

**Análisis técnico económico de la implementación de Sistemas de Levantamiento Artificial de bajo costo para aprovechar el aporte de hidrocarburos hasta el límite técnico de recobro aplicado a los recursos en roca generadora del Valle Medio del Magdalena**

**Juan Camilo Gómez Reyes, Jorge Andrés Zambrano Ramírez**

**Trabajo de grado como requisito para optar por el título de ingeniero de petróleos**

**Director:**

**Jorge Andrés Sáchica Ávila**

**Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

**Universidad Industrial De Santander**

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2022**

### **Dedicatoria**

Al pasado por sus enseñanzas, al presente por sus privilegios, al futuro por lo que vendrá. En general, a la vida.

A mis Padres, Martha y Carlos, por todo, por su amor incondicional y por creer siempre en mí, todos mis logros se los debo y son dedicados a ustedes, gracias por entregar su vida por mí.

A mi Maye, Angela González, mi segunda madre, no existió un solo día sin que yo estuviera en sus oraciones, mi ejemplo incuestionable de fortaleza, que ha implantado en mí el orgullo y el deseo de seguir adelante.

A mis tíos, primos y demás familia, además de brindarme su apoyo y su cariño, siempre me recordaban el valor de la educación, el honor, el trabajo y la humildad que nos caracteriza como una familia unida.

A mi pareja Nathalia Blanco, tu amor incondicional en los momentos más difíciles me permitía recordar lo que soy capaz de lograr.

A mis amigos, gracias por tan gratas experiencias y momentos inolvidables, todos y cada uno de ustedes no se imaginan lo mucho que me han aportado para convertirme en lo que soy.

A Jorge Zambrano, mi compañero de tesis, pero más que eso, un hermano de vida, que siempre estuvo allí; que confió en mí, no solo para el desarrollo de trabajo de grado, sino como un amigo incondicional.

A mi Universidad Industrial de Santander, tanto a la Sede Socorro como a la Sede principal, el orgullo que siento de llevar sus valores y principios en el corazón es inmenso.

**Juan Camilo Gómez Reyes**

### **Dedicatoria**

A Dios, por darme fuerzas para superar los momentos de dificultad y sabiduría para cumplir mis objetivos.

A mis padres, Carolina y Jairo, por ser mi gran motivación, por el amor que me brindan, por apoyarme y darme ánimos para alcanzar mis sueños.

A mis abuelos y segundos padres, Julia y José, por todo el cariño, por mantenerme siempre en sus oraciones, por ser los mejores consejeros, por el enorme apoyo que me han dado durante toda mi vida y en especial en esta etapa tan importante para mí.

A mi hermano, Daniel Felipe, por traer una gran felicidad a mi vida, por el amor incondicional, por impulsarme y ser mi motivación para convertirme en una mejor persona.

A mis tíos, Mary y Toño, por apoyarme y brindarme su cariño, por cada palabra y consejo que me han dado durante mi camino.

A los demás miembros de mi familia, tíos, padrinos, abuelos y primos, por todo lo que han aportado en mi vida, enseñanzas, experiencias, y motivación para lograr mis metas.

A mi gran amigo y compañero de tesis, Juan Camilo, por los buenos momentos, por el apoyo brindado, la paciencia, el esfuerzo y la constancia para la realización de este proyecto.

A todos los compañeros y amigos que me acompañaron durante mi etapa de universidad, por todos los momentos inolvidables y las enseñanzas compartidas. Los recordaré a todos con gran cariño.

**Jorge Andrés Zambrano Ramírez**

### **Agradecimientos**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas que de una u otra manera aportaron para el desarrollo de este proyecto:

Al ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA, por ser nuestro guía en el presente trabajo de investigación, aportando toda su experiencia tanto personal como profesional, brindándonos toda su confianza y apoyo para permitirnos desarrollar este proyecto.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, a todos sus docentes y a su plantel administrativo, por brindarnos un ambiente agradable y las herramientas necesarias para seguir creciendo personal y profesionalmente.

A la Universidad Industrial de Santander por abrirnos las puertas, por entrérganos grandes conocimientos y experiencias vividas en esta etapa de nuestras vidas, donde nos sentimos orgullosos de hacer parte de esta institución.

## Tabla de contenido

Introducción .....	15
1. Objetivos .....	18
1.1 Objetivo General .....	18
1.2 Objetivos Específicos .....	18
2. Yacimientos No Convencionales .....	19
2.1 Tipos de yacimientos no convencionales.....	19
2.2 Yacimientos no convencionales en desarrollo .....	20
3. Etapas de producción .....	23
3.1 Curvas de declinación .....	23
3.1.1 Modelos de declinación .....	24
3.1.2 Tipos de curvas de declinación.....	25
3.2 Mecanismos de producción.....	27
4. Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	32
4.1 Localización .....	32
4.2 Marco Geológico.....	32
4.2.1 Estratigrafía .....	32
4.2.2 Sistema Petrolífero .....	36
4.3 Costo de levantamiento en la cuenca VMM .....	37
5. Yacimientos No Convencionales en el VMM .....	40
5.1 Formación Tablazo.....	40
5.2 Formación La Luna .....	41
5.2.1 Propiedades mineralógicas formación La Luna .....	41
5.2.2 Miembros de la formación La Luna .....	41
5.3 Comparación shale plays de Estado Unidos con la formación La Luna.....	46
6. Sistemas de Levantamiento Artificial.....	49
6.1 Sistemas de Levantamiento Artificial utilizados en la cuenca VMM.....	50
6.1.1 Bombeo Mecánico .....	51
6.1.2 Bombeo Electrosumergible .....	58

6.1.3 Bombeo por Cavidades Progresivas .....	61
6.1.4 Bombeo Hidráulico.....	65
6.1.5 Gas Lift.....	72
6.1.6 Plunger Lift.....	75
6.1.7 Ventajas y desventajas de los SLA utilizados en el VMM.....	79
6.1.8 Screening SLA utilizados en el VMM .....	83
6.2 Otros Sistemas de Levantamiento Artificial .....	85
6.2.1 Chamber Lift.....	85
6.2.2 Recoil.....	90
6.2.3 Ventajas y desventajas de los SLA Chamber Lift y Recoil.....	93
6.2.4 Screening de los SLA Chamber Lift y Recoil .....	94
7. Sistemas de Levantamiento Artificial en Yacimientos No Convencionales .....	97
7.1 Estados Unidos.....	99
7.1.1 Cuenca Permian .....	99
7.1.2 Cuenca Western Gulf.....	103
7.1.3 Cuenca Williston .....	104
7.1.4 Cuenca Apalachian .....	105
7.2 Argentina.....	106
7.2.1 Campo Loma Campana .....	106
8. Consideraciones previas para el análisis técnico-económico .....	108
8.1 Consideraciones generales .....	108
8.2 Conceptos económicos.....	112
8.2.1 Flujo de caja.....	112
8.2.2 Ingresos.....	113
8.2.3 Egresos.....	113
8.2.4 Índices financieros .....	114
9. Viabilidad técnica de los Sistemas de Levantamiento Artificial evaluados .....	118
9.1 Viabilidad técnica para el pozo tipo 1 .....	121
9.2 Viabilidad técnica para el pozo tipo 2.....	124
10. Análisis económico de los Sistemas de Levantamiento Artificial.....	128
10.1 Premisas .....	128

10.2 Precios de los Sistemas de Levantamiento Artificial .....	130
10.3 Escenarios de producción.....	132
10.4 Revisión económica de los casos de análisis .....	133
10.4.1 Inversión inicial base, precio del barril base, variación de la producción (Escenario base).....	133
10.4.2 Inversión inicial base, variación precio del barril, variación de la producción .....	137
10.4.3 Variación de la inversión inicial, precio del barril base, variación de la producción	143
11. Conclusiones .....	151
12. Recomendaciones .....	153
Referencias bibliográficas.....	154

### Lista de tablas

<b>Tabla 1.</b> Comparaciones de las respectivas correlaciones a los tipos de curvas de declinación. (Paris de Ferrer, 2009) .....	26
<b>Tabla 2.</b> Métodos de selección de sistemas de levantamiento cuenca Permian. (Nguyen, 2020) 30	
<b>Tabla 3.</b> Propiedades miembros Salada y Galembo de la formación La Luna en el VMM. (Rocha, 2019) .....	43
<b>Tabla 4.</b> Propiedades petrofísicas miembros de la formación La Luna determinadas a partir del pozo Infantas-1613. (ANH, 2012) .....	44
<b>Tabla 5.</b> Propiedades de la formación La Luna. (Rocha, 2019).....	45
<b>Tabla 6.</b> Propiedades encontradas en la formación La Luna del VMM mediante DRP. (Walls, Cerón & Anderson, 2014).....	46
<b>Tabla 7.</b> Comparación shale plays de Estados Unidos con la formación La Luna. (Rocha, 2019) .....	47
<b>Tabla 8.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico .....	57
<b>Tabla 9.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo Electrosumergible .....	61
<b>Tabla 10.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo por Cavidades Progresivas .....	65
<b>Tabla 11.</b> Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico.....	72
<b>Tabla 12.</b> Ventajas SLA utilizados en el VMM, parte 1 .....	80
<b>Tabla 13.</b> Ventajas SLA utilizados en el VMM, parte 2.....	81
<b>Tabla 14.</b> Desventajas SLA utilizados en el VMM, parte 1 .....	82
<b>Tabla 15.</b> Desventajas SLA utilizados en el VMM, parte 2 .....	83
<b>Tabla 16.</b> Screening SLA utilizados en el VMM, parte 1 .....	84
<b>Tabla 17.</b> Screening SLA utilizados en el VMM, parte 2.....	85
<b>Tabla 18.</b> Capacidades de producción equipo R3200. (Sanabria, 2013) .....	91
<b>Tabla 19.</b> Capacidades de producción equipo R5000. (Sanabria, 2013) .....	92
<b>Tabla 20.</b> Ventajas SLA Chamber Lift y Recoil.....	93
<b>Tabla 21.</b> Desventajas SLA Chamber Lift y Recoil.....	94
<b>Tabla 22.</b> Screening SLA Chamber Lift .....	95
<b>Tabla 23.</b> Screening SLA Recoil.....	96
<b>Tabla 24.</b> Tasa de declinación de algunos campos de Shale en USA durante el primer año. (Nguyen, 2020) .....	98
<b>Tabla 25.</b> Métodos de selección de sistemas de levantamiento cuenca Permian. (Nguyen, 2020) .....	101
<b>Tabla 26.</b> Matriz comparativa de SLA en Roca generadora en la primera etapa de producción. (Sáchica et al., 2019).....	111
<b>Tabla 27.</b> Datos de la formación La Luna en el VMM .....	118
<b>Tabla 28.</b> Parámetros de operación de los SLA, parte 1 .....	119
<b>Tabla 29.</b> Parámetros de operación de los SLA, parte 2 .....	120
<b>Tabla 30.</b> Propiedades del Pozo Tipo 1.....	121

<b>Tabla 31.</b> Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 1, parte 1 .....	122
<b>Tabla 32.</b> Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 1, parte 2 .....	123
<b>Tabla 33.</b> Propiedades del Pozo Tipo 2.....	124
<b>Tabla 34.</b> Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 2, parte 1 .....	124
<b>Tabla 35.</b> Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 2, parte 2 .....	125
<b>Tabla 36.</b> Costos asociados a los Sistemas de Levantamiento Artificial .....	131
<b>Tabla 37.</b> Factores económicos Caso Base .....	134
<b>Tabla 38.</b> Factores económicos Caso Barril 35 USD/Bl.....	137
<b>Tabla 39.</b> Factores económicos Caso Barril 65 USD/Bl.....	140
<b>Tabla 40.</b> Factores económicos Caso Inversión Inicial -30% .....	143
<b>Tabla 41.</b> Factores económicos Caso Inversión Inicial +30% .....	147

### Lista de figuras

<b>Figura 1.</b> Desarrollo de yacimientos no convencionales en los Estados Unidos. (Zoback & Kohli, 2019) .....	21
<b>Figura 2.</b> Países con yacimientos no convencionales en desarrollo. (Zoback & Kohli, 2019)....	22
<b>Figura 3.</b> Interpretación de etapas de producción. (Lane & Chokshi, 2014).....	28
<b>Figura 4.</b> Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena. (ANH, 2012).....	33
<b>Figura 5.</b> Ubicación Cuenca del Valle Medio del Magdalena, UPME, 2018.....	35
<b>Figura 6.</b> Costo de levantamiento en la cuenca VMM .....	39
<b>Figura 7.</b> Localización de los pozos en Colombia analizados por DRP. (Walls, Cerón & Anderson, 2014) .....	45
<b>Figura 8.</b> Principales componentes de subsuelo del bombeo mecánico. (Donnelly, 1985).....	52
<b>Figura 9.</b> Equipo de superficie de un bombeo mecánico convencional. (Lufkin Inc., 2009).....	53
<b>Figura 10.</b> Equipo de superficie de una unidad de bombeo mecánico Mark II. (Lufkin Inc., 2009) .....	53
<b>Figura 11.</b> Equipo de superficie de una unidad Rotaflex. Weatherford .....	54
<b>Figura 12.</b> Equipo de superficie de una unidad Dynapump. (DynaPump Inc., 2010).....	55
<b>Figura 13.</b> Equipo de superficie de una unidad balanceada por aire. (Lufkin Inc., 2009).....	56
<b>Figura 14.</b> Ciclo de un bombeo mecánico operando idealmente. (Donnelly, 1985) .....	57
<b>Figura 15.</b> Diseño completo Bombeo Electrosumergible. (Takacs, 2018).....	58
<b>Figura 16.</b> Diseño completo Bombeo Electrosumergible. (Takacs, 2018).....	62
<b>Figura 17.</b> Tipos de cabezal de accionamiento de pozo. (Nelik & Brennan, 2005) .....	63
<b>Figura 18.</b> Equipo de fondo y superficie de BCP. (Nelik & Brennan, 2005) .....	64
<b>Figura 19.</b> Diseño de superficie de un sistema de bombeo hidráulico. (Forero & Ortiz, 2019)..	67
<b>Figura 20.</b> Diseño de CPF y OPF en bombeo Hidráulico. (Forero & Ortiz, 2019).....	69
<b>Figura 21.</b> Partes de una Bomba tipo Jet. (Forero & Ortiz, 2019).....	71
<b>Figura 22.</b> Instalación de facilidades de superficie para Levantamiento por Gas. De Gas lift, Schlumberger .....	74
<b>Figura 23.</b> Componentes principales de un SLA Plunger Lift. (Donnelly, 1985).....	77
<b>Figura 24.</b> Ciclo de un SLA Plunger Lift. (Donnelly, 1985).....	78
<b>Figura 25.</b> Partes de la instalación de SLA Chamber Lift. (Winkler, 1999) .....	87
<b>Figura 26.</b> Partes y mecanismos de un SLA Recoil. (LiftOil, 2014).....	91
<b>Figura 27.</b> Curva tipo de producción estimada para la formación La Luna. (Sáchica et al., 2019) .....	109
<b>Figura 28.</b> Costos de levantamiento de Sistemas de levantamiento Artificial en el Valle Medio del Magdalena. (Sáchica et al., 2019).....	112
<b>Figura 29.</b> Escenarios de producción.....	132
<b>Figura 30.</b> Caso base - Escenario promedio .....	135
<b>Figura 31.</b> Caso base - Escenario optimista.....	136
<b>Figura 32.</b> Caso base - Escenario pesimista.....	136

<b>Figura 33.</b> Caso barril -30% - Escenario promedio .....	138
<b>Figura 34.</b> Caso barril -30% - Escenario optimista.....	139
<b>Figura 35.</b> Caso barril -30% - Escenario pesimista .....	139
<b>Figura 36.</b> Caso barril +30% - Escenario promedio .....	141
<b>Figura 37.</b> Caso barril +30% - Escenario optimista.....	142
<b>Figura 38.</b> Caso barril +30% - Escenario pesimista.....	142
<b>Figura 39.</b> Caso inversión inicial -30% - Escenario promedio .....	145
<b>Figura 40.</b> Caso inversión inicial -30% - Escenario optimista .....	145
<b>Figura 41.</b> Caso inversión inicial -30% - Escenario pesimista .....	146
<b>Figura 42.</b> Caso inversión inicial +30% - Escenario promedio .....	149
<b>Figura 43.</b> Caso inversión inicial +30% - Escenario optimista.....	149
<b>Figura 44.</b> Caso inversión inicial +30% - Escenario pesimista .....	150

### Abreviaturas

**BCP:** Bombeo por Cavidades Progresivas

**BES:** Bombeo Electrosumergible

**BES-BCP:** Híbrido entre Bombeo Electrosumergible y Bombeo por Cavidades Progresivas

**BHJ:** Bombeo Hidráulico tipo Jet

**BHP:** Bombeo Hidráulico tipo Pistón

**BM:** Bombeo Mecánico

**Gpc:** Giga pies cúbicos

**LG:** Levantamiento por Gas

**MMBls:** Millones de barriles

**PL:** Plunger Lift

**RGA:** Relación Gas-Aceite

**RGL:** Relación Gas-Líquido

**SLA:** Sistemas de Levantamiento Artificial

**TVD:** True Vertical Depth (Profundidad vertical verdadera)

**USD/Bl:** Dólares por barril de petróleo

**VMM:** Cuenca del Valle Medio del Magdalena

## Resumen

**Título:** Análisis técnico económico de la implementación de sistemas de levantamiento artificial de bajo costo para aprovechar el aporte de hidrocarburos hasta el límite técnico de recobro aplicado a los recursos en roca generadora del Valle Medio del Magdalena.

**Autores:** Juan Camilo Gómez Reyes\*\*

Jorge Andrés Zambrano Ramírez\*\*

**Palabras clave:** Sistemas de levantamiento artificial, yacimientos de roca generadora, formación La Luna, Valle Medio del Magdalena.

### Descripción:

La falta de experiencia en yacimientos de Roca Generadora en Colombia evidencia los retos que debe asumir el país a la hora de incursionar en esta tecnología para el avance de su industria petrolera. Sin embargo, adoptar las enseñanzas y las lecciones adquiridas en escenarios de otras regiones del mundo, como en la cuenca Permian ubicada en Estados Unidos, aportarían al buen desarrollo de estos recursos en el país.

Durante la explotación de recursos provenientes de yacimientos de Roca Generadora es importante tomar las mejores decisiones en cada una de las etapas de producción con la finalidad de obtener el mayor beneficio durante la vida útil del pozo. Por esto, la selección de uno o varios sistemas de levantamiento artificial cobra gran relevancia a la hora de diseñar un proyecto con el objetivo de alcanzar la mayor rentabilidad posible. y una mayor recuperación de los recursos que se encuentran originalmente.

Con el fin de contribuir al desarrollo de los recursos de roca generadora en la formación La Luna de la cuenca de Valle Medio del Magdalena, en el presente trabajo se evalúan los criterios técnicos y económicos de distintos sistemas de levantamiento artificial a implementar en la etapa tardía de producción, para determinar el(los) sistema(s) que se ajuste más a los parámetros operacionales en el área de estudio y, a la vez, proponer un proyecto rentable que sea atractivo para los inversionistas; comprendiendo que en ocasiones los sistemas de levantamiento artificial más utilizados no resultan viables debido a dificultades en su instalación, condiciones operacionales tanto del equipo como del yacimiento, o que no sea viable económicamente para las compañías.

---

\*Proyecto de grado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Eng. Jorge Andrés Sáchica Ávila.

### Abstract

**Title:** Technical and economic analysis of the implementation of low-cost artificial lift systems to take advantage of the hydrocarbons contribution up to the technical limit of recovery applied to the source rock resources of the Middle Magdalena Valley\*.

**Authors:** Juan Camilo Gómez Reyes\*\*

Jorge Andrés Zambrano Ramírez\*\*

**Keywords:** Artificial lift systems, source rock reservoirs, La Luna formation, Middle Magdalena Valley.

### Description:

The lack of experience in source rock reservoirs in Colombia is evident of the challenges that the country must face when it comes to venture into this technology for the advancement of its oil industry. However, adopting the teachings and lessons learned in other regions of the world, such as the Permian basin located in the United States, it would contribute to the good development of these resources in the country.

During the exploitation of resources from source rock reservoirs, it is important to make the best decisions in each of the production stages to obtain the greatest benefit during the useful life of the well. For this reason, the selection of one or several artificial lift systems becomes especially important when designing a project with the objective of achieving the highest possible profitability and a greater recovery of the resources originally found.

In order to contribute to the development of source rock resources in the La Luna formation of the Middle Magdalena Valley basin, this paper evaluates the technical and economic criteria of different artificial lift systems to be implemented in the late stage of production, to determine the system(s) that best fits the operational parameters in the study area and, at the same time, propose a profitable project that is attractive to investors; understanding that sometimes the most used artificial lift systems are not viable due to difficulties in their installation, operational conditions of both the equipment and the reservoir, or that it is not economically viable for the companies.

---

\*Undergraduate project thesis.

\*\*Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M. Eng. Jorge Andrés SÁCHICA Ávila.

## Introducción

A medida que avanza el tiempo de producción de hidrocarburos en cada país, es normal que sus reservas probadas disminuyan si no se encuentran más yacimientos o se implementan tecnologías para incrementar estas reservas. En Colombia, según el Informe de gestión – 2017 de la ANH, en el año 2016 las reservas probadas de petróleo disminuyeron aproximadamente un 17% en comparación de las reservas en el año 2015; aun así, posterior al año 2016, donde las reservas se encontraban en 1665 MMBls, las reservas han ido incrementando y para el año 2019, según el Informe de gestión – 2020 de la ANH, llegaron a ser de 2041 MMBls. No obstante, las reservas de gas han ido disminuyendo, en el 2016 estas fueron de 4023 Gpc y para el año 2019 presentaron un valor de 3163 Gpc.

Dado lo anteriormente mencionado, una técnica que posibilita el incremento en las reservas es el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales. En la experiencia de este tipo de yacimientos en los Estados Unidos, se han encontrado caídas en las tasas entre el 40% y el 80% durante el primer año de producción (Temizel et al., 2020), por lo que la selección del SLA requiere de una estrategia flexible. Por otra parte, para la etapa final de producción, cuando el caudal del pozo no sobrepasa los 150 Bls/d, existe una gran posibilidad de que algunos SLA no resulten técnica y/o económicamente viables de utilizar. Por esta razón, este estudio tiene el objetivo de analizar técnica y económicamente la implementación de SLA de bajo costo para aprovechar el aporte de hidrocarburos de yacimientos de roca generadora hasta el límite técnico de recobro.

Inicialmente, para la elaboración de este proyecto, se discuten los Yacimientos No Convencionales, en los cuales los hidrocarburos son más difíciles y complicados de extraer, llegando a ser necesario implementar tecnologías como perforación horizontal, fracturamiento de

múltiples etapas, entre otras (Fuenzalida, 2012). De igual manera, se sintetiza información acerca de los Yacimiento No Convencionales que se encuentran en desarrollo actualmente.

A continuación, se tratan las etapas de producción de un yacimiento de hidrocarburos, haciendo énfasis en la importancia de la implementación de Sistemas de Levantamiento Artificial para mantener la producción del pozo durante su vida productiva.

Luego, se recopila información sobre la cuenca del Valle Medio del Magdalena, dado que, en esta cuenca, se planea desarrollar la producción de Yacimientos en Roca Generadora para este país latinoamericano, en la cual, se espera un potencial técnicamente recuperable de shale oil de 4.8 billones de barriles de petróleo y 18 Tfc de shale gas (Sáchica, Rivera & Piedrahita, 2020).

Por otra parte, en esta cuenca, las formaciones en las que se tiene mayor interés como rocas generadoras son la formación Tablazo y la formación La Luna; no obstante, esta última formación mencionada muestra mejores condiciones y mayores intervalos de hidrocarburos no convencionales, por lo que se convierte en el mayor foco de estudio para su explotación. También, se sintetiza información sobre YNC en desarrollo en otras regiones, con el objetivo de comparar sus propiedades con las de la formación La Luna.

Se describen diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial, tanto los que se han implementado actualmente en la cuenca del VMM, así como otros tipos de SLA, abordando las ventajas, desventajas, y las condiciones en las que podría ser aplicado cada uno de estos SLA en un pozo petrolero.

A continuación, se recopila información sobre los SLA que se están implementando en los Yacimientos No Convencionales en desarrollo de los Estados Unidos y Argentina, y a su vez,

condiciones que llevaron a seleccionar principalmente equipos como Gas Lift, Bombeo Electrosumergible y Plunger Lift, para el desarrollo de estos yacimientos.

Durante los últimos capítulos se estudian las condiciones para realizar un análisis técnico-económico, se realiza el análisis de la viabilidad técnica de la implementación de los SLA para la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y se desarrolla el análisis económico para diferentes escenarios de costos y producción.

