007.

**1.7.2 Efectos de gas en la bomba.** Al observar el ciclo de bombeo, se observa que la presencia de gas en el barril de la bomba limita la eficiencia del bombeo. En la carrera ascendente, la válvula fija no se abre hasta que la presión de la formación exceda la presión entre el émbolo y la válvula fija. Si alguna fracción de este último volumen es ocupado por el gas libre, la presión cae gradualmente conforme el émbolo se mueve hacia arriba, de modo que la válvula fija no se abre hasta que ha perdido parte de su carrera ascendente. De manera similar, cuando el émbolo desciende, hay una pérdida considerable en la carrera efectiva descendente antes de que se abra la válvula viajera, como resultado del gas libre presente en el cilindro de la bomba.<sup>16</sup>

**1.7.2.1 Ciclo de Bombeo con Interferencia de Gas.** Aquí hay una producción limitada de líquido y la eficiencia de la bomba se ve alterada debido a la presencia del gas. La interferencia de gas es causada por:<sup>17</sup>

- Gas libre entrando a la bomba a través del separador de gas en subsuelo (ancla de gas). Esta ubicación causa interferencia de gas en varias posiciones de la carrera descendente<sup>18</sup>
- Liberación de gas en solución durante la carrera ascendente. Esta condición usualmente causa una interferencia de gas constante en toda la carrera descendente<sup>19</sup>
- Si el gas que está entrando a la bomba se encuentra a una suficiente presión con respecto a un buen nivel de fluido por el anular, el resultado es que la interferencia de gas reduce de alguna manera el golpe de fluido, debido a que la válvula viajera está cerrada durante la carrera descendente por el gas almacenado en la cámara de la bomba, se provee un colchón que de una forma u otra ayuda a reducir el impacto. Debido que la presión con la que el fluido está entrando a la bomba decrece cada vez más, la interferencia por gas se incrementa<sup>20</sup>
- En el caso de que la interferencia sea causada por el gas libre que está entrando a la bomba a través del separador de fondo, es necesario un nuevo diseño del ancla de gas. Si ésta es causada por el rompimiento de gas fuera

---

<sup>16</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>17</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>18</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>19</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>20</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

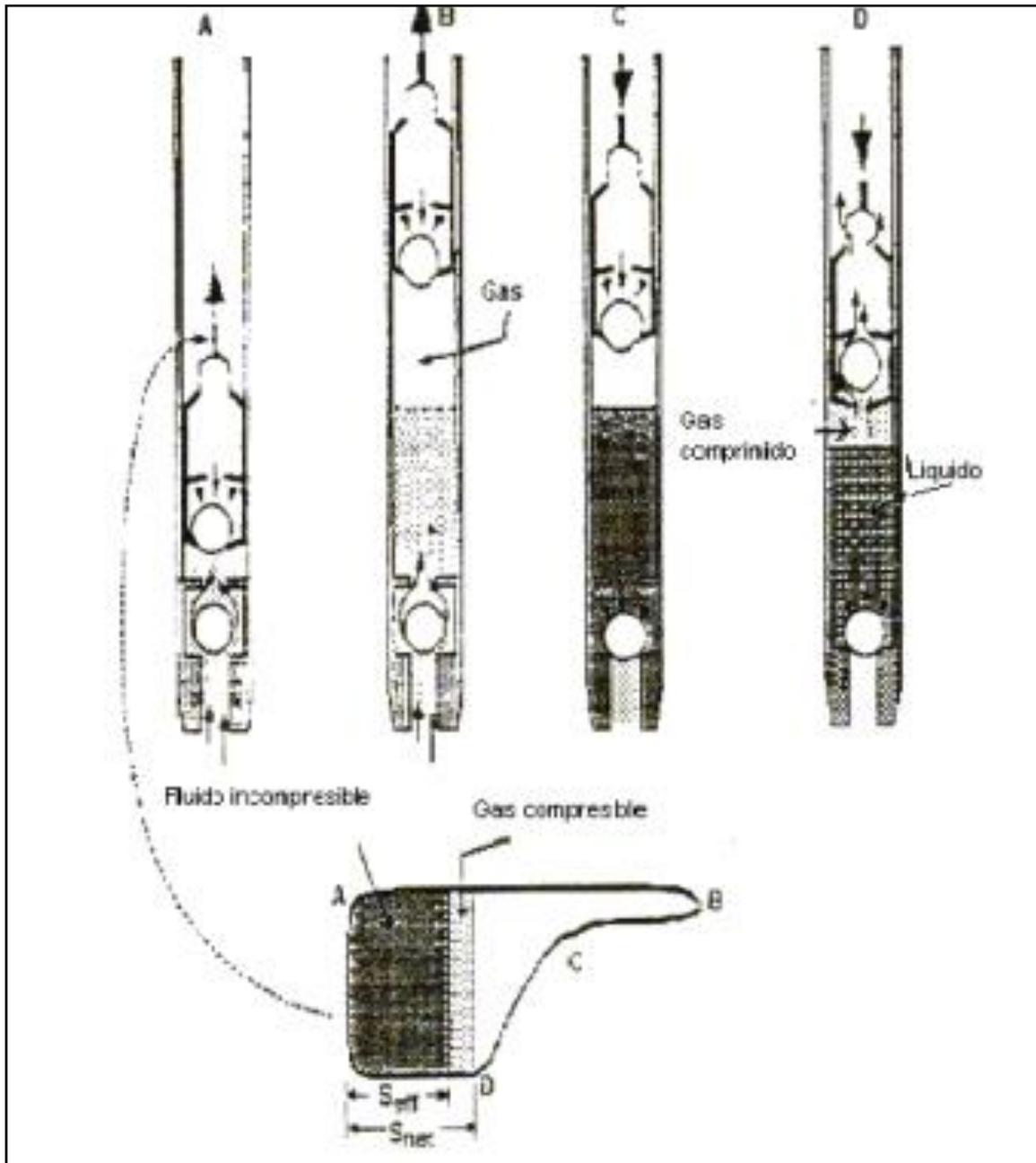
de la solución durante el llenado de la bomba, todas las restricciones que se puedan tener deben ser abiertas con el fin de evacuar el gas.

En la Figura 8, se presenta el ciclo de bombeo, y la respectiva carta de bomba para una interferencia por gas o golpe de gas.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 8 Ciclo de bombeo con presencia de gas “golpe de gas”

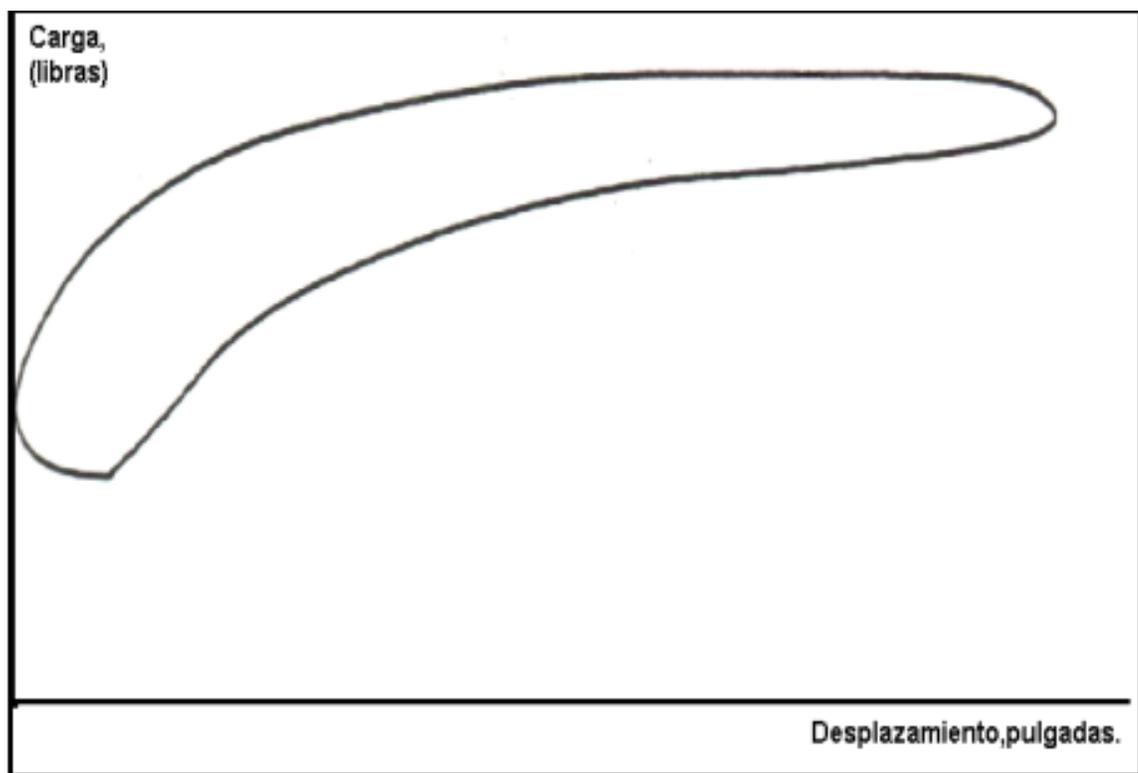


Fuente: Fuente: GUO, Boyun. LYONS, William C. Ghalambor, Ali. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. ELSEVIER. 2007.

**1.7.2.2 Ciclo de Bombeo con Bloqueo por Gas.** El bloqueo por gas ocurre cuando burbujas de gas a alta presión llegan a pasar a través de la bomba, causando que tanto la válvula fija como la estacionaria permanezcan cerradas y que el gas quede atrapado dentro de la bomba en las carreras ascendente y descendente.<sup>22</sup>

Este problema es común en pozos que tienen una alta presión de formación y un potencial para producir altos volúmenes de gas. El uso de bolas y asientos de cerámica, pueden provocar que el problema sea más grave. Este tipo de bloqueo puede ser detectado con anticipación en pozos nuevos. Una compresión adecuada dentro de la bomba, proporcionaría la fuerza suficiente para que la válvula viajera se abra y el pozo bombee normalmente. En la Figura 9 se muestra una carta dinamométrica que describe un bloqueo por gas.<sup>23</sup>

Figura 9 Carta de bomba con bloqueo por gas



Fuente: Fuente: GUO, Boyun. LYONS, William C. Ghalambor, Ali. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. ELSEVIER. 2007.

<sup>22</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>23</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

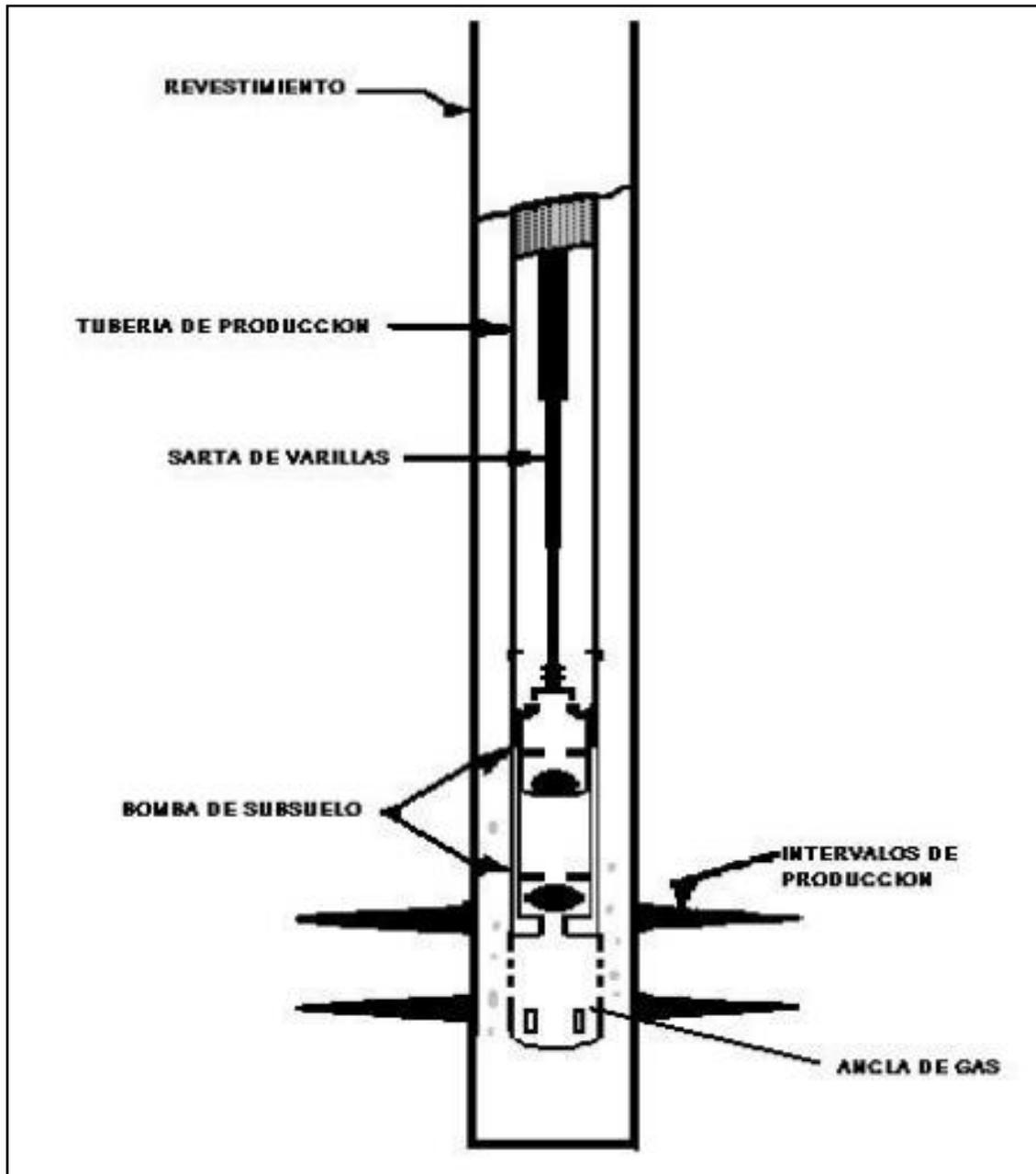
**1.7.3 Separador/Anclas de gas (Con sus tipos y Diseños).** Las anclas de gas son extensiones de la bomba diseñadas para separar el gas libre que se produce de los fluidos antes que entren en la bomba. Ellas operan bajo el principio que el gas es menos denso que el aceite, por esto el gas se mueve hacia arriba mientras que el aceite lo hace hacia abajo. La separación de gas se hace por desviación en un tubo de admisión en la bomba, el fluido sube por el revestimiento, permitiendo que, entre más líquido a la bomba, esto mejora la eficiencia volumétrica de la bomba e incrementa la producción.<sup>24</sup>

En la figura 10 se puede ver un ancla de gas instalada en el sistema.

---

<sup>24</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 10 Ancla de gas instalada en el sistema



Fuente: Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

Muchos tipos de anclas de gas han sido desarrollados en un intento por minimizar la interferencia de gas, las más ampliamente conocidas son las “poor boy”, “naturales” y de tipo de empaques. Durante la operación del ancla de gas, la mezcla gas líquido fluye dentro del pozo desde la formación produciendo a través de las perforaciones del revestimiento. Las burbujas de gas más grandes tienden a subir

directamente a la superficie del líquido en el anular del revestimiento y separarse fuera de la mezcla como gas libre.<sup>25</sup>

Con el revestimiento en línea abierta, el gas libre se expande y sube a superficie a través del anular entre la tubería de producción y el revestimiento. Una pequeña porción de fluido y burbujas de gas son atraídas dentro de las perforaciones del ancla por la succión de la bomba. Mientras la mezcla gas aceite es atraída a través del cuerpo del ancla, las burbujas tienden a subir al tope y acumularse mientras grandes burbujas son formadas. A continuación, en la<sup>26</sup>

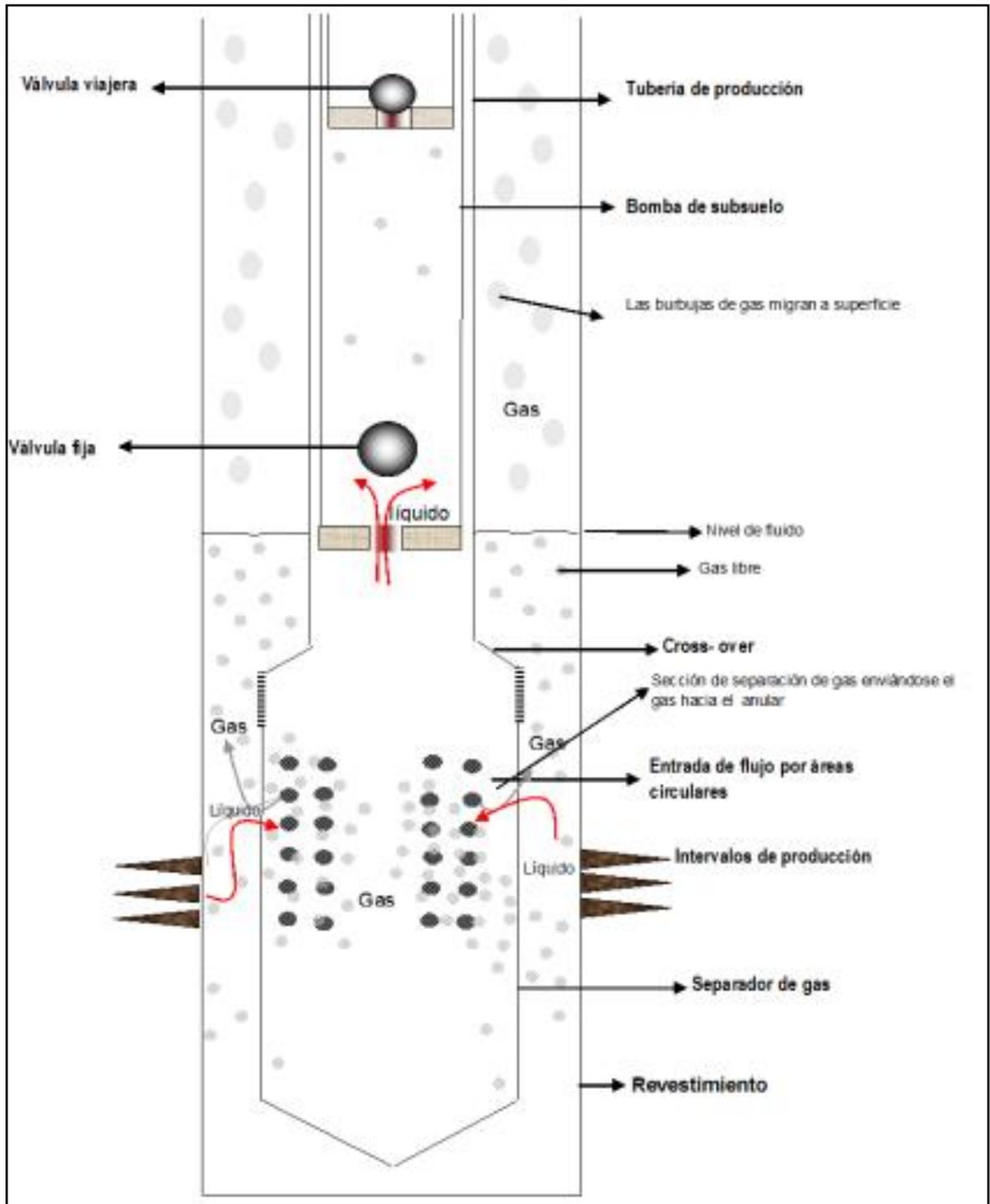
Figura 11, se observa el proceso de separación de gas.