El resultado del presente estudio permite identificar las variables que más inciden al momento de seleccionar el Sistema de Levantamiento Artificial adecuado para ser implementado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena a partir del mes 50, donde inicia la etapa tardía de producción del pozo, basándonos en las propiedades de esta área de estudio y las óptimas condiciones de operación de cada uno de los SLA. De igual manera, el análisis financiero determina las situaciones que favorecen la rentabilidad del desarrollo de estos proyectos.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Analizar técnica y económicamente la implementación de sistemas de levantamiento artificial de bajo costo para aprovechar el aporte de hidrocarburos de yacimientos de roca generadora hasta el límite técnico de recobro.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Identificar el costo de levantamiento actual en los campos del Valle Medio del Magdalena, identificando las diferentes variables que inciden en el mismo.
- Analizar el uso de diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial empleados en la explotación de yacimientos de roca generadora mediante una revisión bibliográfica.
- Realizar la selección de Sistemas de Levantamiento Artificial de bajo costo para la explotación de yacimientos de roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a partir de la viabilidad técnica obtenida con su implementación.
- Evaluar la viabilidad económica de los Sistemas de Levantamiento Artificial seleccionados evaluando los parámetros asociados a su tiempo de vida útil, facilidad y costo de intervenciones, eficiencia productiva.

## 2. Yacimientos No Convencionales

El tipo de yacimiento en el cual se encuentra el hidrocarburo es lo que diferencia los yacimientos convencionales y no convencionales (Asociación Colombiana del Petróleo ACP, 2017). En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos, que se mantienen debajo de un nivel de sello, fluyen relativamente fácil al pozo, debido a las condiciones de porosidad y permeabilidad que están presentes. Para la explotación de estos yacimientos convencionales se recurre a tecnologías tradicionales que no presentan gran dificultad técnica (Cabanillas et al., 2013).

Por otra parte, en los yacimientos no convencionales los hidrocarburos son más difíciles y complicados de extraer, en comparación con los hidrocarburos de yacimientos convencionales, llegando a ser necesario implementar tecnologías como perforación horizontal, fracturamiento de múltiples etapas, microsísmica, entre otras (Fuenzalida, 2012). Vale la pena aclarar que el concepto de yacimientos no convencionales es un concepto dinámico, lo que significa que puede llegar a ser convencional en el momento en que se desarrollen mejores tecnologías o se tenga un mejor conocimiento de los yacimientos (Cabanillas et al., 2013).

### 2.1 Tipos de yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales pueden ser clasificados en:

- **Crudo asociado a shale.** La roca donde se encuentra atrapado el hidrocarburo es arcillosa de baja permeabilidad, denominada shale o lutita (Asociación Colombiana del Petróleo ACP, 2017). “En estos yacimientos, la roca generadora actúa al mismo tiempo como reservorio y sello” (Cabanillas et al., 2013, p.43).
- **Yacimientos apretados de crudo o gas.** El hidrocarburo proviene de yacimientos de baja permeabilidad y porosidad.
- **Crudo Pesado.** La viscosidad del petróleo es alta y no fluye con facilidad.

- **Arenas Bituminosas.** Las arenas se encuentran impregnadas con un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.
- **Gas metano asociado a mantos de carbón.** Gas natural que se extrae de capas de carbón (Asociación Colombiana del Petróleo ACP, 2017). Estas capas de carbón se encuentran a poca profundidad. El metano se puede encontrar casi líquido o como gas libre (Cabanillas et al., 2013).
- **Hidratos de gas.** El gas, principalmente metano, se encuentra encerrado en la estructura cristalina del hielo (Cabanillas et al., 2013).

Con el desarrollo de los yacimientos no convencionales, se beneficia económicamente las naciones, principalmente por mayores recursos provenientes de regalías, generación de empleo, incremento de inversión extranjera, incremento de reservas y producción, mayor inversión social, etc. (Asociación Colombiana del Petróleo ACP, 2017). Incluso, con el avance tecnológico en cuanto a la perforación y terminación de yacimientos de gas shale, Estados Unidos logró recuperar su posición como uno de los mayores productores de gas en el mundo (Leimkuhler & Leveille, 2012).

## 2.2 Yacimientos no convencionales en desarrollo

El desarrollo de los yacimientos no convencionales ha permitido en los últimos 15 años a países como Canadá y Estados Unidos generar un aumento en la producción de hidrocarburos, fundando un impacto en la economía mundial, que los ha llevado a la necesidad de exportar sus recursos para poder subsanar la sobreproducción por la producción de YNC (Zoback & Kohli, 2019).

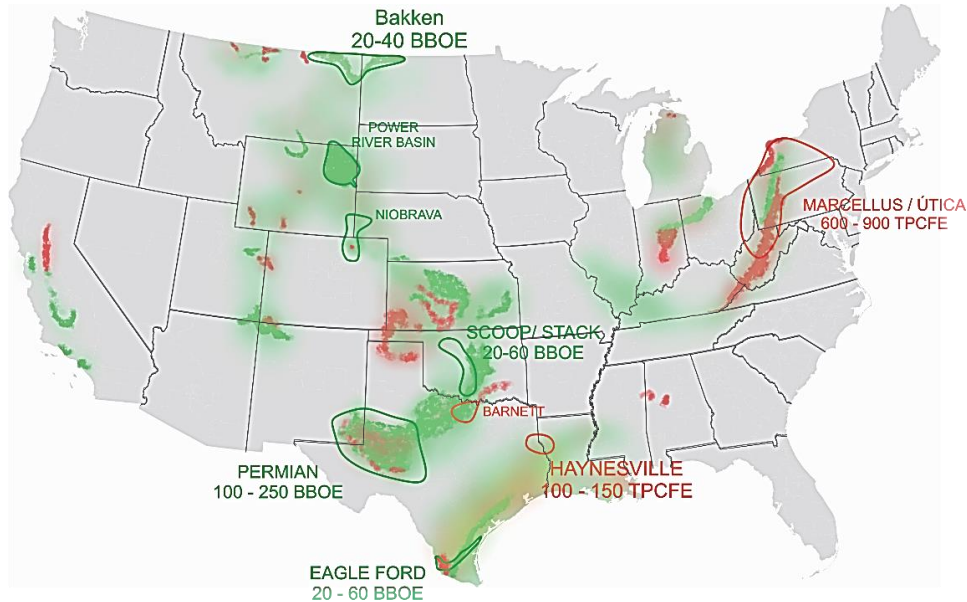
Es importante notar que en el año 2007 en Estados Unidos se producía alrededor de 20 Bfc/d de gas y 1.3 MMbbl/d de petróleo; para el año 2020, el desarrollo mediante los YNC, la optimización de la producción y el recobro mejorado mediante nuevas tecnologías, han aumentado

la producción de petróleo y gas a valores de 7 MMbbl/d y 65 Bfc/d, respectivamente, esto ha permitido que los proyectos para importar gas de otros países se desplomaran y, ahora, como la producción en el caso del gas es tan abundante, permite enderezar la demanda del país y hasta exportarlo, además que ha tenido beneficios ambientales, reduciendo otras fuentes de energía contaminantes como la quema de carbón hasta un 50% (Zoback & Kohli, 2019).

En la siguiente imagen se destacan los lugares donde se desarrollan yacimientos no convencionales en los Estados Unidos; de color verde se identifican las cuencas que tienden a producir petróleo, y de color rojo se distinguen las cuencas donde sobresale la producción de gas, también se muestran cuencas de producción híbrida.

### Figura 1.

*Desarrollo de yacimientos no convencionales en los Estados Unidos. (Zoback & Kohli, 2019).*

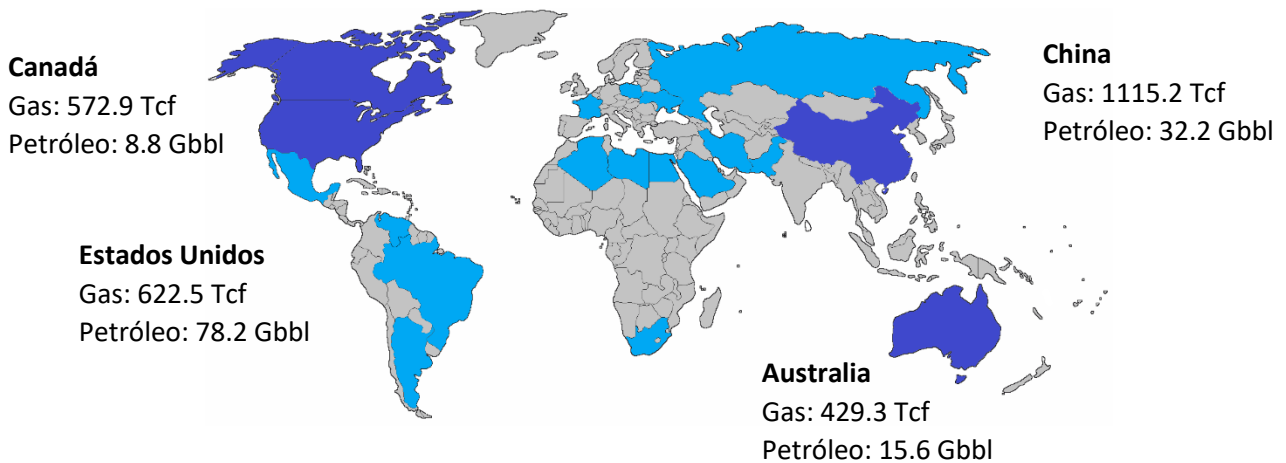


Es de gran importancia identificar que otras áreas alrededor del mundo tienen un gran potencial de desarrollo de YNC. Inicialmente, el desarrollo de estos yacimientos comenzó en los países de Estados Unidos y Canadá, pero en los últimos años se ha evidenciado el aumento en la producción

de gas de no convencionales en países como China, el aumento de la producción de petróleo y gas de estos yacimientos en Argentina, y recientemente en las costas australianas con varios descubrimientos gasíferos iniciando su producción se suman a países que están produciendo en la actualidad de YNC (identificados de color azul en la Figura 2). Cabe destacar que ciertos países han prohibido el desarrollo de yacimientos no convencionales ya que argumentan un daño medioambiental al implementar técnicas de extracción como el fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales.

### Figura 2.

*Países con yacimientos no convencionales en desarrollo. (Zoback & Kohli, 2019).*



### **3. Etapas de producción**

El yacimiento de hidrocarburo es una acumulación de gas o petróleo en las rocas del subsuelo, formado por plegamientos o deslizamientos, como resultado de fenómenos físicos y químicos que ocurrieron en la corteza terrestre hace miles de millones de años. Un yacimiento es una acumulación de crudo o gas en una roca porosa. Cuando este comienza su etapa de producción también inicia su vida productiva, donde es el periodo durante el cual pueden esperarse de un pozo niveles de producción económicamente sustentables (Ficker et al., 2018).

#### **3.1 Curvas de declinación**

Las curvas de declinación son el método más utilizado para predecir el comportamiento de la producción de un yacimiento de petróleo y gas. Este es un análisis teórico más no es un método exacto de producción. Sin embargo, por su alta cercanía con sus resultados comparados con la realidad, ha sido todo un éxito y ha sido utilizado por su aceptación general. Consiste en la representación en papel semilog de la tasa de producción vs. el tiempo y revisar la coincidencia con los datos en una línea recta. Luego extrapolar los datos con el fin de identificar el posible comportamiento futuro de producción del yacimiento. Además de la tasa de producción versus el tiempo, existen otros tipos de tendencias que permiten analizar las historias de la producción, como tasa de producción contra petróleo acumulado, agua acumulada contra producción de petróleo, relación gas petróleo contra producción acumulada (Paris de Ferrer, 2009).

La finalidad de la estimación de la tasa de producción es:

- Pronosticar reservas permanentes
- Planificar a largo plazo las operaciones
- Estimar propiedades

- Calcular costos adicionales

El análisis de curvas de declinación se realiza a pozos de petróleo y gas de forma individual, grupo de pozos o la totalidad del yacimiento. Sin embargo, este análisis no se puede realizar en edades tempranas de yacimiento ya que no se tiene la información representativa para comenzar con el análisis práctico. La efectividad y confiabilidad de este método dependerá de la calidad y cantidad de datos de producción en los que se basa (Paris de Ferrer, 2009).

### 3.1.1 Modelos de declinación

Los modelos de declinación son análisis gráficos que permite determinar la forma con la que varía de declinación de producción con respecto al tiempo. De acuerdo con el comportamiento es posible determinar con qué porcentaje declina un pozo (Paris de Ferrer, 2009).

- **Tasa de declinación nominal.** Es definida como el cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo. Esta se determina mediante la pendiente negativa de la curva que representan el logaritmo natural de la tasa de producción respecto al tiempo.

$$D = -\frac{1}{q} \frac{\delta q}{\delta t} = \frac{\delta \ln q}{\delta t} \quad (1)$$

Donde D es la declinación nominal, en años<sup>-1</sup>, q la tasa de producción de petróleo Bbl/d y t en años o meses. La declinación nominal, D, determina en porcentaje cual es la declinación por unidad de tiempo. Si la declinación es 0.15 años<sup>-1</sup>, significa que cada año un pozo declina un 15% su producción (Paris de Ferrer, 2009).

- **Tasa de declinación efectiva.** Definida como la tasa de declinación desde un valor inicial q<sub>1</sub> hasta un valor q durante un periodo igual a la unidad en relación con la producción al comienzo del periodo.

$$d = \frac{q_i - q}{q_i} \quad (2)$$

Siendo  $d$  la tasa de declinación efectiva %/año o mes. Esta declinación es la más utilizada por ser una función que concuerda mejor con las practicas actuales de registro de producción. es importante destacar que la declinación efectiva puede ser mensual o anual según el periodo en el que este evaluando (Paris de Ferrer, 2009).

- **Producción acumulada.** Esta es definida como el total de crudo producido en un lapso determinado de tiempo. Gráficamente se puede interpretar como el área bajo la curva de producción en función del tiempo.

$$N_p = \int_{t_i}^t q \delta t \quad (3)$$

### 3.1.2 Tipos de curvas de declinación

Existen tres tipos de curvas de declinación que están definidas según la siguiente ecuación:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (4)$$

Donde  $n$  es el exponente de declinación,  $q$  la tasa de producción,  $q_i$  la tasa de producción inicial y  $D$  la tasa de declinación siendo  $D_i$  la tasa de declinación al inicio del periodo de declinación (Paris de Ferrer, 2009).

**Tabla 1.**

Comparaciones de las respectivas correlaciones a los tipos de curvas de declinación. (Paris de Ferrer, 2009).

<b>Declinación Exponencial o de porcentaje constante</b>	<b>Declinación Armónica</b>	<b>Declinación Hiperbólica</b>
N = 0, Caída de producción en relación con el tiempo es una fracción constante de la tasa de producción.	N =1, caída de producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.	N entre 0 y 1, La caída de producción en relación con el tiempo como fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia fraccional de la tasa de producción, con la potencia variada entre 0 y 1.
Tasa de producción en función del tiempo:	Tasa de producción en función del tiempo:	Tasa de producción en función del tiempo:
$q = q_i e^{-D_i t} \quad (5)$	$q = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad (8)$	$q = q_i (1 + n D_i t)^{-\left(\frac{1}{n}\right)} \quad (11)$
Producción de petróleo acumulada	Producción de petróleo acumulada	Producción de petróleo acumulada
$N_p = \frac{q_i}{D} (1 - e^{-D t}) = \frac{q_i - q}{D} \quad (6)$	$N_p = \frac{q_i}{D} \ln(1 + D t) = \frac{q_i}{D} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad (9)$	$N_p = \frac{q_i}{n D_i} \left[ 1 - (1 + n D_i t)^{\frac{(1-n)}{n}} \right] \quad (12)$
Tiempo de vida productiva	Tiempo de vida productiva	Tiempo de vida productiva
$t_a = \frac{1}{D} \ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right) = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right)}{-\ln(1 - d)} \quad (7)$	$t_a = \frac{1}{D_i} \left( \frac{q_i}{q_a - 1} \right) \quad (10)$	$t_a = \frac{1}{n D_i} \left[ \left( \frac{q_i}{q_a} \right)^n - 1 \right] \quad (13)$

### 3.2 Mecanismos de producción

Generalmente se identifican 3 técnicas de recuperación, que son etapas importantes en la vida de un pozo petrolero:

- **Recuperación Primaria:**

Mediante Flujo Natural los pozos tienen la capacidad de desplazar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie con la energía que le aporta el yacimiento. Los yacimientos son clasificados en categorías según su principal fuente de energía en: **empuje por agua, gas en solución, capa de gas, expansión de roca y fluido, y drenaje por gravedad** (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).

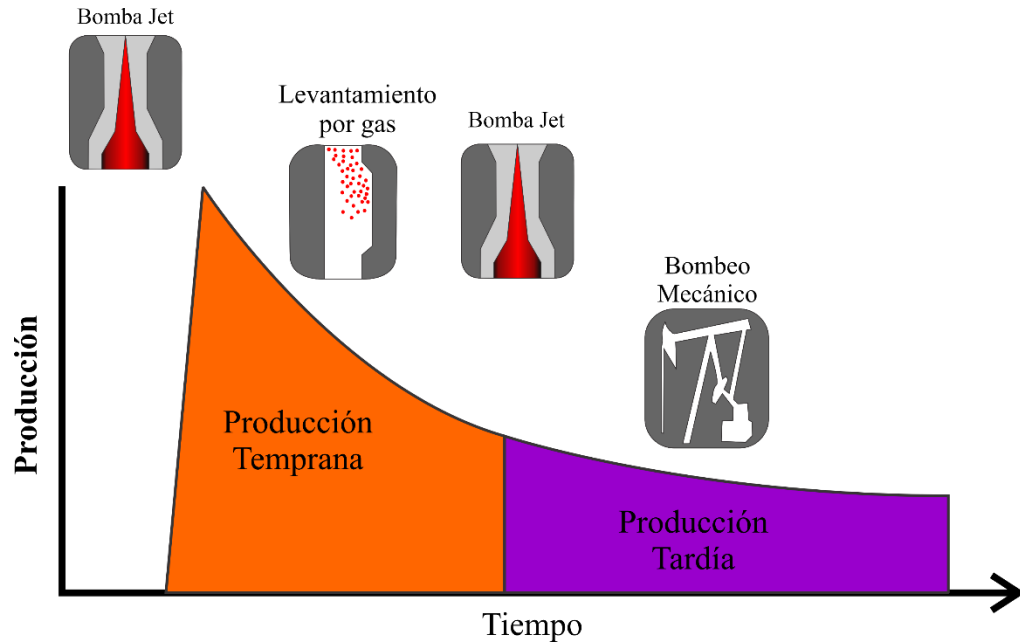
Cuando la presión ejercida en el yacimiento baja debido a la extracción de petróleo, y no tiene la suficiente energía para llevar el fluido a superficie, se hace necesario la implementación de **sistemas de levantamiento artificial** con el fin de mantener la producción del pozo. Estos son determinados por criterios técnicos y económicos. Es importante destacar que, en muchos campos de acuerdo con su declinación de producción, aumento de presencia de sólidos, continuas fallas de los sistemas y altos costos con baja producción es necesario realizar cambios de sistemas de levantamiento artificial (Nguyen, 2020). En muchos casos, se han realizado 2, 3, hasta 4 cambios. Estos cambios de sistemas más frecuentes los observamos en yacimientos horizontales o en no convencionales (Nguyen, 2020). Una forma rápida se puede identificar por la tasa de declinación en la etapa de los pozos siendo llamado producción temprana y producción tardía.

Lane y Chokshi presentaron en 2014 una hoja de ruta práctica para la selección de sistemas de levantamiento artificial para pozos horizontales en varios shale plays de los

Estados Unidos, a excepción de la cuenca Permian. A manera de resumen se determinó la selección de SLA en los siguientes pasos (Lane & Chokshi, 2014):

**Figura 3.**

*Interpretación de etapas de producción. (Lane & Chokshi, 2014).*



- **Etapa 1: Recuperación del fluido de fracturamiento:** La bomba hidráulica tipo jet es el sistema de levantamiento más eficiente para la elevación de los fluidos utilizados para el fracturamiento hidráulico. Permite subir en tiempo récord los fluidos mediante el fluido motriz y con la gestión de un Choke en superficie evita que la presión se descontrola por la fuerza realizada por el fluido motriz (Lane & Chokshi, 2014).
- **Etapa 2: Producción temprana:** Después de haber realizado la recuperación total del fluido de fracturamiento, se puede continuar con el BH tipo jet la producción de fluidos de yacimiento en etapa temprana hasta que la curva de declinación sea lo

suficientemente significativa para usar un SLA de Bombeo Mecánico. Sin embargo, se ha identificado que en otros plays se instaló levantamiento por gas para mantener la curva de producción más eficiente; esto depende de la facilidad para el reemplazo y la instalación de equipos de superficie y disponibilidad de gas seco (Lane & Chokshi, 2014).

- **Etapas 3: Producción tardía:** En algún punto los pozos de los yacimientos no convencionales, la tasa de RGL declina a niveles donde el Bombeo mecánico es ampliamente efectivo. Sin embargo, es muy probable la implementación de Levantamiento por Gas siempre y cuando la tasa de gas este por encima de 2500 SCF/bbl (Lane & Chokshi, 2014).

Por otra parte, en 2016, Peter Oyewole, presenta una modificación a la hoja de ruta, según su experiencia en la implementación de sistemas de levantamiento artificial en la Cuenca Permian. La relevancia según el autor con respecto a las anteriores cuencas tomadas en el estudio de Lane y Chokshi, es que la cuenca Permian posee ciertas características como la diferencia de espesor respecto a otras cuencas, espesor de 1800 ft, a comparación de Bakken, 120 ft, o Eagle Ford, 300 ft. Otra comparación es que la cuenca Permian posee diferentes zonas de producción cada una con diferentes propiedades de fluidos y características geológicas. El autor especifica que las hojas de ruta anteriores en pozos ubicados en la cuenca Permian han sido poco eficientes y de mínimo rendimiento, es por eso que, el autor clasifica en 5 grandes áreas según las características presentes en el área de estudio (Oyewole, 2016).

**Tabla 2.**

*Métodos de selección de sistemas de levantamiento cuenca Permian. (Nguyen, 2020).*

Tipo de Pozo	Descripción del pozo	Método de levantamiento Recomendado
1	Yacimiento subsaturado	BES altamente recomendado para la vida del pozo, Bombeo Mecánico puede ser usado si el rendimiento del pozo no cumple las expectativas.
	PVT -Tipo Aceite Negro	
	Corte agua alto (>80%)	
	Tasa de declinación baja	
	Producción líquido alta (>500 BLPD)	
2	RGL baja (<750 SCF/bbl)	Bombeo Mecánico altamente recomendado para la vida del
	Yacimiento subsaturado	
	PVT - Tipo Aceite Negro	
	Corte agua alto (>80%)	
	Tasa de declinación alta	
3	Producción líquido alta (<500 BLPD)	Bombeo Hidráulico tipo jet para producción temprana y bon
	RGL baja (<750 SCF/bbl)	
	Yacimiento subsaturado	
	PVT - Tipo Aceite Negro	
	Yacimientos de alta presión	
4	Alto TVD	Bombeo Mecánico latamente recomendado para la vida del
	RGL baja (<750 SCF/bbl)	
	Yacimiento saturado	
	PVT - Tipo Aceite Volátil	
	Corte agua alto (>80%)	
5	Tasa de declinación alta	Únicamente plunger lift o gas lift.
	Producción líquido alta (>500 BLPD)	
	RGL alto (<1000 scf/bbl)	
	Producción de gas alto	

Por último, en el 2018, Shi et al. decidieron que la mejor opción para la selección de un sistema de levantamiento artificial es la realización de un screening o una estrategia donde se evidencie cómo se comportaría el SLA según el tipo de yacimiento al que se le va a instalar. Este screening conlleva diferentes estrategias para elegir no solo el sistema más adecuado, sino que, facilita el trabajo a la hora de determinar cuál es el más rentable (Shi et al., 2018).

Las otras dos técnicas de recuperación son:

- **Recuperación secundaria:** Este es un proceso de inyección de agua y/o gas que tiene como objetivo principal mantener o aumentar la energía y extracción de hidrocarburos del yacimiento, en el cual el fluido inyectado forma una barrera de separación, con respecto al crudo restante en el yacimiento (Economides et al., 1994).
- **Recuperación terciaria:** También llamada técnicas de recobro mejorado, se emplea para aumentar la producción de crudos residuales, que tienden a tener un API más bajo, por tanto, tienden a ser más difíciles de levantar con técnicas anteriormente nombradas. Generalmente estas técnicas se califican en: Métodos térmicos, inyección de gases miscibles e inmisible, métodos químicos y microbiológicos (Economides et al., 1994).

## **4. Cuenca del Valle Medio del Magdalena**

### **4.1 Localización**

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontaña, es decir, se ubica entre dos montañas, siendo estas la Cordillera Central al oeste y la Cordillera Oriental al este; El levantamiento de esta da origen al depósito de esta cuenca. Contempla una extensión de aproximadamente 34.000 km<sup>2</sup> en donde limita con el sistema de fallas Espíritu Santo al Norte, Bucaramanga-Santa Marta al Noreste, Bituima y La Salina al Suroeste, EL cinturón plegado de Girardot al Sur y al Oeste con los sedimentos del neógeno que cubren la Serranía de San Lucas y el basamento de La Cordillera Central (UPME, 2018).

### **4.2 Marco Geológico**

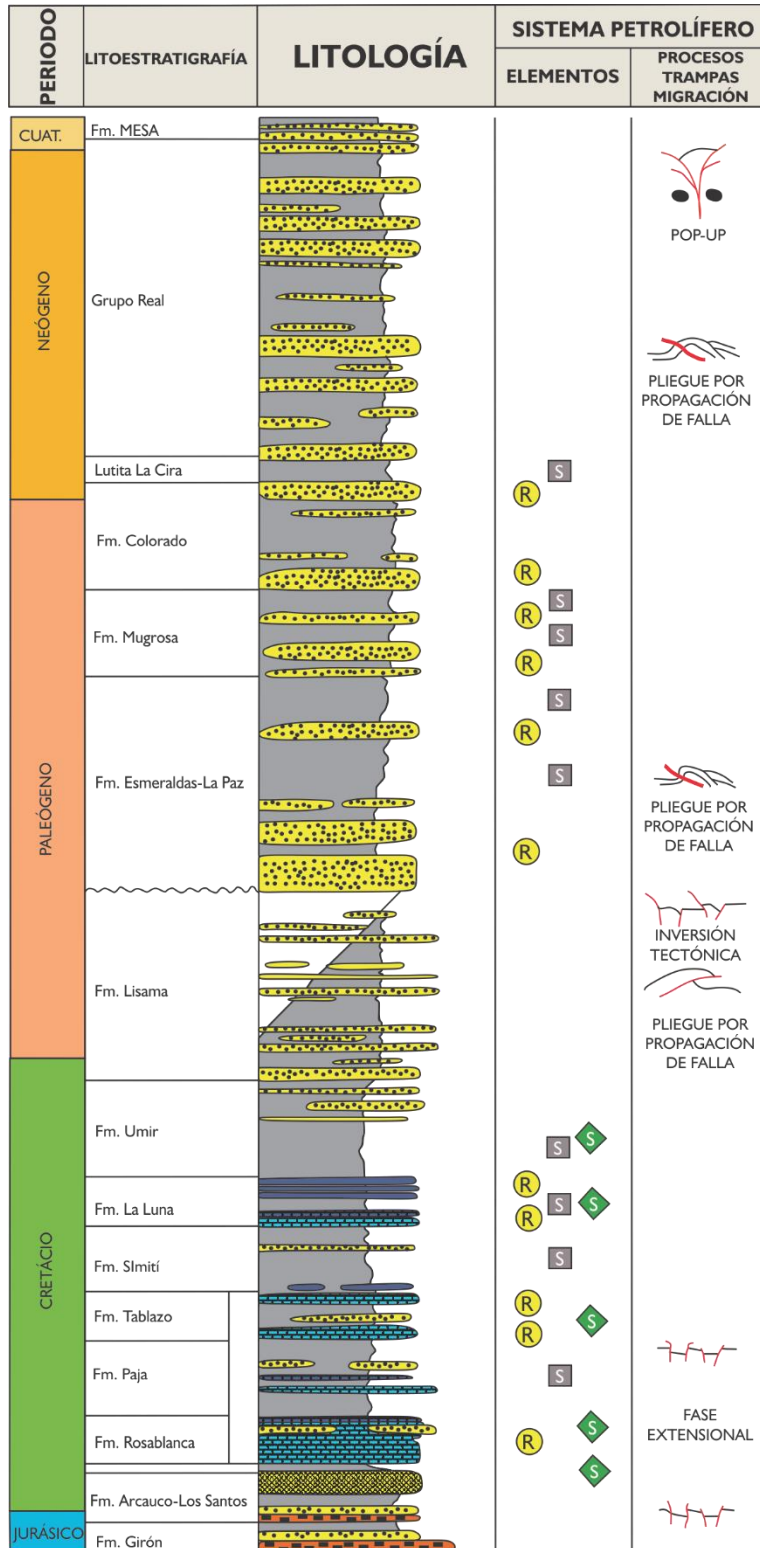
En este apartado se presenta la información geológica referente a la estratigrafía, la geología estructural y geología del petróleo.

#### **4.2.1 Estratigrafía**

El depósito de las formaciones que completan el VMM comienza al final de la primera parte de Mesozoico con ambientes continentales, seguido de marinos en la segunda parte del Mesozoico y termina así con los depósitos de sedimentos continentales en el Cenozoico (ANH, 2012).

**Figura 4.**

*Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena. (ANH, 2012).*



Se han presentado en el tiempo diferentes fenómenos geológicos a lo largo de la cuenca del VMM que no se pueden nombrar de manera generalizada, por tanto, según el estudio de ANH-GEMS 2013, ha separado en cinco provincias donde los cambios que se han presentado son muy similares y más fáciles de describir (Spickert, 2014).

### **Provincia Norte**

Esta provincia presenta un amplio monoclinial que buza al este con fallas normales trastensionales con rumbo NNE y desplazamiento oblicuo dextral, en donde la mayoría de los planos de falla buzan ESE y desplazamientos en el mismo sentido. En esta provincia se pueden encontrar los campos Buturama, Cristol, Totumal, Los Ángeles, Tisquirama y Santa Lucía (UPME, 2018).

### **Provincia Central**

Comprende una extensión desde el campo La Cristalina al norte hasta el campo Colorado al sur y tiende al lado oeste de la cuenca. Es representativa por la presencia de cinturones de cabalgamiento y pliegues formando una zona de convergencia estructural. Esta configuración anormal fue generada por dos eventos de deformación: compresivo a dextral transgresivo dextral con plegamiento al este del cretácico tardío a Eoceno temprano, deformación relacionada a la cordillera central y una deformación compresiva a transgresiva relacionada al flanco occidental de la cordillera oriental. En esta Provincia se encuentran los campos La Cristalina, Cantagallo-Yariguí, Llanito, Casabe, La Cira Infantas (UPME, 2018).

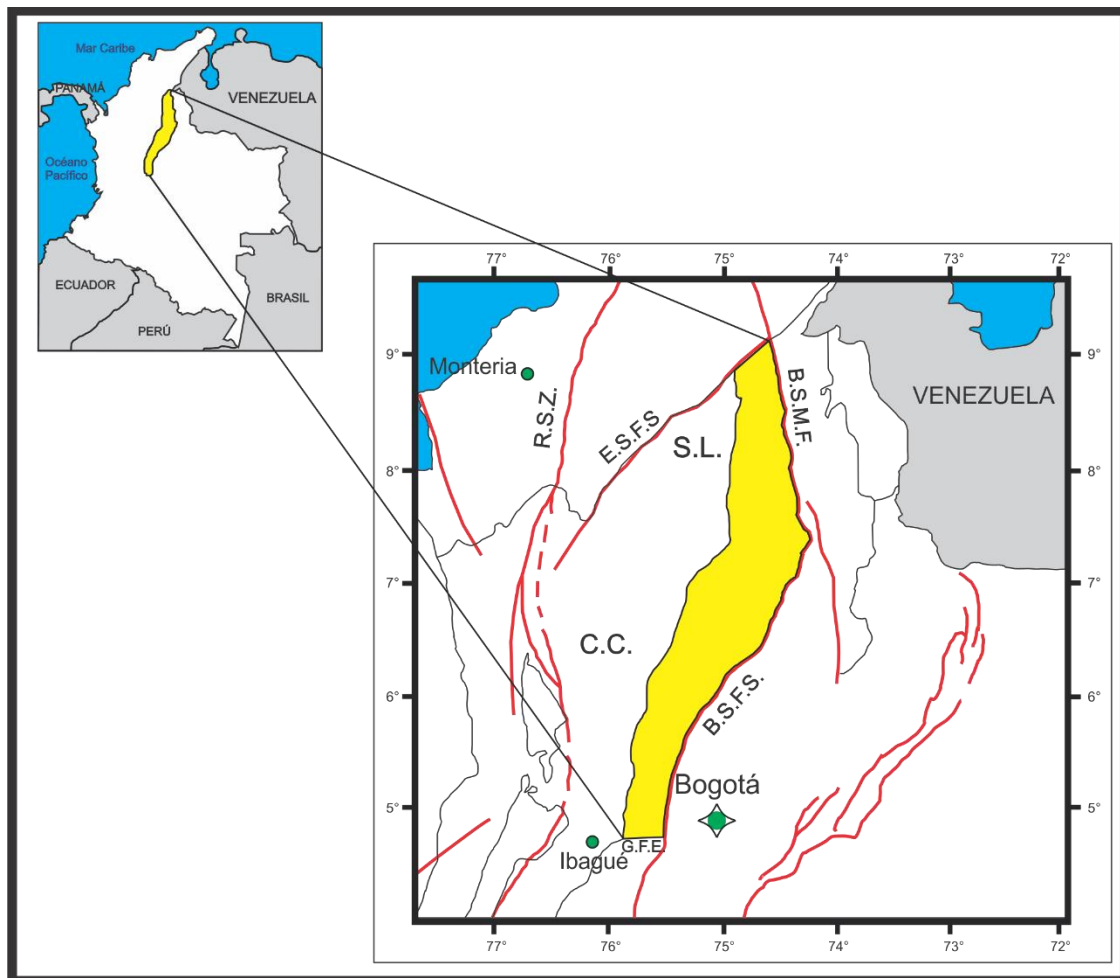
### **Provincia Oriente**

Conlleva una franja con dirección NNE a lo largo del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, localizada entre las fallas de Bituima, al Este y Cambao y Honda al Oeste. Se identifican

anticlinales estrechos y sinclinales amplios de rumbo N-S, cabalgamiento con pliegues en dirección oeste cortado por la falla Bucaramanga. En esta provincia se identifican los campos Provincia-Payoa, Lisama y Bonanza (UPME, 2018).

### Figura 5.

*Ubicación Cuenca del Valle Medio del Magdalena, UPME, 2018.*



### Provincia Occidente

Se encuentran localizados los campos Velásquez-Palagua, Teca-Cocomá-Naré, Chicalá, Colibrí (UPME, 2018).

## Provincia Sur

Se caracteriza por un monoclinial que buza hacia el oriente con fallas normales de poco desplazamiento que afectan rocas de dos edades como las pre-cretácicas y cenozoicas. Estas fallas tienen un origen parecido a las de las fallas generadas las de la Provincia Norte y algunas de ellas en sentido invertido (Spickert, 2014).

### 4.2.2 Sistema Petrolífero

Una de las cuencas con mayor descripción en Colombia es el Valle Medio del Magdalena, Gracias a las caracterizaciones de campos de gran trayectoria en su estudio como lo son los campos La Cira-Infantas, Cantagallo, Llanito, entro otros (Tovar, Buitrago, & Macías, 2019).

En esta cuenca encontramos el siguiente sistema petrolífero:

- **Roca generadora:** Formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca
- **Roca Reservorio:** Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Umir Y Lisama.
- **Roca Sello:** Paja, Simití, Umir, Lisama, Shale de La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado

Cabe resaltar que en la cuenca se presentan diferentes comportamientos tales como una gran variedad de crudos de diferente gravedad API, que varía desde los 5 hasta 38 grados; la presencia de metales en el aceite aumenta a lo largo de la provincia norte de la cuenca, y la profundidad no es una variable que inflencie en la gravedad API del aceite (UPME, 2018).

Mediante diferentes interpretaciones de geoquímica, es posible determinar que en la cuenca del Valle Medio Del Magdalena, en las formaciones como La Luna, Tablazo y La Paja contempla una

maduración de querógeno muy buena, determinante para identificar los contenidos de materia orgánica que varía entre el 2 y 14% de TOC, permitiendo identificar un buen producto orgánico siendo este Querógeno Tipo II, potencial generador de aceite, y postulándolas así, como aquellas formaciones con mayor posibilidad de explotación como yacimientos no convencionales en especial La Luna, que reúne diferentes condiciones para ser evaluada como este tipo de yacimientos (Spickert, 2014).

### **4.3 Costo de levantamiento en la cuenca VMM**

Es sabido que para el desarrollo de cualquier proyecto es de vital importancia prestar atención a los costos asociados a éste. En cuanto a los costos de producción de petróleo en Colombia, se estima que el break-even para cubrirlos es de 40 a 45 USD/Bl, por lo que si el precio del barril de petróleo se encuentra por debajo de estos valores se puede apenas cubrir las obligaciones actuales de la fase de producción de la compañía, y se restaría una gran cantidad a las inversiones para exploración y producción destinadas a incrementar reservas (Asociación Colombiana del Petróleo, 2020).

El costo de levantamiento es el indicador que mide los costos de extraer un barril de petróleo, sus unidades son USD/Bl; es el indicador que permite determinar a las empresas su eficiencia, así como referenciarse frente a otras empresas del sector con el fin de mantenerse competitiva (Mansarovar Energy, 2016).

Según Ecopetrol S.A. en su informe resultados tercer trimestre 2019, entre el mes de septiembre del año 2018 y el mismo mes del año 2019, se presentó un incremento de 0.34 USD/Bl en el costo de levantamiento pasando de 8.45 USD/Bl a 8.79 USD/Bl, respectivamente. Dentro de los factores que ocasionan variación en los costos de levantamiento se encuentran:

- Incremento en el consumo de energía. Se presenta por razones como aumento de las tarifas de energía, aumento en el agua de producción e inyección, aumento de pozos perforados.
- Incremento en los costos asociados al mantenimiento del subsuelo, que puede asociarse al aumento en el número y complejidad de intervenciones y servicio de pozos.
- Incremento en la contratación de personal por el aumento en la actividad.
- La tasa de cambio del dólar con respecto a la moneda nacional también es un factor que hace variar el costo de levantamiento.

La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) en su informe económico Doble crisis COVID-19 y guerra de precios del petróleo: Impacto para Colombia y el sector de hidrocarburos, desarrollado en el año 2020, indica que los costos de operación en Colombia, que incluyen costos de levantamiento, dilución y transporte, se encuentran entre 17 a 33 USD/Bl dependiendo del tipo de crudo y ubicación del campo, según información compilada de 23 empresas que representan el 80% de la producción del país.

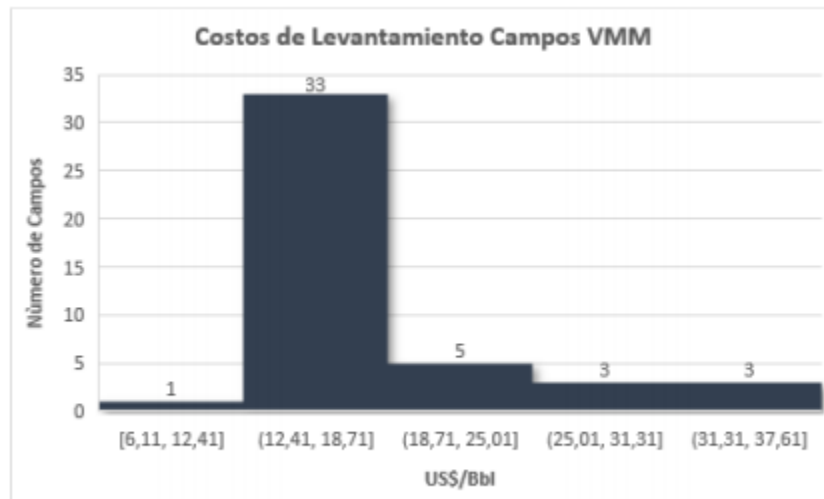
Dentro de las medidas que las empresas llegan a tomar para reducir el OPEX en situaciones de precios bajos, se encuentran:

- Cierre de campos y pozos inviables con precios bajos
- Evaluación y renegociación de contratos con terceros
- Reducción o eliminación de capacitaciones, viajes, consultorías, gastos administrativos, entre otros
- Disminución del personal
- Optimización en las operaciones de los campos productores mediante el uso de sistemas de automatización

Según información proporcionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en la mayoría de los campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena el costo de levantamiento se encuentra entre los 12.41 a 18.71 USD/Bbl.

**Figura 6.**

*Costo de levantamiento en la cuenca VMM.*



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones - ANH

## **5. Yacimientos No Convencionales en el VMM**

Por lo general, las permeabilidades que se encuentran en los yacimientos no convencionales son mayores a 1 milidarcy (mD), y los hidrocarburos no se encuentran en el lugar que se generaron, migraron hasta quedar almacenados en una trampa, por estas razones pueden ser extraídos mediante técnicas tradicionales, produciendo de una manera relativamente fácil y económica.

Por el contrario, en los yacimientos no convencionales los hidrocarburos se encuentran asociados a las rocas generadoras de bajas permeabilidades menores a 1 milidarcy (mD), por tal motivo no pueden ser extraídos mediante técnicas tradicionales y se requieren técnicas especiales como perforación horizontal y fracturamiento hidráulico para ser desarrollados (ANH, 2012).

El conocimiento de las propiedades petrofísicas de las rocas de un yacimiento de shale es de importancia para comprender el potencial existente de recursos, tener criterios predictivos de explotación y, del mismo modo, predecir el posible comportamiento de la roca en el momento de realizar un fracturamiento hidráulico (Pacheco, Cardona & Cortés, 2015). En la cuenca del Valle Medio del Magdalena el potencial técnicamente recuperable de shale oil es de aproximadamente 4.8 billones de barriles de petróleo y de shale gas 18 Tfc (Sáchica, Rivera & Piedrahita, 2020). La roca generadora principal de esta cuenca es la formación La Luna, y en segundo lugar la formación Tablazo. Sin embargo, se le dará más atención a la formación La Luna debido a que en un análisis realizado por el ICP en el pozo La Luna I, se consideran nueve (9) intervalos de acumulación de hidrocarburos no convencionales en la cuenca VMM, de los cuales siete (7) están en la formación La Luna y dos (2) en la formación Tablazo (Rocha, 2019).

### **5.1 Formación Tablazo**

Esta formación de la edad Barremiano – Albiano está constituida por areniscas y limolitas calcáreas, siendo principalmente su litología calizas y shales calcáreos. Dentro de las

características que se encuentran en este intervalo se presenta un alto potencial de hidrocarburos, contenidos de materia orgánica COT entre 3.0 – 14% (en promedio 5.3%), asociada a querógeno tipo III con reflectancia a la Vitrinita entre 1.0 – 1.27%, situándose en la ventana de generación de gas (condensado/gas seco). Por lo tanto, esta formación es el principal aportador de fracciones de gas y componentes de hidrocarburos livianos (UPME, 2018).

Por parte de Ecopetrol S.A. se estima entre 13 y 33 billones de barriles para la formación Tablazo, y entre 6 – 20 Terapias cúbicas de gas.

## **5.2 Formación La Luna**

El área que ocupa esta formación es de aproximadamente 34000 Km<sup>2</sup>. La litología de esta formación, que data de la edad Cenomaniano – Turoniano, se constituye por shales calcáreos negros, calizas fosilíferas y fosfatos. El espesor varía entre 800 a 1000 pies, el contenido de materia orgánica COT se encuentra entre 4.0 – 6.0%, asociada a querógeno tipo II con reflectancia a la Vitrinita variando de 0.7 – 1.2%, situándose en la ventana de generación de aceite (UPME, 2018).

Se estima, según Ecopetrol S.A., entre 17 y 61 billones de POES para esta formación, generando principalmente hidrocarburos medianos (22 – 33 °API) y livianos.

### **5.2.1 Propiedades mineralógicas formación La Luna**

Las propiedades mineralógicas de la formación La Luna muestran contenido de arcilla del 13%, cuarzo 62% y carbonatos 25%. Además, en el análisis realizado por el ICP se encontró que la porosidad varía entre 0 y 6.5%, asociada a porosidad secundaria por microfracturas en su estructura (Rocha, 2019).

### **5.2.2 Miembros de la formación La Luna**

La formación La Luna se divide en tres miembros, de base a tope son los siguientes:

- *Miembro Salada.* Compuesto principalmente por calizas lodosas y laminaciones de calizas, estas calizas son color marrón a negro con intercalaciones de lutitas y calcáreas (Antolínez & Bohórquez, 2018). Esta zona se considera un yacimiento de shale gas/oil dada su baja porosidad y muy baja permeabilidad. Del mismo modo, las pruebas DST reportaron presencia de aceite liviano y gas (ANH, 2012). El contenido de materia orgánica TOC en este miembro varía entre 1.63 – 3.7%, la permeabilidad promedio es de 17  $\mu$ D, porosidad efectiva entre 3.54 – 8.27%, espesor promedio entre 650 a 900 pies, con temperatura máxima entre 160 y 200 °F, se encuentra en la etapa tardía de la ventana de generación de aceite; estas propiedades lo posicionan como un shale play con gran potencial de hidrocarburos en el desarrollo de YNC (Rocha, 2019).
- *Miembro Pujamana.* Consta de arcillolitas, calizas calcáreas y lutitas grises; hablando sobre su composición mineralógica, se encuentra calcita y cuarzo en un 80%, predominando la calcita. En comparación con los otros miembros de la formación La Luna, Pujamana presenta alto contenido de minerales de arcilla (15 – 45%) (Antolínez & Bohórquez, 2018). En este miembro se observa bajo contenido de materia orgánica TOC, aproximado 2.7% wt (ANH, 2012).
- *Miembro Galembo.* Compuesto de lodolitas cuarzosas laminadas con color de gris a negro, intercalada con calizas lodosas y silíceas; el contenido de cuarzo y carbonato es mayor del 80% del contenido mineral total (Antolínez & Bohórquez, 2018). El contenido de materia orgánica COT varía entre 1.22 – 3%, el espesor promedio está entre 900 – 1700 pies, permeabilidad promedio 4.3  $\mu$ D y porosidad efectiva entre 2.09 – 6.89%, la temperatura máxima está entre 160 y 200 °F, y se encuentra en el inicio de la ventana de generación de aceite (Rocha, 2019).

En la siguiente tabla, tomada del trabajo de (Rocha, 2019), se resumen las principales características de los miembros Salada y Galembo de la formación La Luna en el VMM.

**Tabla 3.**

*Propiedades miembros Salada y Galembo de la formación La Luna en el VMM. (Rocha, 2019).*

<b>FORMACIÓN LA LUNA</b>		
	<b>Miembro Salada</b>	<b>Miembro Galembo</b>
<b>Edad</b>	Cretácico Superior	
<b>Área aproximada (Acres)</b>	1'529.600	
<b>Composición Mineralógica</b>	Cuarzo 62% Carbonatos 25% Arcilla 13%	
<b>Porosidad (%)</b>	8.3 +/- 0.023	8.69 +/- 0.037
	8.27 +/- 3.54	6.89 +/- 2.9
<b>Permeabilidad (<math>\mu</math>D)</b>	17	4.3
<b>Espesor (ft)</b>	650 - 900	900 - 1700
<b>TOC (%)</b>	3.7 +/- 1.63	3 +/- 1.22
<b>Profundidad promedio (ft)</b>	4200 - 12405	
<b>Gradiente de presión (Psi/ft)</b>	0.55 - 0.8	
<b>Tipo de Hidrocarburo</b>	Crudo Liviano	Crudo / Gas
<b>Recursos totales</b>	117.8 Tcf 79.3 MMM Bbl	
<b>Tipo de querógeno</b>	II	
<b>Reflectancia a la Vitrinita (%)</b>	0.7 - 1	
<b>Temperatura de formación (<math>^{\circ}</math>F)</b>	180 - 190	

En el estudio realizado por la ANH en el año 2012 para el pozo Infantas-1613 se encontraron las siguientes propiedades petrofísicas para los miembros Salada, Pujamana y Galembo de la formación La Luna:

**Tabla 4.**

*Propiedades petrofísicas miembros de la formación La Luna determinadas a partir del pozo Infantas-1613. (ANH, 2012).*

<b>Miembro</b>	<b>Gross (ft)</b>	<b>Net Res (ft)</b>	<b>Net/Gross</b>	<b>Net Pay (ft)</b>	<b>PHIE (dec)</b>	<b>SW (dec)</b>	<b>VSH (dec)</b>	<b>K (mD)</b>	<b>TOC (%)</b>	<b>KER (%)</b>
<b>Salada</b>	467	310	0.664	150	0.048	0.215	0.141	0.577	6.5	20.823
<b>Pujamana</b>	688	13	0.019	0	0.045	1	0.585	0.074	2.7	7.59
<b>Galembó</b>	918	379	0.413	0	0.042	0.988	0.174	0.117	2.7	7.78

Sobre la anterior tabla es necesario mencionar que para estimar los espesores netos (Net Pay) se consideró un corte  $Sw < 30\%$  (saturación de agua),  $PHIE > 2\%$  (porosidad efectiva),  $VSH < 30\%$  (volumen shale).

En el estudio realizado al pozo Infantas-1613, se observa que los miembros Salada y Galembó presentan altos valores de contenido de materia orgánica, bajos valores de arcillosidad, y altos valores en porcentaje de sílice y calcita, indicando alta fragilidad en estas unidades y posible presencia de fracturas naturales.

A mayor contenido de materia orgánica, mayor será el desarrollo de fracturas en el yacimiento. La presencia de carbonatos y de fracturas naturales, favorece el desarrollo de fracturas en su estructura, mejorando el aporte de fluidos por parte del yacimiento hacia el pozo. Por lo tanto, en la formación La Luna el comportamiento frente al desarrollo de fracturas es moderado, lo que beneficiará las operaciones de fracturamiento en la formación.