---

<sup>25</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>26</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 11 Proceso de separación de gas



Fuente: Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

La cantidad de fluido que maneja el ancla es relativamente pequeña. Unos pocos pies son usualmente adecuados para la separación del gas, excepto donde hay problemas de separación de espuma en el aceite. La importancia del factor es para proveer un área de “paso en fondo del fluido” tan grande como sea posible para minimizar la velocidad del flujo, evitando una fuerte caída de presión que incrementa la cantidad de gas.<sup>27</sup>

Desde que alguna separación ocurra en las perforaciones del ancla, suficiente tolerancia debe ser provista entre el ancla y el revestimiento para prevenir excesiva turbulencia. Para que la reducción del tamaño de la tubería incida en la sección perforada del ancla, el área de paso de fondo puede ser incrementada.<sup>28</sup>

Pero, el ancla integralmente debe ser diseñada para que tenga una resistencia mínima al flujo del fluido; esta operación permite asegurar que el barril de la bomba llene completamente con fluido durante el ciclo de bombeo. Esta ancla de gas tipo convencional servirá satisfactoriamente para una separación de fondo en condiciones normales. A continuación, se relacionan los tipos de anclas más conocidos:<sup>29</sup>

**1.7.3.1 Ancla natural de gas.** Una de las operaciones aplicadas en el campo. Consiste profundizar la bomba de subsuelo en lo posible por debajo de las perforaciones con el objetivo de evitar migración directa del gas a la entrada de la bomba La Figura 11 representa un esquema típico de un ancla de gas natural.<sup>30</sup>

El ancla de gas se presenta eficiente en la segregación gravitacional donde el aceite cae y entra a la bomba a través de las aberturas del separador de gas y siendo el gas menos denso que el aceite, se dirige hacia arriba por el anular; el punto de separación sucede en la misma salida del fluido desde la formación.<sup>31</sup>

El ancla natural de gas es eficiente cuando exista buena profundidad con respecto a la distancia entre el fondo del pozo y las perforaciones; esto con el fin de que la bomba no llegase a pegar o dañarse, en caso de presencia de arena.<sup>32</sup>

---

<sup>27</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>28</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

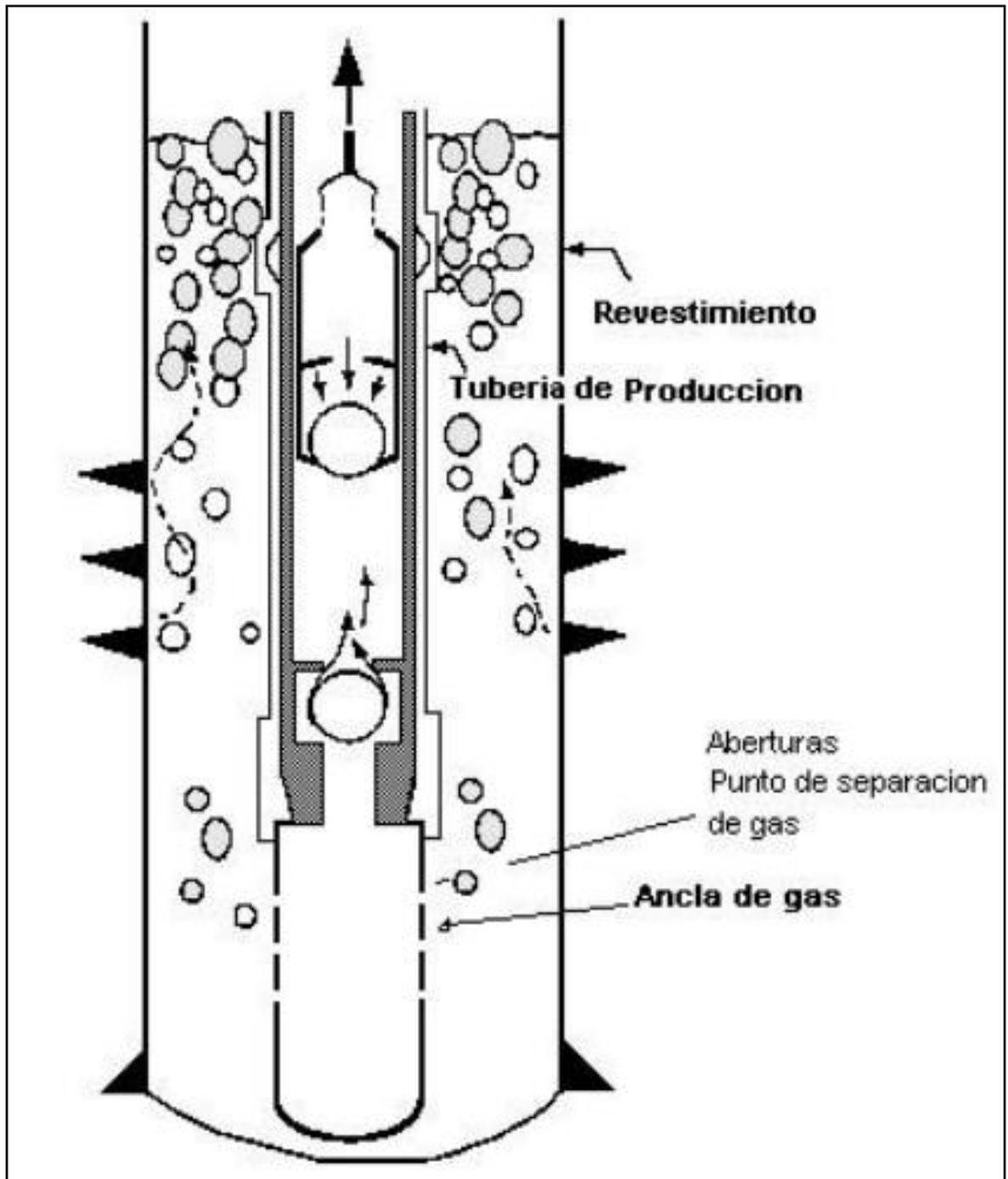
<sup>29</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>30</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>31</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>32</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 11 Ancla natural de gas



Fuente: Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

**1.7.3.2 Ancla de gas tipo empaque.** Dispositivo utilizado por medio de un separador interior a través de la tubería que funciona por medio de un tubo de salida inmediatamente cerca de la bomba de subsuelo. <sup>33</sup>

Como se observa en la Figura 12, el fluido entra al tubo de salida fluyendo hacia el anular donde burbujas de gas se va separando y migrando hacia arriba por diferencia de densidad, mientras el crudo va a entrando a la bomba de subsuelo a través de unas ranuras presentes en la tubería de producción. <sup>34</sup>

Este dispositivo es eficiente para pozos que no presenten migración de arena y finos hacia el pozo; si hubiese producción de arena, ésta se almacenaría en los empaques provocando pegas y daños en la bomba de subsuelo. <sup>35</sup>

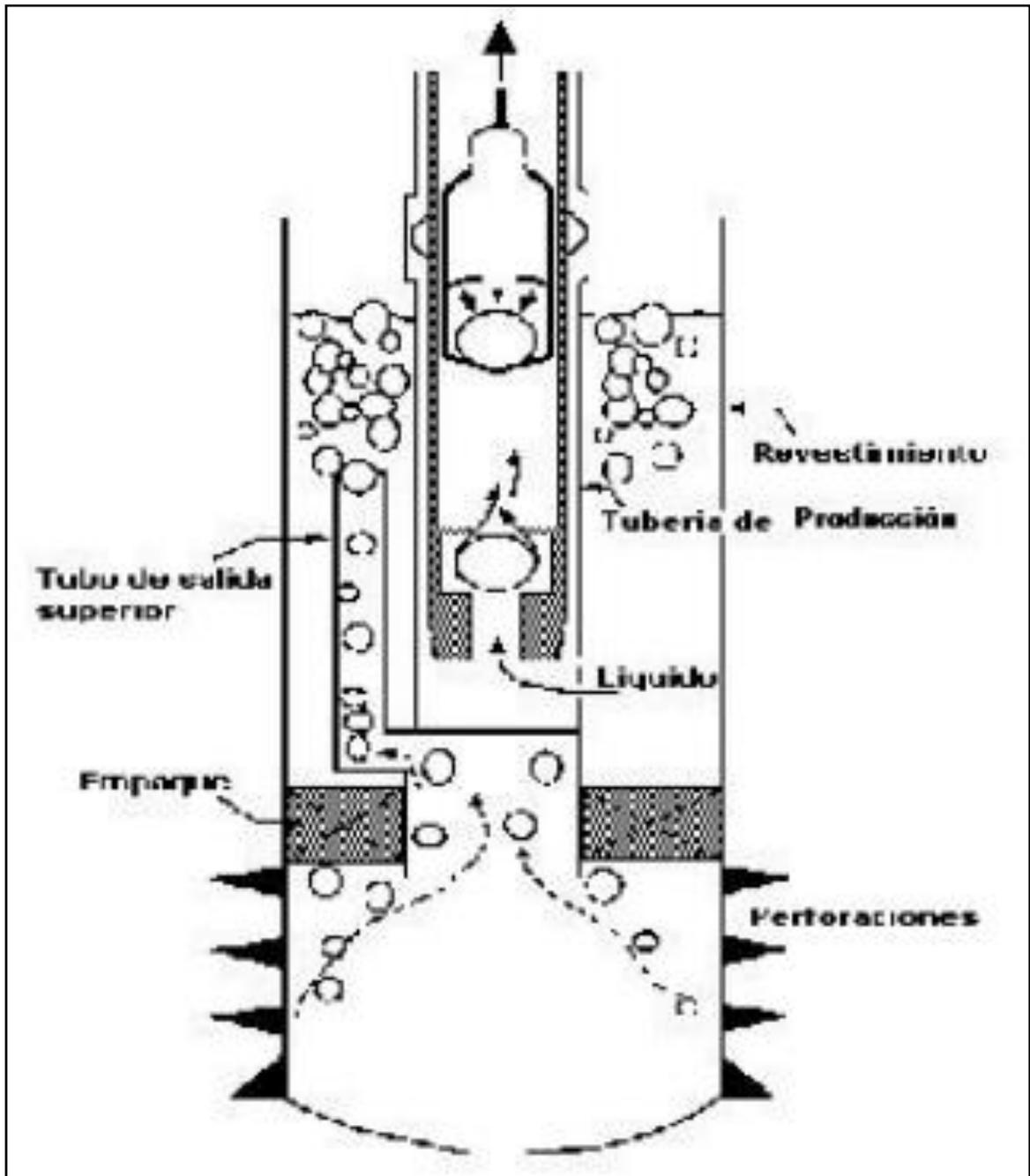
---

<sup>33</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>34</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>35</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 12 Ancla de gas tipo empaque



Fuente: Fuente: Embus, L. & Martínez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

**1.7.3.3 Ancla de gas tipo “poor boy”.** Dispositivo más común para la aplicación en pozos con problemas de interferencia de gas debido a su eficiencia y estructura simple. Se compone de un ancla de lodo al mismo tamaño de la tubería de producción la cual lleva un tubo concéntrico que actúa como tubo de succión.<sup>36</sup>

Puesto que la sección transversal neta es pequeña, puede solamente ser usada cuando las velocidades del fluido son muy bajas de 6 pul/seg, en caso contrario se obtendría una pobre eficiencia de separación.<sup>37</sup>

Existen modificaciones para este tipo de ancla, donde se modifican parámetros en el área de flujo tales como el tamaño del ancla de lodo y como consecuencia, aumento del volumen dentro de la bomba para una adecuada eficiencia de separación de gas. La Figura 13 es un esquema representativo del ancla.<sup>38</sup>

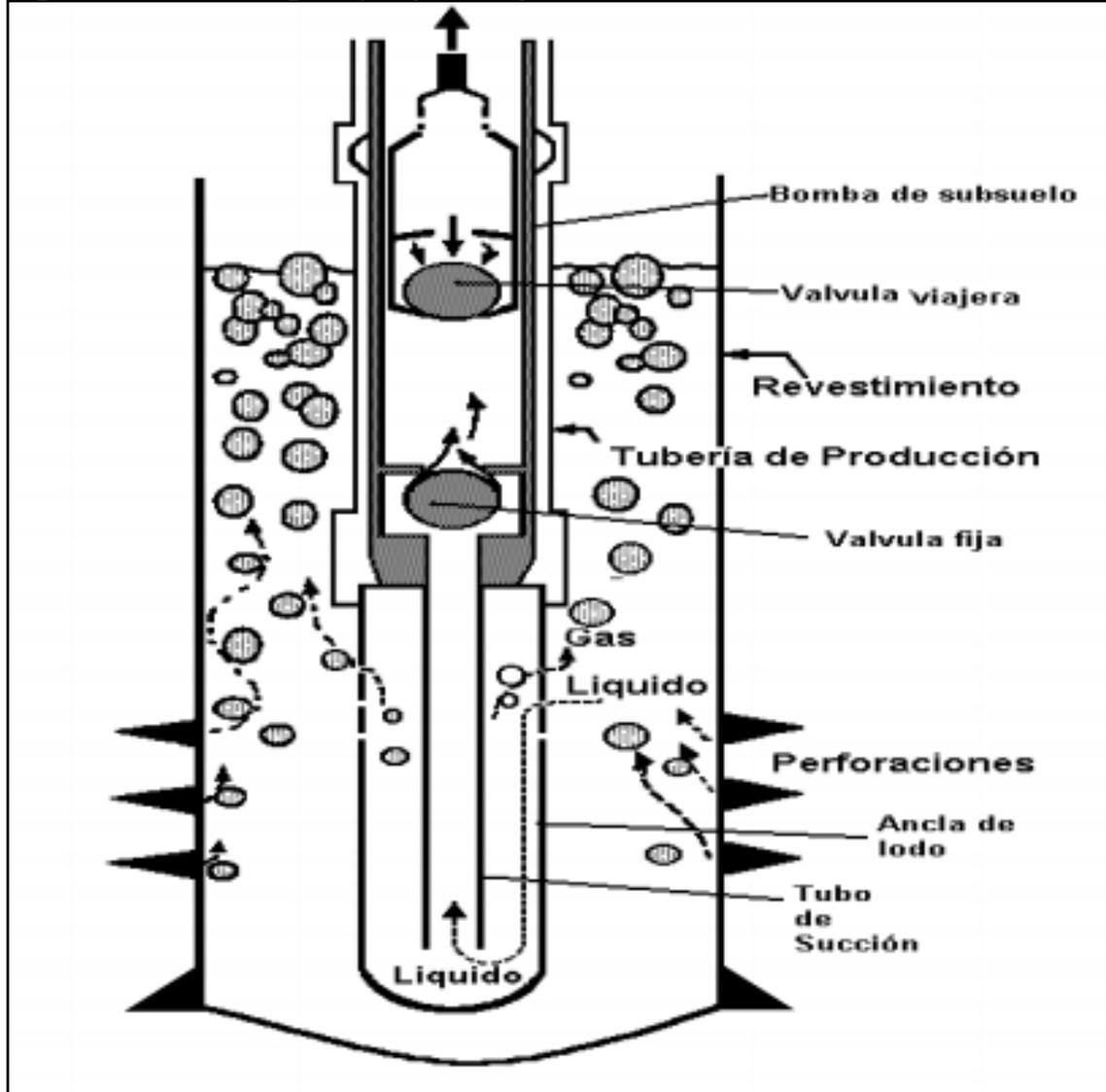
---

<sup>36</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>37</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>38</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 13 Ancla de gas tipo "poor boy"



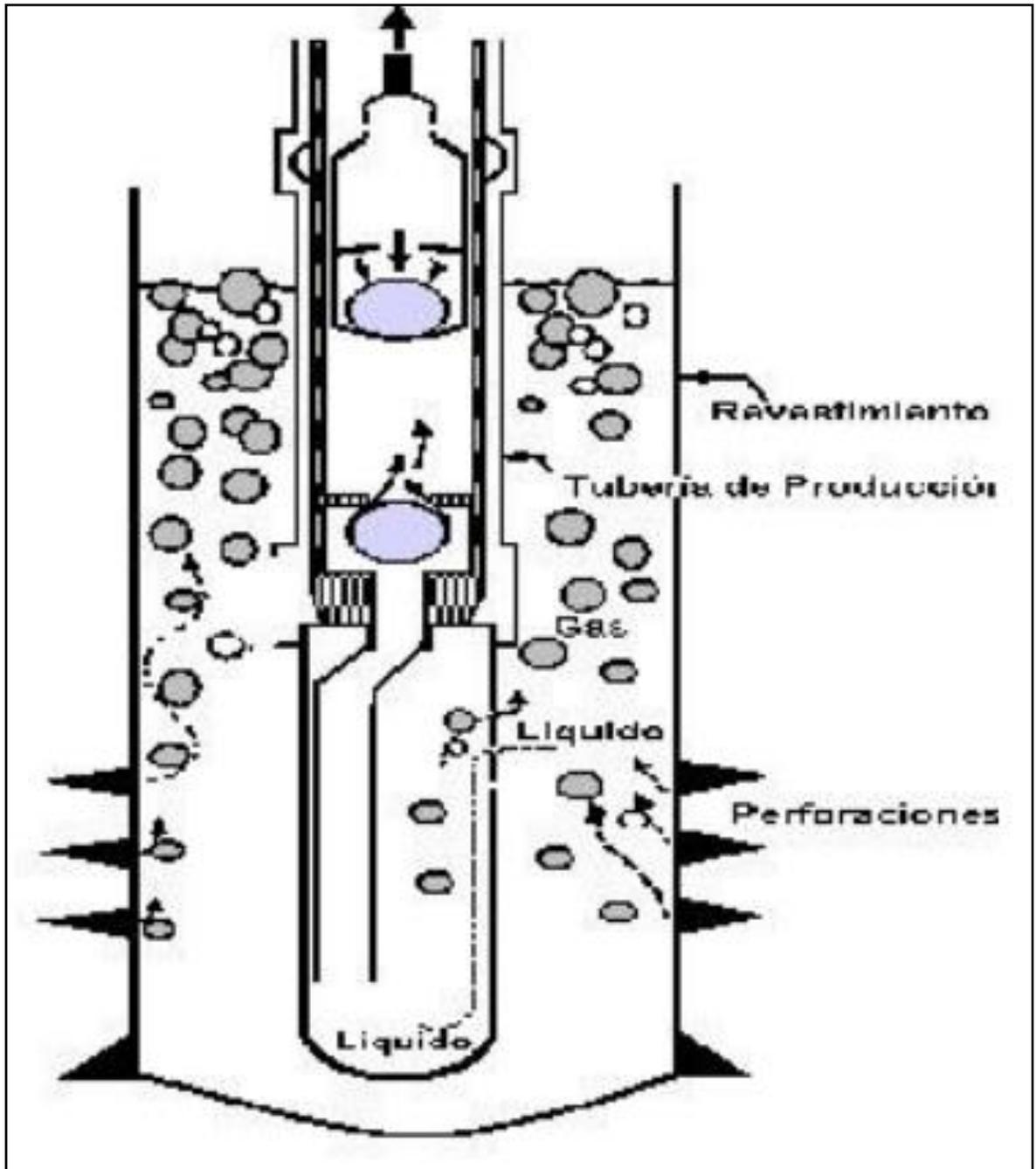
Fuente: Fuente: Embus, L. & Martínez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

**1.7.3.4 Ancla de gas tipo “poor boy” modificada.** Similar al ancla tipo “Poor boy” descrita en la Figura 13, pero con la diferencia que el tubo de succión está a un lado del ancla de lodo con el objetivo de hacer más efectiva la separación de gas y una mayor área de flujo a comparación del diseño del ancla de gas estándar, realiza la misma operación que el ancla de gas tipo Poor Boy normal donde el fluido entra por las aberturas y comienza la fase de separación de gas que se libera y sube a través del anular y el aceite fluye por el tubo de succión hacia la bomba de subsuelo en la etapa de succión de la bomba que sucede en la carrera ascendente.<sup>39</sup>

---

<sup>39</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 14 Ancla de gas tipo "poor boy" modificada



Fuente: Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

**1.7.3.5 Ancla de gas tipo copas.** Consta de canalones soldados alrededor del ancla de lodo con el fin de separar el gas del aceite; su principio de separación consta que el aceite pasa a través de unas aberturas presentes entre el ancla de lodo y las copas donde el aceite a pasar por las copas se va liberando gas y va hasta el fondo del ancla de lodo ingresando a la bomba de subsuelo en la etapa de succión que sucede en la carrera ascendente. <sup>40</sup>

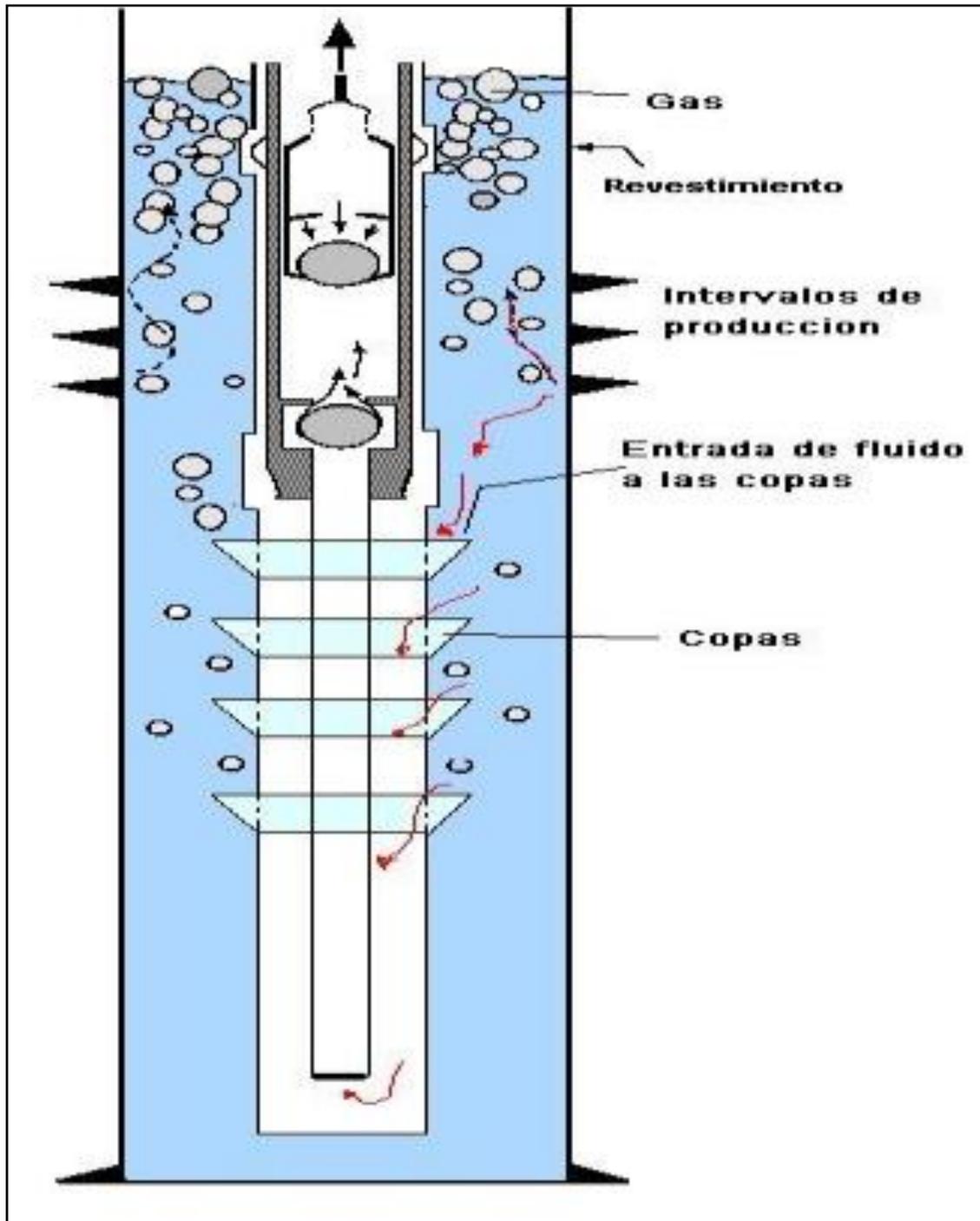
En el esquema representado en la Figura 15 describe el separador de gas tipo copas.<sup>41</sup>

---

<sup>40</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>41</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 15 Ancla de gas tipo copas



Fuente: Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

**1.7.3.6 Diseño de ancla de gas.** A continuación se describe paso a paso el diseño para un ancla de gas, especialmente tipo Poor Boy de acuerdo a las condiciones de cada pozo ya que varían de acuerdo a su potencial y tipo de completamiento que tiene como su estado mecánico, profundidad del pozo y situación de intervalos.<sup>42</sup>

Para incrementar la separación de gas, el tubo de succión de las anclas de gas pueden diseñarse para minimizar la caída de presión, la longitud del tubo de succión no debe exceder los 20 pies, para tasas de producción menores de 100 BPD, se debe usar juntas de  $\frac{3}{4}$ " de pulgada, para tasas de producción mayores de 200 BPD, se usan juntas de tubos para el tubo de succión de 1" y para tasas de 200 BPD se usa tubos de 1  $\frac{1}{4}$ ".<sup>43</sup>

El diámetro del tubo de succión depende no solamente de la tasa de producción sino también de la viscosidad del crudo; para crudos muy viscosos se requiere de tubos de  $\frac{3}{4}$ " para tubos de gran diámetro, los tubos de succión pueden solamente tener la suficiente longitud para almacenar el volumen equivalente al que la bomba tiene interiormente.<sup>44</sup>