Rocha también diseñó una tabla donde muestra las principales propiedades de la formación La Luna en general:

**Tabla 5.**

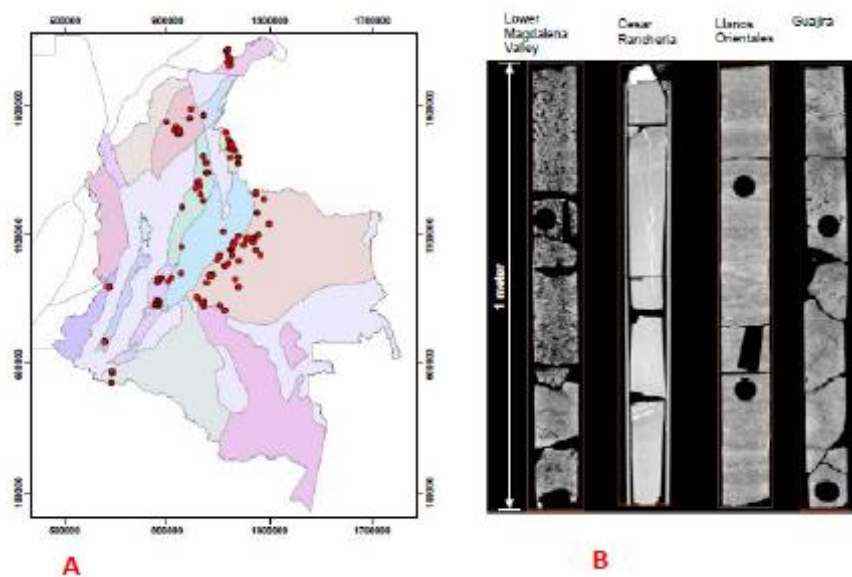
*Propiedades de la formación La Luna. (Rocha, 2019).*

Propiedades de la Formación La Luna		
Propiedades del fluido	Gravedad API	20 – 35
	Viscosidad (cp)	8 – 14
	Composición	Alto porcentaje de C15 a C33
Propiedades del yacimiento	Saturación de aceite (%)	60 – 70
	Espesor neto (ft)	650 – 900
	Permeabilidad promedio (mD)	>100 nD
	Profundidad (ft)	4200 – 12000
	Temperatura (°F)	165 - 190

Por otra parte, en el año 2014 Walls, Cerón & Anderson, analizaron la calidad de la roca de algunas cuencas de hidrocarburos de Colombia mediante Digital Rock Physics (DRP). Estos autores, digitalizaron alrededor de 9500 metros de núcleos provenientes de 140 pozos ubicados principalmente en las cuencas de los Llanos Orientales, Catatumbo y Valle Medio del Magdalena, como se muestra en la figura:

**Figura 7.**

Localización de los pozos en Colombia analizados por DRP. (Walls, Cerón & Anderson, 2014).



En la siguiente tabla se resumen algunas propiedades encontradas por (Walls, Cerón & Anderson, 2014) para la formación La Luna en el VMM:

**Tabla 6.**

*Propiedades encontradas en la formación La Luna del VMM mediante DRP. (Walls, Cerón & Anderson, 2014).*

<b>Propiedades</b>	<b>Formación La Luna – VMM</b>
<b>Rango de profundidad de las muestras (ft)</b>	2742 – 12405
<b>Porosidad (%)</b>	6.3
<b>Porosidad orgánica (% de porosidad total)</b>	47%
<b>Material orgánico sólido (% vol.)</b>	7.7
<b>Porosidad en material orgánico</b>	29%
<b>Permeabilidad (K<sub>horizontal</sub>)</b>	920
<b>Reflectancia a la Vitrinita</b>	0.6 – 1.0
<b>Querógeno tipo</b>	II
<b>Tipo de hidrocarburo probable</b>	Principalmente aceite

### 5.3 Comparación shale plays de Estado Unidos con la formación La Luna

Las tres principales formaciones consideradas shale plays en Estados Unidos son Marcellus, Eagle Ford y Bakken. En la siguiente tabla se resumen las características de las formaciones mencionadas anteriormente junto con las características de la formación La Luna (Rocha, 2019):

Tabla 7.

*Comparación shale plays de Estados Unidos con la formación La Luna. (Rocha, 2019).*

Formación	Marcellus	Eagle Ford	Bakken	Permian	La Luna
Edad	Devónico medio	Cretácico	Devónico Carbonífero temprano	– Devónico medio	Cretácico superior
Área aproximada (Acres)	15.000.000	3.000.000	192'000.000	280.000.000	1.529.600
Cuenca	Appalachian	Western Gulf	Williston	Wolfcamp	VMM
Composición mineralógica	Cuarzo 38% Calcita 14% Dolomita 3% Arcilla 40% Otros 5%	Cuarzo 3% Calcita 77% Dolomita 2% Arcilla 8% Otros 4%	Cuarzo 51% Calcita 3% Dolomita 30% Arcilla 14% Otros 2%	Cuarzo 55 % Calcita 3 % Dolomita 3 % Feldespatos 7 % Pirita 6 % Arcilla 26 %	Cuarzo 62% Carbonatos 25% Arcilla 13%
Porosidad (%)	4 – 10	4 – 10	4 – 8	4-9	3.54 – 8.69
Permeabilidad ( $\mu\text{D}$ )	0.2 – 0.9	1 – 1.5	<100	100 – 300	4.3 - 17
Espesor (ft)	50 – 300	100 – 330	Superior 25 Medio 85 Inferior 50	2000 – 3000	650 – 900
Contenido de materia orgánica COT	3 – 12	2 – 9	5 – 10	5 – 10	1.22 – 3.7
Profundidad promedio (ft)	3300 - 8800	5500 – 14400	10000 – 12000	5600 – 11000	4200 – 12000
Gradiente de presión (psi/ft)	0.4 – 0.6	0.4 – 0.65	0.5 – 0.7	0.5 – 0.7	0.55 – 0.8
Tipo de hidrocarburo	Gas condensado	Gas seco, Gas húmedo/Condensado y petróleo de $^{\circ}\text{API}$ entre $33^{\circ}$ y $50^{\circ}$	Gas condensado y petróleo con $^{\circ}\text{API}$ entre $39^{\circ}$ y $46^{\circ}$	Crudo liviano y gas	Crudo liviano y gas
Temperatura ( $^{\circ}\text{F}$ )	110 – 160	170 – 231	158 – 280	130 – 180	165 – 190
Querógeno tipo	I, II y III	I y II	I y II	II	II
Reflectancia a la Vitrinita $R_o$ (%)	0.8 – 3	0.68 – 1.5	N/A	0.62	0.7 – 1

De la anterior tabla podemos observar que la porosidad de la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena es similar a los principales Shale plays de Estados Unidos. En cuanto a la permeabilidad, la única formación que sobresale es Bakken, la cual llega valores cercanos a los 100  $\mu\text{D}$ , las demás formaciones presentan valores similares. Por otra parte, los valores del contenido orgánico total COT de la formación La Luna son notablemente inferiores a las formaciones de los Estados Unidos con las que se está comparando; sin embargo, el valor del COT para la formación La Luna también representa un valor significativo. Finalmente, la reflectancia a la vitrinita representa la medida de la maduración térmica de la materia orgánica, indicando si la roca ha generado hidrocarburos o si podrán ser rocas generadoras eficaces; el valor de la reflectancia la vitrinita en la formación La Luna (0.7 – 1%) es bastante similar al de la formación Eagle Ford (0.68 – 1.5%) (Rocha, 2019).

## 6. Sistemas de Levantamiento Artificial

Durante la producción de un campo petrolero, los sistemas de levantamiento artificial (SLA) juegan un papel importante (Hirschfeldt, 2011). Inicialmente, los fluidos son producidos por la energía propia del yacimiento; con el paso del tiempo esta energía natural irá disminuyendo hasta el punto de que el pozo dejará de fluir y una cantidad de petróleo recuperable quedará en el yacimiento. Por esta razón, los SLA cumplen la función de entregar energía necesaria para que este petróleo pueda llegar a ser producido (Donnelly, 1985). Algunos pozos requieren de la implementación de SLA desde el principio, los demás lo usan en algún momento de sus vidas (Parshall, 2013).

(Donnelly, 1985) menciona algunos factores, a los que se le debe prestar atención, para la selección de un adecuado SLA, estos son:

- Las características del yacimiento: como la permeabilidad, porosidad, arena presente, saturación de los fluidos de la formación, presión y temperatura de formación.
- El mecanismo de producción primario: recordando que un yacimiento puede presentar empuje por agua, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, entre otros.
- Propiedades de los fluidos (aceite, agua y gas): considerando la densidad, viscosidad, contenido de parafinas del aceite, corrosividad del agua y del gas.
- Características de entrada y salida del pozo: incluyendo el índice de productividad, RGA, corte de agua, diámetro y profundidad del pozo.
- Datos de terminación del pozo: productividad y espesor del yacimiento, tipo e intervalo de terminación, tamaño del casing y del tubing, y la desviación del agujero.
- Disponibilidad de potencia: si se tiene gas, electricidad, etc.
- Datos del campo: ubicación, número de pozos, acceso al campo y facilidades existentes.

- Restricciones legales: requisitos ambientales y regulaciones de producción.
- Evaluación económica: incluyendo el Valor del Dinero en el Tiempo (TVM, por sus siglas en inglés), costos de operación y mantenimientos.

Del mismo modo, (Hirschfeldt, 2011) considera que los factores que tienen relevancia a la hora de seleccionar el SLA son el límite económico, las ventajas y desventajas, la selección a través de programas expertos y por comparación del valor presente neto (VPN).

Por otra parte, para optimizar la producción del campo, el funcionamiento y la vida útil del SLA, se estudian variables como la ubicación, la cultura local, la experiencia de las compañías, campos afectados por tecnologías EOR, entre otros. Asimismo, en el momento que sea instalado el SLA es necesario dar monitoreo y control a sus variables operativas (Hirschfeldt, 2011).

Existen diferentes sistemas de levantamiento artificial que se pueden considerar para la implementación en algún campo, cada uno con ventajas y desventajas en cuanto aspectos técnicos y económicos.

### **6.1 Sistemas de Levantamiento Artificial utilizados en la cuenca VMM**

La cuenca del Valle Medio del Magdalena cuenta con más de 40 campos productores; como es sabido, la producción de un campo va disminuyendo a medida que el yacimiento pierde presión, por lo que se han evaluado diferentes técnicas con el fin de mantener e incluso mejorar la producción de los campos depletados. En la cuenca del VMM, además de diferentes métodos de recobro mejorado, se han implementado diferentes sistemas de levantamiento artificial dentro de los que se encuentran Bombeo Mecánico (BM), Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), Levantamiento por Gas (LG), Bombeo Electrosumergible (BES), Bombeo Hidráulico tipo Pistón

(BHP) y Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ), Plunger Lift (PL) y también se ha implementado un híbrido entre el BES-BCP (Sáchica et al., 2019).

### 6.1.1 Bombeo Mecánico

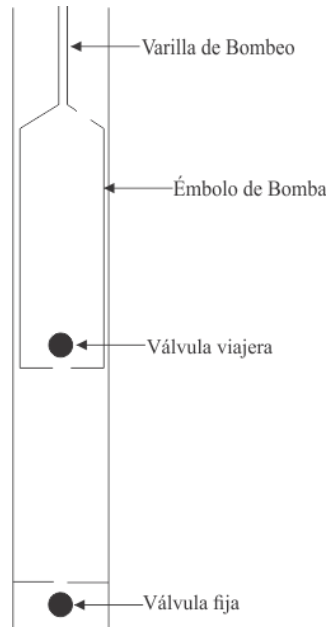
De los sistemas de levantamiento artificial el bombeo mecánico es el más popular y usado en el mundo, debido a su larga historia (Partidas, 2013). Según (Campos Montaña & Panchi Zapata, 2011), este sistema se encuentra en alrededor del 80% de los pozos productores y su objetivo principal es llevar los fluidos desde el nivel que alcanzan en el pozo hasta el punto de recolección por medio de una bomba.

Este tipo de SLA está constituido básicamente por diversos elementos que se pueden clasificar en equipos de superficie y de subsuelo:

- **Equipos de superficie.** Dentro de este grupo se encuentran el motor y la unidad de bombeo. El primero tiene como objetivo suministrar energía para el funcionamiento de la instalación, y pueden ser motores eléctricos y de combustión interna. Por otra parte, la unidad de bombeo es la que se encarga de accionar la sarta de varillas y la bomba (Rey Botto, 2004).
- **Equipos de subsuelo.** Dentro de este se encuentran la bomba de subsuelo, la sarta de varillas de succión y la tubería de producción. La bomba de subsuelo está conformada por el barril, el pistón, la válvula viajera y fija, y el anclaje de fondo; su función consiste en levantar el fluido desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección y se puede clasificar en bombas insertables y bombas de tubería de producción. La sarta de varillas es usada para transmitir el movimiento y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo. Y la tubería de producción transporta los fluidos a superficie (Rey Botto, 2004).

**Figura 8.**

*Principales componentes de subsuelo del bombeo mecánico. (Donnelly, 1985).*

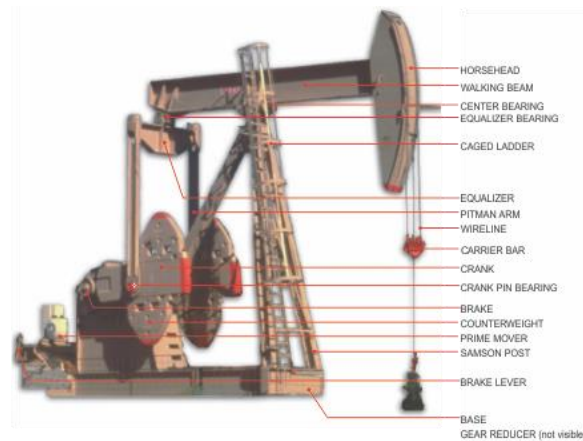


Existen diferentes tipos de unidades de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo mecánico, algunas de estas son las siguientes:

- **Unidad Convencional.** Modelo más antiguo y utilizado. La rotación de las manivelas se puede dar en ambas direcciones (Partidas, 2013). El punto de apoyo se encuentra en medio de la viga del balancín y emplea contrapesos mecánicos (Campos Montaña & Panchi Zapata, 2011). El tamaño de estas unidades aumenta considerablemente en función de la producción a extraer (Rey Botto, 2004).

**Figura 9.**

*Equipo de superficie de un bombeo mecánico convencional. (Lufkin Inc., 2009).*



- **Unidad Mark II.** Este diseño requiere menor energía que uno convencional para levantar la misma carga de fluidos. La carrera descendente es más rápida, presentando mayor aceleración y menor carga mínima en la barra pulida (Partidas, 2013). En la figura 10 se observa el equipo de superficie de una unidad de bombeo mecánico Mark II.

**Figura 10.**

*Equipo de superficie de una unidad de bombeo mecánico Mark II. (Lufkin Inc., 2009).*



- **Rotaflex.** El pivote de esta unidad se encuentra entre la carga del pozo y la generación del torque. Presenta carrera larga y baja velocidad, representándose en mejor llenado de la bomba y menos requerimiento de torque (80% más bajo que las unidades convencionales) (Partidas, 2013). Ofrece un bombeo eficiente y rentable en pozos profundos, complejos y de alto caudal. La vida útil de las instalaciones se ve aumentada porque se reduce la carga estructural sobre el equipo, trabaja a velocidades constantes y posee menor cantidad de ciclos de bombeo. No necesita ser desarmada para transportarse de un lugar a otro (Campos Montaña & Panchi Zapata, 2011).

**Figura 11.**

*Equipo de superficie de una unidad Rotaflex. Weatherford. Recuperado de: <http://bit.ly/2OJ9mAO>*



- **Dynapump.** Constituida por una unidad motriz que se encarga de proporcionar la capacidad de transformar la energía eléctrica en energía hidráulica. Se encuentra controlada

por computadoras por lo que es posible establecer carreras rápidas hacia arriba y carreras más lentas hacia abajo, o viceversa (Partidas, 2013).

**Figura 12.**

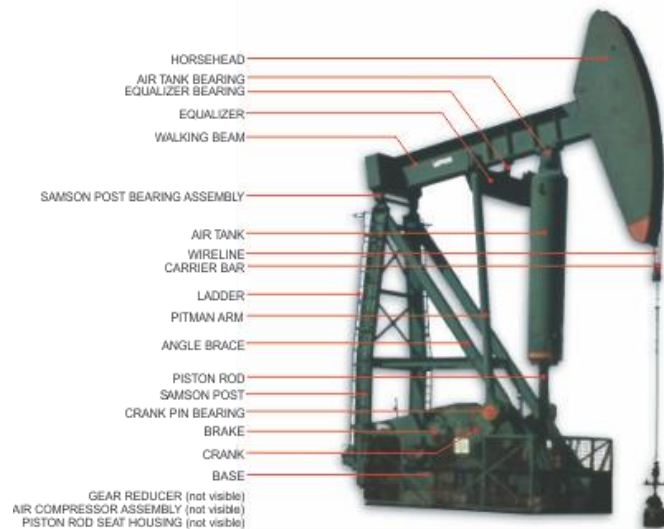
*Equipo de superficie de una unidad Dynapump. (DynaPump Inc., 2010).*



- **Unidades balanceadas por aire.** Su estructura es diferente dado que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín. Su peso es 40% menor y su tamaño 35% menor en comparación con las unidades convencionales. Estas unidades utilizan aire comprimido para ejercer fuerza en un tanque cilíndrico y contra-prestar la carga del pozo (Rey Botto, 2004). En la figura 13 se observa el equipo de superficie de una unidad de bombeo mecánico balanceada por aire.

**Figura 13.**

*Equipo de superficie de una unidad balanceada por aire. (Lufkin Inc., 2009).*



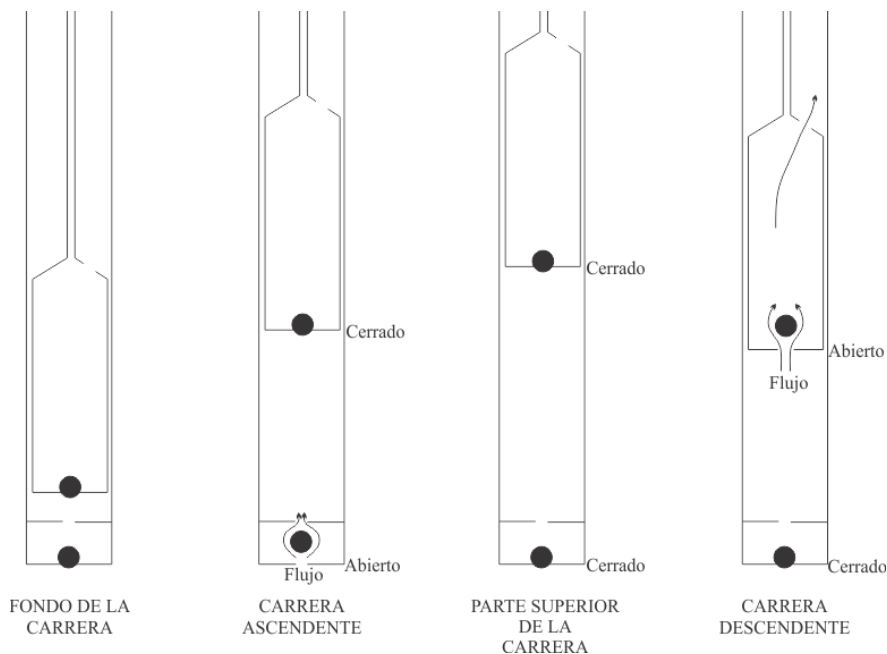
(Donnelly, 1985) explica el funcionamiento de este sistema de la siguiente manera:

1. Inicialmente, el émbolo está fijo en la parte inferior de la carrera. La válvula viajera y fija están cerradas.
2. El émbolo se mueve hacia arriba y la válvula viajera permanece cerrada. La carga de fluido en el tubing es recogida por la sarta de varillas.
3. Con una fuga mínima entre el émbolo y el barril, se reduce la presión entre las dos válvulas, haciendo que la válvula estacionaria se abra y el fluido fluya desde el pozo al barril.
4. Las válvulas se vuelven a cerrar en la parte superior de la carrera, cuando el émbolo se encuentra estacionario, manteniendo carga de fluido en el émbolo y la válvula viajera.
5. La válvula viajera se abre en el momento en el cual el émbolo comience a descender, por lo que el peso de la columna de fluido se transfiere a la válvula fija y al tubing.
6. El fluido fluye desde el barril a través de la válvula viajera con un movimiento adicional descendente del émbolo.

7. En el momento que el émbolo regrese al fondo de la carrera, se completará el ciclo.

**Figura 14.**

*Ciclo de un bombeo mecánico operando idealmente. (Donnelly, 1985).*



**Ventajas y desventajas.** (Donnelly, 1985; Partidas, 2013; Rey Botto, 2004) mencionan algunas ventajas y desventajas que se deben tener presentes cuando se esté evaluando la implementación del bombeo mecánico en algún pozo petrolero.

**Tabla 8.**

*Ventajas y desventajas del Bombeo Mecánico.*

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede ser usado durante toda la vida del pozo.</li> <li>- La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente.</li> <li>- Los componentes son fácilmente intercambiables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Susceptible de presentar bloqueos por excesivo gas libre en la bomba.</li> <li>- En pozos desviados pueden presentarse fallas en el material.</li> <li>- La unidad de superficie es pesada y necesita mucho espacio.</li> </ul>

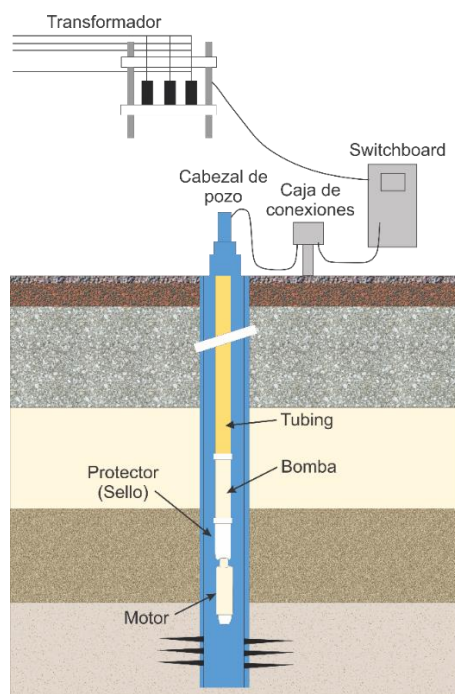
- Puede manejar producción de pozos con inyección de vapor.
- Las operaciones e instalaciones no resultan complicadas por la familiaridad con este sistema.
- Costo de mantenimiento mínimos por la baja energía que consumen.
- Son confiables y relativamente fáciles de analizar utilizando herramientas como la observación y el dinamómetro.
- El diámetro del revestimiento y la profundidad limitan el volumen manejado por el sistema.
- Al inicio la inversión de capital es elevada.
- El contenido de arena y parafina perjudica la efectividad de estas unidades.

### 6.1.2 Bombeo Electrosumergible

La bomba electrosumergible es un arreglo de bombas centrífugas que consiste en un número de etapas, donde comprende un impulsor giratorio y difusor estacionario. La energía transferida es realizada por un impulsor giratorio que imparte un movimiento tangencial y radial al fluido, así incrementa su energía cinética (Takacs, 2018).

#### Figura 15.

*Diseño completo Bombeo Electrosumergible. (Takacs, 2018).*



El difusor absorbe las altas velocidades del fluido y fuerza su reducción con el fin de bombearlo a la siguiente etapa. Las bombas centrífugas son bombas de desplazamiento dinámico, donde el THD (Total Dynamic Head) va en función de la tasa de flujo y el número de etapas de la bomba (Guo et al., 2007).

En el equipo que comprende una ESP se encuentran:

- Transformadores: Son los encargados de subir o bajar el voltaje de la línea primaria del motor de la bomba sumergible.
- Tablero de control de frecuencia: Controla la velocidad del motor de la bomba. Además, contempla una protección de sobrecarga, para evitar que el motor se sobrecaliente y se queme; y subcarga, que será necesaria si el flujo de líquido es demasiado bajo y no es lo suficiente para mantener frío el motor.
- Caja de venteo: Encargado de la conexión del cable de poder proveniente del tablero de control y cable de poder del pozo. Adicionalmente, evita la transferencia de gas que haya podido viajar por el cable del pozo al tablero de control.
- Cabezal de pozo: Tiene la función de conectar el fluido producido en pozo y los cables de poder con los equipos de superficie. Este incluye choques y válvulas ajustables al flujo.
- Motor eléctrico: Es el encargado de hacer girar la bomba. La velocidad del motor va en función de la frecuencia implementada. Tanto el voltaje como la potencia de los motores subterráneos varían. Los motores subterráneos, contiene un aceite mineral refinado que tiene la función de lubricar el equipo y conducir de forma eficiente el calor producido.
- Protector o sello: Sirve para conectar el motor con la bomba sumergible. Su principal función es soportar el empuje axial desarrollado por la bomba y evitar la transferencia de líquidos al motor.

- Separador de gas gravitacional: Su principal función es separar el gas contenido en el flujo de fluidos del pozo, este gas deteriora y reduce la eficiencia de la bomba. Esto es causado por la gran diferencia entre las densidades específicas entre el líquido y los gases. Estos separadores pueden ser tanto dinámicos y estáticos.
- Cable EPS: La energía es transmitida desde superficie hasta el motor y la bomba mediante el cable de poder. Este cable trabaja bajo extremas condiciones y debe ser de diámetro pequeño, tener propiedades dieléctricas bajo situaciones como altas temperaturas, ambientes de fluidos agresivos y presencia de hidrocarburos y otros gases. Debe estar protegidos contra daños mecánicos que puedan ocurrir durante la corrida de la bomba.
- Bomba electro sumergible: Utilizadas en las instalaciones ESP son bombas centrífugas multietapa que funcionan en posición vertical. Encontramos dos clasificaciones (Guo et al., 2007):
  1. Flujo Mixto: Puede llegar a producir de 1000 a 50000 bpd. Y es capaz de controlar con mayor eficiencia algunos sólidos y gases (Alkhorayef Petroleum Company, 2012).
  2. Flujo radial: Utilizada normalmente para pozos de baja producción donde el levantamiento es un 60% más eficiente con una producción de 1000 a 2000 bpd (Alkhorayef Petroleum Company, 2012).

### **Ventajas y desventajas del ESP:**

**Tabla 9.**

*Ventajas y desventajas del Bombeo Electrosomergible.*

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pueden ser diseñados económicamente para manejar tasas de producción de 200 a 60000 Bpd y profundidades de hasta 15000 ft.</li> <li>- Es fácilmente instalada en pozos desviados que tengan una desviación máxima de 9°/100ft.</li> <li>- Los equipos en superficie son demasiado sencillos a comparación de otros sistemas de levantamiento. Puede ser utilizado en zona offshore, urbanas y ubicaciones confinadas.</li> <li>- Tiene un costo de levantamiento bajo para un volumen de fluido alto. Por tanto, es el mejor sistema para pozos con alta tasa de fluidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Su funcionamiento se centra en zonas sencillas. Sin embargo, si el revestimiento es suficientemente grande, es posible que pueda producir de dos zonas diferentes.</li> <li>- El sistema siempre requerirá una alta fuente de energía eléctrica estable.</li> <li>- No es recomendado este sistema con altas tasas de relación Gas-Líquido y/o alta producción de sólidos. Los separadores de gas han mejorado; sin embargo, no es posible trabajar en presencia de sólidos, ya que pueden averiar partes móviles del sistema.</li> </ul>

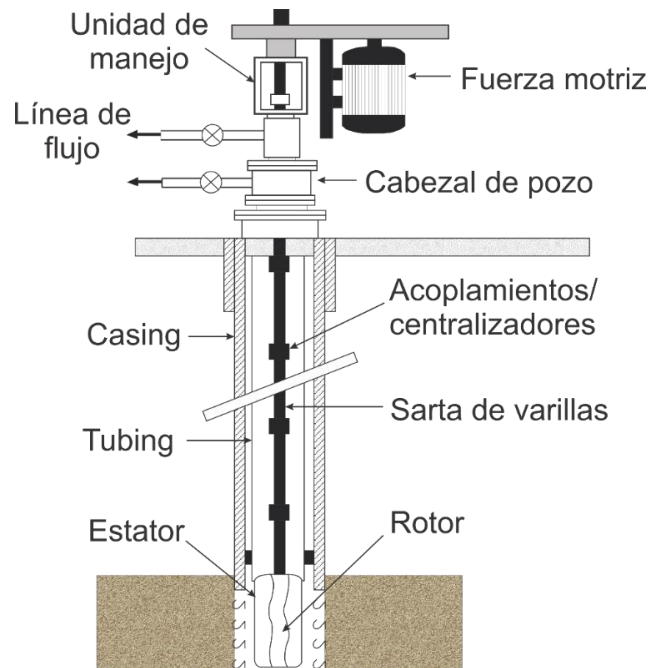
### **6.1.3 Bombeo por Cavidades Progresivas**

Las bombas de cavidades progresivas es una bomba de desplazamiento positivo frecuentemente usado para el bombeo de crudo altamente viscoso, con cantidades de gas representativas y alto contenido de sólidos desde el pozo productor (Nguyen, 2020).

Consiste en un rotor de forma helicoidal que gira dentro de un estator. Estos están conectados a un conjunto de varillas que ceden la rotación del rotor para su producción. Cuando el rotor gira, en el interior el estator, las cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo de cavidades progresivas. Las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí (Nguyen, 2020).

**Figura 16.**

*Partes de la Bomba de Cavidades Progresivas. (Nguyen, 2020).*



Existen diferentes geometrías de bombas BCP, y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y el rotor (Nguyen, 2020).

Siempre el estator tiene un lóbulo más que el rotor, por tanto, esto permite crear una relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator definiendo la siguiente nomenclatura (Hirschfeldt, 2008). Las bombas BCP se clasifican en dos grandes grupos: *Singlelobe* y *Multilobe*.

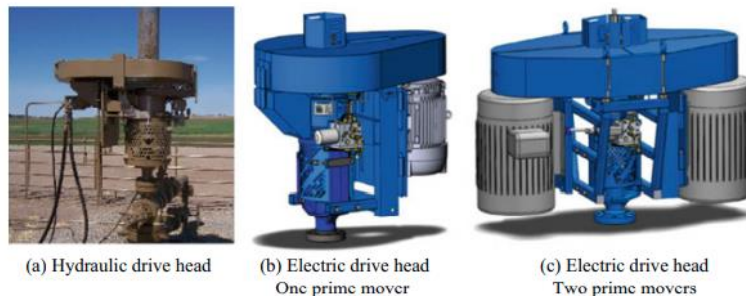
De la superficie al fondo del pozo siguiendo con los componentes principales de un sistema BCP encontramos (Nguyen, 2020):

- **Cabezal de accionamiento del pozo:** existen dos tipos de cabezal, el cabezal hidráulico y el cabezal eléctrico. Estos dos tipos son diseñados para la producción de crudo pesado, gas deshidratado y operaciones térmicas. Su principal función es la de controlar el

accionamiento y a la rotación del sistema BCP y de brindar el apoyo necesario para sostener la cadena de varillas y sistema BCP en el fondo del pozo (Nguyen 2020).

**Figura 17.**

*Tipos de cabezal de accionamiento de pozo. (Nelik & Brennan, 2005).*



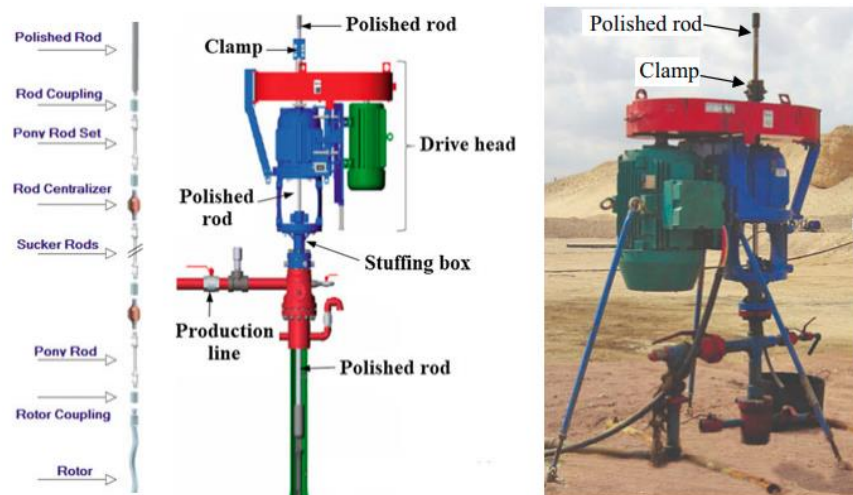
- **Sistema de empaque giratorio:** Es incorporado normalmente dentro del cabezal y su principal función es a la creación de un sello que evite la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie (Nguyen, 2020).
- **Varilla pulida:** Es el primer componente dentro del pozo del sistema BCP. Su principal función es ceder el torque al rotor obtenido del cabezal de accionamiento. La varilla está instalada de tal manera que proporciona un sello optimo en el empaque giratorio (Nguyen, 2020).
- **Varilla Pony:** Esta varilla es el segundo componente de la cadena de varillas del Sistema BCP. Su principal función es la de facilitar el mando de las demás varillas gracias a su sección cruzada. Además, previene que en el llegado caso la varilla pulida resbale no se pierda la cadena de varillas y la bomba (Nguyen, 2020).
- **Varilla centralizadora:** Es instalada a lo largo de la cadena de varillas para centralizar y reducir la fricción entre la cadena con el tubo de producción, y así, minimizando el desgaste

de los acoplamientos, la cadena de varillas y la tubería de producción. Ayuda a reducción el torque en pozos desviados y, por lo tanto, a disminuir la frecuencia de reparaciones.

- **Ancla de torsión centralizada (CTA):** Este es el último componente de superficie de la cadena de varillas. Su función principal es anclar tanto la cadena de producción como la BCP con el pozo. Garantiza que el anclaje permanezca concéntrico dentro de la tubería de revestimiento del pozo.
- **Elastómero.** Son la base del sistema BCP, de su perfecto encaje dentro del rotor depende la vida útil de la bomba. Es importante que el elastómero sea capaz de resistir condiciones específicas para trabajar de forma óptima; estas son (Nguyen, 2020): Resistencia a la fatiga, Elasticidad, Dureza Shore A, Resistencia al corte, Resistencia al desgarramiento, Resistencia a la abrasión, Resiliencia, Permeabilidad.

**Figura 18.**

*Equipo de fondo y superficie de BCP. (Nelik & Brennan, 2005).*



**Ventajas y desventajas de los sistemas BCP (Nguyen, 2020):****Tabla 10.***Ventajas y desventajas del Bombeo por Cavidades Progresivas.*

<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta tolerancia a los sólidos, hasta un 90% de sólidos.</li> <li>- Eficiente energéticamente.</li> <li>- Bajo capital y costo de operación.</li> <li>- Eficiente para crudos pesados y con alto RGL.</li> <li>- Fácil y rápida instalación.</li> <li>- Ocupa poco espacio superficial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tasa de flujo limitada.</li> <li>- Límite de tolerancia a la temperatura.</li> <li>- Se requiere de workover para mantenimiento del pozo.</li> <li>- Tiende a sufrir desgaste en pozos desviados.</li> <li>- Poco tolerable a reacciones químicas.</li> <li>- En el llegado caso de daño, es necesario subir toda la tubería.</li> <li>- Alta posibilidad de daños por las fuertes vibraciones debido a las altas velocidades.</li> </ul>

**6.1.4 Bombeo Hidráulico**

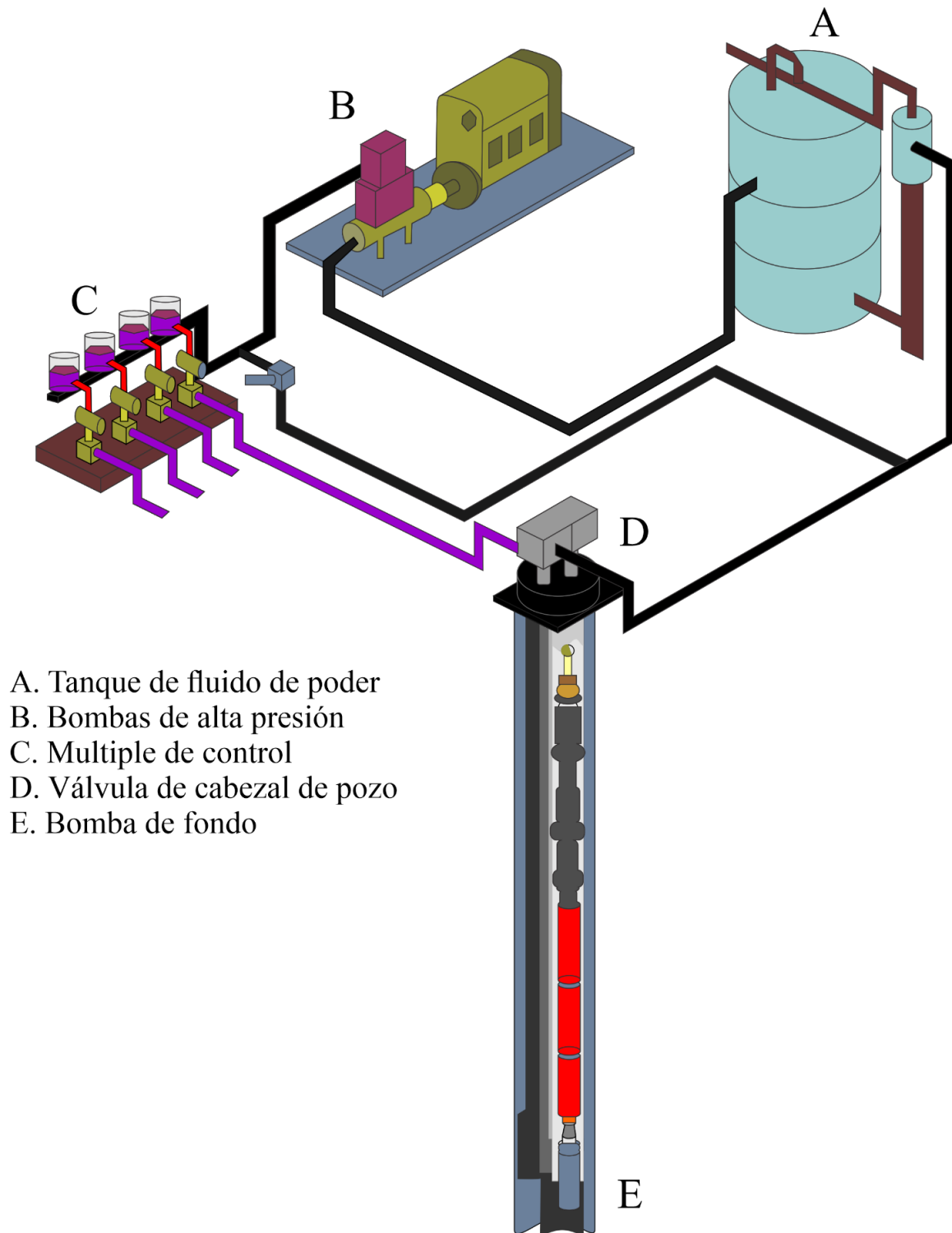
Este sistema de levantamiento artificial está basado en tres principios que son (Brown, 1984):

- Principio de Pascal: La presión ejercida por sobre un fluido incompresible y en equilibrio dentro de un recipiente de paredes indeformables se transmite con igual intensidad en todas las direcciones y en todos los puntos del fluido.
- Principio de Bernoulli: Describe el comportamiento de un fluido moviéndose a lo largo de una línea de corriente, que, por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido.
- Principio de continuidad: Para un fluido incompresible con densidad constante se requiere que el elemento de fluido tenga la densidad constante al moverse solo por una línea corriente, o sea la derivada sustancial con respecto al tiempo sea cero.

Esto genera el efecto Venturi, que consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión cuando aumenta la velocidad al pasar por la zona de sección menor. Cuando el aumento es muy grande, puede llegar a producir grandes diferencias de presión provocando una aspiración de fluido que se mezclará con el que circula por el primer conducto (“Efecto Venturi,” n.d.).

**Figura 19.**

*Diseño de superficie de un sistema de bombeo hidráulico. (Forero & Ortiz, 2019).*



Los sistemas de bombeo hidráulico comprenden de un fluido hidráulico o motriz, una unidad de potencia en superficie para manejar la alta presión que inyecta el fluido motriz hasta el fondo del pozo y una unidad de bombeo en el fondo del pozo operada por el fluido motriz inyectado a alta presión (Forero & Ortiz, 2019).

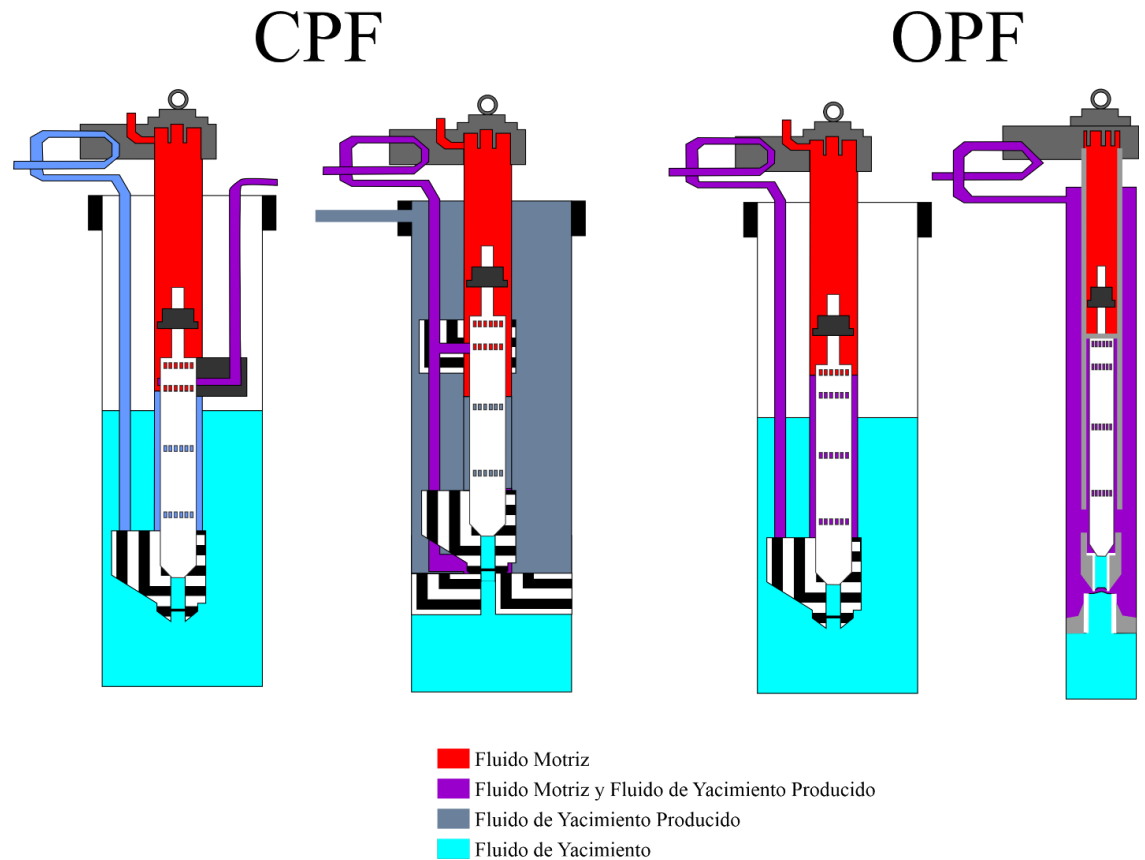
La unidad de fondo actúa como un transformador para convertir la energía del fluido motriz a energía potencial o presión en los fluidos producidos, permitiendo que tanto fluido motriz como el fluido producido fluyan hacia la superficie después de pasar por la bomba de fondo (Forero & Ortiz, 2019).

Existen dos tipos de fluidos motrices:

- Sistema de fluido motriz Abierto (OPF): Este fluido es mezclado con los fluidos de producción en fondo y vuelve a la superficie a un tratador o separador para dividir los flujos de fluido producido y el fluido motriz y así ser reinyectado. Este sistema es más económico y simple.
- Sistema de fluido motriz Cerrado (CPF): A comparación con el sistema anterior, el fluido motriz no se mezcla con el fluido de producción, ya que cada uno posee una tubería diferente al momento de llevarlo a superficie. Este sistema evita la instalación de tratadores y separadores, impidiendo el tratamiento de los fluidos que llegan a superficie, ya que, el fluido de tratamiento no es sencillo de separar, pero este puede llegar a ser más costoso.

**Figura 20.**

*Diseño de CPF y OPF en bombeo Hidráulico. (Forero & Ortiz, 2019).*



**Equipos de superficie.** Encontramos 4 equipos de superficie (Forero & Ortiz, 2019):

- **Tanque de almacenamiento y separador del fluido motriz:** Estos son conectados al suministro de bombeo o de distribución.
- **Bombas superficiales:** Son bombas que permiten ceder la energía generadas en estas al fluido motriz. Las bombas operan a una presión entre 2000 y 4000 psi y requieren un volumen de fluido de 3000 BPD, generando 100 a 200 HP.

- **Múltiple de control:** una ventaja de este sistema de levantamiento es que puede ser acoplado a varios pozos, ya que mediante un múltiple puede destinarse el fluido, con la suficiente potencia y flujo a distintos pozos.
- **Cabezal de pozo:** Este equipo de superficie debe estar preparado para soportar el cambio de momentum del fluido con presiones por mínimas de 5000 psi. Su función principal es además de soportar la tubería de producción y el arreglo de fondo, transmitir el fluido a altas presiones a los equipos de fondo y redistribuir los fluidos procedentes de fondos a los aparejos de superficie, ya sea para almacenar o para tratamiento.

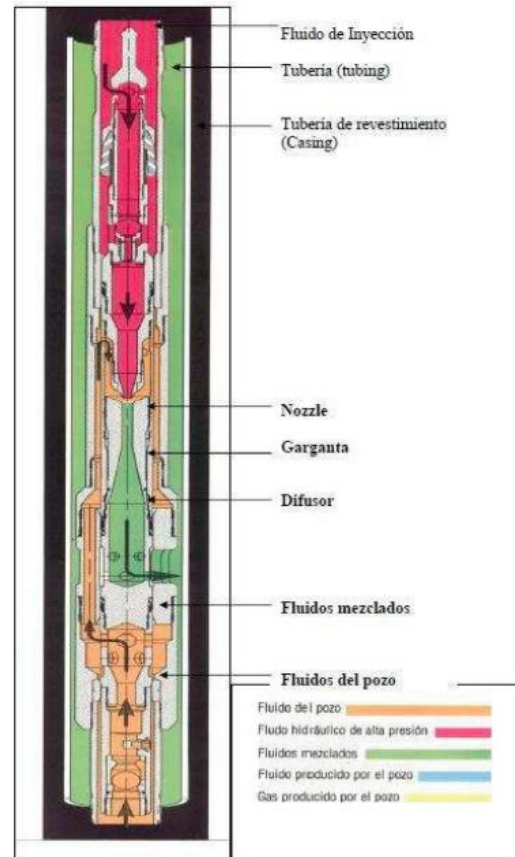
**Equipos de Fondo.** Estos equipos son los ingresados dentro del pozo para levantar los fluidos de yacimiento. Entre ellos encontramos (Forero & Ortiz, 2019):

- **Ensamble de fondo (BHA):** Estas herramientas son instaladas al final de la tubería de producción con el fin de recibir la bomba hidráulica. Estos deben ser resistentes a la corrosión. La instalación de este dependerá de la ubicación de la bomba hidráulica, ya que puede ser fija o libre.
- **Bombas hidráulicas:** Son una unidad de bombeo en el fondo del pozo operada por el fluido motriz inyectada a alta presión. La unidad de fondo actúa como un transformador para convertir la energía del fluido motriz a energía potencial o presión en los fluidos producidos, permitiendo que tanto el fluido motriz y los fluidos de yacimiento retornen a superficie después de atravesar la unidad de fondo. Este tipo de bombas se clasifican en dos:
  - **Bombeo Hidráulico tipo Jet.** El bombeo tipo jet es un sistema que no ocupa partes móviles y el bombeo se realiza a través de la transferencia de energía entre el fluido motriz y el fluido de producción. Aquí la energía potencial es convertida en energía

cinética y así es posible que ellos fluidos puedan llegar a la parte superficial del pozo (Forero & Ortiz, 2019).

**Figura 21.**

*Partes de una Bomba tipo Jet. (Forero & Ortiz, 2019).*



- **Bombeo Hidráulico tipo Pistón.** Este sistema de bombeo hidráulico, a comparación con el anterior si posee partes móviles. Está compuesto de dos elementos, un motor y la bomba en fondo (Forero & Ortiz, 2019).

**Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico:****Tabla 11.***Ventajas y desventajas del Bombeo Hidráulico.*

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puede ser usado en pozos muy profundos.</li> <li>- No requiere de taladro para remover el equipo de subsuelo.</li> <li>- Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.</li> <li>- Varios pozos pueden ser controlados a la vez y desde una base de control.</li> <li>- Puede manejar bajas concentraciones de arenas.</li> <li>- No requiere de energía eléctrica ni de conexiones eléctricas en fondo.</li> <li>- Aplicable a altas temperaturas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costo inicial alto.</li> <li>- Los equipos de superficie presentan mayor riesgo por el manejo de fluidos a altas presiones.</li> <li>- Alto costo en reparación de equipos.</li> <li>- No es recomendable para pozos con alto RGA.</li> <li>- Frecuenta problemas de corrosión.</li> <li>- El diseño es complejo.</li> <li>- Sensible a altas presencia de sólidos.</li> <li>- Puede llegar a ser inflamables.</li> <li>- Sensible al desgaste.</li> </ul>

**6.1.5 Gas Lift**

Sistema de levantamiento artificial que utiliza una fuente externa de inyección de gas a alta presión desde la superficie mediante compresores para complementar el gas que produce la formación con el fin de elevar los fluidos que produce el pozo. Su principio consiste en reducir la densidad del fluido de la columna.