Se debe colocar el ancla de gas tan cerca como sea posible a la bomba, para evitar que el gas entre por el punto donde debe pasar el fluido a la bomba, pero se debe evitar que quede cerca el niple perforado de la bomba y a las perforaciones del revestimiento para maximizar la separación. Para evitar la resistencia que se ejerce cuando el gas va ascendiendo por el anular. No se deben usar niples perforados en las anclas de lodo con huecos pequeños en pozos gasíferos, porque produce mayores caídas de presión.<sup>45</sup>

**1.7.4 Válvula contrapresión.** Otra técnica comúnmente empleada es la válvula de contrapresión. Además de ser una herramienta de control de gas, puede servir para el control de parafinas, como válvula de alivio o válvula cheque que es instalada en cabeza de pozo como se observa en la Figura 16 instalada en el sistema de superficie.<sup>46</sup>

En la Figura 17 se observa la descripción de la válvula que actúa incrementando la presión hidrostática del anular con el objeto de evitar que el gas se libere fácilmente. Creando una disminución de la relación gas aceite a la entrada de la bomba y

---

<sup>42</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>43</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>44</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>45</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

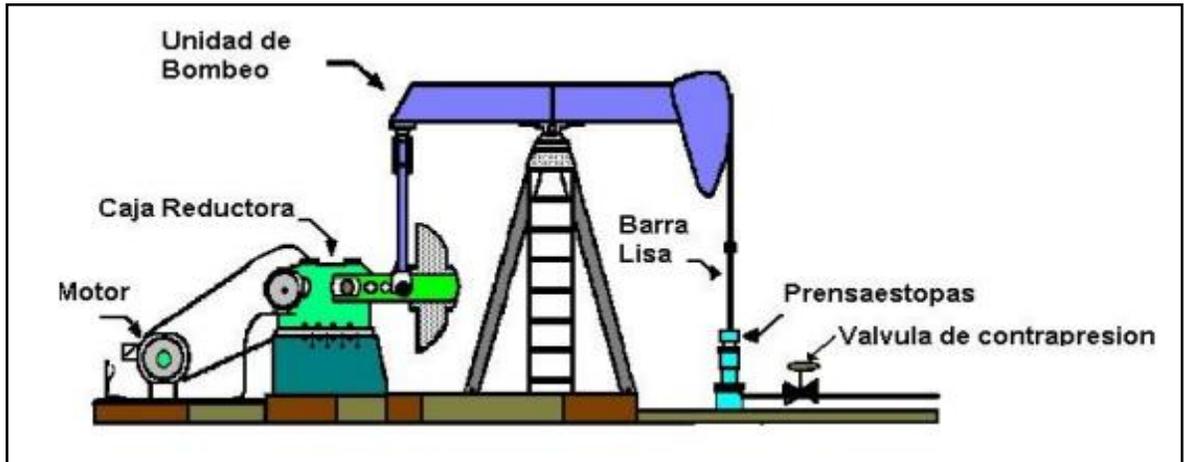
<sup>46</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

decreciendo de esta manera la relación de compresibilidad que se requiere para el bombeo. Es de esta manera que se ejerce una contrapresión hacia el pozo que evita que más gas escape y se interfiera o bloquee la bomba.<sup>47</sup>

---

<sup>47</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Figura 16 Ubicación de la válvula contrapresión

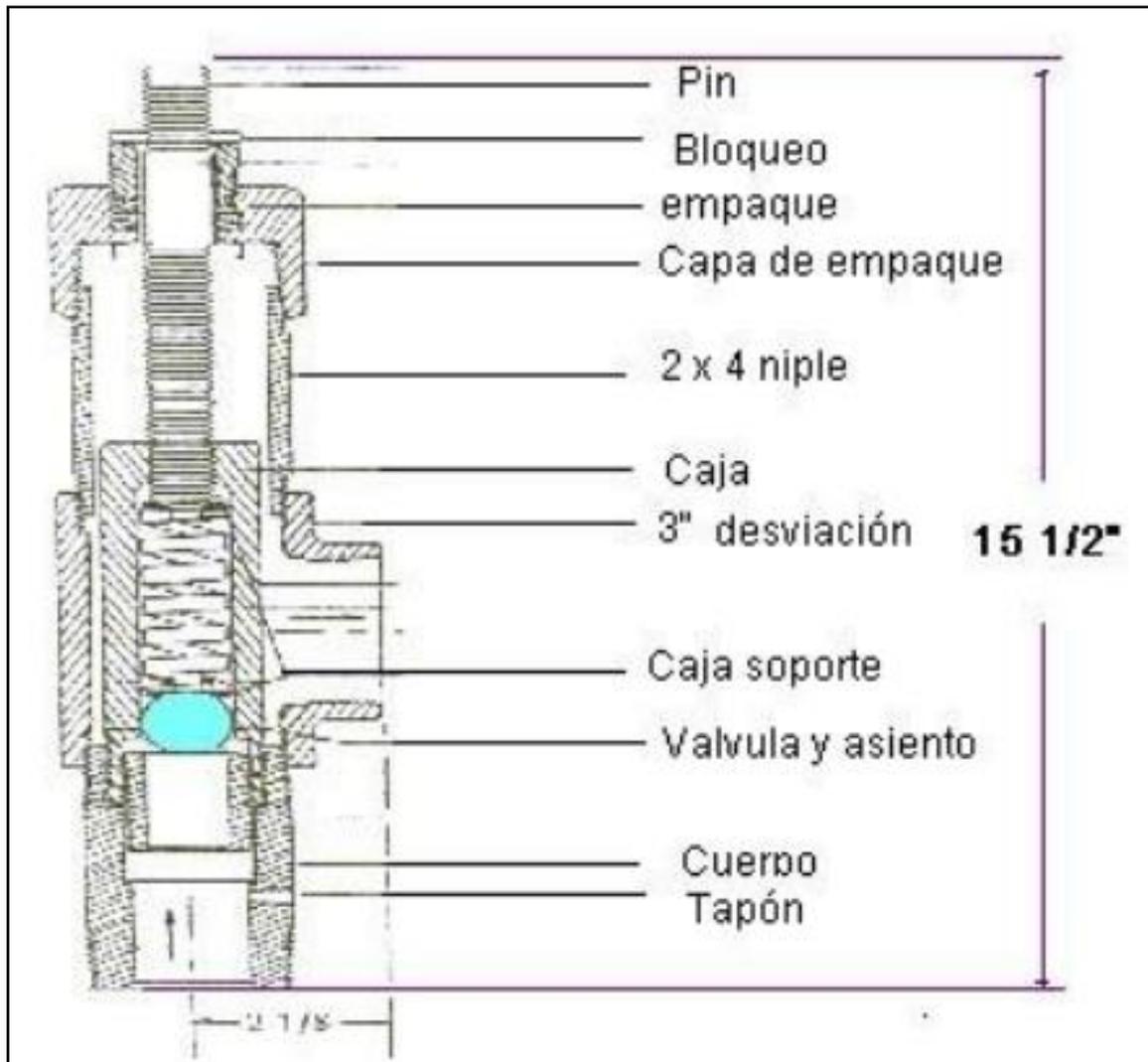


Fuente: Fuente: Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

Aunque es efectiva en algunas situaciones para el control de presión por el anular, la válvula de contrapresión debe ser evaluada en la reducción de la eficiencia volumétrica y el aumento de los requerimientos de energía que puede llegar a generar. La válvula de contrapresión es ofrecida en tamaños de 2'' y 3'' para presiones arriba de 1500 libras. Está disponible en 2 \* 11 1/2'' de rosca o 3'' por 8V de rosca. Otras opciones disponibles son la Base de bola y silla en cobalto y un modelo con resorte para condiciones corrosivas.<sup>48</sup>

<sup>48</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progressivas>

Figura 17 Válvula de contrapresión



Fuente: J. F. Lea, Amoco RPM/EPTG, Lynn Rowlan, Amerada Hess, and Jim McCoy, Echometer Company. (0000). Artificial Lift Power Efficiency

**1.7.5 Diseño de sarta de varillas.** La carga en las varillas depende del nivel de fluido en el pozo, el tamaño del pistón de la bomba (ya que se determina la carga de fluido a la que están sometidas las varillas), la velocidad de bombeo, la longitud de recorrido y el material de las varillas. A 10 golpes por minuto, una sarta de varillas está sujeta a 14400 esfuerzos continuos en 24 horas o 5256000 esfuerzos continuos en un año. Esto es porque la sarta de varillas es usualmente la parte más débil del sistema de bombeo. Para reducir el número de esfuerzos continuos, largos recorridos y bajas velocidades son recomendados.<sup>49</sup>

Además, la sarta de varillas puede ser diseñada para que los esfuerzos sean iguales en el tope de cada sección de varilla. El 90% de las varillas de succión usadas hoy son de acero. El resto son una mezcla de fibra de vidrio y sartas de varillas de acero. La selección y diseño de la sarta de varillas dependen de la profundidad de la bomba, las condiciones del pozo, la tasa de producción deseada y los problemas de corrosión.<sup>50</sup>

Se pueden calcular los esfuerzos aplicados a la sarta de varillas mediante análisis dinámicos con un programa de diagnóstico usando la ecuación de onda. Además de los esfuerzos aplicados, la vida de la sarta de varillas depende de la corrosión, composición de las varillas y el golpe de fluido.<sup>51</sup>

Aun cuando los esfuerzos son bajos, las varillas podrían fallar en ambientes con alta corrosión o en pozos que producen con alto contenido de sulfuro de hidrogeno. El API RP 11BR proporciona algunas recomendaciones para el cuidado y manejo de las varillas.<sup>52</sup>

Esta publicación incluye una guía para el transporte, almacenaje, manejo, control de corrosión, esfuerzos permisibles, composición de las varillas y su respectiva inspección.<sup>53</sup>

---

<sup>49</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>50</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>51</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>52</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>53</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

**1.7.6 Diseño de sistemas de bombeo mecánico.** La precisión en las predicciones de las condiciones operacionales de un sistema de Bombeo Mecánico es de vital importancia en el diseño de nuevas instalaciones y también para el análisis y optimización de las instalaciones existentes. Hay algunos parámetros operacionales básicos, y la mayoría de los datos adicionales requeridos para el diseño de cuyos análisis pueden derivarse de:<sup>54</sup>

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

**1.7.7 Cálculos Operacionales** Los cálculos de los parámetros operacionales de bombeo se basan el uso de unas cartas, que son el resultado de unas correlaciones graficadas en función de variables independientes. El procedimiento de cálculo esta descrito en la “Practica recomendada para cálculos de diseño de sistemas de bombeo mecánico” en la sección 4 (procedimiento de diseño). Los siguientes son los parámetros de operación calculados con el método API RP 11 L:<sup>55</sup>

**1.7.7.1 Longitud de Recorrido del Pistón.** Para una sarta de tubería de producción anclada el recorrido del pistón es calculado mediante:

Ecuación 4 Recorrido del pistón

$$Sp = S \cdot Sp/S$$

Donde:

Sp = Longitud de recorrido del pistón en fondo en pulgadas.

Sp/S = Variable dependiente

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas

Si la tubería de producción no está anclada, la elongación de la tubería de producción debida a la disminución de la carga de fluido en el recorrido del pistón está dado por:<sup>56</sup>

---

<sup>54</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>55</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>56</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Ecuación 5 Elongación de la tubería de producción

$$Sp = S \frac{Sp}{S} - \frac{Fo}{Kt}$$

Donde los parámetros no definidos son:

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

Ecuación 6 Carga de fluido sobre el pistón

$$Fo = 0.34 H d^2 SpGr$$

Donde:

Fo = Carga sobre el pistón en Lb

H = Nivel de fluido dinámico en pies

d = Diámetro del pistón en pulgadas

SpGr = Gravedad específica del fluido producido

Kt = Constante de elasticidad de la sarta de tubería de producción en Lb/pulgadas.

La constante de elasticidad para una tubería de producción desanclada está calculada por la siguiente expresión<sup>57</sup>

Ecuación 7 Constante de elasticidad

$$Kt = \frac{1}{Et * L}$$

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

### 1.7.7.2. Desplazamiento del pistón

Asumiendo un 100% de eficiencia de llenado (es decir, asumiendo el barril completamente lleno con líquido durante todo el recorrido), el volumen diario desplazado por la bomba puede ser calculado con base a la longitud de recorrido del pistón:<sup>58</sup>

---

<sup>57</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>58</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Ecuación 8 Volumen diario desplazado por la bomba

$$PD = 0.1166 Sp N d^2$$

Donde:

PD = Desplazamiento de la bomba en BPD

Sp = Longitud del recorrido del pistón en pulgadas

N = Velocidad de bombeo en golpes por minuto

d = Tamaño del pistón en pulgadas.

### 1.7.7.3. Carga sobre la barra lisa

La carga máxima y mínima sobre la barra lisa durante el ciclo de bombeo es calculada con:<sup>59</sup>

Ecuación 9 Carga sobre la barra lisa

$$PPRL = Wrf + \frac{F1}{SKr} * SKr, Y$$

$$MPRL = Wrf - \frac{F2}{SKr} * SKr$$

Donde:

PPRL = Carga máxima en la barra lisa en Lb

MPRL = Carga mínima en la barra lisa en Lb

Wrf = Peso debido a la flotación de las varillas, dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 10 Peso debido a la flotación de las varillas

$$Wrf = Wr (1 - 0.128 SpGr)$$

Donde:

Wrf = Peso de la sarta de varillas incluyendo la flotación, en Lb

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

F1 / SKr = Variable dependiente

F2 / SKr = Variable dependiente

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas

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

Ecuación 11 Constante de elasticidad de la sarta de varillas

$$Kr = \sum_{i=1}^n$$

<sup>59</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Donde:

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

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

**1.7.7.4 Potencia en la barra lisa.** La potencia requerida para manejar la barra lisa está dada por:<sup>60</sup>

Ecuación 12 Potencia en la barra lisa

$$PRHP = 2.53E^{-6} * \frac{F3}{SKr} * S^2 * N * Kr$$

Donde:

PRHP = Potencia en la barra lisa en HP

F3 / SKr = Variable dependiente

S = Longitud del recorrido de la barra lisa en pulgadas

N = Velocidad de bombeo en golpes por minuto

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

**1.7.7.5 Torque Máximo.** El torque máximo sobre la caja reductora es calculado asumiendo que la unidad<sup>61</sup>

se encuentra perfectamente balanceada. Así, el efecto de contrabalanceo actual en la barra lisa es asumido para ser igual al valor dado abajo:<sup>62</sup>

Ecuación 13 Efecto ideal de contrabalanceo en la barra lisa

$$CBE = 1.06 (Wrf + 0.5 Fo)$$

Donde:

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

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

Fo = Carga de fluido sobre el pistón en Lb.

---

<sup>60</sup>

<sup>61</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>62</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Bajo estas condiciones, el torque máximo es calculado por:<sup>63</sup>

Ecuación 14 Torque máximo

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

Donde:

PT = Torque máximo sobre la caja reductora en pulgadas-Lb

2T / S<sup>2</sup>Kr = Variable dependiente

S = Longitud de recorrido de la barra lisa en pulgadas

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

Wrf / SKr = Variable dimensional independiente

Ta = Factor de torque ajustado, leído en %.

### 1.7.8 Mejoras al método de diseño API 11 L

**1.7.8.1 Consideraciones para otras Geometrías de Unidades.** Para propósitos de estimación, las siguientes ecuaciones pueden ser usadas para unidades de bombeo con geometrías diferentes a la convencional, propuestas por un fabricante. En las siguientes ecuaciones se conserva la nomenclatura original del RP 11L usado y definido anteriormente.<sup>64</sup>

#### 1.7.8.1 Unidades balanceadas por aire:

Ecuación 15 Carga maxima barra lisa

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

Ecuación 16 Minima carga en la barra lisa

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

---

<sup>63</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

<sup>64</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

Ecuación 17 Aproximacion al contra balanceo

$$CBE = 1.06 * \frac{PPRL + MPRL}{2}$$

Ecuación 18 Torque maximo neto

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

### 1.7.8.1 Unidades MARK II

Ecuación 19 Carga maxima barra lisa

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

Ecuación 20 Minima carga en la barra lisa

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

Ecuación 21 Aproximacion al contra balanceo

$$CBE = 1.04 \frac{PPRL + 1.25MPRL}{2}$$

Ecuación 22 Torque maximo neto

$$PT = (0.93 * PPRL - 1.2 * MPRL) \frac{S}{4}$$

La determinación de los parámetros dimensionales independientes y el uso de las cartas de diseño es el mismo para todas las geometrías. Esto nos da una aproximación de una manera más rápida para estimar los efectos del uso de unidades con diferentes geometrías sobre el mismo pozo, pero no es objeto de este estudio deducir las ecuaciones y la demostración correspondiente.<sup>65</sup>

---

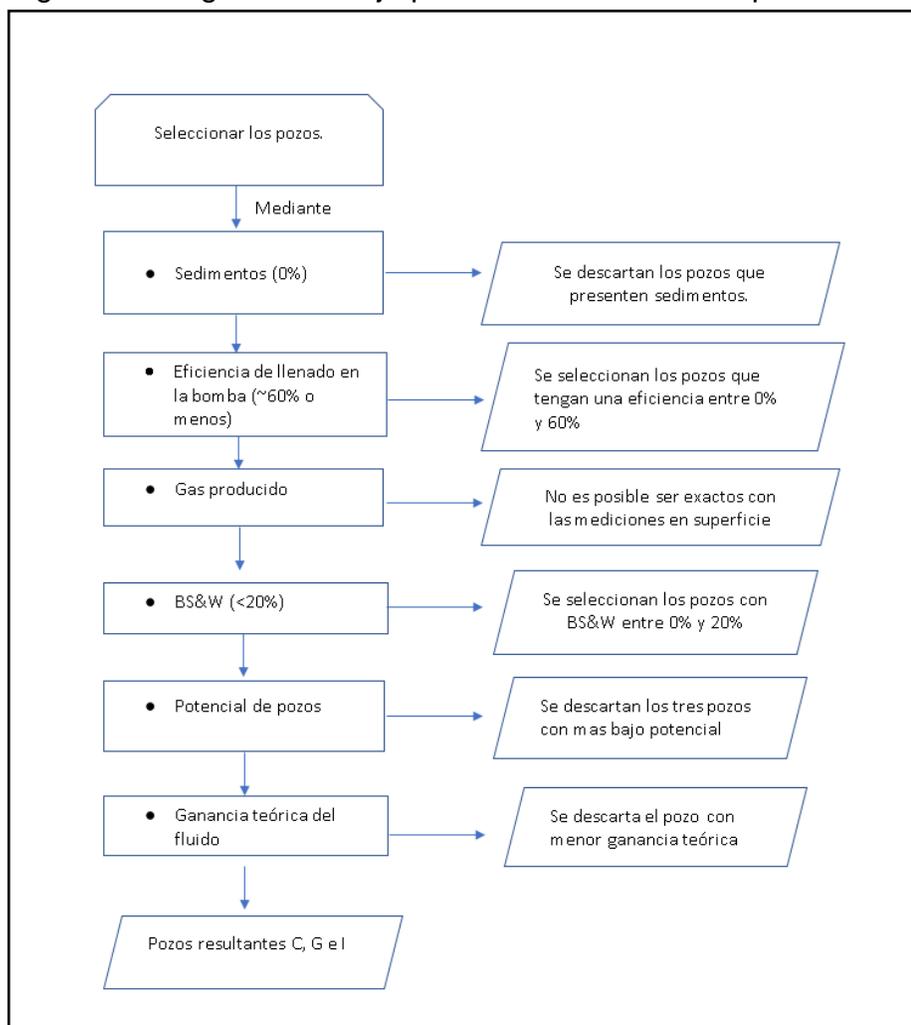
<sup>65</sup> SCRIB. Aceinternacional. COLOMBIA 2016 [en línea], 4 febrero de 2020. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/299569018/Manual-Bombeo-Mecanico-Cavidades-Progresivas>

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

Bajo un enfoque cuantitativo se realizará un estudio de la optimización de la eficiencia de levantamiento y su respectivo análisis incluyendo la selección de los tres pozos que presenten interferencia por gas en el Campo Palagua.

Se realizará el siguiente proceso para la selección de los pozos Figura 11

Figura 11 Diagrama de flujo para la selección de los pozos

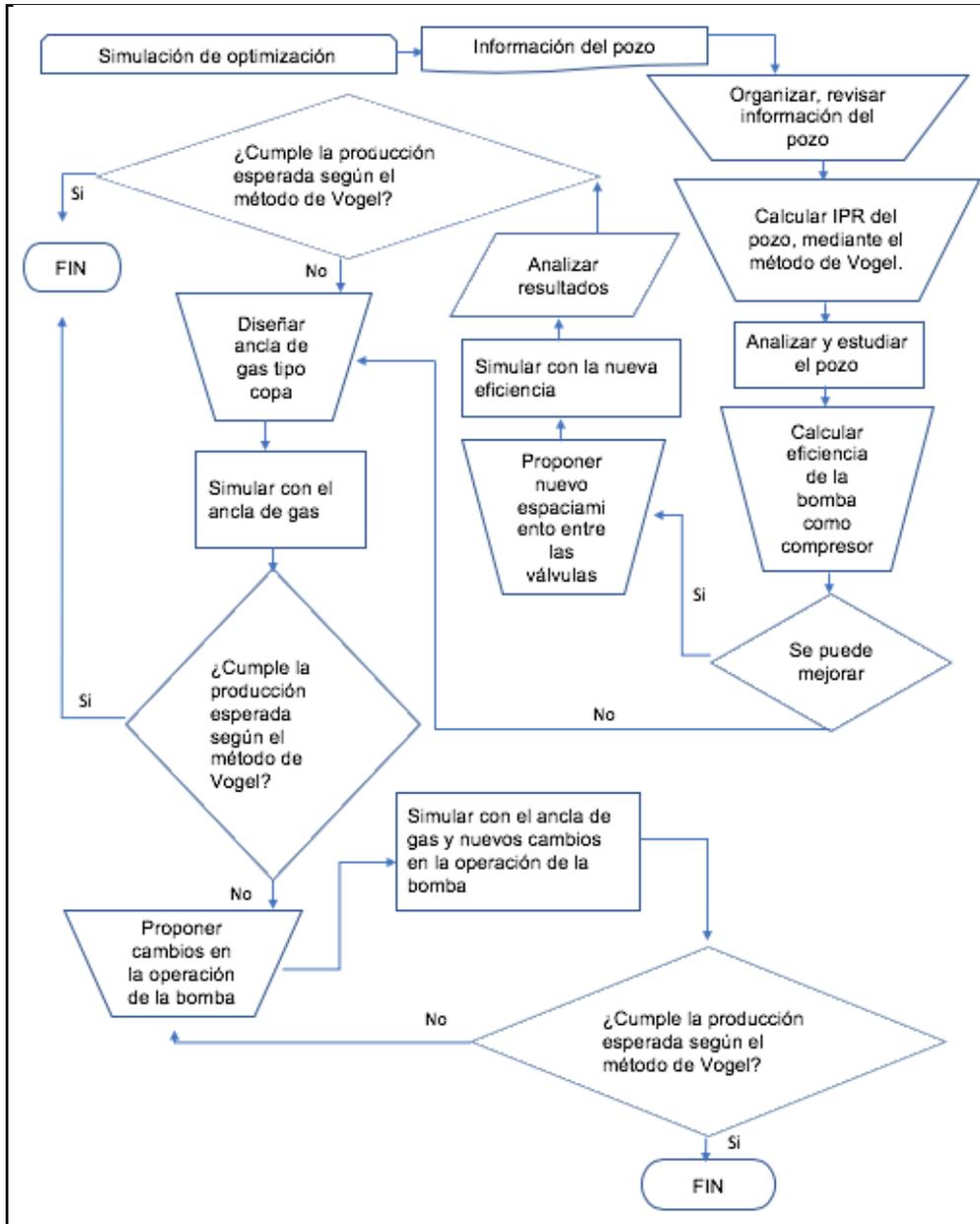


Fuente: Elaboración propia

Para dar un enfoque cualitativo se va a realizar una simulación mediante el programa Qrod de Echomiter de los posibles escenarios de optimización, de esta simulación se obtendrá el mejor escenario de para luego ser comparado con el escenario actual.