Este sistema de levantamiento artificial está siendo de los más populares en este momento, sus grandes ventajas y bajos costo de instalación y mantenimiento, sin contar sus tolerancias a diferentes limitaciones y problemáticas que se presentan en la producción con otros levantamientos artificiales, es tomada en cuenta como primera opción en estos últimos años (Benamara, 2016).

Entre sus ventajas encontramos que es de gran tolerancia a los sólidos de formación, tales como las arenas; es capaz de manejar grandes volúmenes en pozo con altos índices de productividad;

tanto en offshore como en onshore es de fácil instalación, además de ser muy discreto; muy usado en campos con estado mecánico desviado ya que funciona bien; es muy práctico a la hora de realizar su respectivo mantenimiento (Pittman, 1982).

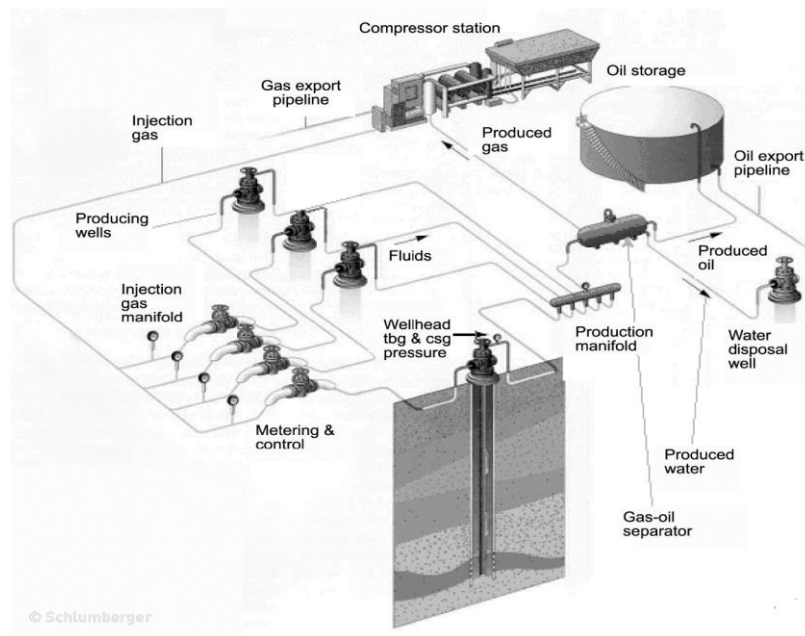
Es muy importante tener en cuenta que para instalar este levantamiento artificial se deben tener diferentes pautas, una de ellas es que para que este método sea muy rentable es necesario que no sea instalado en pozo con baja producción ni de poco manejo de volumen, debe tener en cuenta la instalación de una fuente de suministro de gas y que este no sea un gas corrosivo; de presentarse así es necesario realizarle su respectivo tratamiento; le cuesta trabajar con crudos viscosos, viscosos o emulsionados; y su estado mecánico debe ser muy resistente a las condiciones de altas presiones de gas en el espacio anular (Santos, 2015).

Dependiendo de la necesidad y de diferentes factores económicos y técnicos se presentan dos sistemas básicos de levantamiento artificial con Levantamiento por Gas:

- **Levantamiento continuo.** Su estructura se distingue por la inyección de gas de manera continua a través de una válvula mucho más profunda ubicada a lo largo de la tubería de producción. La gran mayoría de los pozos de Levantamiento por Gas se producen por flujo continuo, que es muy similar al flujo natural.
- **Levantamiento intermitente.** Su funcionamiento consiste en la inyección de gas a alta presión de manera periódica. Se aplica a pozos de baja productividad o pozos de alta productividad con baja presión del yacimiento.

**Figura 22.**

*Instalación de facilidades de superficie para Levantamiento por Gas. De Gas Lift, Schlumberger.*



El sistema es realmente sencillo contando con un equipo de superficie que cuenta con las siguientes partes (Pittman, 1982):

- Ensamble de cabeza de pozo
- Choque (Para flujo continuo)
- Coque con control en el ciclo de tiempo (Para flujo intermitente)
- Compresores
- Separador;

Y un equipo de subsuelo con:

- Mandriles de Levantamiento por Gas
- Válvulas de Levantamiento por Gas
- Empaques de subsuelo

### 6.1.6 Plunger Lift

En este sistema de levantamiento artificial se utiliza un pistón libre que sube y baja dentro del tubing de manera cíclica, aumentando la eficiencia del levantamiento de los fluidos de producción (Lea, 1982). Se ha venido instalando en pozos desde los años 70s, pero no ha sido muy utilizado alrededor del mundo debido a las dificultades que se presentaban para optimizar su operación. Actualmente, ha aumentado su popularidad gracias a una mejor confiabilidad mecánica, controladores electrónicos mejorados y una mejor comprensión del sistema operativo, además de los bajos costos de capital y operativos (Hassouna, 2013).

Es un método con bajo costo inicial, requiere poco mantenimiento y, comúnmente, no requiere una fuente de energía externa. Aunque, para su implementación se debe estudiar las condiciones mecánicas, los volúmenes de gas y líquido y la profundidad del pozo (Beauregard & Ferguson, 1982). Estos autores también mencionan que, para una operación exitosa de este SLA, los pozos deberían tener comunicación entre el tubing y el casing en la parte inferior de la sarta de producción o no tener empacador.

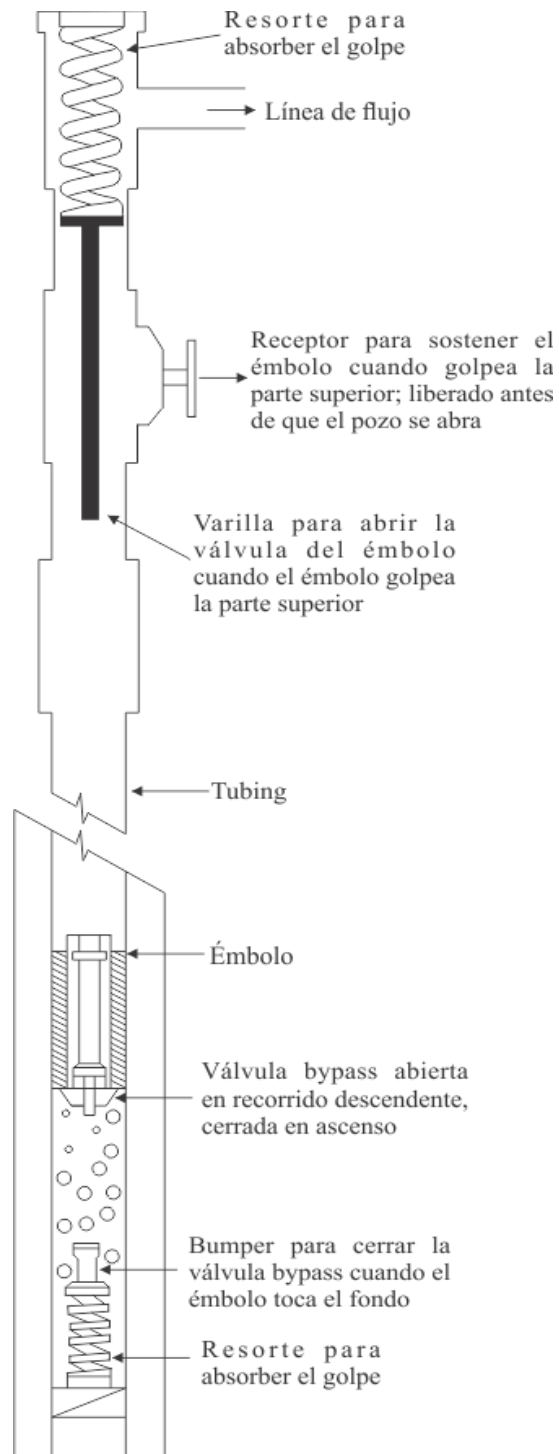
Lo anterior también es tenido en cuenta por (Hassouna, 2013), quien considera que la comunicación entre el casing y el tubing debajo del bumper spring seat, instalado en el fondo del pozo, es fundamental para aumentar el área y, a su vez, la energía acumulada, dado que el embolo funciona con la presión acumulada.

El SLA Plunger Lift se aplica particularmente en pozos con alta relación gas/líquido (RGL) o en pozos de gas con baja presión de fondo y baja productividad (Donnelly, 1985). Adicionalmente, (Beauregard & Ferguson, 1982) tienen en cuenta su aplicación para la eliminación de líquidos de los pozos de gas, control de parafinas e hidratos y para una mayor eficiencia en los pozos de Levantamiento por Gas intermitente.

- *Eliminación de líquidos de los pozos de gas:* Con la implementación de este método, se evita que los líquidos se acumulen y que el pozo llegue a morir o tenga que cerrarse durante un largo periodo de tiempo.
- *Pozos con alta relación gas/líquido:* cuando se tienen pozos con alta RGL, es más fácil que el embolo suba y baje por el tubing.
- *Control de parafinas e hidratos:* si se instala este SLA en un tubing limpio, se evita la acumulación de parafinas debido a la acción de limpieza mecánica.

**Figura 23.**

*Componentes principales de un SLA Plunger Lift. (Donnelly, 1985).*

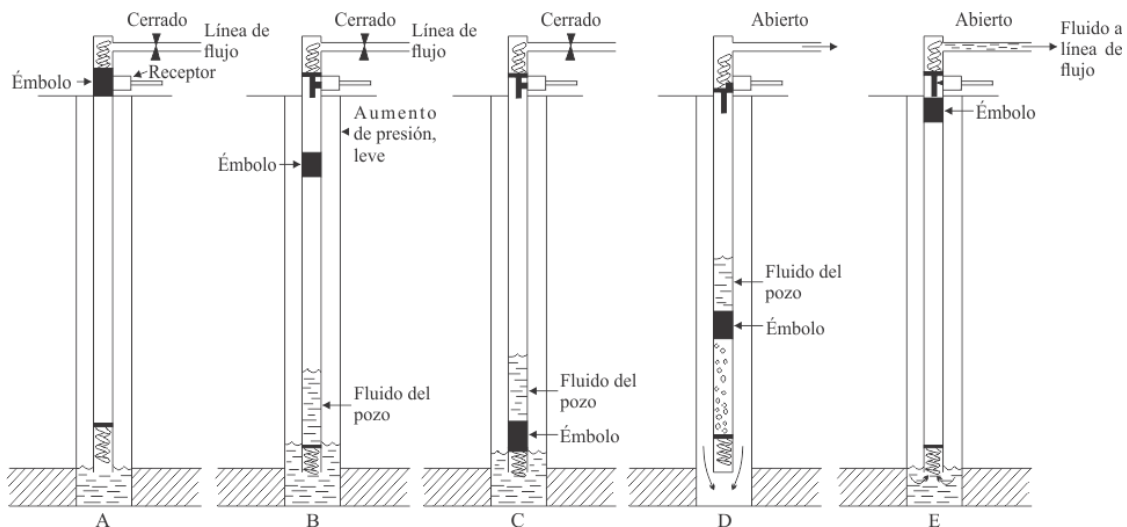


(Donnelly, 1985) explica detalladamente la operación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift y, de igual manera, lo ilustra gráficamente, como se puede ver en la figura 24.

- Figura 24A. El pozo se encuentra cerrado y la presión en la superficie es pequeña, el émbolo está siendo retenido por el receptor y la válvula bypass abierta.
- Figura 24B. El pozo cerrado, restauración de la presión, el émbolo es liberado con el bypass abierto, y acumulación de fluido en el fondo del tubing.
- Figura 24C. Pozo cerrado, el émbolo golpeando el fondo, y la válvula bypass cerrándose con fluido por encima del émbolo.
- Figura 24D. Pozo abierto, émbolo cargado con fluido siendo impulsado hacia arriba por la expansión del gas, y la válvula bypass cerrada.
- Figura 24E. Pozo abierto, el émbolo golpea el tope, el receptor lo sostiene, y la válvula bypass es abierta.
- El pozo se cierra y el ciclo se repite.

### Figura 24.

*Ciclo de un SLA Plunger Lift. (Donnelly, 1985).*



Algunas otras consideraciones para tener en cuenta para la selección del SLA Plunger Lift son las siguientes:

- Se puede instalar con wireline.
- No requiere espacio adicional si se planea instalarlo en plataformas offshore.
- Se adapta a pozos perforados direccionalmente.
- No es adecuado para pozos con alto volumen de producción.
- La adherencia del émbolo y los problemas con la producción de arena plantean posibles interrupciones en la producción.

#### **6.1.7 Ventajas y desventajas de los SLA utilizados en el VMM**

En las siguientes tablas, construidas en base a los trabajos de (Brown, 1982; Orjuela, 2017), se resumen las ventajas y desventajas de los sistemas de levantamiento artificial que se utilizan en la cuenca del Valle Medio del Magdalena:

**Tabla 12.**

Ventajas SLA utilizados en el VMM, parte 1.

<b>VENTAJAS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b>			
<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Bombeo Electrosumergible</b>	<b>Bombeo por Cavidades Progresivas</b>	<b>Bombeo Hidráulico Jet</b>
El diseño es simple.	Puede levantar volúmenes extremadamente altos, hasta 20000 Bls/día, en pozos poco profundos con grandes casing.	Alta tolerancia a la producción de sólidos.	Recuperable sin extraer tubería.
Es posible cambiar la unidad de un pozo a otro fácil y económicamente.	Pozos poco profundos con grandes casing.	Los costos de capitales y de operación son bajos.	No tiene partes móviles.
Eficiente, simple y fácil de operar.	Discreto en ubicaciones urbanas.	Puede manejar fluidos viscosos y crudos con alto RGA.	No tiene problemas en pozos desviados.
Funcional para el levantamiento de crudos pesados.	Operación sencilla. Aplicable en offshore.	Discreto, fácil instalación y operación silenciosa.	Aplicable en offshore. Su fuente de energía puede ser agua.
Fácil tratamiento de corrosión e incrustaciones.	Fácil tratamiento de corrosión e incrustaciones.	Ocupa poco espacio superficial.	El fluido de potencia no tiene que estar tan limpio como para el bombeo hidráulico tipo pistón.
Su fuente de energía puede ser gas o electricidad.	Puede ser implementado en etapas tempranas de la producción de Yacimientos No Convencionales.	Eficiente consumo energético.	Fácil tratamiento de corrosión, incrustaciones y emulsiones.
Aplicable en completamientos múltiples.	Equipos de superficie sencillos a comparación de otros SLA.		La fuente de energía se puede ubicar de forma remota y puede manejar grandes volúmenes, hasta 30000 Bls/día.
Posible implement hasta el final de la vida del pozo.	El costo de levantamiento para grandes volúmenes generalmente es muy bajo.		
Su funcionamiento y mantenimiento es sencillo.			
Amplia aplicabilidad a diferentes condiciones de fondo de pozo.			
Coste de funcionamiento competitivo en comparación con otros SLA.			

**Tabla 13.***Ventajas SLA utilizados en el VMM, parte 2.*

<b>VENTAJAS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b>		
<b>Bombeo Hidráulico Pistón</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Levantamiento por Gas</b>
Puede levantar grandes volúmenes desde grandes profundidades.	Recuperable sin extraer tubería.	Puede manejar grandes volúmenes de sólidos con problemas menores.
Discreto en ubicaciones urbanas.	Instalación económica.	Bastante flexible para convertir de continuo a intermitente a Chamber o Plunger Lift.
Su fuente de energía puede ser gas o electricidad; y la ubicación de esta fuente se puede ubicar de forma remota.	Mantiene el tubing automáticamente limpio de parafinas y escamas.	Aplicable en offshore.
Puede bombear un pozo a presiones bajas.	Aplicable para pozos de alta relación gas petróleo.	Discreto en ubicaciones urbanas, y su fuente de alimentación se puede ubicar de forma remota.
Aplicable en completamientos múltiples y offshore.	Puede ser usado en conjunto con Levantamiento por Gas intermitente.	Puede producir de pozos gaseosos.
Posible reducción de la viscosidad del fluido producido al mezclarlo con fluido potente.	Se puede utilizar para descargar líquido de pozos de gas.	La corrosión no suele ser tan adversa, y su unidad se puede reparar con unidad wireline.

**Tabla 14.***Desventajas SLA utilizados en el VMM, parte 1.*

<b>DESVENTAJAS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b>			
<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Bombeo Electrosumergible</b>	<b>Bombeo por Cavidades Progresivas</b>	<b>Bombeo Hidráulico Jet</b>
Una producción alta de sólidos es problemática.	No aplicable a completamientos múltiples.	Limitada la tasa de producción.	Método de levantamiento relativamente ineficiente.
La eficiencia volumétrica disminuye en pozos gaseosos.	Sólo se puede implementar con energía eléctrica y son necesarios altos voltajes.	Baja tolerancia a altas temperaturas. Para el mantenimiento del equipo de subsuelo es necesario unidad workover.	Requiere al menos un 20% de inmersión para alcanzar la mejor eficiencia de levantamiento.
Se presentan problemas de fricción en pozos desviados.	No son prácticos en pozos poco profundos y de bajo volumen.	Incompatibilidad con fluidos de tipo ácido.	Diseño del sistema complejo. Muy sensible a cualquier cambio de contrapresión.
Profundidad limitada principalmente debido a la capacidad de la varilla.	Los cables se deterioran en altas temperaturas.	Complicado de detectar fallas en subsuelo.	La producción de gas libre a través de la bomba reduce la capacidad para manejar líquidos.
Obstrucciona en ubicaciones urbanas. Pesado y voluminosos en operaciones offshore.	Profundidad limitada debido al costo del cable y la incapacidad de instalar suficiente potencia en fondo de pozo.	El elastómero debe lavarse con precaución, sin usar disolventes, debido a que se puede deteriorar.	Se requieren presiones de fluido de alta potencia superficial.
Susceptible a problemas de parafina.	La producción de gases y sólidos es problemática.		
La tubería no se puede recubrir internamente por corrosión.	Falta de flexibilidad en la tasa de producción. Limitación del tamaño del casing.		
	Mayor tiempo de inactividad al encontrar problemas, debido a que toda la unidad está en fondo de pozo.		

**Tabla 15.**

*Desventajas SLA utilizados en el VMM, parte 2.*

<b>DESVENTAJAS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b>		
<b>Bombeo Hidráulico Pistón</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Levantamiento por Gas</b>
Una producción alta de sólidos es problemática.	Puede ser requerido otro método de levantamiento para lograr la máxima producción de un pozo.	El gas de levantamiento no siempre está disponible.
En ocasiones los costos operativos son más altos.	Bueno para pozos con baja tasa.	Dificultad para levantamiento de emulsiones y crudos viscosos.
El tratamiento de escamas por debajo del empaque es difícil.	Requiere más supervisión de ingeniería para ajustarse correctamente.	No es eficiente para campos pequeños.
Difícil obtener pruebas de pozo válidas en pozos de bajo volumen.	Existe peligro si el émbolo alcanza una velocidad demasiado alta y daña la superficie.	Problemas de hidratos de gas.
Susceptible a la interferencia de gas; normalmente no se ventila.		Problemas con las líneas de superficie sucias.
Las instalaciones ventiladas son más costosas.	Se requiere comunicación entre la tubería y el casing para un buen funcionamiento.	El casing debe soportar la presión de levantamiento.
		Problemas de seguridad con el gas a alta presión.

### **6.1.8 Screening SLA utilizados en el VMM**

Dependiendo de las propiedades que tenga el yacimiento y los fluidos que contiene, se selecciona el sistema de levantamiento artificial más adecuado. En la siguiente tabla se resumen las condiciones para la selección de los SLA que se utilizan en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Casallas, Duarte & Pereira, 2019):

Tabla 16.

*Screening SLA utilizados en el VMM, parte 1.*

	<b>BOMBEO MECÁNICO</b>	<b>BOMBEO ELECTRO- SUMERGIBLE</b>	<b>BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO JET</b>
<b>Profundidad típica / máximo de operación (ft)</b>	<10000 / 16000	15000	2000 – 4500 / 6000	5000 – 10000 / 15000
<b>Caudal típico / máximo de operación (bpd)</b>	5 - 1500 / 6000	100 – 30000 / 40000	5 – 2200 / 4500	300 – 4000 / >15000
<b>Temperatura típica / máxima de operación (°F)</b>	100 – 350 / 550	400	75 – 150 / 250	100 – 250 / 500
<b>Desviación típica / máxima del pozo (°)</b>	0 – 20 / 0 - 90	0 - 90	0 – 90° < 15°/100 ft	0 – 20 / 0 – 90 <24°/100 ft
<b>Manejo de corrosión</b>	Bueno a excelente	Bueno	Regular	Excelente
<b>Manejo de gas</b>	Regular a bueno	Regular	Bueno	Bueno
<b>Manejo de sólidos</b>	Regular a bueno	Regular	Excelente	Bueno
<b>Corte de agua (%)</b>	90	90	90	90
<b>Gravedad del fluido (°API)</b>	>8	>10	<35	>8
<b>Fuerza motriz</b>	Gas o eléctrico	Motor eléctrico	Gas o eléctrico	Multicilindro o eléctrico
<b>Eficiencia del sistema (%)</b>	45 - 60	35 - 60	40 - 70	10 - 30

**Tabla 17.**

*Screening SLA utilizados en el VMM, parte 2.*

	<b>BOMBEO HIDRÁULICO PISTÓN</b>	<b>PLUNGER LIFT</b>	<b>LEVANTAMIENTO POR GAS</b>
<b>Profundidad típica / máximo de operación (ft)</b>	7500 – 10000 / 17000	<8000 / 20000	5000 – 10000 / 15000
<b>Caudal típico / máximo de operación (bpd)</b>	50 – 500 / 4000	1 – 5 / 200	100 – 10000 / 30000
<b>Temperatura típica / máxima de operación (°F)</b>	100 – 250 / 500	120 / 500	100 – 250 / 400
<b>Desviación típica / máxima del pozo (°)</b>	0 – 20 / 0 – 90 <24°/100 ft	80	0 – 50 / 70
<b>Manejo de corrosión</b>	Bueno	Excelente	Bueno a excelente
<b>Manejo de gas</b>	Regular	Excelente	Excelente
<b>Manejo de sólidos</b>	Pobre	Regular a pobre	Bueno
<b>Corte de agua (%)</b>	90	50	50
<b>Gravedad del fluido (°API)</b>	>8	RGA = 3090 SCF/B1 por 1000 ft de profundidad	>15
<b>Fuerza motriz</b>	Multicilindro eléctrico	o Energía natural del pozo	Compresor
<b>Eficiencia del sistema (%)</b>	45 - 55	N/A	10 - 30

## 6.2 Otros Sistemas de Levantamiento Artificial

### 6.2.1 Chamber Lift

El Chamber Lift es un sistema de levantamiento artificial basado en el Levantamiento por Gas intermitente, también es llamado levantamiento con cámara de acumulación. Este SLA trabaja cíclicamente, utiliza el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción

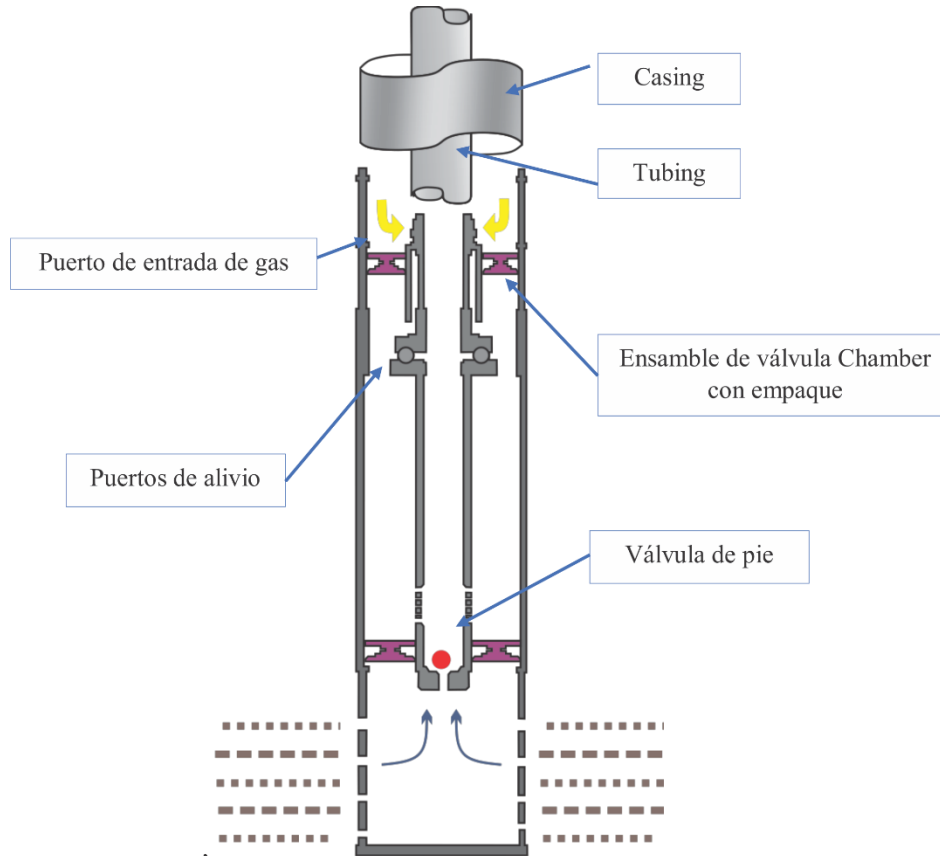
con el fin de almacenar los fluidos aportados por la formación después de disminuir la presión de fondo fluyente (Rodríguez, 2013).