Se propone el siguiente proceso Figura 12

Figura 12 Diagrama de flujo para la simulación



Fuente: Elaboración propia.

Para cumplir con el objetivo principal de esta investigación **Optimizar el sistema de bombeo mecánico para máxima eficiencia de levantamiento, en tres pozos que presentan interferencia por gas en el Campo Palagua**, se tienen que seleccionar tres pozos que presenten interferencia por gas, para lo cual se tuvieron en cuenta estos parámetros que de una forma u otra interfieren en la producción del

hidrocarburo y que son los que determinan la exclusión de los pozos que se van a descartar.

## 2.1 SEDIMENTOS

A lo largo de la historia el campo Palagua se ha caracterizado por la alta producción de arena. La formación Tune se encuentra intercalada con la formación Guadas que es una formación arenosa.

Este proyecto se enfoca en los problemas que tiene el bombeo mecánico por la producción de gas, ya que los sedimentos con llevan otros problemas como el taponamiento de las bombas, pistones pegados y tiempos muertos.

Por un mejor desarrollo y análisis de este proyecto se van a seleccionar pozos que no presenten sedimentos.

Los dos primeros parámetros para poder empezar a descartar pozos y poder seleccionar los tres pozos correctos a optimizar son los sedimentos, además los pozos deben presentar interferencia de gas. En la siguiente tabla se muestra el screening de los pozos descartados por estos parámetros.

Tabla 1 Screening de pozos

Pozo	BFPD	BSW	BOPD	PROF. (ft)	NFSB TOTAL, (ft)	NFSB LIQ. (ft)	% LLENADO	REC SUP RPM	GPM AMP	THP, (psi)	CHP, (psi)	*API	GAS, (MPCN)	GOR	SED	Potencial
B	28	10%	40	3791	1870	1818	49%	86	4,3	190	192	14,5	38,7	968	0%	9,2
C	44	4%	42	4561	223	141	36%	120	2,9	130	143	16	29,3	106	0%	22,5
D	41	0,20%	41	5501	870	709	58%	74	5,8	88	88	16	46,6	1137	0,10%	2,6
E	21	10%	19	5021	872	634	35%	74	3,5	160	165	16,1	25,7	1353	0%	2,8
F	36	12%	32	3656	964	964	58%	74	2,5	150	151	14,1	44,1	1378	0%	6,4
G	50	20%	40	3933	1613	1321	59%	74	4,3	140	140	15,2	40,6	159	0%	9,3
H	35	6%	33	5873	1652	477	69%	89	3,5	290	72	17,5	22,4	679	0%	28,11
I	27	18%	22	4225	2291	1404	45%	86	2,7	95	93	16,1	9,7	44	0%	13,2

Fuente: elaboración propia.

## 2.2 BS&W

En el campo Palagua los porcentajes de BS&W siempre varían de un pozo a otro pero el porcentaje promedio en el campo se encuentra en 60%. Como la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja, el crudo que se bombea lleva gas disuelto, condición que lo hace ligeramente compresible. El agua, presente también en el pozo, es un fluido incompresible, por lo que al momento de seleccionar los pozos y de acuerdo con Zuleta (2018), se decidió que el BS&W tenga un valor menor al 20%.

De esta forma, se descartan los pozos que tengan un BS&W mayor al 20%, y que se muestran en el screening en la Tabla 2.

Tabla 2 Screening descarte por BS&W

Pozo	BFPD	BSW	BOPD	PROF. (ft)	NFSB TOTAL, (ft)	NFSB LIQ. (ft)	% LLENADO	REC SUP RPM	GPM AMP	THP, (psi)	CHP, (psi)	*API	GAS, (MPCN)	GOR	SED	Potencial
B	28	10%	40	3791	1870	1818	49%	86	4,3	190	192	14,5	38,7	968	0%	9,2
C	44	4%	42	4561	223	141	36%	120	2,9	130	143	16	29,3	106	0%	22,5
D	41	0,20%	41	5501	870	709	58%	74	5,8	88	88	16	46,6	1137	0,10%	2,6
E	21	10%	19	5021	872	634	35%	74	3,5	160	165	16,1	25,7	1353	0%	2,8
F	36	12%	32	3656	964	964	58%	74	2,5	150	151	14,1	44,1	1378	0%	6,4
G	50	20%	40	3933	1613	1321	59%	74	4,3	140	140	15,2	40,6	159	0%	9,3
H	35	6%	33	5873	1652	477	69%	89	3,5	290	72	17,5	22,4	679	0%	28,11
I	27	18%	22	4225	2291	1404	45%	86	2,7	95	93	16,1	9,7	44	0%	13,2

Fuente: Elaboración propia

### 2.3 EFICIENCIA DE LLENADO DE LA BOMBA

La eficiencia de llenado de la bomba se entiende como la cantidad de fluido que un pistón desplaza en un stroke, y este es el ciclo del pistón en la bomba.

Este parámetro es fundamental a la hora de seleccionar los pozos para realizar la optimización, ya que este nos sirve para determinar cuánto fluido está dejando de bombear por el gas. Por este motivo, se seleccionaron los pozos que tengan una eficiencia de llenado menor o igual a 60% y que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3 Screening descarte por eficiencia

Pozo	BFPD	BSW	BOPD	PROF. (ft)	NFSB TOTAL, (ft)	NFSB LIQ. (ft)	% LLENADO	REC SUP RPM	GPM AMP	THP, (psi)	CHP, (psi)	*API	GAS, (MPCN)	GOR	SED	Potencial
B	28	10%	40	3791	1870	1818	49%	86	4,3	190	192	14,5	38,7	968	0%	9,2
C	44	4%	42	4561	223	141	36%	120	2,9	130	143	16	29,3	106	0%	22,5
D	41	0,20%	41	5501	870	709	58%	74	5,8	88	88	16	46,6	1137	0,10%	2,6
E	21	10%	19	5021	872	634	35%	74	3,5	160	165	16,1	25,7	1353	0%	2,8
F	36	12%	32	3656	964	964	58%	74	2,5	150	151	14,1	44,1	1378	0%	6,4
G	50	20%	40	3933	1613	1321	59%	74	4,3	140	140	15,2	40,6	159	0%	9,3
H	35	6%	33	5873	1652	477	69%	89	3,5	290	72	17,5	22,4	679	0%	28,11
I	27	18%	22	4225	2291	1404	45%	86	2,7	95	93	16,1	9,7	44	0%	13,2

Fuente: Elaboración propia

### 2.4 GAS PRODUCIDO

El Campo Palagua presenta dificultad a la hora de cuantificar el gas que se produce únicamente por el tubing, esto ocurre gracias a que los pozos fueron diseñados de tal manera que el anular se conecta con la línea de flujo en superficie, es decir la línea de flujo transporta lo que se produce por el tubing y el anular.

## 2.5 POTENCIAL DE POZOS

Para las empresas de Oil & Gas es muy importante lograr los objetivos de producción de hidrocarburo que se plantearon a la hora de perforar un pozo. Por esta razón se descartaron los dos pozos que tienen el potencial más bajo.

Tabla 4 Potencial de los pozos

Pozo	BFPD	BSW	BOPD	PROF. (ft)	NFSB TOTAL, (ft)	NFSB LIQ. (ft)	% LLENADO	REC SUP RPM	GPM AMP	THP, (psi)	CHP, (psi)	*API	GAS, (MPCN)	GOR	SED	Potencial
B	28	10%	40	3791	1870	1818	49%	86	4,3	190	192	14,5	38,7	968	0%	9,2
C	44	4%	42	4561	223	141	36%	120	2,9	130	143	16	29,3	106	0%	22,5
D	41	0,20%	41	5501	870	709	58%	74	5,8	88	88	16	46,6	1137	0,10%	2,6
E	21	10%	19	5021	872	634	35%	74	3,5	160	165	16,1	25,7	1353	0%	2,8
F	36	12%	32	3656	964	964	58%	74	2,5	150	151	14,1	44,1	1378	0%	6,4
G	50	20%	40	3933	1613	1321	59%	74	4,3	140	140	15,2	40,6	159	0%	9,3
H	35	6%	33	5873	1652	477	69%	89	3,5	290	72	17,5	22,4	679	0%	28,11
I	27	18%	22	4225	2291	1404	45%	86	2,7	95	93	16,1	9,7	44	0%	13,2

Fuente: Elaboración propia

## 2.6 GANANCIA TEÓRICA DE FLUIDO

De las cartas dinamométricas periódicas de los pozos, se puede calcular el porcentaje el fluido teórico que el sistema de levantamiento artificial está produciendo.

Se tuvo en cuenta una ganancia teórica en el llenado de la bomba del 15%, de esta manera se calculó la ganancia teórica del fluido, para luego estudiar los pozos y determinar cuál de estos descartar.

Tabla 5 Comparación de ganancia teórica entre pozos candidatos

Pozo	Produccion	% llenado	Produccion tec	% llenado (+15%)	Ganancia teorica
B	28	0,49	36,6	0,64	8,6
C	44	0,36	62,3	0,51	18,3
G	50	0,59	62,7	0,74	12,7
I	27	0,45	36,0	0,6	9,0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior se muestra la producción de cada pozo, el porcentaje de llenado de la bomba y la producción teórica de hidrocarburo si tuviese un aumento del 15% en el llenado de la bomba.

De esta manera se descarta el pozo B ya que es el pozo con menor ganancia teorica.

Tabla 6 Screening de los pozos a optimizar

Pozo	BFPD	BSW	BOPD	PROF, (ft)	NFSB TOTAL, (ft)	NFSB LIQ, (ft)	% LLENADO	REC SUP RPM	GPM AMP	THP, (psi)	CHP, (psi)	*API	GAS, (MPCN)	GOR	SED	Potencial
C	44	4%	42	4561	223	141	36%	120	2,9	130	143	16	29,3	106	0%	22,5
G	50	20%	40	3933	1613	1321	59%	74	4,3	140	140	15,2	40,6	159	0%	9,3
I	27	18%	22	4225	2291	1404	45%	86	2,7	95	93	16,1	9,7	44	0%	13,2

Fuente: Elaboración propia

## 2.7 INFORMACIÓN DEL POZO C

La información del pozo C se detalla a continuación en la Tabla 7.

Tabla 7 Pozo C

CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS	COMPLETAMIENTO
Unidad de Bombeo: <b>C-320-256-120a</b> Recorrido Actual: <b>120 in.</b> Recorridos Disp.: <b>120, 100, 85</b> THP: <b>130 psi</b> CHP: <b>143 psi</b>	Bomba tipo: <b>API Inserto</b> <b>RWAC de 2-1/2" x 2" x 16' x 127"</b> Prof. Bomba: <b>4,347 ft</b> PIP: <b>710 psi</b> PWF: <b>981,4 psi</b> Pe: <b>2110.87 psi</b> Fallas en Bomba: <b>Ninguna</b>	API Crudo. <b>16</b> BS&W: <b>4,0%</b> Viscosidad: Gr. Esp. Gas: <b>0.57</b> Fr. Comp Gas: <b>0.7</b> Gr. Esp. Agua: <b>1.05</b> Producción <b>24/09/19</b> Aceite: <b>42 BOPD</b> Agua: <b>2 BWPD</b> Gas: <b>29.3 MSCFPD</b> GOR: <b>698 scf/bl.</b>	Tubing: <b>2 7/8</b> Varillas: <b>Grado D</b> <b>3/4</b> <b>7/8</b> Perforaciones: <b>4,456 ft</b> <b>5,077 ft</b> Tubing Ancla: <b>NO</b> Revestimiento: <b>7"</b> Formación: <b>(Guaduas)</b> Ancla de Gas – <b>No</b> Anular - <b>A Línea</b>

Fuente: Elaboración propia

## 2.8 INFORMACION DEL POZO G

Tabla 8 Informacion pozo G

CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS	COMPLETAMIENTO
Unidad de Bombeo: <b>C-228D-230-74</b> Recorrido Actual: <b>74 in.</b> Recorridos Disp.: <b>74, 64, 54</b> THP: <b>140 psi</b> CHP: <b>140 psi</b>	Bomba tipo: <b>API Inserto</b> <b>RWAC de 2-1/2" x 1-1/2" x 16' x 127"</b> Prof. Bomba: <b>3,951 ft</b> PIP: <b>825,2 psi</b> PWF: <b>549,8 psi</b> Pe: <b>2158.4 psi</b> Fallas en Bomba: <b>Ninguna</b>	BS&W: <b>20,0%</b> Viscosidad: Gr. Esp. Gas: <b>0.57</b> Fr. Comp Gas: <b>0.7</b> Gr. Esp. Agua: <b>1.05</b> Producción <b>10/09/19</b> Aceite: <b>40 BOPD</b> Agua: <b>10 BWPD</b> Gas: <b>40.6 MSCFPD</b> GOR: <b>1015 scf/bl.</b>	Tubing: <b>2 7/8</b> Varillas: <b>Grado D</b> <b>3/4"</b> <b>7/8"</b> Perforaciones: <b>3,468 ft</b> <b>5,210 ft</b> Tubing Ancla: <b>NO</b> Revestimiento: <b>7"</b> Formación: <b>(Guadas)</b> Ancla de Gas – <b>No</b> Anular - <b>A Línea</b> Colapso – <b>5,847 pies</b>

Fuente: Elaboracion propia

## 2.3 INFORMACIÓN POZO I

Tabla 9 Información pozo I

CABEZAL DE BOMBEO	SUBSUELO	FLUIDOS	COMPLETAMIENTO
Unidad de Bombeo: <b>C-228-213-86</b> Recorrido Actual: <b>86 in.</b> Recorridos Disp.: <b>86, 74, 61</b> THP: <b>95 psi</b> CHP: <b>93 psi</b>	Bomba tipo: <b>API Inserto</b> <b>RWAC de 2-1/2" x 1-1/2" x 16' x 127</b> Prof. Bomba: <b>4,241 ft</b> PIP: <b>415,9 psi</b> PWF: <b>830 psi</b> Pe: <b>2257 psi</b> Fallas en Bomba: <b>Ninguna</b>	API Crudo. <b>167.1</b> BS&W: <b>18 %</b> Viscosidad: Gr. Esp. Gas: <b>0.57</b> Fr. Comp Gas: <b>0.7</b> Gr. Esp. Agua: <b>1.05</b> Producción <b>18/09/19</b> Aceite: <b>22 BOPD</b> Agua: <b>5 BWPD</b> Gas: <b>9.7 MSCFPD</b> GOR: <b>441 scf/bl.</b>	Tubing: <b>2 7/8</b> Varillas: <b>Grado D</b> <b>3/4"</b> <b>7/8"</b> Perforaciones: <b>4,455 ft</b> <b>5,067 ft</b> Tubing Ancla: <b>NO</b> Revestimiento: <b>7"</b> Formación: <b>(Guadas)</b> Ancla de Gas – <b>No</b> Anular - <b>A Línea</b> Colapso – <b>5,847 pies</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 3. RESULTADOS

#### 3.1 RESULTADOS DE PASO A PASO DE SIMULACIONES.

A continuación los resultados del paso a paso de cada simulación.

**3.1.1 Cálculo y análisis del IPR-Método de Vogel.** A continuación se presentan los datos del método de Vogel

Figura 13 TWM ECHOMETER – POZO C

Section	Parameter	Value	Unit
Production	Oil Current	61	BBL/D
	Oil Potential	83.5	BBL/D
	Water	0	BBL/D
	Gas	46.7	Mscf/D
	Gas Potential	64.0	Mscf/D
	IPR Method	Vogel	
Fluid Densities	Oil	15.6	deg.API
	Water	1.05	Sp.Gr.H2O
	Gas Gravity	0.59	Air = 1
Casing Pressure	Casing Pressure	180.9	psi (g)
	Casing Pressure Buildup	0.4	psi
Liquid Level Depth	MD	2654.40	ft
	TVD	2638.70	
Formation Depth	MD	5077.00	ft
	TVD	5048.84	
Well State	Annular Gas Flow	12	Mscf/D
	% Liquid	77	
Pump Parameters	Pump Intake Pressure	710.5	psi (g)
	PBHP	981.4	psi (g)
Reservoir Pressure (SBH)		2108.7	psi (g)
Pump Submergence	Total Gaseous Liquid Column HT (TVD)	1682	ft
	Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD)	1297	ft

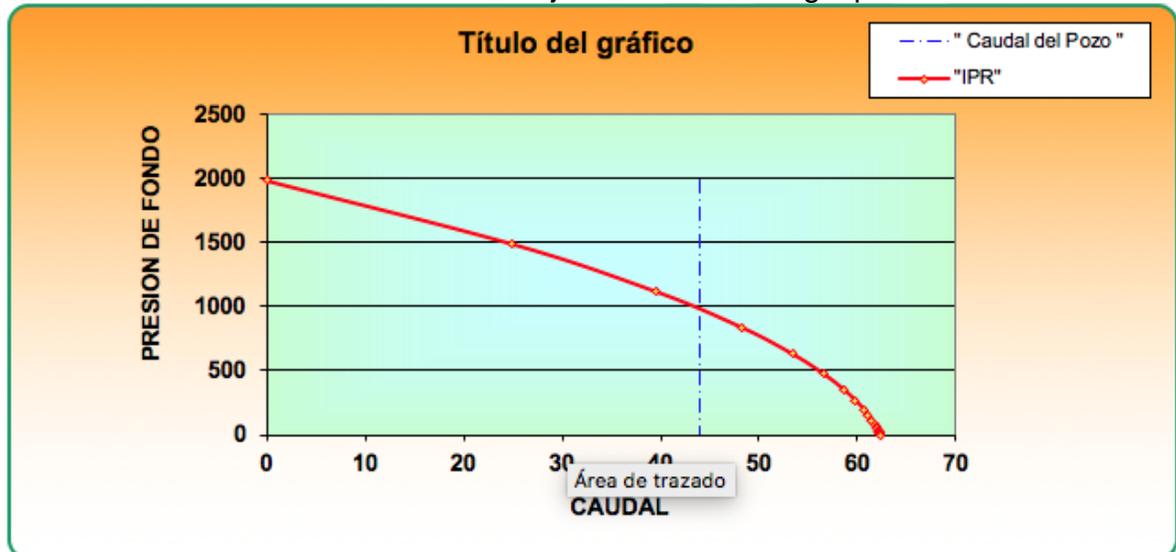
Fuente: Elaboración propia

- Sumergencia efectiva: 141
- Total columna de líquido de gas: 223
- Presión de entrada a la bomba: 710,5
- Presión de flujo de fondo: 981,4
- Potencial de aceite adicional: 18

La eficiencia de la producción del sistema muestra que el 36% de lo que contribuye la formación se produce mediante el sistema de levantamiento actual. La producción baja está causada por la interferencia de gas que presenta el pozo. Se calcula a

partir del IPR que se presenta un volumen extra de aceite por extraer de 18 BOPD, según la Figura 20.

Grafica 1 Cálculo de Eficiencia de influjo IPR-Método Vogel pozo C



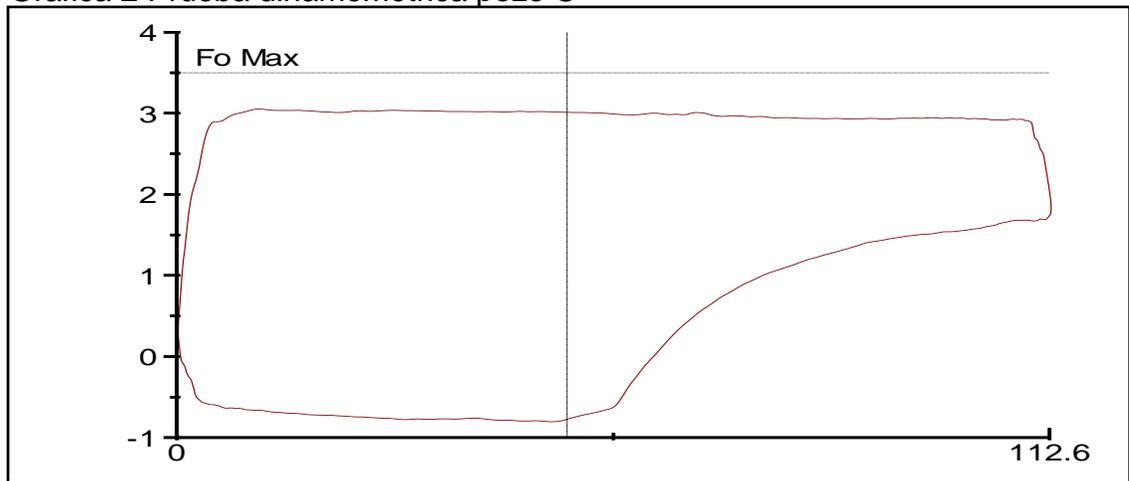
Fuente: Elaboración propia

Esta curva de IPR presenta el potencial máximo de producción para este pozo que es de 62 BFPD. En yacimientos de gas en solución, se requieren bombas de subsuelo, que sean dimensionadas para mover el petróleo que lleva gas disuelto.

Para poder lograr este objetivo, una solución, es dimensionar separadores de gas que impidan la entrada de gas a la bomba de subsuelo. La bomba que está actualmente instalada en el pozo, tiene la capacidad de un desplazamiento teórico de 84 BFPD y de esta manera cumple con los parámetros de diseño, pero a pesar de esto no se consideró la producción de gas.

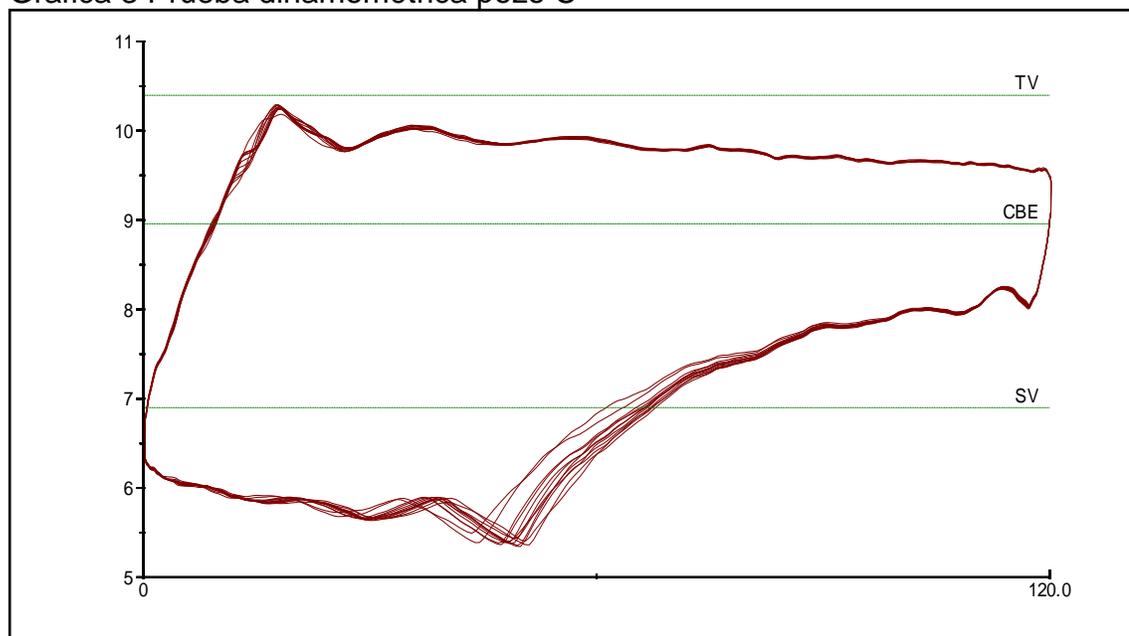
### 3.1.2. Análisis de eficiencia volumétrica de la bomba

Grafica 2 Prueba dinamométrica pozo C



Fuente: Elaboración propia

Grafica 3 Prueba dinamométrica pozo C

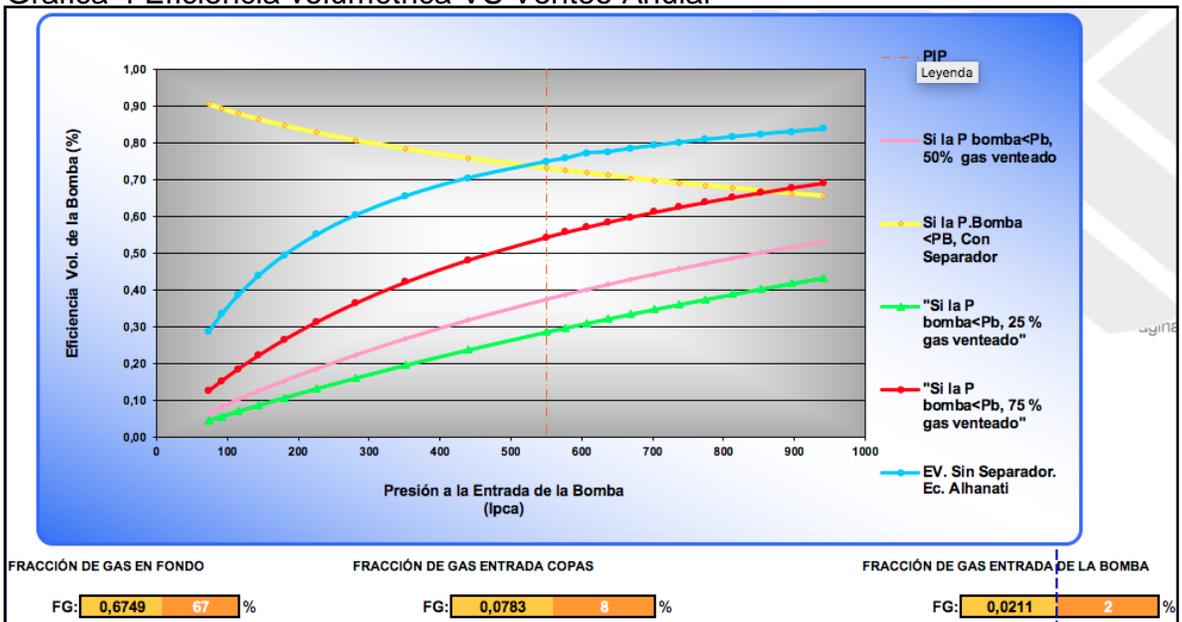


Fuente: Elaboracion propia

- Recorrido de la unidad en superficie: 120 pulgadas
- Golpes por minuto: 2,9
- Recorrido de la bomba en fondo: 110,61 pulgadas
- Desplazamiento teórico de la bomba: 84,1 BFPD
- Producción promedios de fluido en tanque: 40,44
- Porcentaje de llenado promedio de la bomba: 36%
- Desplazamiento efectivo promedio de la bomba: 44 BFPD
- Eficiencia volumétrica de la bomba: 36%

En la carta dinamométrica se puede observar que el gas presente en el anular del pozo accede de manera directa al pistón de la bomba disminuyendo la eficiencia volumétrica a 48%. La bomba presenta interferencia por gas, facilitando la decantación de los sólidos en suspensión, que puedan estar presentes en el fluido.

Grafica 4 Eficiencia volumétrica VS Venteo Anular



Fuente: Elaboracion propia

Se observa que el manejo de gas por la bomba está venteando aproximadamente el 55% del gas. De la misma manera, se evidencia que el volumen máximo ocupado por el gas, es de 46 BPD de la capacidad de la bomba, volumen de aceite 42 BPD, volumen de agua 2 BWPD.

**3.1.3 Capacidad de compresión de la bomba.** Con el fin de evaluar la compresión de la bomba, para determinar el efecto del espacio muerto que está presente entre las válvulas fija y viajera sobre la eficiencia de desplazamiento para los parámetros de operación actuales. La tabla 8, nos ayuda a determinar que con un espaciado de 1 pulgada en las válvulas, al final del recorrido descendente, ocasiona una pérdida en la eficiencia volumétrica de 14%. Por culpa de malas prácticas operacionales, no se está cumpliendo el espaciado que se estipula, lo que conlleva a una pérdida en la eficiencia de aproximadamente el 42%.

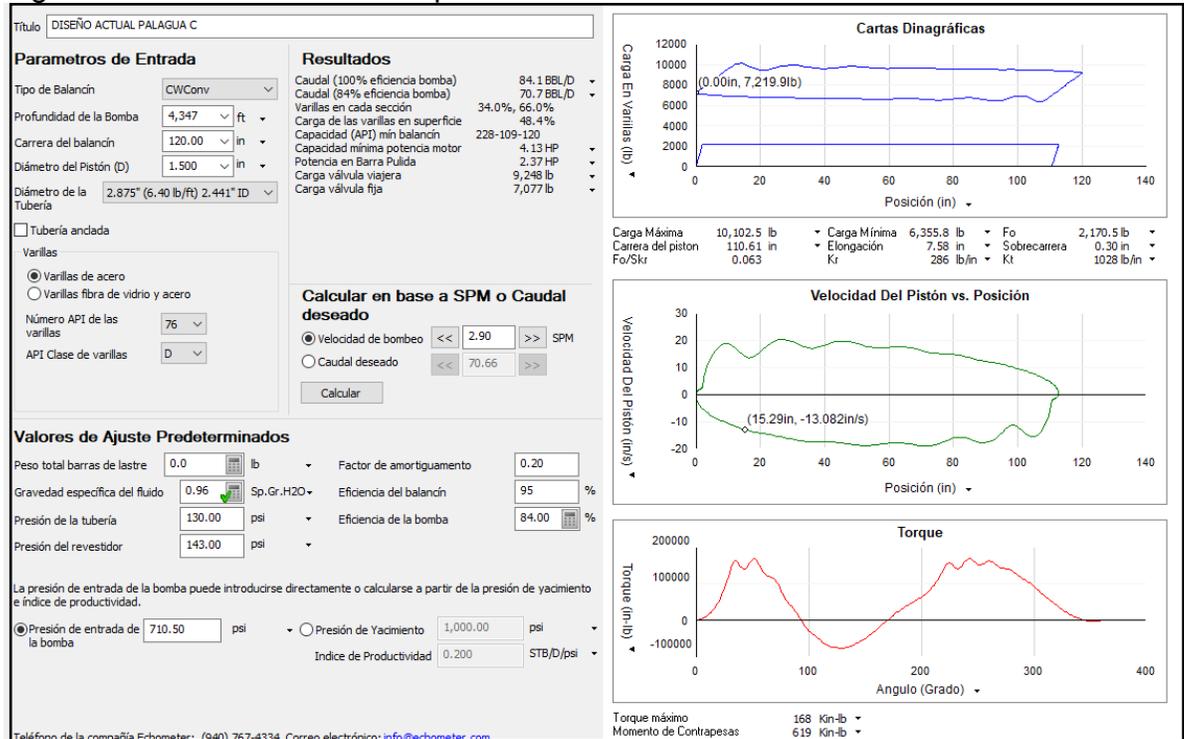
Tabla 8. Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo

Datos Generales					
PAIS	Colombia				
DEPTO	Santander				
COMPANIA	UTIJP				
CAMPO	FALAGUA				
POZO	C				
Información De Pozo					
BFPD	44	BSW(%)	4	Recorrido superficie(pulg)	120
BOPD	42	GOR	698	Recorrido bomba (pulg)	110,43
KPCED(LINEA)	29,3	Pf(psi)	130	SPM	2,9
KPCED(ANULAR)	12	Pr(psi)	143	Gradiente Fluido(psi/pie)	0,353
<b>D.Teórico(bbl/día)</b>	<b>91,298</b>			<b>Ev. Bomba Actual(%)</b>	<b>48,194</b>
Datos De La Bomba De Subsuelo					
Bomba API		Área Barril(pulg^2)	1,767	Tolerancia "C" (%)	0,063
Prof.Niple Bomba(pies)	4561	Vol. Barril(pulg^3)	195,130	Relación De Compresión	2,266
Díametro Piston(pulg)	1 1/2	Vol. Cajas(pulg^3)	14,4	Factor Comp.Succión"Zs"	1
Presión De Entrada(psi)	710,5	Vol. Total(pulg^3)	204,030	Factor Comp.Descar."Zd"	0,7
Presión De Descarga(psi)	1610,03			Relación Calor Especifico	1,26
Nivel De Fluido(pies)	1682			<b>Ev. Bomba Como Compressor De Gas</b>	<b>88,030</b>
EFECTOS DEL ESPACIAMIENTO EN LA Ev					
Espaciamento	Tolerancia (%)	Ev(%)			
0	7,06	86,859			
1	7,51	86,165679			
2	7,96	85,472507			
3	8,40	84,79474			
4	8,84	84,1170			
5	9,28	83,439204			
6	9,71	82,77684			
7	10,14	82,114476			
8	10,56	81,467516			
9	10,98	80,820555			
10	11,40	80,173595			
11	11,81	79,542039			
12	12,22	78,910482			

Fuente: Elaboración propia

### 3.1.4 Simulación re espaciamento. A continuación se mostrara los resultados en el simulador de este escenario de optimización.

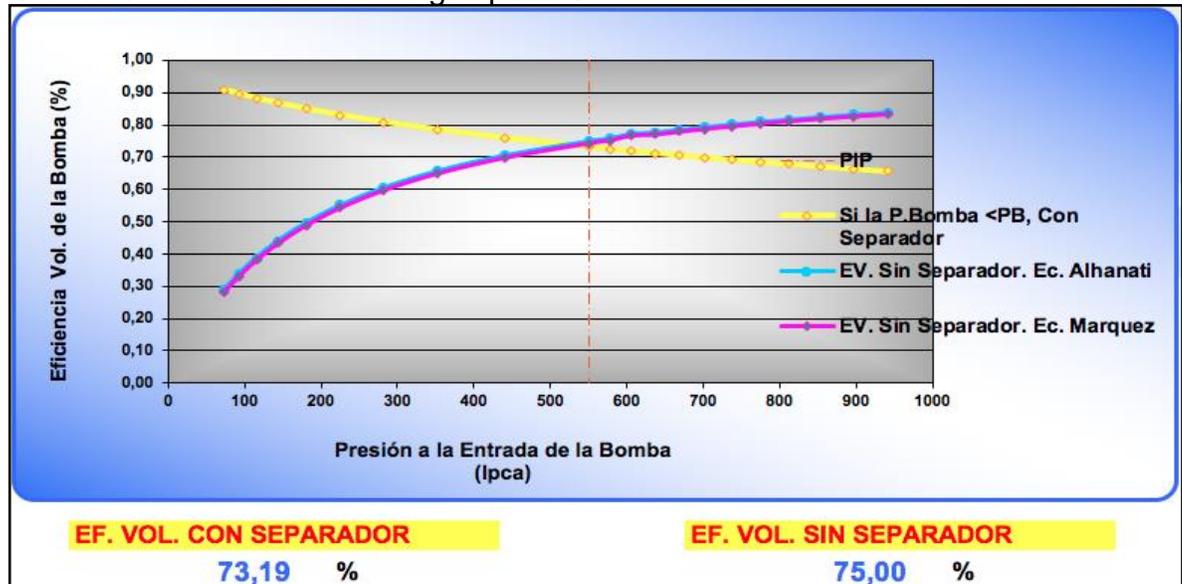
Figura 14 Simulación del re espaciamento



Fuente: Elaboracion propia

### 3.1.5 Diseño del separador tipo copa.

Gráfica 5 Diseñar el ancla de gas pozo C



Fuente: Elaboración propia.

La primera opción que se presenta como propuesta es el separador tipo copas. Actualmente con una presión a la entrada de la bomba de 550 lpca, según las ecuaciones de Alhanati, la eficiencia volumétrica es de 74%. Pero con la instalación de un separador y disminuyendo la presión a la entrada de la bomba a 74 lpca, tendríamos una eficiencia del 90%.

Grafica 6 Eficiencia separador de gas tipo copas



Fuente: Elaboración propia.

Con los datos de operación obtenidos para el diseño del separador de gas, se sugiere la implementación de un separador tipo copas, el cual en las condiciones actuales, lograría aumentar esta eficiencia a un 73%.

Figura 15 Diseño recomendado de separador de gas tipo copas pozo C

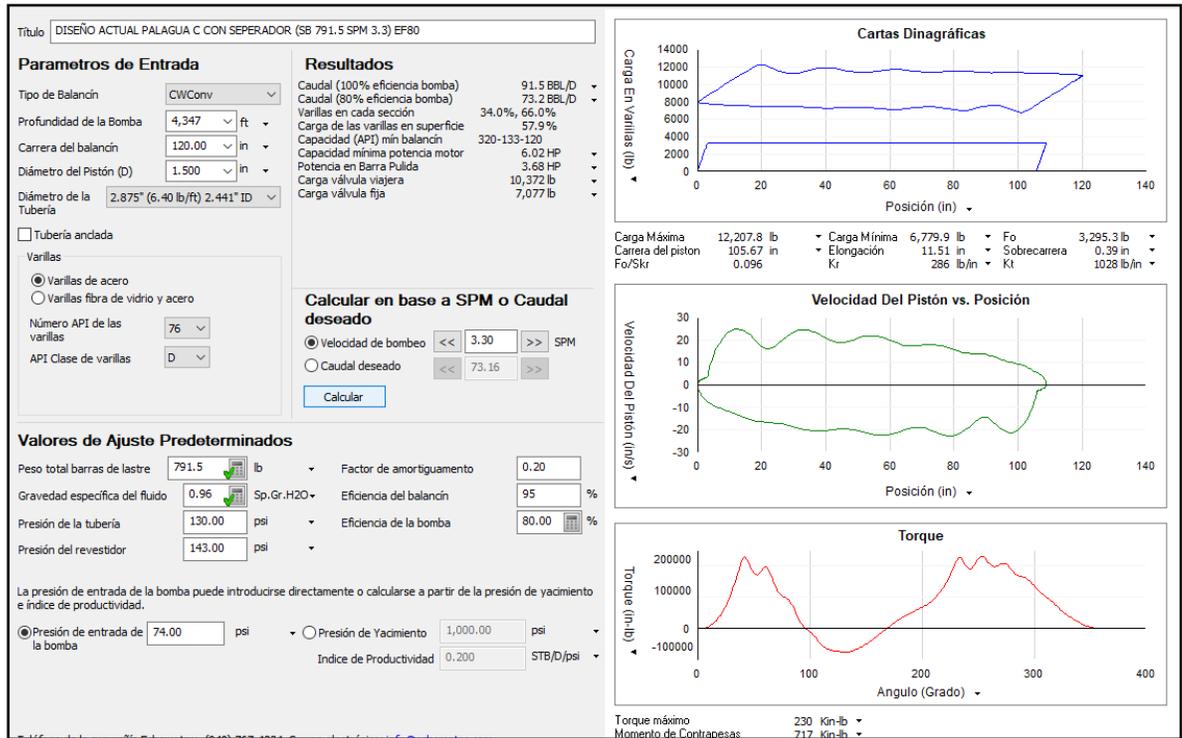
<b>POZO:</b>	Pozo c	
<b>YACIMIENTO:</b>	Formacion Guadas	
<b>TASA DE LÍQUIDO</b>	44	
<b>TASA DE DISEÑO</b>	62	
<b>CASING</b>	7" x 20.00 lb/ft	
<b>AREA DE DISEÑO</b>	0,00802	
<b>AREA SELECCIONADA</b>	0,00850	
<b>TUBO DE BARRO</b>	5-1/2" x 20.00 lb/ft	
<b>TUBO DE SUCCIÓN</b>	4 1/2"	
<b>ORIFICIOS</b>	0,50	Pulg
<b>ÁREA POR ORIFICIO</b>	0,00136	PIES 2
<b>AGUJEROS POR SECCIÓN</b>	72	
<b>ÁREA/ SECCIÓN</b>	0,09817	PIES 2
<b>ÁREA TOTAL</b>	0,03399	PIES 2
<b>SECCIONES</b>	1	<b>COPAS</b>
<b>EV Bomba (%)</b>	<b>72,96</b>	

Fuente: Elaboracion propia

Este es el separador que se plantea ubicar en el fondo del pozo para aumentar la eficiencia volumétrica de la bomba, bajo las condiciones actuales.

**3.1.6 Simulacion del seperador tipo copa.** A continuacion se muestra el resultado en el simulador del separador tipo copa en el pozo C

Figura 16 Resultado de simulacion en separador tipo copa en el pozo C



Fuente: Elaboracion propia

#### 4. DISCUSIÓN Y RESULTADOS

En cuenta a la teoría de los separadores de gas, puede decirse que los separadores de mezcla gas/líquidos forman parte de un gran grupo de equipos que involucran los procesos físicos de separación de fases: Sólidas, líquidas y gaseosas. Se diseñan equipos para separar las diferentes fases: gas-líquido, sólido-sólido, sólido-líquido-gas.

El propósito esencial de todo separador es liberar la fase deseada tan completamente de la otra, como sea posible y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado. Un separador de fondo es un tubular perforado, fijado en la bomba de varilla de succión del subsuelo que controla la entrada de gas.

Debido a que es la única manera de que el fluido de la formación ingrese en la bomba, su utilización incrementa la eficiencia de la bomba de varilla de succión. Rodríguez (2005), afirma que los separadores de gas son una alternativa poderosa para mejorar las operaciones de bombeo en pozos gasíferos.

Los separadores de gas de fondo utilizados en el bombeo mecánico con frecuencia son llamados segregadores de gas ya que operan sobre el principio de separación gravitacional. Además, ayuda a prevenir el fenómeno denominado bloqueo por gas. Un ancla de gas es similar a un separador de gas de fondo de pozo.

Por medio de un separador de gas de fondo se reducen las fallas de la bomba con una solución simple. Para Carrión y Conejero (2018), los separadores de gas de fondo destinados a pozo productores de petróleo son diseñados para manejar elevados volúmenes de gas con volúmenes de líquidos variables.

Los caudales de fluidos dependen del diseño del separador, de las propiedades de los mismos y la presión de entrada de la bomba. Están compuestos por un tubo exterior con perforaciones laterales en su parte superior y tapado en la inferior, y un tubo concéntrico dentro del anterior, provocando que la separación de las fases se realice entre ambos caños. El líquido ingresa por el tubo de menor diámetro y el gas sale por las perforaciones.

Por otra parte, se presenta la teoría sobre los beneficios del aumento del recorrido de la bomba para evitar el bloqueo de la bomba por gas. Se afirma que el bloqueo por gas es una condición que se produce en ocasiones en un pozo de bombeo cuando el gas disuelto, liberado de la solución durante la carrera ascendente del émbolo, aparece como gas libre entre las válvulas.

En la carrera descendente, la presión dentro de un barril completamente lleno de gas es posible que no alcance nunca la presión necesaria para abrir la válvula viajera. En la carrera ascendente, la presión dentro del barril nunca disminuye lo

suficiente para que la válvula estacionaria se abra y permita que el líquido ingrese en la bomba.

Por lo tanto, no entra ni sale fluido de la bomba y la bomba se bloquea. No causa fallas en el equipo, pero, con una bomba que no funciona, el sistema de bombeo es inútil. La reducción en la tasa de bombeo va acompañada por un aumento de la presión de fondo de pozo (o nivel de fluido en el anillo).