Este Sistema es perfecto para campos maduros que manejen bajas presiones de formación y que deseen aumentar el volumen de producción, ya que igual que el Levantamiento por Gas, reduce la presión de fondo del pozo para permitir la entrada de los fluidos de la formación (Winkler, 1999). Además de tener baja presión de formación, es conveniente que el índice de productividad sea alto para aumentar la producción de líquidos; por otra parte, en pozos de bajo índice de productividad la producción puede que no incremente, pero sí puede reducir la relación gas/líquido.

No se recomienda su implementación para pozos con alta producción de gas debido a que el espacio anular de la cámara se llena de líquidos con alto contenido de gas, por lo que se reduce la capacidad del equipo para acumular alto volumen de líquidos por ciclo. La producción de arena es otra limitante, ya que dificulta la ejecución de este sistema y la realización de operaciones wireline (Rodríguez, 2013).

**Figura 25.**

*Partes de la instalación de SLA Chamber Lift. (Winkler, 1999).*



**Tipos de instalaciones.** Los dos principales tipos de instalaciones son de dos empaques y de cámara insertada; además de estos dos hay otras variaciones de instalaciones que se pueden utilizar para tratar problemas específicos como formación de gas, extracción de arena, pozos abiertos, y completamientos ultradelgados (Rodríguez, 2013):

- **Instalación de dos empaques.** En esta instalación se utiliza el espacio anular para acumular fluidos. Se instala con el fin de permitir grandes volúmenes de almacenamiento de líquidos con una mínima cantidad de presión de retorno de la formación.

- **Instalación de cámara insertada.** Esta instalación por lo general se hace de la sarta del tubing. Se utiliza normalmente, ya que funciona mejor, en pozos que tienen completamiento de hueco abierto o largos intervalos perforados. La mayor ventaja de esta instalación es que aprovecha al máximo las características de entrada de flujo, en especial la baja presión de fondo. Y una desventaja es su reducido diámetro para poder correr en el interior de sartas de revestimiento de diámetro pequeño; por lo que no tendrá tanto volumen como la instalación de dos empaques.

**Componentes.** Los componentes de este sistema se pueden dividir en equipo de superficie y de subsuelo (Rojas & Ferreira, 2018):

*Equipos de superficie:*

- Ensamblaje de cabeza de pozo
- Choque o regulador de flujo con control en el ciclo de tiempo
- Compresores
- Separadores

*Equipos de subsuelo:*

- Puerto de entrada de gas
- Válvula de pie
- Empaques de subsuelo
- Puertos de alivio

Por lo general, la conversión de Levantamiento por Gas, o incluso otro SLA, a Chamber Lift es bastante simple. Inclusive la instalación de este sistema en un pozo produciendo mediante flujo

natural no llega a ser una tarea difícil. La complejidad se ve al momento de optimizar este sistema, dado que, como se mencionó anteriormente, existe una gran variedad de instalaciones que se debe escoger adecuadamente por el operador dependiendo de las condiciones. Algunos factores que afectan el sistema Chamber Lift son (Rodríguez, 2013): la presión del yacimiento, gravedad API del crudo, producción de agua, profundidad del punto de inyección, y otros factores como el tamaño de la tubería de producción, anular de inyección, línea de flujo y línea de inyección.

**Funcionamiento del Chamber Lift.** La operación típica del Chamber Lift se describe a continuación (Rodríguez, 2013):

- El ciclo comienza apenas una carga de líquido ha sido desplazada a la superficie.
- La presión de fondo fluyente es incrementada, empujando los fluidos del pozo hacia arriba a través de la válvula estacionaria abierta y dentro del espacio anular casing-tubing a través de las boquillas perforadas.
- Se abren los puertos de alivio, permitiendo que escape por el tubing el gas en solución atrapado en el anular. Los puertos de alivio deben tener suficiente volumen para que el gas de baja presión pueda escapar; este gas debe ser comprimido en el tope de la cámara restringiendo la entrada de líquido.
- Continúa el llenado de la cámara con líquido hasta que se acumule la carga total de líquido.
- Se inyecta gas desde la superficie dentro del pozo, abriendo la válvula operante que permite que el gas inyectado ingrese sobre el tope del líquido acumulado en la cámara. Los puertos de alivio y la válvula estacionaria se cierran, resultado de la contrapresión.
- El bache de líquido acumulado se desplaza desde la cámara a través del tubing y luego a la superficie.

- Cuando el bache de líquido llega a la superficie, la válvula estacionaria y los puertos de alivio se abren nuevamente, y los fluidos se empiezan nuevamente a llenar en la cámara.

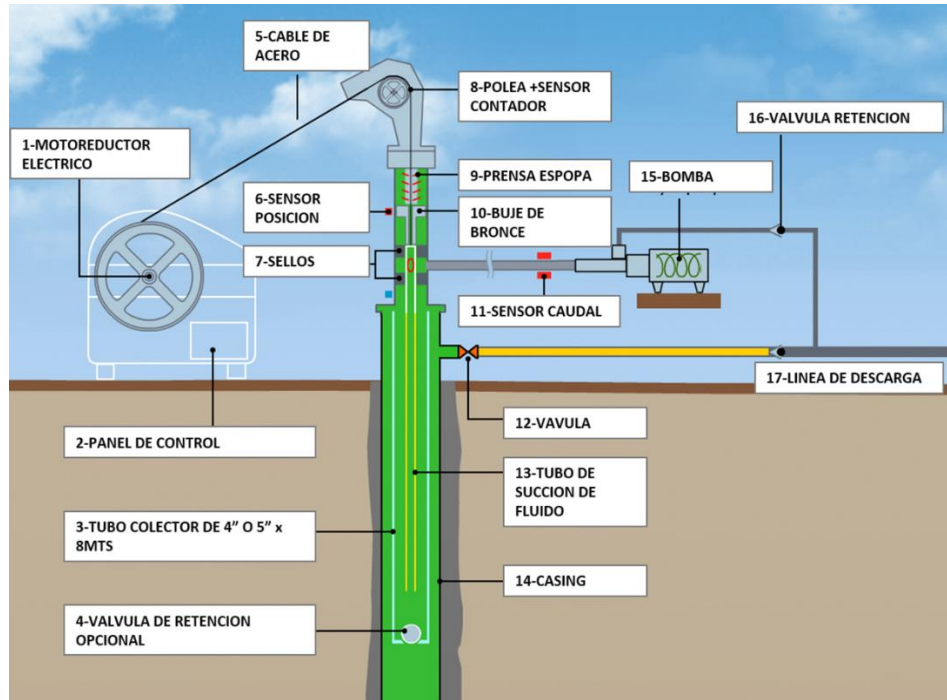
### 6.2.2 Recoil

Sistema de levantamiento artificial no convencional con el fin de extraer petróleo en pozos de baja producción, maduros o marginales. Dispone de un motor eléctrico que acciona una serie de mecanismo para mover una cinta de alta resistencia que hace descender una manguera dentro de la tubería de cual se instala en superficie directamente a la tubería de revestimiento hasta detectar el nivel de fluido. Posteriormente la manguera se sumerge aproximadamente 50 pies y luego se detiene durante un tiempo preestablecido para completar el llenado. Seguido, el motor modifica su sentido de giro y la cinta eleva la manguera hasta el tubo en superficie que, mediante un sensor que la detecta y la detiene para producir el flujo de los fluidos por gravedad hasta el tanque del equipo que se mantiene caliente. El equipo RECOIL puede trabajar tanto manual como automático (LiftOil, n.d.).

Esta tecnología plantea establecer una continuidad operativa de un pozo maduro con el fin de establecer un nuevo límite económico a pozos con baja producción; reducir costos por intervenciones a pozos con alto índice de fallas; incrementar la vida productiva de manera rentable reactivando pozos productores con problemas mecánicos o sin inversión en equipos de fondo. Es de notar que es de fácil instalación y mantenimiento ya que es un equipo liviano, baja inversión inicial y costo operativo sin contar su bajo consumo de energía por día. Es muy rentable siempre y cuando el pozo maneje un nivel dinámico de 4500 pies. En pozos desviados presenta ciertas complicaciones ya que tiene a desgastarse más rápido el cable y tiene un rendimiento medio-bajo en pozos con fluidos muy viscosos a temperatura de fondo (Sanabria, 2013).

**Figura 26.**

*Partes y mecanismos de un SLA Recoil. (LiftOil, 2014).*



**Modelos de equipo Recoil.** Existen diferentes tipos de modelo de equipo Recoil, entre estos se encuentran (Pacheco & Duarte, 2009):

- *Equipo R3200.* Trabaja a una profundidad máxima de 3200 ft.

**Tabla 18.**

*Capacidades de producción equipo R3200. (Sanabria, 2013).*

Profundidad nivel dinámico (ft)	Tiempo de ciclo (minutos)	Cantidad ciclos/día	Producción (Bls/d)
750	6.79	212	37
1500	12.62	114	20
2250	18.4	78	13
3200	24	60	10

- *Equipo R5000.* Trabaja a una profundidad máxima de 5000 ft.

**Tabla 19.**

*Capacidades de producción equipo R5000. (Sanabria, 2013).*

<b>Profundidad nivel dinámico (ft)</b>	<b>Tiempo de ciclo (minutos)</b>	<b>Cantidad ciclos/día</b>	<b>Producción (Bls/d)</b>
<b>750</b>	6.79	212	53
<b>1500</b>	12.62	114	28
<b>2250</b>	18.4	78	19
<b>3200</b>	24	60	15
<b>3950</b>	30.6	47	12
<b>5000</b>	36	40	10

**Criterios para la implementación del sistema Recoil.** El equipo Recoil puede cumplir diferentes funciones como (Pacheco & Duarte, 2009):

- Poner en producción pozos abandonados
- Realizar test de pozos
- Reemplazar equipos tradicionales de extracción en pozos de baja producción

Para que sea eficiente el uso de sistema Recoil el pozo debe tener preferiblemente las siguientes características (Sanabria, 2013):

- Pozos con producción de fluido menor o igual a 53 BPD, activos, inactivos o abandonados.
- Pozos con nivel de fluido máximo menores o iguales a 5000 pies de profundidad.
- Pozos con bajo RGA, menor de 300 SCF/BBL.
- Pozos que no produzcan por inyección de agua.
- Pozos que produzcan crudo con gravedad API mayor o igual a 16°.

### 6.2.3 Ventajas y desventajas de los SLA Chamber Lift y Recoil

Las siguientes tablas se construyeron en base a los trabajos de (Rodríguez, 2013; Sanabria, 2013), en estas se resumen algunas de las ventajas y desventajas en la implementación de los sistemas de levantamiento Chamber Lift y Recoil:

**Tabla 20.**

*Ventajas SLA Chamber Lift y Recoil.*

VENTAJAS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	
Chamber Lift	Recoil
Si el índice de productividad es lo suficientemente alto, es posible incrementar la producción de líquido instalando un completamiento tipo cámara en lugar de un completamiento sencillo.	Debido a que no se usan altas presiones disminuye el riesgo de accidentes e incidentes ambientales.
La instalación tipo cámara disminuye la RGL de inyección.	Fácil modificación de las condiciones de operación según la profundidad y producción del pozo.
En pozos profundos y con bajo índice de productividad, el Chamber Lift puede ser la única manera de tener una RGL de inyección económicamente adecuada. Este SLA puede ser considerado como el método para el final del depletamiento de los pozos con baja presión estática.	Buena alternativa de extracción para pozos someros de bajo aporte productivo.
La instalación de doble empaque ofrece mayor capacidad del anular que cualquier otro tipo de instalación de la cámara.	Baja inversión inicial por el equipo, en comparación de otros SLA.
En pozos con perforación extremadamente largas o de hueco abierto, las cámaras tipo insertadas pueden incrementar significativamente la caída de presión.	Puede ser controlado y supervisado a distancia.
En pozos de formaciones estrechas, las cámaras insertadas en hueco abierto se pueden implementar fácilmente.	No requiere de equipos de varilla o de fluidos a presión para el levantamiento.
	No usa tubing, ni varillas que requieren limpieza o reemplazo por problemas de parafina, corrosión, etc.
	No usa bombas en subsuelo.
	Fácil armado y desarmado del equipo.
	No necesita intervención de Pulling.
	Reducción del límite económico del campo petrolero.

**Tabla 21.**

*Desventajas SLA Chamber Lift y Recoil.*

<b>DESVENTAJAS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b>	
<b>Chamber Lift</b>	<b>Recoil</b>
El completamiento es más complejo, por lo que se incrementa el riesgo de ineficiencia en la producción en caso de una falla en el completamiento.	Profundidad de trabajo limitada
No es recomendable en pozos con alta producción de gas, por lo que reduce la capacidad de acumular alto volumen de líquidos por ciclo.	Al aumentar la profundidad disminuye la capacidad de extracción, debido a que se necesita mayor tiempo para cada ciclo.
En pozos con problemas de arenamiento se limita el uso de instalación de cámara dada la dificultad de correr esta instalación y a la realización de operaciones wireline.	No es recomendable como equipo portátil por su baja capacidad extractiva.
	Se debe tener cuidado con los equipos electrónicos que se utilizan.
	Debido a las pequeñas dimensiones de los equipos, pueden ser robados para usos en aplicación doméstica.
	Poco tiempo de aplicación
	Sólo se puede implementar con crudos de gravedad API mayores o iguales a 16°.

#### **6.2.4 Screening de los SLA Chamber Lift y Recoil**

El screening del Chamber Lift es basado en los trabajos de (Rodríguez, 2013; Rojas & Ferreira, 2018); mientras que el screening del sistema Recoil es basado únicamente en el trabajo de (Rojas & Ferreira, 2018):

Tabla 22.

*Screening SLA Chamber Lift.*

Variables	CHAMBER LIFT				
	No Aplicable	Limitado	Rangos		Excelente
BSW (%)	>90	81 a 90	41 a 80	11 a 40	0.1 a 10
°API		<23	23	>23	
Presencia de fluidos corrosivos				Si	No
Contenido de arena abrasiva (ppm)	>300	151 a 300	61 a 150	21 a 60	0 a 20
RGL (SCF/BBL)	0 a 151	151 a 1000	1000 a 5000	>5000	
Presencia de contaminantes			Severa y media	Leve	Nula
Tratamientos aplicados		Ácidos	Solventes e inhibidores		Sin tratamiento
Tasa de producción (BPD)	<150		150 – 600	>600	
Profundidad del pozo (ft)	>11000		<2500	2500 – 11000	
Temperatura (°F)	>281		151 – 280	<150	
Presión de flujo (psi)	<650		800-650	>1000	

**Tabla 23.***Screening SLA Recoil.*

<b>RECOIL</b>			
<b>Variables</b>	<b>Rangos</b>		
	No recomendable a pobre	Regular a bueno	Bueno a excelente
<b>Tasa de producción (BPD)</b>	<10	10 – 49	50 – 53
<b>Profundidad del pozo (ft)</b>	>4800	2500 – 4800	750 – 2500
<b>Temperatura (°F)</b>	>300	200 – 300	<200
<b>Presión de flujo (psi)</b>	>4000	500 – 4000	14 – 500
<b>BSW (%)</b>		>90	0.1 – 90
<b>Viscosidad del fluido (cp)</b>	>800	200 – 800	1 – 200
<b>Fluido corrosivo</b>	Si		No
<b>RGA (SCF/STB)</b>	>300	200 – 300	<200

## 7. Sistemas de Levantamiento Artificial en Yacimientos No Convencionales

Son diferentes los factores que contribuyen para maximizar el rendimiento de los pozos productores, entre estos se destacan la instalación de SLA, mantenimientos operativos y el rendimiento del yacimiento a lo largo del tiempo (Pradhan, Xiong, Forrest & Zhu, 2018).

Para garantizar la producción eficiente durante toda la vida de los pozos, es indispensable seleccionar adecuadamente el Sistema de Levantamiento Artificial, considerando diferentes factores que se deberían tener en cuenta para su selección. Durante los primeros años del desarrollo de yacimientos no convencionales las empresas continuaron implementando los SLA utilizados comúnmente en yacimientos convencionales sin realizar cambios en su tecnología o en la manera de selección de éstos; esto puede ocasionar que se presenta una eficiencia de levantamiento baja o muy baja, así como pérdidas económicas que pueden llegar a ser grandes (Nguyen, 2020).

En la última década se presentó un incremento en la implementación de SLA para el desarrollo de yacimientos no convencionales; los pozos asociados a este tipo de yacimientos presentan un amplio rango de tasas de producción y alta tasa de declinación de la productividad (caídas en la tasa de producción entre 40 – 80% después de un año de realizado el completamiento y fracturamiento, según Temizel et al., 2020), por lo que se requiere una estrategia de selección de SLA flexible. Para favorecer la selección del SLA se debería tener en cuenta la caracterización del índice de productividad del pozo a lo largo del tiempo (Pradhan, Xiong, Forrest & Zhu, 2018).

Es sabido que los SLA suministran energía externa con el fin de reducir la presión hidrostática del fluido o para levantar los fluidos, por lo que se reduce la presión de fondo fluyente; es por esto por lo que se considera razonable la adopción de los SLA de pozos verticales a pozos horizontales.

Sin embargo, en los pozos horizontales con secciones laterales largas y muy largas se pueden presentar algunos desafíos como son (Nguyen, 2020):

- Los pozos pueden presentar una fuerte declinación en un corto período de tiempo, debido a que en su mayoría se estimulan mediante fracturamiento hidráulico, por lo que la producción inicial es alta. Lo anterior indica que no es recomendable utilizar un solo SLA durante toda la vida del pozo. La siguiente tabla muestra las tasas de declinación de producción usuales sin choque durante el primer año para diferentes campos de shale en los Estados Unidos.

**Tabla 24.**

*Tasa de declinación de algunos campos de Shale en USA durante el primer año. (Nguyen, 2020).*

<b>Shale Play</b>	<b>Tasa de declinación después de un año (%)</b>
<b>Barnett</b>	65
<b>Eagle Ford</b>	60
<b>Haynesville</b>	81
<b>Marcellus</b>	74
<b>Woodford Cana</b>	59
<b>Bakken</b>	69

- El drawdown, generalmente, se mantiene muy alto para mantener una alta tasa de producción y poder cumplir con los límites económicos de producción, esto se debe a las bajas permeabilidades en este tipo de yacimientos. Es normal que después de un tiempo se comience a liberar gas del líquido creando un flujo multifásico que puede causar atasco en la sección lateral, caudales inestables y canalización del gas que puede representar un problema en algunos SLA.
- Los pozos no convencionales tienden a ser completados utilizando tuberías de producción de gran diámetro, con el fin de maximizar la producción de líquido durante la vida temprana

del pozo. No obstante, como la producción disminuye rápidamente se puede presentar flujo estratificado, intermitente u ondulado, los cuales afectan la eficiencia del SLA instalado en la sección vertical.

Actualmente, en los pozos no convencionales se utilizan los siguientes sistemas de levantamiento artificial: Levantamiento por Gas (40% de los pozos), Bombeo Electrosumergible (36% de los pozos), Bombeo Mecánico (13% de los pozos), Plunger Lift (7% de los pozos) y Bombeo Hidráulico tipo Jet (4% de los pozos) (Temizel et al., 2020).

## **7.1 Estados Unidos**

### **7.1.1 Cuenca Permian**

Esta cuenca es un importante productor de reservas no convencionales en los Estados Unidos. Inicialmente las tasas que se observan en los pozos pertenecientes a esta cuenca son, por lo general, superiores a 5000 BFPD; sin embargo, en un plazo de seis a doce meses las tasas de producción disminuyen rápidamente cientos de BFPD.

Para la selección del SLA en la cuenca Permian los operadores observaron otros operadores de la zona. El método que generalmente inician utilizando los operadores más pequeños es el ESP; posteriormente, cuando la producción declina a valores de 350 a 400 BFPD pasan a Bombeo Mecánico. Por otra parte, se observó que los operadores más grandes antes de implementar Bombeo Mecánico usan el sistema Levantamiento por Gas (Pradhan, Xiong, Forrest & Zhu, 2018). Según el estudio realizado por Pradhan et al. en el año 2017, en la cuenca Permian el Levantamiento por Gas tiene aplicaciones flexibles dada la escalabilidad y capacidad de lograr alto drawdown en función de la tasa de inyección y la profundidad.

En la cuenca Permian el SLA más utilizado es el Bombeo Mecánico debido al bajo costo operativo de arrendamiento normal (NLOE, por sus siglas en inglés – Normal Lease Operating Expense), este sistema presenta una frecuencia y costo de falla baja. En el caso de pozos horizontales fracturados el Bombeo Hidráulico tipo Jet ha demostrado eficiencia en el manejo de sólidos producidos y altas tasas de producción de gas, y también ha mostrado tasas de producción similares y economiza costos de mantenimiento en comparación con el funcionamiento de BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (también utilizado en la cuenca) en pozos similares. Adicionalmente, se ha ido aumentando la implementación del SLA Levantamiento por Gas debido a menores OPEX y NLOE (Oyewole, 2016).

En la tabla 2, se mostraron las recomendaciones de algunos SLA para la cuenca Permian dependiendo de las condiciones del yacimiento (Nguyen, 2020); a continuación, se muestra la misma tabla para recordar sus recomendaciones:

**Tabla 25.**

*Métodos de selección de sistemas de levantamiento cuenca Permian. (Nguyen, 2020).*

Tipo de Pozo	Descripción del pozo	Método de levantamiento Recomendado
1	Yacimiento subsaturado	BES altamente recomendado para la vida del pozo, Bombeo Mecánico puede ser usado si el rendimiento del pozo no cumple las expectativas.
	PVT -Tipo Aceite Negro	
	Corte agua alto (>80%)	
	Tasa de declinación baja	
	Producción líquido alta (>500 BLPD)	
	RGL baja (<750 SCF/bbl)	
2	Yacimiento subsaturado	Bombeo Mecánico altamente recomendado para la vida del
	PVT - Tipo Aceite Negro	
	Corte agua alto (>80%)	
	Tasa de declinación alta	
	Producción líquido alta (<500 BLPD)	
	RGL baja (<750 SCF/bbl)	
3	Yacimiento subsaturado	Bombeo Hidráulico tipo jet para producción temprana y bon
	PVT - Tipo Aceite Negro	
	Yacimientos de alta presión	
	Alto TVD	
	RGL baja (<750 SCF/bbl)	
4	Yacimiento saturado	Bombeo Mecánico altamente recomendado para la vida del
	PVT - Tipo Aceite Volátil	
	Corte agua alto (>80%)	
	Tasa de declinación alta	
	Producción líquido alta (>500 BLPD)	
	RGL baja (<750 SCF/bbl)	
5	Yacimiento subsaturado	Únicamente plunger lift o gas lift.
	PVT -Tipo Aceite Volátil	
	Corte agua alto (>80%)	
	Tasa de declinación alta	
	Producción líquido alta (>500 BLPD)	
	RGL alto (<1000 scf/bbl)	
	Producción de gas alto	

El bombeo electrosumergible, para etapas tempranas en la cuenca, es la elección más adecuada, específicamente en los primeros 90 a 180 días, demostrado por su capacidad de extracción y sus altas tasas de producción. Por su crecimiento e implementación ha sido capaz de controlar ciertos inconvenientes como la gestión de áreas y la entrada de gas. Sin embargo, este es recomendable para pozos con una relación Gas-Líquido Baja (Pradhan et al., 2018). El bombeo mecánico es el sistema más usado en esta cuenca a través de la historia. Su bajo costo operativo, inversión y de reparación, sin contar su baja tasa de fallas, confirma su confiable uso como sistema de levantamiento artificial más implementado. Es usado en la cuenca para la etapa inicial y media o únicamente media del pozo, siempre y cuando se desee recuperar capital de inversión después de la instalación de un sistema de levantamiento de mayor costo de inversión. Sin embargo, es difícil su implementación si el pozo contempla una tasa de Gas-Líquido mayor a los 2000, ya que el gas puede ocupar la mayor parte del émbolo, generando así que la tasa de producción disminuya. Cabe destacar que los limitantes para la implementación de este sistema es que, a mayor profundidad, mayor dificultad de levantamiento del fluido, y a mayor ángulo de desviación mayor dificultad tendrá el émbolo de realizar los respectivos viajes por la tubería. En la cuenca se ha utilizado en pozos de yacimientos no convencionales que no contemplan un ángulo de desviación elevado en la estructura más cercana a la superficie (Pradhan et al., 2018). El levantamiento por gas es el Sistema de levantamiento artificial que ha ido en crecimiento en la cuenca. Este no ha sido tomado en cuenta en etapas tempranas de producción de los pozos con frecuencia, por diferentes razones, como su alto valor inversión y su alta expectativa para mantener la presión y la tasa de producción deseada, concluyendo así, en la poca experiencia de este en la cuenca. Sin embargo, conforme se va modernizando, es un SLA atractivo para el desarrollo en yacimientos no convencionales, y más si este es asistido con un sistema de elevación de émbolo (Pradhan et al., 2018). El levantamiento por

émbolo es un sistema es poco tradicional, a comparación de otros sistemas de levantamiento artificial. Este sistema fue muy efectivo en la cuenca, en especial en la formación Bone Spring. Como esta formación está muy apoyado por flujo natural, y por la alta presión en fondo de pozo registrado por la presión ejercida de la formación wólfram, ha sido un gran éxito en la implementación. (Pradhan et al., 2018).