En muchos casos de bloqueo por gas, este aumento en la presión del fondo del pozo puede superar la presión en el barril y el líquido puede ingresar a través de la válvula estacionaria. Después de algunas carreras, ingresa líquido suficiente en la bomba y se quiebra el bloqueo por gas, por lo que la bomba funciona normalmente. Mallo (2010), afirma que a pesar de lo difícil que es generalizar, la geometría de la unidad de bombeo tiene un efecto significativo sobre las cargas en la estructura y en las varillas, el torque del reductor y el recorrido neto del pistón de la bomba.

El problema del bloqueo del gas puede reducirse a un mínimo, disminuyendo la separación entre las válvulas de pie y viajera. Algunas sugerencias a esta problemática son:

- Utilizar bombas con menor espacio nocivo.
- Espaciar adecuadamente la bomba, una vez instalada, a fin de reducir el espacio nocivo. • Aumentar la carrera y disminuir el número de GPM, de esta manera se logra mayor tiempo de llenado del barril.
- Profundizar la bomba, de modo que quede por debajo de la zona de producción.
- Utilizar dispositivos especiales.

Con base en la teoría expuesta anteriormente y en los resultados obtenidos se puede decir que los separadores de gas ubicados en el fondo, separan una cantidad importante de gas. Como primera medida esto reduce y evita el problema que tienen los pozos cuando la producción de gas es alta y genera interferencia por este elemento en los pozos. Esto conlleva a la reducción de gastos en la intervención de los pozos, además de optimizar la vida útil de los equipos instalados en los mismos. De la misma manera se logra un aumento en la producción que al fin y al cabo este es el propósito principal de las empresas de Oil & Gas.

En este estudio, en el pozo I, cuyo potencial de producción es de 33 BFPD, se planteó la colocación de barras de lastre de 790,9 lb, además de un aumento de los spm a 4,4 y la disminución de la carrera del balancín a 61, con el fin de lograr un incremento teórico en la eficiencia de la bomba de un 90%, pero previendo cualquier

problema que pudiera ocurrir durante la producción del pozo, se trabajó con una eficiencia del 80%. En la simulación se obtuvo un caudal teórico de 43,7 BFPD con el propósito de prever una situación anómala en el pozo.

Cuando se realizó la simulación, se utilizó un espaciamiento de 2 pulgadas, aumentando la eficiencia volumétrica en 67%, con lo que se pudo incrementar la producción a 42,2 BFPD.

Con respecto al pozo G, el cual tiene un potencial de 57 BFPD, se planteó el re espaciamiento en la bomba, a 4 pulgadas, porque el espaciamiento real, es mayor a 12 pulgadas. Con esto se logró un aumento en la eficiencia de la bomba a 84%, lo que se ve reflejado en un incremento en la producción a 63,8 BFPD. Como segunda opción en este pozo, se plantea la idea de diseñar un separador con barras de lastre de 790,1 lb, con el fin de evitar el alongamiento en las varillas. Durante la simulación se trabajó con una eficiencia volumétrica en la bomba de 80%, con el fin de estar mucho más cerca de la realidad, ya que es muy difícil lograr que una bomba trabaje con eficiencias por encima de este porcentaje. Como resultado se obtuvo, un caudal de 56 BFPD.

Por otra parte, por el GOR que presenta este pozo y que alcanza los 1015, es necesario, bajar un separador, ya que en cualquier momento el pozo puede presentar un bloqueo por gas dejándolo sin producción.

Se plantea la evaluación de cada proyecto por medio del factor beneficio costo, este ayuda a determinar el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a una empresa.

Este se puede interpretar de la siguiente manera, si la relación beneficio costo es mayor a uno quiere decir que los ingresos son superiores a los egresos y el proyecto es económicamente rentable, si la relación es igual a uno quiere decir que los ingresos son iguales a los egresos y el proyecto debe ser mejorado, o simplemente descartado y si este factor es menor a uno nos dice que el proyecto no es económicamente viable y debe ser descartado.

Durante el desarrollo de este proyecto se hicieron aproximaciones, de cuanto sería el costo de realizar cada escenario de optimización, el re espaciamiento en la bomba tiene un costo aproximado de US\$ 150.000, ya que se tendría que parar el pozo, sacar tubería, alquilar equipos adecuados para llevar este procedimiento a cabo y además transportarlo a ubicación.

En el segundo caso de optimización se debe realizar el mismo procedimiento, y agregar el valor de las barras de lastre y el separador, el precio de esta operación es de aproximadamente US\$ 190.000.

En el pozo C se logró un aumento en la producción de 30 BBD y con el precio del barril de crudo en US\$ 62,57 nos representa unas ganancias de US\$ 1887 diarias esto genera unas ganancias de US\$ 56.313 mensuales aproximadamente, en un principio se puede observar que el punto de equilibrio de este proyecto es de 2,6 meses, a la hora de calcular la relación beneficio/costo se planteó el caso para evaluarlo anualmente.

Ecuación 23 Relación beneficio costo pozo C

$$\text{Relacion } \frac{B}{C} = \frac{\text{US\$}675.756}{\text{US\$}150.000} = 4,505$$

de esta forma se logra un factor de 4,505, lo que nos indica que el proyecto es viable porque el factor es mayor a uno.

En el segundo escenario de optimización para el pozo C, colocar un separador tipo copa con unas barras de lastre de 791,5 Lb con el objetivo de evitar el alongamiento de las varillas además de plantear un aumento en los SPM a 3,3, esto genero un aumento en la producción de 33,2 BBD, y con esto un aumento en las ganancias de US\$ 62.319 mensuales.

En este escenario se puede observar que el punto de equilibrio es de tres meses, por tal razón se plantea evaluar este proyecto anualmente.

Ecuación 24 Relación beneficio costo pozo C

$$\text{Relacion } \frac{B}{C} = \frac{\text{US\$}747.828}{\text{US\$}190.000} = 3,935$$

A la hora de evaluar este proyecto por medio del factor relación beneficio costo, se obtuvo un resultado de 3,935, lo que nos lleva a concluir que este proyecto es viable y se debe considerar.

En el momento de comparar los tres proyectos el actual, el re espaciamento y el separador tipo copa, podemos observar que el separador tipo copa es la mejor opción para implementar en el pozo C, porque el actual cuenta con problemas de interferencia por gas y la relación beneficio costo del separador es mucho más elevado.

En el pozo G se planteó un re espaciamento como primera opción simulando este escenario se espera un aumento en la producción de crudo de 18 BBD, esto representa un aumento en las ganancias de US\$ 33.787 mensuales aproximadamente.

Se puede observar que el punto de equilibrio de este escenario de optimización es en 4,4 meses por tal razón se plantea la evaluación de este proyecto anualmente

Ecuación 25 Relación beneficio costo pozo G

$$\text{Relacion } \frac{B}{C} = \frac{\text{US\$}405.444}{\text{US\$} 150.000} = 2,702$$

Realización la evaluación de este proyecto por medio de la relación beneficio costo se obtuvo un valor de 2,702, esto nos indica que el proyecto es totalmente viable.

Como segundo escenario de optimización se plantea la idea de diseñar un separador tipo copa con unas barras de lastre de 790.1 Lb con el objetivo de evitar el alargamiento de las varillas, lo que genera un aumento en la producción de 10,2 BBD esto se ve reflejado en un aumento en las ganancias de US\$ 19.146 mensuales.

Podemos observar que el punto de equilibrio de este escenario es de 7,8 meses por tal razón este escenario se evaluara anualmente.

Ecuación 26 Relación beneficio costo pozo G

$$\text{Relacion } \frac{B}{C} = \frac{\text{US\$}229.757}{\text{US\$} 190.000} = 1,2$$

Realizando la evaluación de este segundo escenario de optimización por medio de la relación beneficio costo, observamos un valor de 1,2.

A la hora de comparar los tres escenarios, tenemos que descartar el escenario actual ya que este presenta problemas de interferencia por gas, y el escenario que debemos aplicar según el factor relación beneficio costo es el primero porque tiene una relación beneficio/costo más alta que el segundo escenario.

Por ultimo tenemos el pozo I, para este pozo se plantea un aumento en la producción de 14,5 BBD, esto representa un aumento en las ganancias de US\$ 27.217 mensuales aproximadamente.

En este primer escenario de optimización (re espaciamiento de las válvulas) se puede observar que el punto de equilibrio es de 5,5 meses, por tal razón este escenario será evaluado anualmente.

Ecuación 27 Relación beneficio costo pozo I

$$\text{Relacion } \frac{B}{C} = \frac{\text{US\$}326.607}{\text{US\$} 150.000} = 2,17$$

Realizando esta operación nos da un factor de relación beneficio costo 2,17, esto nos indica que el proyecto es viable y debe tomarse a consideración.

A diferencia del segundo escenario de optimización, con este se espera un aumento en la producción de crudo de 16 BBD esto se ve reflejado en un aumento en las ganancias de US\$ 30.033 mensuales.

El punto de equilibrio de este proyecto es de 4,99 meses por esta razón se evalúa el proyecto anualmente.

Ecuación 28 Relación beneficio costo pozo I.

$$\text{Relacion } \frac{B}{C} = \frac{\text{US\$}360.396}{\text{US\$} 190.000} = 1,89$$

Teniendo como resultado un factor de relación beneficio costo de 1,89.

A la hora de comparar los tres escenarios, tenemos que descartar el escenario actual ya que este presenta problemas de interferencia por gas y el segundo escenario porque este tiene un factor de relación beneficio costo de 1,89 lo que convierte en un proyecto menos viable, entonces el escenario a aplicar es el re espaciamiento en la bomba.

## 5. CONCLUSIONES

Con base en los resultados encontrados en el estudio se pueden presentar las siguientes conclusiones:

- El eliminar los volúmenes muertos mediante el re espaciamiento de la bomba se hace factor clave a la hora de aumentar la eficiencia de levantamiento, además de ser un escenario que se puede realizar en cualquier intervención al pozo.
- Para el pozo C el mejor escenario es el re espaciamiento de las valvulas viajeras y fija, debido a que la eficiencia de levantamiento aumenta 36% y la relacion beneficio costo es la mas alta.
- Para el pozo I el mejor escenario es el re espacimianeto de las valvulas viajeras y fija, debido a que la eficiencia de levantamiento aumenta 24% y la relacion beneficio costo es la mas alta.
- En pozos con alta relación gas petróleo (GOR) es muy útil disponer un separador ubicado en el fondo, ya que este disminuye considerablemente la entrada de gas a la bomba, y de esta manera se evita la interferencia por gas.
- Para el pozo G el mejor escenario es la colación de un separador tipo copa en fondo, ya que este pozo presenta un alto GOR y la eficiencia de levantamiento aumenta 38%.

## 6. RECOMENDACIONES.

Como recomendaciones se presentan las siguientes:

- Se recomienda realizar el mismo estudio y procedimiento con diferentes parametros de selección de pozos, con el fin de plantear nuevos posibles métodos de optimización teniendo en cuenta diferentes problemas que lleva cada pozo.
- Comparar la eficiencia de levantamiento que se obtuvo en la simulacion de colocar un separador de gas en fondo con la máxima eficiencia especificada según el diseño del bombeo mecánico y el diseño del separador.
- Comparar con diferentes tipos de trenes o juntas, que disminuyan los espacios muertos con el fin de aumentar la eficiencia de la bomba como compresor.
- Se recomienda en cada intervencion a los pozos revizar rigurosamente el espciamiento que se propone, ya que muchas veces este no se cumple a cabalidad.
- Se recomienda realizar capacitaciones para el personal, con el fin de mejorar la instalacion de la bomba.

## BIBLIOGRAFÍA.

Embus, L. & Martinez, J. (2009). Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. Parko Services.

Nicholas Zuleta Álvarez. (2018). Evaluación técnico-financiera para la implementación de válvulas reguladoras de contrapresión en tubing de 2 7/8", en pozos que presentan interferencia por gas en el campo Palagua (Tesis de pregrado). Fundación Universidad de América.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Purchasing Guidelines Handbook. Estados Unidos: API®. 2013. Edición 19a p. 7.

J. F. Lea, Amoco RPM/EPTG, Lynn Rowlan, Amerada Hess, and Jim McCoy, Echometer Company. (0000). Artificial Lift Power Efficiency

Oscar Mauricio Ardila Rojas. (2019). Metodología para la evaluación de la eficiencia energética en un sistema de levantamiento de crudo mediante unidades de bombeo mecánico (Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el Título de Magíster en Sistemas Energéticos Avanzados). Universidad de Santander.

GUO, Boyun. LYONS, William C. Ghalambor, Ali. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. ELSEVIER. 2007. p. 162.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá, Colombia. NTC 1486, actualización del 2008. 33 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Purchasing Guidelines Handbook. Estados Unidos: API®. 2013. Edición 19ª

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Geología del Petróleo. Open Roud COLOMBIA 2010 [en línea], 22 de agosto de 2019. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=51&dec=60>

## **ANEXOS**

## Anexo A. INFORMACION DEL POZO G

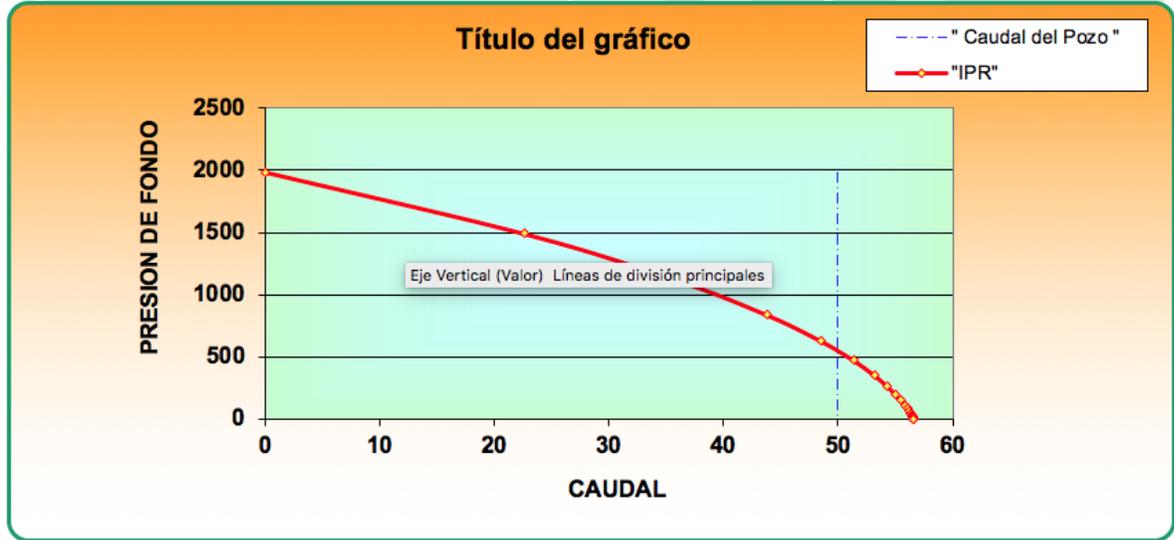
A continuación, se anexan las gráficas del pozo G

Figura A1: Método de Vogel

Select Liquid Level	Depth Determination	Casing Pressure	<input checked="" type="checkbox"/> BHP	Collars																
<b>Production</b> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;"></td> <td style="width: 20%; text-align: center;">Current</td> <td style="width: 20%; text-align: center;">Potential</td> <td style="width: 40%;"></td> </tr> <tr> <td>Oil</td> <td style="text-align: center;">77</td> <td style="text-align: center;">86.1</td> <td>BBL/D</td> </tr> <tr> <td>Water</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">13.4</td> <td>BBL/D</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td style="text-align: center;">29.3</td> <td style="text-align: center;">32.8</td> <td>Mscf/D</td> </tr> </table>			Current	Potential		Oil	77	86.1	BBL/D	Water	12	13.4	BBL/D	Gas	29.3	32.8	Mscf/D	<b>Casing Pressure</b> 252.4 psi (g)		Deviated Wellbore
	Current	Potential																		
Oil	77	86.1	BBL/D																	
Water	12	13.4	BBL/D																	
Gas	29.3	32.8	Mscf/D																	
IPR Method: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Vogel</span>		<b>Casing Pressure Buildup</b> 1.2 psi 3.00 min																		
PBHP/SBHP: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">0.26</span>		<b>Gas/Liquid Interface Pres.</b> 269.2 psi (g)																		
Producing Efficiency: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">89.4</span> %		<b>Liquid Level Depth</b> MD: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">3355.85</span> ft TVD: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">3310.41</span> ft																		
<b>Fluid Densities</b> Oil: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">14.9</span> deg.API Water: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">1.05</span> Sp.Gr.H2O Gas Gravity: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">0.55</span> Air = 1		<b>Pump Intake Depth</b> MD: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">3951.00</span> ft TVD: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">3899.61</span> ft																		
Acoustic Velocity: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">1465.44</span> ft/s		<b>Formation Depth</b> MD: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">4339.00</span> ft TVD: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">4285.90</span> ft		Well State: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Producing</span>																
Pump Submergence Total Gaseous Liquid Column HT (TVD): <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">589</span> ft Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD): <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">383</span> ft		<b>Pump Intake Pressure</b> 423.0 psi (g)		Annular Gas Flow: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">23</span> Mscf/D % Liquid: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">65</span>																
Comment: <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">Acoustic Test</span>		<b>PBHP</b> 549.8 psi (g)		Reservoir Pressure (SBHP): <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">2154.8</span> psi (g)																

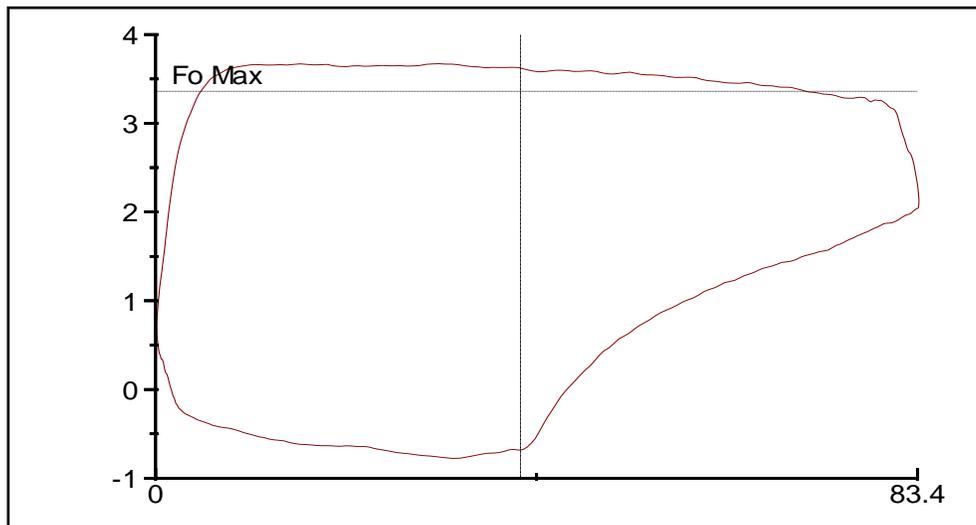
Fuente: Elaboración propia.

Figura A2: Cálculo de Eficiencia de influjo IPR-Metodo Vogel



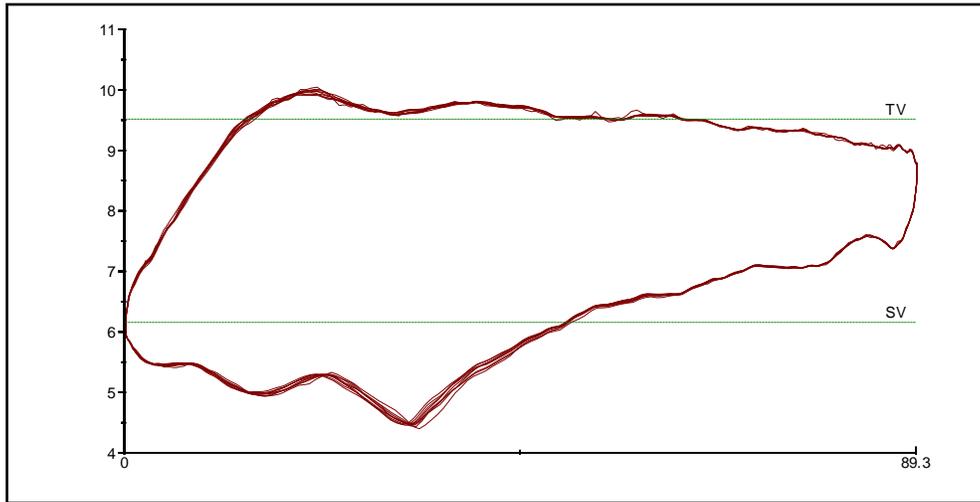
Fuente: Elaboración propia.

Figura A3. Prueba dinamo métrica pozo G.



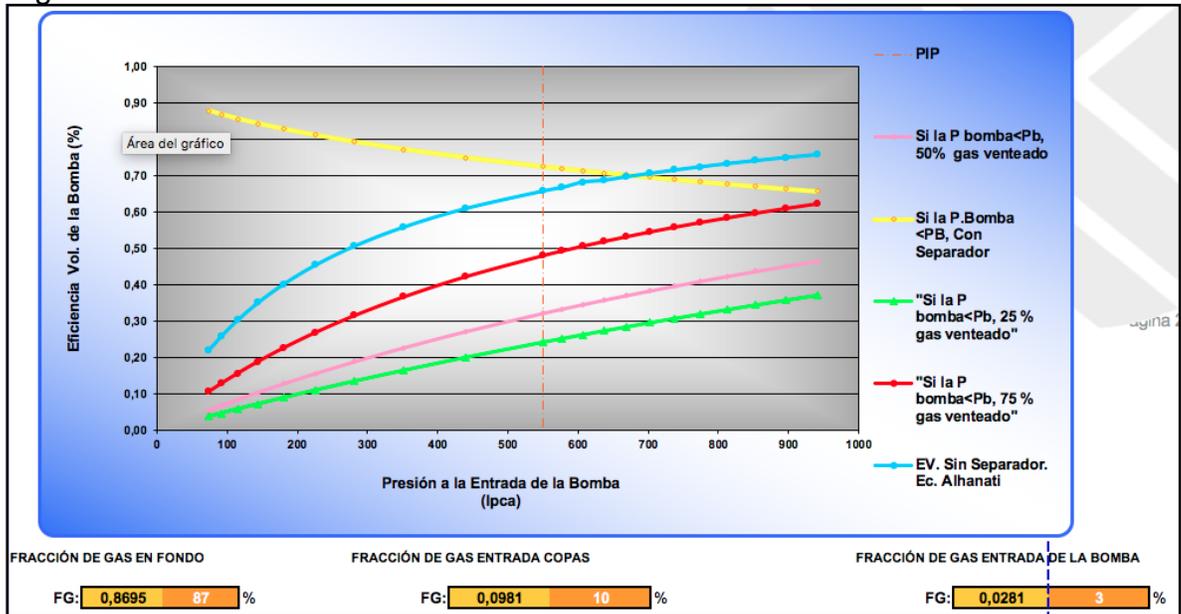
Fuente: Elaboración propia

Figura A4: Prueba dinamométrica pozo G



Fuente: Elaboración propia

Figura A5: Eficiencia volumétrica VS Venteo Anular



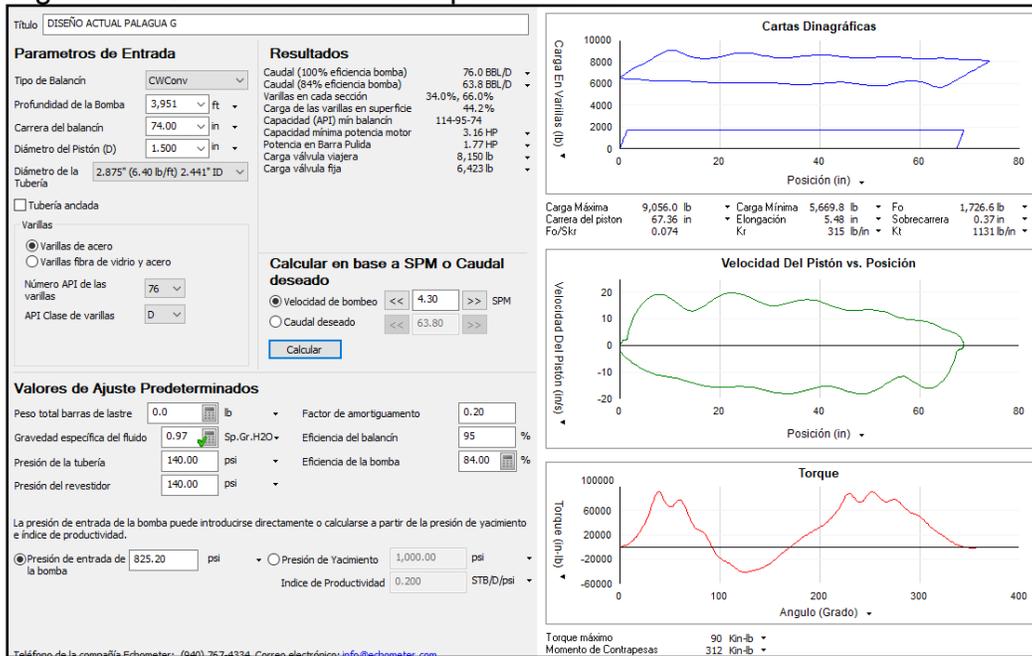
Fuente: Elaboración propia.

Tabla A1: Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo

Datos Generales					
PAIS	Colombia				
DEPTO	Santander				
COMPANÍA	UTLP				
CAMPO	PALAGUA				
POZO	255				
Información De Pozo					
BFPD	50	BSW(%)	20	Recorrido superficie(pulg)	74
BOPD	40	GOR	1015	Recorrido bomba (puig)	68
KPCED(LINEA)	40,6	Pt(psi)	140	SPM	4,3
KPCED(ANULAR)	40	Pr(psi)	140	Gradiente Fluido(psi/pie)	0,367
D.Teórico(bbi/día)	83,480			Ev. Bomba Actual(%)	59,895
Datos De La Bomba De Subsuelo					
Bomba API		Área Barril(pulg^2)	1,767	Tolerancia "C"[%]	0,063
Prof.Niple Bomba(pies)	3933	Vol. Barril(pulg^3)	120,156	Relación De Compresión	1,749
Díametro Pistón(pulg)	1 1/2	Vol. Cajas(pulg^3)	14,4	Factor Comp.Succión"Zs"	1
Presión De Entrada(psi)	825,2	Vol. Total(pulg^3)	129,056	Factor Comp.Descar."Zd"	0,7
Presión De Descarga(psi)	1443,41			Relación Calor Especifico	1,26
Nivel De Fluido(pies)	1841			Ev. Bomba Como Compressor De Gas	91,519
EFECTOS DEL ESPACIAMIENTO EN LA Ev					
Espaciamento	Tolerancia (%)	Ev(%)			
0	11,16	86,326			
1	11,84	85,5994911			
2	12,51	84,8835789			
3	13,18	84,1676667			
4	13,83	83,4731			
5	14,47	82,7892686			
6	15,10	82,1160974			
7	15,73	81,4429262			
8	16,34	80,7911256			
9	16,95	80,1393249			
10	17,55	79,4982095			
11	18,14	78,8677794			
12	18,72	78,2480345			

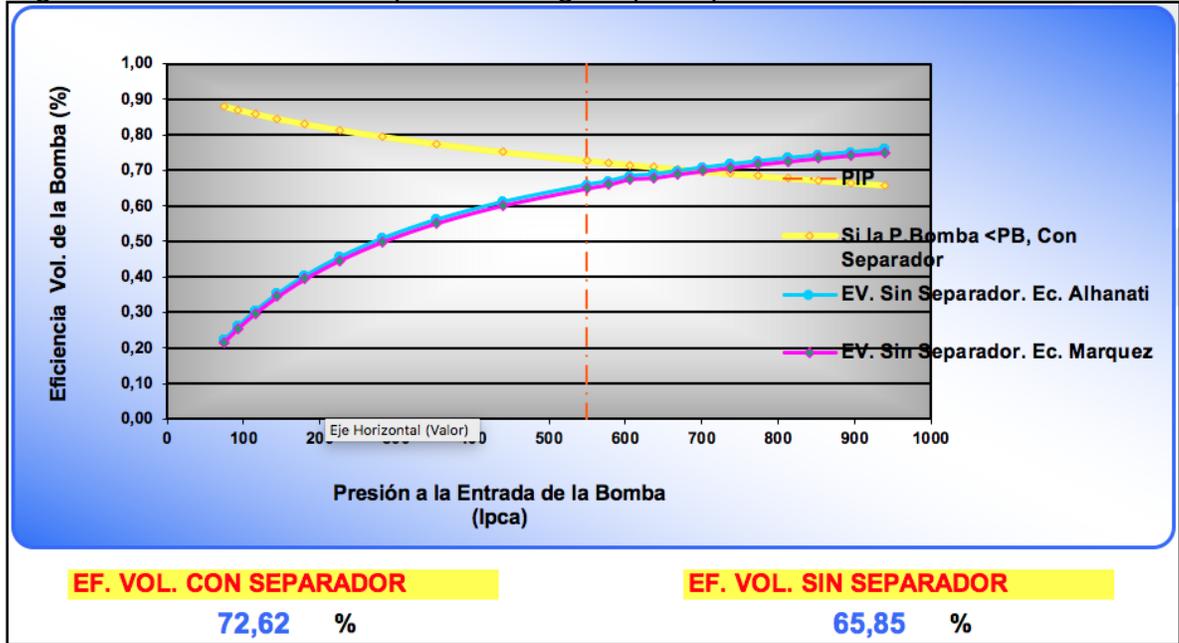
Fuente: Elaboración propia

Figura A6. Simulación del re espaciamento.



Fuente: Elaboración propia.

Figura A7. Eficiencia del separador de gas tipo copas



Fuente: Elaboración propia

Figura A8. Eficiencia del separador de gas tipo copas



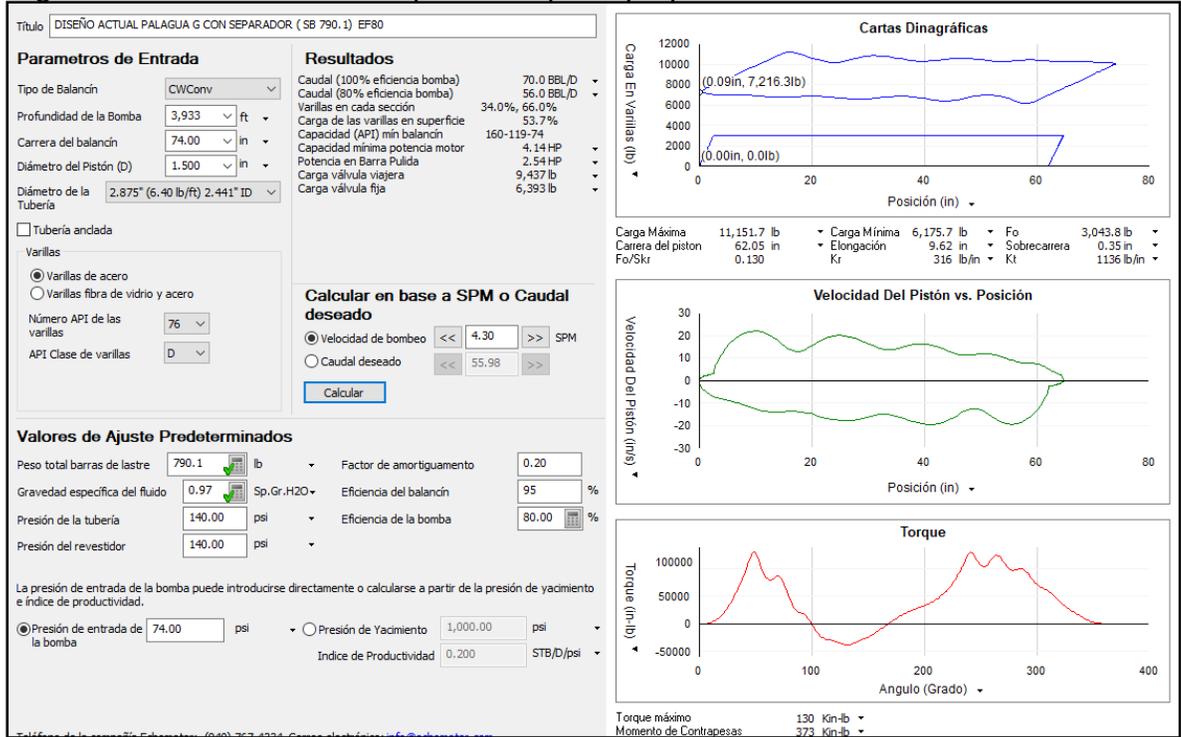
Fuente: Elaboración propia

Figura A8 Diseño recomendado de separador de gas tipo copas pozo G

<b>POZO:</b>	<b>Pozo g</b>	
<b>YACIMIENTO:</b>	<b>Formacion Guadas</b>	
<b>TASA DE LÍQUIDO</b>	<b>50</b>	
<b>TASA DE DISEÑO</b>	<b>56</b>	
<b>CASING</b>	<b>7" x 20.00 lb/ft</b>	
<b>AREA DE DISEÑO</b>	0,00728	
<b>AREA SELECCIONADA</b>	0,00769	
<b>TUBO DE BARRO</b>	2-3/8" x 4.00 lb/ft	
<b>TUBO DE SUCCIÓN</b>	1 1/2"	
<b>ORIFICIOS</b>	0,50	<b>Pulg</b>
<b>ÁREA POR ORIFICIO</b>	0,00136	<b>PIES 2</b>
<b>AGUJEROS POR SECCIÓN</b>	72	
<b>ÁREA/ SECCIÓN</b>	0,09817	<b>PIES 2</b>
<b>ÁREA TOTAL</b>	0,03075	<b>PIES 2</b>
<b>SECCIONES</b>	<b>1</b>	<b>COPAS</b>
<b>EV Bomba (%)</b>	<b>73,45</b>	
<b>DISEÑO ÓPTIMO</b>		

Fuente: Fuente: Elaboracion propia

Figura A9. Simulación del separador tipo copa pozo G.



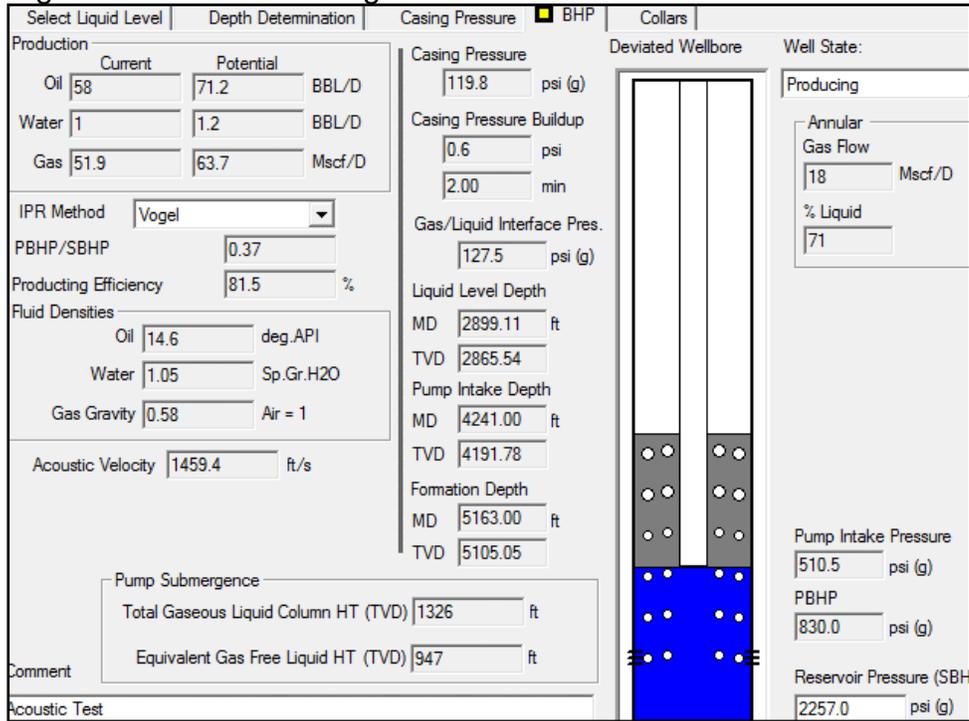
Fuente: Elaboración propia

## Anexo B

### GRAFICAS DEL POZO I

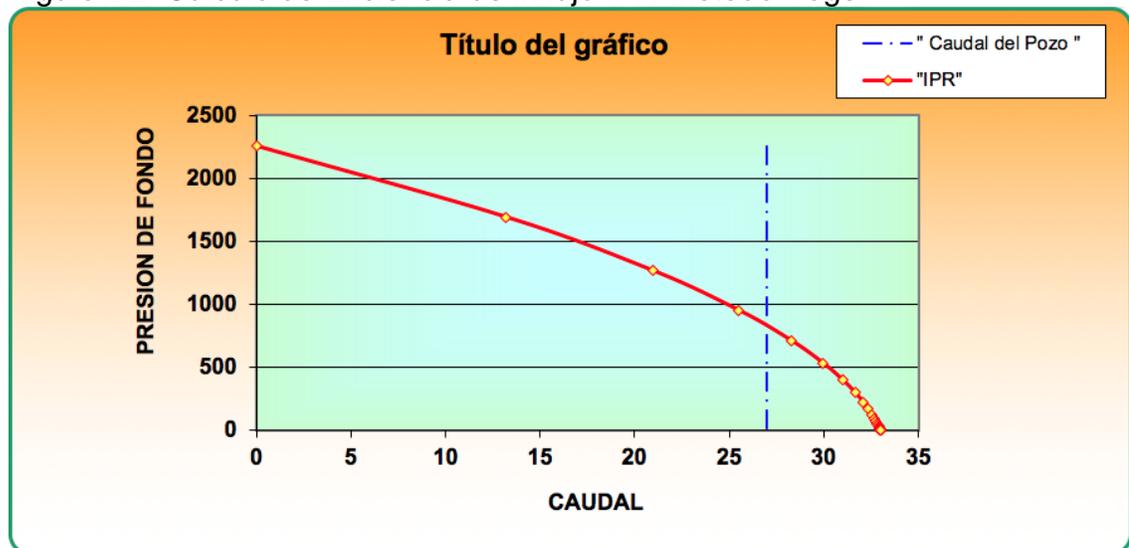
A continuación, se anexan las gráficas del pozo I

Figura B1: Método de Vogel



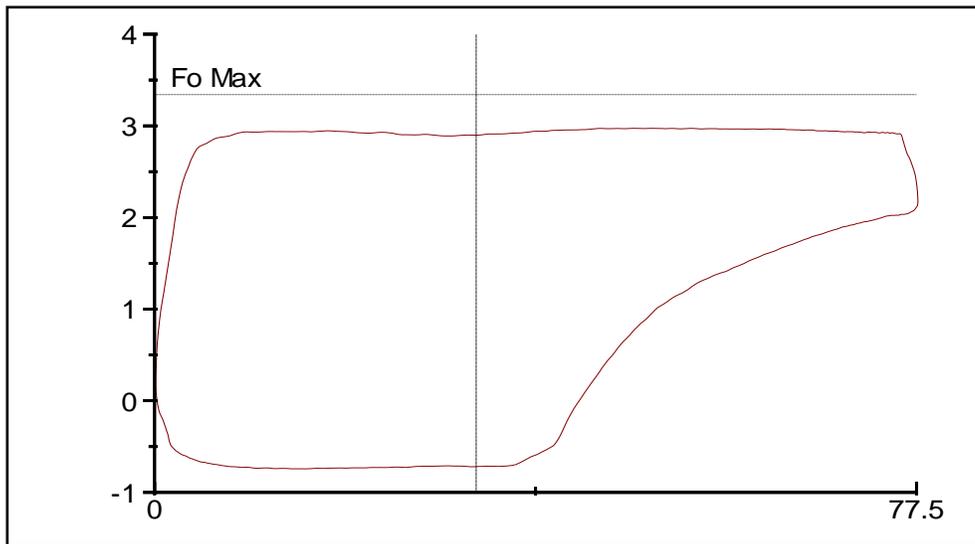
Fuente: Elaboración propia

Figura B2: Cálculo de Eficiencia de influjo IPR-Metodo Vogel



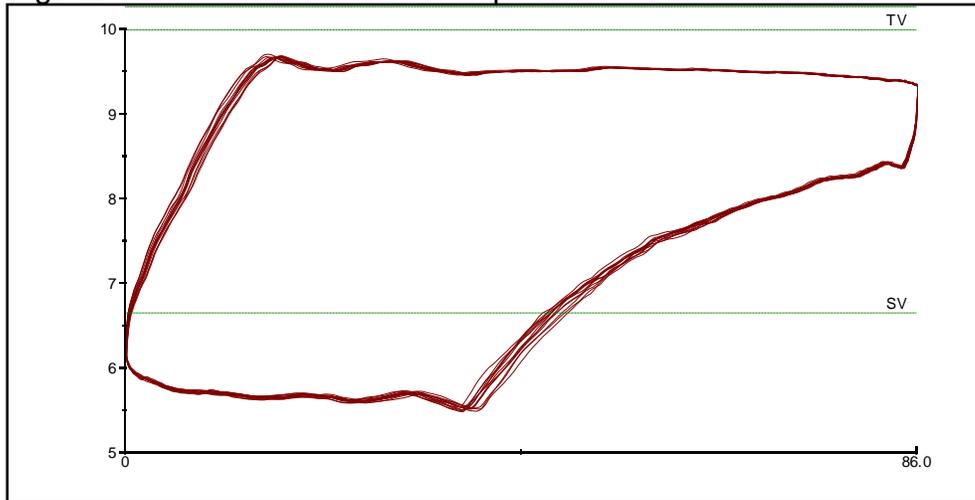
Fuente: Elaboración propia.

Figura B3. Prueba dinamométrica pozo I.



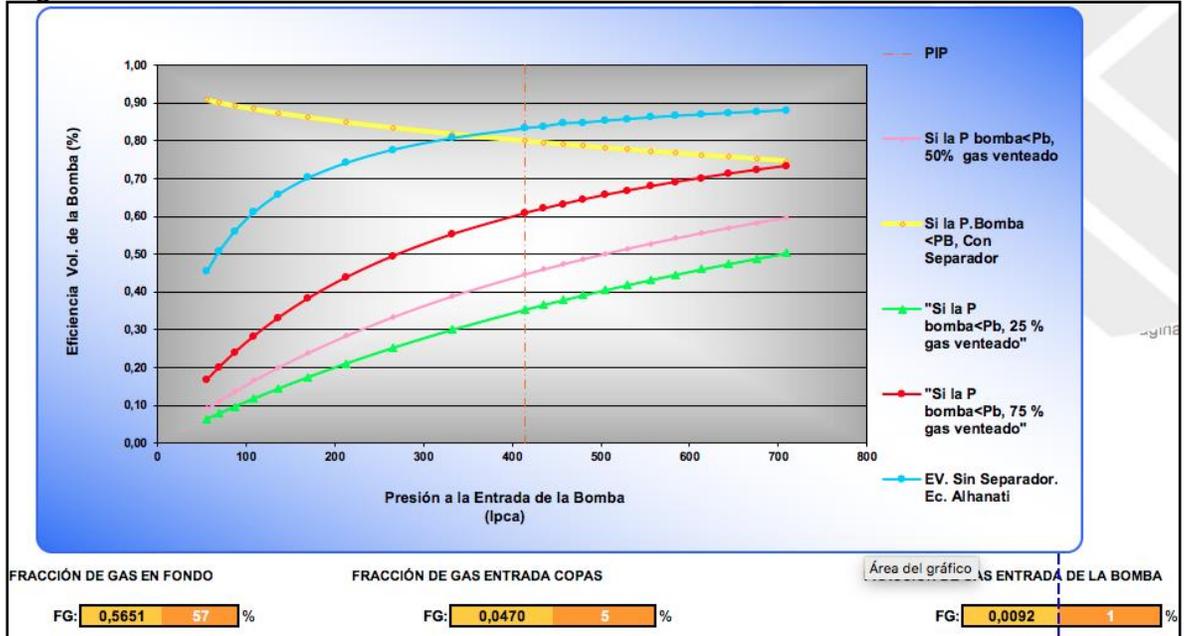
Fuente: Elaboración propia

Figura B4: Prueba dinamométrica pozo I



Fuente: Elaboración propia

Figura B5: Eficiencia volumétrica VS Venteo Anular



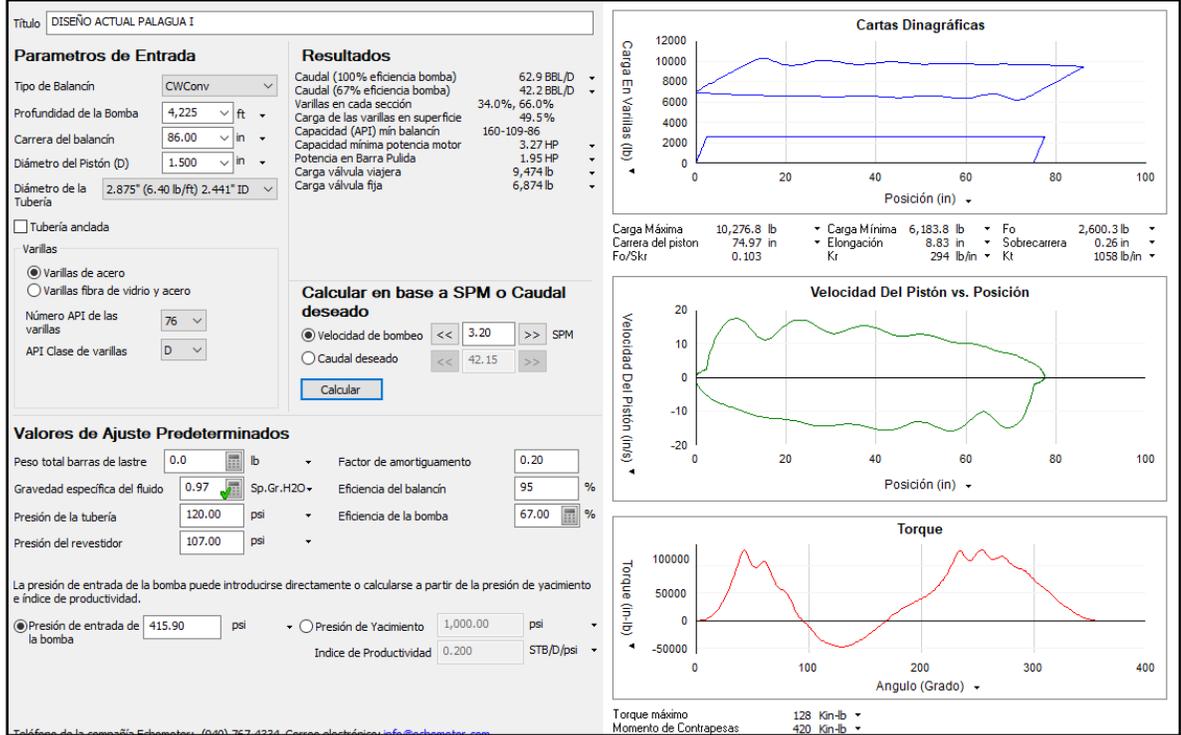
Fuente: Elaboracion propia.

Tabla B1: Capacidad de Compresión de la Bomba de Subsuelo

Datos Generales							
PAIS	Colombia						
DEPTO	Santander						
COMPANIA	UTIJP						
CAMPO	PALAGUA						
POZO	I						
Información De Pozo							
BFPD	32	BSW(%)	18	Recorrido superficie (pulg)		86	
BOPD	22	GOR	441	Recorrido bomba (pulg)		77,5	
KPCED(LINEA)	9	Pt(psi)	120	SPM		3,2	
KPCED(ANULAR)	18	Pr(psi)	114	Gradiente Fluido (psi/plie)		0,365	
D.Teorico(bbl/día)	72,199			Ev. Bomba Actual(%)		44,322	
Datos De La Bomba De Subsuelo							
Bomba API		Area Barril(pulg^2)	1,767	Tolerancia "C"(%)	0,063	6	
Prof.Niple Bomba(pies)	4225	Vol. Barril(pulg^3)	136,943	Relación De Compresión	3,716		
Diámetro Piston(pulg)	1 1/2	Vol. ND Cajas(pulg^3)	14,4	Factor Comp.Succión"Zs"	1		
Presión De Entrada(psi)	415	Vol. Total(pulg^3)	145,843	Factor Comp.Descar."Zd"	0,7		
Presión De Descarga(psi)	1542,13			Relación Calor Especifico	1,26		
Nivel De Fluido(pies)	1682			Ev. Bomba Como Compressor De Gas	78,886		
EFECTOS DEL ESPACIAMIENTO EN LA Ev							
Espaciamento	Tolerancia (%)	Ev(%)					
0	9,87	69,026776					
1	10,49	67,314567					
2	11,09	65,657591					
3	11,69	64,000615					
4	12,28	62,3713					
5	12,86	60,769511					
6	13,43	59,195383					
7	14,00	57,621256					
8	14,56	56,074745					
9	15,11	54,55585					
10	15,66	53,036955					
11	16,19	51,573293					
12	16,73	50,082014					

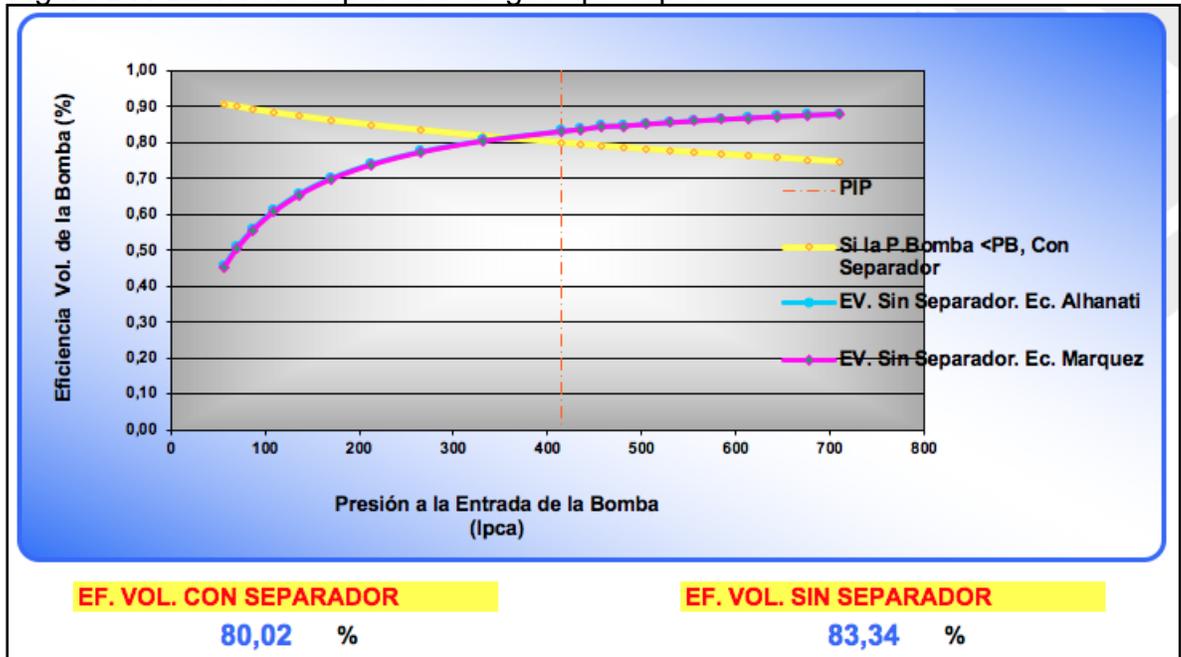
Fuente: Elaboración propia

Figura B6 Simulación del re espaciamento pozo I



Fuente: Elaboración propia

Figura B7. Eficiencia separador de gas tipo copas



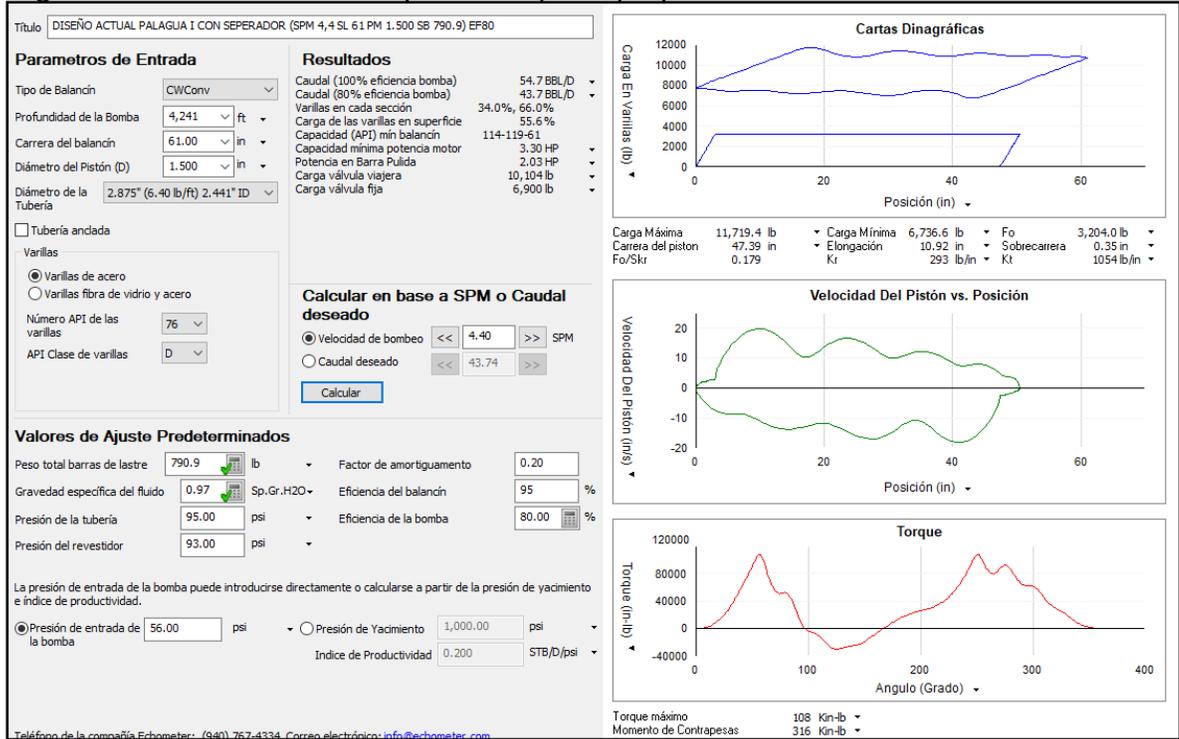
Fuente: Elaboración propia

Figura B8: Diseño recomendado de separador de gas tipo copas pozo C

<b>POZO:</b>	<b>POZO I</b>	
<b>YACIMIENTO:</b>	<b>FORMACION GUADAS</b>	
<b>TASA DE LÍQUIDO</b>	<b>27</b>	
<b>TASA DE DISEÑO</b>	<b>33</b>	
<b>CASING</b>	<b>7" x 20.00 lb/ft</b>	
<b>AREA DE DISEÑO</b>	0,00425	
<b>AREA SELECCIONADA</b>	0,00558	
<b>TUBO DE BARRO</b>	5" x 21.40 lb/ft	
<b>TUBO DE SUCCIÓN</b>	4"	
<b>ORIFICIOS</b>	0,50	<b>Pulg</b>
<b>ÁREA POR ORIFICIO</b>	0,00136	<b>PIES 2</b>
<b>AGUJEROS POR SECCIÓN</b>	72	
<b>ÁREA/ SECCIÓN</b>	0,09817	<b>PIES 2</b>
<b>ÁREA TOTAL</b>	0,02233	<b>PIES 2</b>
<b>SECCIONES</b>	<b>1</b>	<b>COPAS</b>
<b>EV Bomba (%)</b>	<b>73,85</b>	
<b>TASA DE DISEÑO ALTA</b>		

Fuente: Fuente: Elaboracion propia.

Figura B9 Simulación del seperador tipo copa pozo I



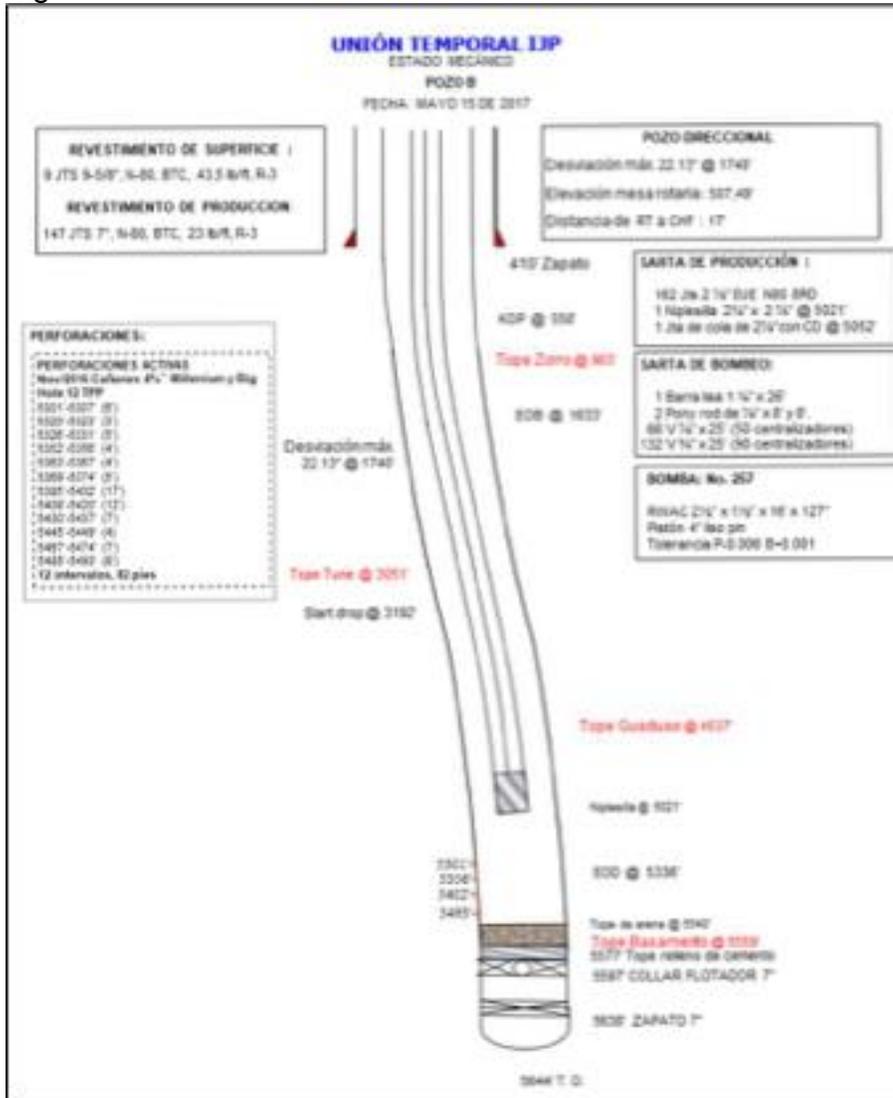
Fuente: Elaboracion propia.

## Anexo C

### ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS DE ESTUDIO

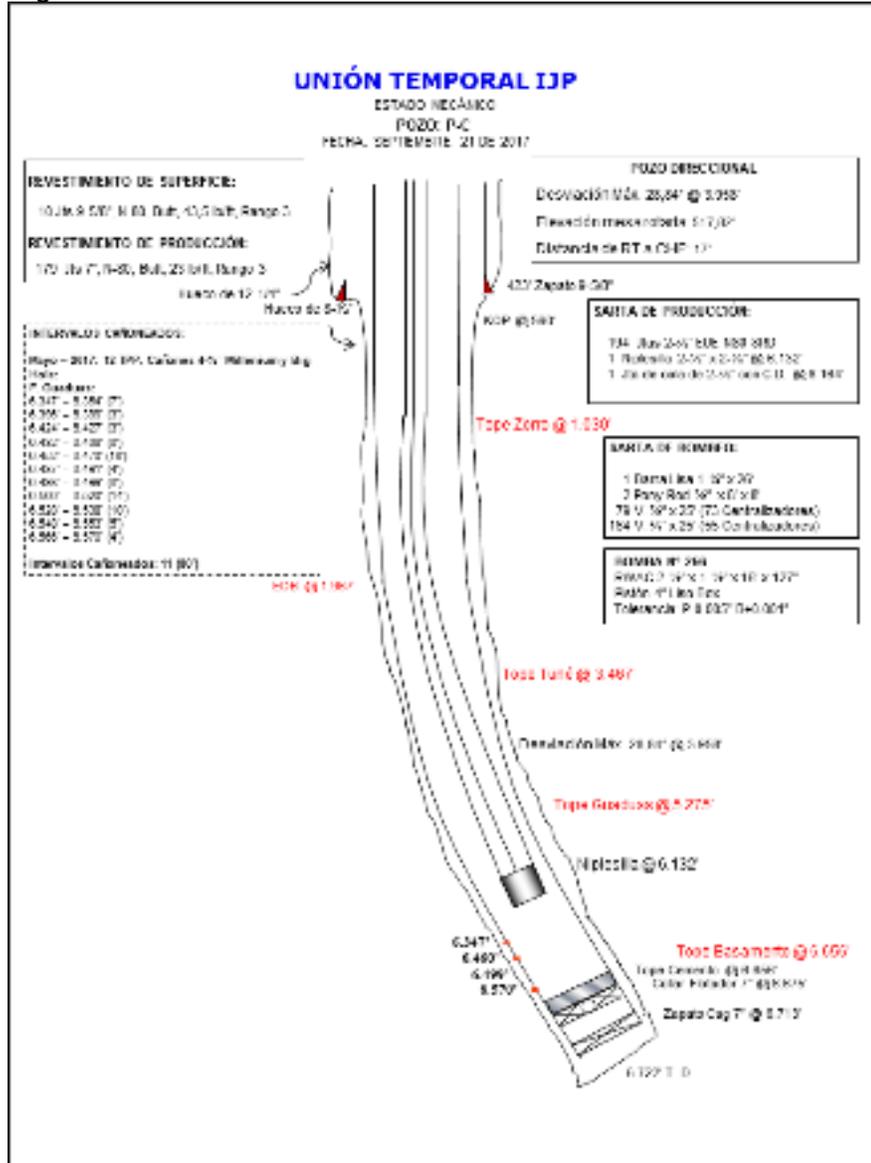
A continuación se encuentran los estados mecánicos con la información descriptiva de cada pozo de estudio correspondientes al Pozo C, Pozo G y Pozo I.

Figura A1. Estado mecánico Pozo C.



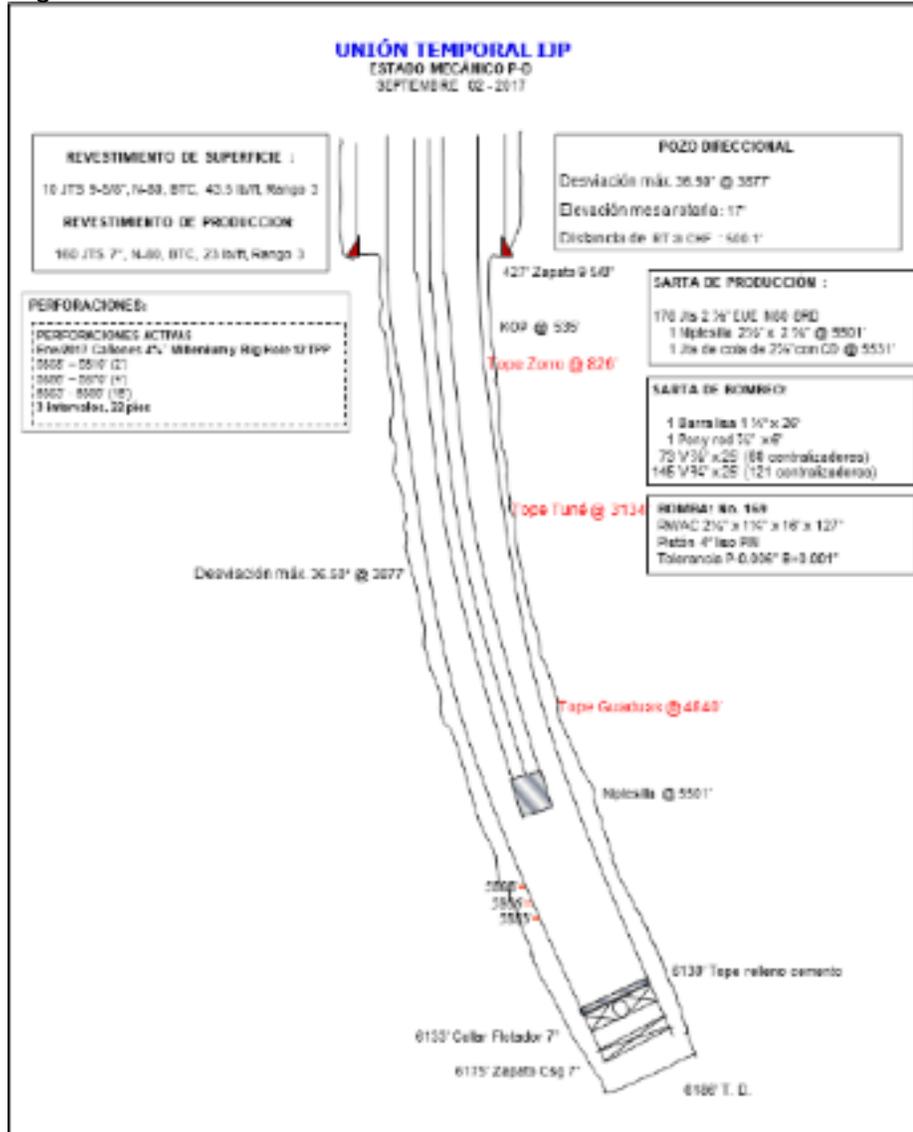
Fuente: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS REGULADORAS DE CONTRAPRESIÓN EN TUBING DE 2 7/8", EN POZOS QUE PRESENTAN INTERFERENCIA POR GAS EN EL CAMPO PALAGUA, Nicholas Zuleta Álvarez (2018).

Figura B2. Estado mecánico Pozo G.



Fuente: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS REGULADORAS DE CONTRAPRESIÓN EN TUBING DE 2 7/8", EN POZOS QUE PRESENTAN INTERFERENCIA POR GAS EN EL CAMPO PALAGUA, Nicholas Zuleta Álvarez (2018).

Figura C3. Estado mecánico Pozo I.



Fuente: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE VÁLVULAS REGULADORAS DE CONTRAPRESIÓN EN TUBING DE 2 7/8", EN POZOS QUE PRESENTAN INTERFERENCIA POR GAS EN EL CAMPO PALAGUA, Nicholas Zuleta Álvarez (2018).