### 7.1.2 Cuenca Western Gulf

En esta cuenca resulta desafiante la selección del SLA debido a algunas características como las siguientes (Pankaj et al., 2018):

- La capacidad de entrega del pozo y flujo multifásico se ve afectado por la alta producción de gas
- La temperatura es alta alcanzando los 270 °F
- La profundidad de los pozos llega a ser de más de 10000 pies
- Alto RGA inicial

En esta formación algunos operadores continúan trabajando con Levantamiento por Gas durante el mayor tiempo posible, mientras otros lo reemplazan por Bombeo Mecánico tan pronto el RGA se encuentra en el rango operaciones de este sistema, entre 1000 y 2500 SCF/bbl (Temizel et al., 2020).

En el estudio realizado por Pankaj et al. en 2018 para la selección del SLA para la formación Eagle Ford, demostraron lo siguiente:

- BES resulta inviable a medida que aumenta la gravedad de los dogleg haciendo que tenga más posibilidades de taponarse el pozo.

- En el estudio realizado, el pozo presenta una profundidad de aproximadamente 12120 pies y producción de 2500 bbl/día, lo que hace inadecuada la selección de Bombeo Mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas dadas sus limitaciones.
- El Bombeo Hidráulico tipo jet y el Levantamiento por Gas pueden ser una opción; sin embargo, el Levantamiento por Gas resulta más adecuado debido a que cumple con las condiciones de producción durante toda la vida útil del pozo.

Un estudio que generalizó la selección de un SLA para YNC en el año 2018, confirma que el bombeo hidráulico tipo jet, es la mejor decisión para el desarrollo de estos, ya que, sin partes móviles, disminuyendo su frecuencia de fallas por presencia de sólidos o gas, aumentando su confiabilidad, y su mayor rendimiento de elevación a un menor costo a comparación que los SLA tradicionales, lo hace alejarse y situarse en la primera posición de elección. (Jackson, 2018).

Otro estudio practicado para el 2020, confirma que la mejor implementación de SLA para YNC de esta cuenca si es el bombeo hidráulico tipo Jet, ya que su rápido crecimiento tecnológico ha calmado los paradigmas alrededor de este sistema, siendo capaz de ser utilizado en yacimientos, siempre y cuando la GLR no supere los 2000 pcs/Bl , siendo la relación óptima para el SLA de 1500 pcs/bl. Sin embargo, este estudio se mantuvo netamente en el desarrollo técnico. (Morillo & Machado, 2020).

### **7.1.3 Cuenca Williston**

Para la implementación de un sistema de levantamiento artificial en YNC en esta cuenca, específicamente desarrollado en la formación Three Forks y Bakken, se realizó un estudio en el año 2018, donde comparten el resultado de un software evaluando los sistemas de levantamiento artificial más adecuados para su implementación en un pozo piloto, donde se evaluó con una densidad de crudo del 46° API , 25 a 50% de corte de agua y RGA de 1400 pcs/Bls, y se asumió

algunos problemas de producción de sólidos, corrosión y algunas formaciones parafínicas. (Patron et al., 2018)

Este estudio concluyo que, para etapas tempranas de producción, donde el flujo se encuentra más elevado, las mejores elecciones son Bombeo Electrosumergible y el bombeo hidráulico tipo jet, como selección técnica y como selección económica se destaca la primera opción. Para la etapa tardía el estudio confirma que para mantener la producción de este se implementará el bombeo mecánico. (Patron et al., 2018)

El estudio descarta otros sistemas de levantamiento artificial como GL, donde se argumenta que es descartado por su alto valor de inversión inicial en la instalación de equipos; El descarte de Bombeo De Cavidades Progresivas se argumenta por su alta tasa de fallos según experiencias en la zona, y, por último, el Plunger Lift es descartado debido a las tasas de producción requeridas y las profundidades en la etapa de elevación artificial transitoria y tardía. (Patron et al., 2018).

#### **7.1.4 Cuenca Apalachian**

En esta Cuenca encontramos las formaciones Marcellus como representante en la extracción de hidrocarburos de YNC.

Dentro de la bibliografía encontrada para el desarrollo de SLA se tiene registro de la implementación de Plunger Lift, ya que, al ser una cuenca con más prospecto a gas, este es reutilizado para el sistema de levantamiento. Este sistema fue elegido por su bajo valor a comparación del GL. Sin embargo, existe un gran reto para la implementación de este sistema, el cual, sucede cuando el sistema debe acarrear estructuras del pozo donde interviene la desviación. Según el estudio, se identificó que el mejor uso de este sistema se obtiene al ser usados en pozos con 75° máximo de inclinación (Kravits et al., 2011). Cabe destacar que, estudios más recientes

confirma que este sistema puede tener un amplio rango de mejoría con el uso de Inteligencia Artificial, apoyando con la identificación de anomalías con el fin de mejorar la estabilidad del pozo y dar mayor vigilancia a la optimización del sistema del levantamiento del émbolo. (Hingerl et al., 2020)

Sin embargo, el estudio más reciente, en más de 55 pozos se implementó varios SLA en yacimientos el cual estaban produciendo de forma natural. Al implementar los SLA, se identificó un aumento de la producción entre 10% y 185% de producción diferencial, identificando unos más exitosos que otros. En conclusión, se determinó que, para el bombeo mecánico, al realizar una alteración a su equipo de elevación, como una varilla de fibra de carbono y la instalación de guías para este, este sistema puede extender su uso en mas 1038 días; con la implementación de nuevas tecnologías en el control de gas para sistemas como el bombeo de cavidades progresivas y el ESP, este es posible gestionarlo hasta un 80% mejor que otros SLA, esta tecnología consiste en la quema de gas en el fondo de pozo que funcione como recobro mejorado, complementando así la producción del mismo (Kolawole et al., 2019).

## **7.2 Argentina**

### **7.2.1 Campo Loma Campana**

Fue descubierto en el año 2010 y se encuentra ubicado en la parte centro-oeste de la cuenca Neuquén, Argentina. Allí el petróleo y gas se están recuperando de un yacimiento shale, la formación Vaca Muerta, con espesor que varía entre 328 y 1148 pies. La densidad del aceite se encuentra entre 35 a 55 °API y el RGA varía entre 120 a 1500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

En este campo se han perforado más de 540 pozos, y en la actualidad se está desarrollando mediante pozos horizontales fracturados hidráulicamente a profundidades de 3000 metros TVD

con 1500 a 2000 metros de longitud lateral. De los pozos productores el 18% producen mediante el flujo natural, 28% utilizan Bombeo Mecánico y el 58% Plunger Lift (alrededor de 280 pozos), es estos dos SLA se han instalado controladores (Barros, Álvarez & Ferrigno, 2018).

## 8. Consideraciones previas para el análisis técnico-económico

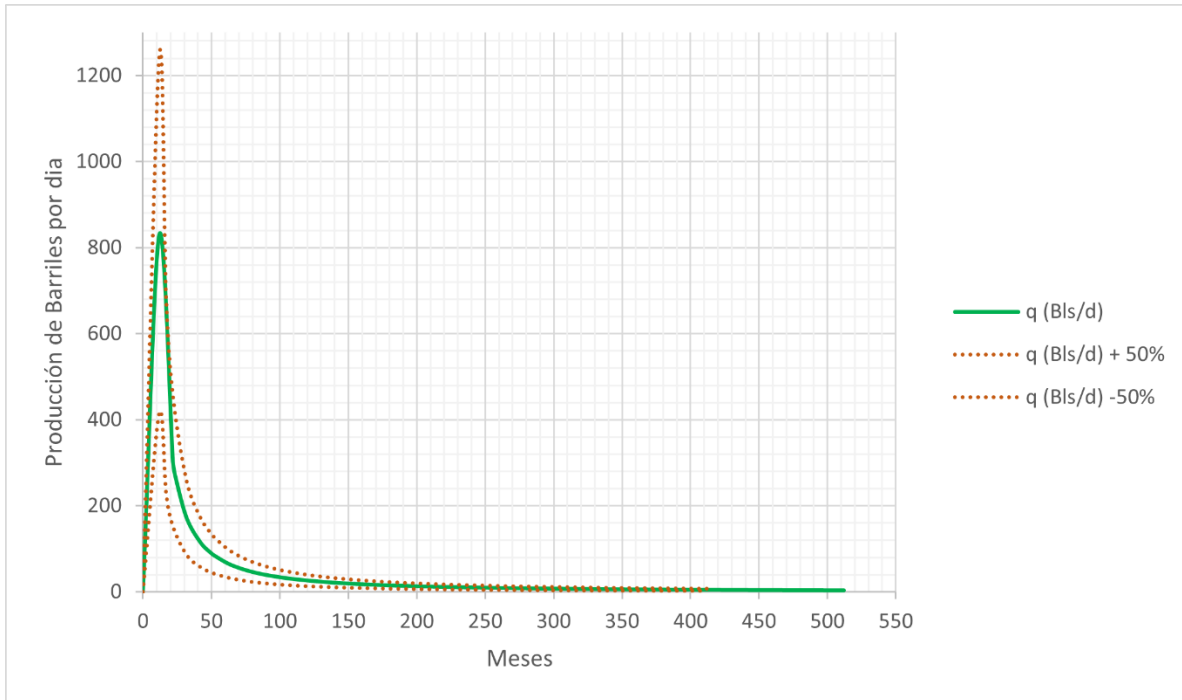
### 8.1 Consideraciones generales

En el trabajo realizado por SÁCHICA et al. en el año 2019, los autores caracterizaron una curva tipo de referencia para la producción de hidrocarburos de roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Aunque se cuente con una muestra representativa, la *curva tipo*, o *curva de producción de referencia*, sigue siendo de los parámetros más complejos de estimar; en el caso de la cuenca del VMM, debido a que no se cuenta con pozos horizontales fracturados en roca generadora, para establecer la curva tipo los autores analizaron áreas productivas análogas al área de estudio.

La curva tipo desarrollada en el trabajo realizado por SÁCHICA et al. 2019, Figura 34, se asocia a la cuenca Permian de los Estados Unidos, más específicamente a una de las unidades del miembro Wolfcamp, dada la cercanía técnica que existe entre este yacimiento con la formación La Luna en la cuenca del VMM; adicionalmente, se publicó un estudio llevado a cabo en el 2014 por la ANH y la empresa Ingrain Inc., asociado a la caracterización mediante análisis de corazones donde concluyó que la calidad del yacimiento puede ser igual o superior que dichas formaciones.

**Figura 27.**

*Curva tipo de producción estimada para la formación La Luna. (Sáchica et al., 2019).*



La figura 34 muestra tres curvas tipo, una de ellas es de color verde continua, donde los autores identificaron una curva de declinación hiperbólica, que se registra el comportamiento de una producción máxima de 830 Bls/día y se aproxima la vida máxima del pozo con una producción mínima de 5 Bls/día, resultando en un lapso de vida del pozo de 400 meses, donde identificaron una tasa de declinación hiperbólica de 15% mensual, en el cual, pasado el primer año de declinación ya ha descendido su producción en un 64% aproximadamente con respecto a la producción máxima registrada; las dos curvas de color naranja son desviaciones de +50% y -50% respecto a la línea principal donde acapara un margen de error respecto a la producción extrapolada.

Los autores identificaron que la producción comprende tres etapas, producción por fluido de fracturamiento (Flowback) seguido de la producción con flujo natural, etapa temprana de

producción y etapa tardía de producción, de los cuales son seleccionadas las últimas dos como etapas de instalación de sistemas de levantamiento artificial.

Como se observa en la figura 34, los primeros 50 meses de producción es el período de flujo natural y producción temprana, es importante identificar que iniciando el período de declinación se presenta un comportamiento crítico por la fuerte caída de la producción. No obstante, en yacimientos no convencionales de los Estados Unidos observamos ese comportamiento, llegando al punto que en el primer año de producción su tasa de declinación en las diferentes cuencas, detallada en la tabla 20, llega a estar entre el 59% y hasta el 81% de declinación, confirmando así que no es posible seleccionar un único sistema de levantamiento artificial para toda la vida productiva del pozo.

En la etapa de producción temprana es donde se implementará el primer SLA, el cual debe ser capaz de permitir la operación contando con estos cambios bruscos en la producción. La experiencia muestra que, para yacimientos de roca generadora, se han presentado ocasiones en las que se han utilizado hasta 4 diferentes Sistemas de Levantamiento Artificial. Esto se realizó con el fin de adaptar las tecnológicas utilizadas en pozos verticales y pozos horizontales a yacimientos no convencionales. Aunque, teóricamente es posible aplicar la mayoría de los sistemas, sí es importante tener claro cuáles son los retos a la hora de realizar la selección en su etapa de vida.

Sáchica et al. en el año 2019, mediante las lecciones aprendidas de la producción de yacimientos no convencionales en los Estados Unidos, realizaron una comparación del comportamiento de los sistemas de levantamiento artificial con las mejores prácticas desarrolladas en la industria de los pozos horizontales multi-fracturados y que están actualmente trabajando en el Valle Medio del Magdalena, influenciados a 10 variables encontrados en diferentes literaturas, con el fin de

determinar cuál es el sistema técnica y económicamente más apto para la primera etapa de levantamiento artificial en un yacimiento no convencional en el Valle Medio del Magdalena.

**Tabla 26.**

*Matriz comparativa de SLA en Roca generadora en la primera etapa de producción. (Sáchica et al., 2019).*

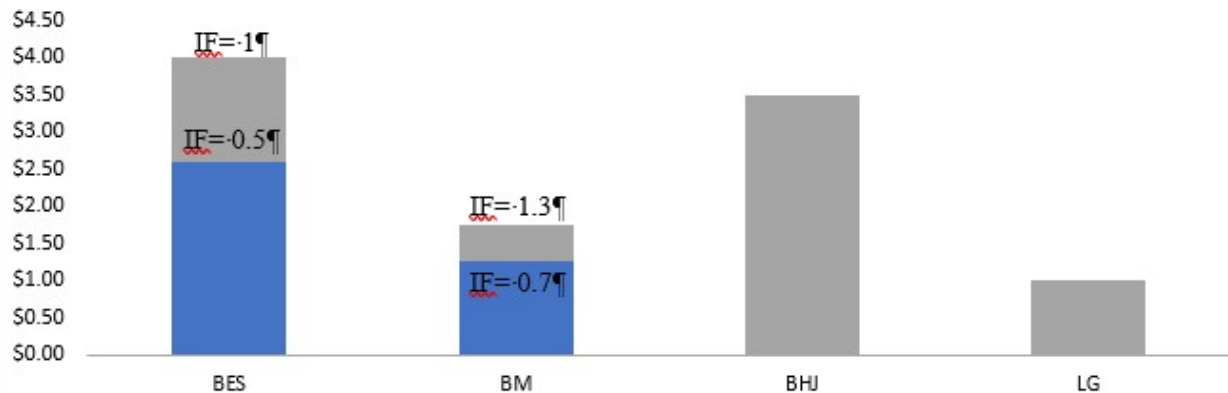
<b>Variables de operación</b>	<b>BES</b>	<b>BHJ</b>	<b>LG</b>	<b>BM</b>
<b>Alta desviación</b>	Normal	Alto	Alto	Pobre
<b>Manejo de Sólidos</b>	Pobre	Normal	Normal	Pobre
<b>Componentes</b>	Alto	Alto	Normal	Normal
<b>Drawdown</b>	Alto	Normal	Alto	Pobre
<b>Vida del Pozo</b>	Normal	Normal	Alto	Alto
<b>Riesgo operacional</b>	Normal	Alto	Normal	Normal
<b>Simplicidad/Seguridad</b>	Alto	Pobre	Normal	Alto
<b>Costo de inversión</b>	Pobre	Pobre	Pobre	Alto
<b>Mantenimiento/ Fallas</b>	Pobre	Alto	Alto	Pobre
<b>Costo operacional</b>	Normal	Normal	Pobre	Normal

El autor destaca que, para este primer periodo, técnicamente, los sistemas de levantamiento artificial óptimos corresponden a el Bombeo hidráulico tipo Jet, el levantamiento por gas y el bombeo electrosumergible, ya que este respecto a las variables evaluadas presenta un mejor desempeño. Sin embargo, el autor también realiza la valoración cuantitativa con el fin de identificar los costos asociados al levantamiento.

**Figura 28.**

*Costos de levantamiento de Sistemas de levantamiento Artificial en el Valle Medio del Magdalena.*

*(Sáchica et al., 2019).*



Los autores determinaron que los sistemas de levantamiento por Levantamiento por Gas y Bombeo Mecánico presentan un menor costo de levantamiento. Es importante destacar que, en el modelo de Sáchica et al., el factor más influyente a la hora de determinar el costo son las intervenciones que está directamente ligada al número de fallas, donde observamos el Bombeo Electrosumergible y el Bombeo Mecánico son los más afectados. Si el índice de fallas (IF) es de 1, el costo de levantamiento es de 4 dólares, por barril de líquido producido, mientras que si disminuye a 0.5, el costo de levantamiento disminuye a 2.6 dólares por barril de líquido producido.

## 8.2 Conceptos económicos

Los siguientes son algunos conceptos económicos clave para tener en cuenta (Moix, 2014):

### 8.2.1 Flujo de caja

Este concepto es importante para la evaluación de proyectos, resulta de la diferencia entre la cantidad de dinero que ingresa y la cantidad que egresa del negocio para un determinado período

de tiempo que puede ir desde semanas hasta años. Por lo general, el flujo de caja para la evaluación de proyectos se realiza en una consideración anual. La siguiente es la expresión del flujo de caja:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (14)$$

### 8.2.2 Ingresos

Este valor se constituye por todas las entradas de dinero que genere el negocio o proyecto, un ejemplo de estas entradas de dinero son: ingresos por ventas o por servicios, ingresos generados por el cobro de intereses, ventas de activos, etc. Además de los mencionados anteriormente también se puede hablar de ingresos por valor de salvamento correspondientes a activos fijos, incremento de cuentas por pagar, venta parcial o total del proyecto final de su vida económica.

### 8.2.3 Egresos

Al contrario que los ingresos, este valor se encuentra constituido por todas las salidas de dinero que llegan a ser necesarias para la operación del proyecto o negocio, dentro de estas se encuentran: inversión en activos, costos asociados al proyecto, costos de operación y mantenimiento, consumos propios, regalías, participación de terceros, impuestos, incrementos de inventarios y cuentas por cobrar.

**CAPEX.** Abreviación en inglés para Capital Expenses. En la industria petrolera, este término hace referencia a la situación en la que un egreso contribuye al capital de la empresa; por ejemplo, en la compra de equipo o de otros bienes, los cuales pasan a formar parte de los activos de la empresa.

Previo al inicio del desarrollo de un proyecto se requieren hacer ciertos desembolsos. Hablando un poco más a detalle de la industria petrolera, estos pueden ser la contratación de personal y/o equipos para realizar estudios geológicos o sísmicos, diseño de ingeniería, cubrir costos de nómina

u otros gastos de personal involucrado, compra de equipos como de perforación exploratoria, entre otros.

**OPEX.** Abreviación en inglés para Operational Expenses. Se refiere a la circunstancia en la que el egreso no es capitalizable, pero está directamente relacionado con la operación. Algunos ejemplos de OPEX, o costos operativos, en el caso de la industria petrolera podrían ser la energía eléctrica que se requiere para operar una bomba de transferencia, los químicos para realizar el tratamiento de agua, entre otros.

El OPEX puede estar relacionado directamente con las unidades producidas clasificándose como Costo Variable. El consumo de energía es un claro ejemplo de lo que es un costo variable, dado que entre mayor sea la cantidad de fluido, se requiere mayor consumo de energía, ya sea para la operación de bombas, separadores, transporte, inyección, etc. También los tratamientos químicos pueden entrar en esta clasificación debido a que se consume cierta cantidad determinada de químico por una cantidad determinada de fluido dependiendo de la etapa del proceso.

Por otra parte, en caso donde sea un OPEX independiente de las unidades producidas se clasifica como OPEX fijo. El costo fijo se puede ver representado en los costos de personal (que pueden ser de campo, alimentación, servicios operacionales, transporte, etc.), costos de mantenimiento que depende de la dimensión del campo y cantidad de equipos, costos de gestión social y ambiental, seguridad física, imprevistos, entre otros.

#### **8.2.4 Índices financieros**

Los índices financieros se utilizan con el fin de permitir interpretar los resultados de una evaluación económica, mediante la aplicación de fórmulas matemáticas. Algunos índices financieros, y los que son considerados más importantes, son:

**Valor Presente Neto (VPN).** También conocido como VPN, gracias a sus siglas, el valor presente neto brinda información del monto del dinero a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión; debe estar relacionado a una tasa de descuento determinada. Cuando el VPN es cero, indica que se recupera totalmente la inversión del proyecto y que rinde una tasa de interés o retorno igual a la tasa de descuento; es decir, que el proyecto genera una ganancia que es equivalente a la tasa de descuento.

La fórmula del Valor Presente Neto es:

$$VPN_{td} = \sum_{n=0}^t \frac{FC_t}{(1 + td)^t} \quad (15)$$

Donde:

$VPN_{td}$ : Valor presente neto a una tasa de descuento

$td$ : Tasa de descuento

$FC_t$ : Flujo de caja del año corriente

$t$ : Año corriente

Algunos autores consideran que para el año cero (0) el flujo de caja sólo debe mostrar la inversión, por lo que aplican la siguiente expresión:

$$VPN_{td} = -Inversión + \sum_{n=1}^t \frac{FC_t}{(1 + td)^t} \quad (16)$$

**Tasa Interna de Retorno (TIR).** También conocida como TIR, por sus siglas, este valor brinda información sobre el rendimiento económico del proyecto expresado en forma porcentual. El TIR es el rendimiento económico que produce un Valor Presente Neto de cero.

La fórmula de la Tasa Interna de Retorno es la siguiente:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (17)$$

La manera de solucionar la ecuación anterior es asignando valores a la TIR, calcular repetidamente hasta encontrar el resultado igual a cero, es decir, mediante interacción matemática.

**Payback Time.** También conocido como tiempo de recuperación de la inversión, este valor indica el tiempo en el que se recupera la inversión inicial de un negocio o proyecto. Existen dos maneras de calcularlo (Mejía & Palma, 2008):

- **Payback simple.** En esta manera de calcular el tiempo de recuperación de la inversión no se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por esta razón, es un método con considerable porcentaje de error, ya que el valor de una moneda hoy en día no será el mismo que tendrá la misma moneda al cabo de un tiempo. La ecuación para esta manera de determinar el tiempo de recuperación de la inversión es:

$$\text{Payback Simple} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}} \quad (18)$$

- **Payback ajustado.** En esta manera para determinar el tiempo de recuperación de la inversión se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo. En este se compara el valor presente de cada flujo de efectivo operativo neto con el valor presente de la inversión neta requerida. Es una manera más precisa de calcular el Payback Time en comparación de la anterior. Su expresión es la siguiente:

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP \text{ Inversión inicial}}{VP \text{ Flujo de efectivo anual}} \quad (19)$$

**Retorno sobre la inversión.** El retorno sobre la inversión, ROI (por sus siglas en inglés de *Return On Investment*), es un valor que mide el rendimiento de una inversión, con el objetivo de evaluar la eficiencia del gasto o inversión que se está realizando o se planea realizar. La razón que permite calcular este valor es la siguiente (Rodríguez Frias, 2010):

$$ROI = \frac{\textit{Beneficio obtenido o que se planea obtener}}{\textit{Costo de la inversión}} \quad (20)$$

### 9. Viabilidad técnica de los Sistemas de Levantamiento Artificial evaluados

Para el presente proyecto de investigación, se evaluarán diferentes sistemas de levantamiento artificial, con el objetivo de determinar el sistema más adecuado para ser utilizado en la segunda etapa del sistema de levantamiento para la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y con este alcanzar la mayor recuperación posible de hidrocarburos. Para tal fin, inicialmente se requiere establecer algunas consideraciones de los pozos tipo teniendo como base las propiedades mostradas en el **Capítulo 5** para la formación La Luna, y posteriormente realizar la evaluación de cada SLA de acuerdo con estas propiedades.

En la siguiente tabla se encuentran las propiedades de mayor relevancia de la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena para llevar a cabo este análisis:

**Tabla 27.**

*Datos de la formación La Luna en el VMM.*

<b>DATOS DE LA FORMACIÓN LA LUNA EN EL VMM</b>	
<b>Parámetros</b>	<b>Valores</b>
Área aproximada (Acres)	1'529.000
Espesor (ft)	650 – 900
Gravedad API	20 – 35
Rango de profundidad (ft)	2742 – 12405
Saturación de aceite (%)	60 – 70
Temperatura (°F)	165 – 190
Porosidad (%)	6.3
Porosidad orgánica (%)	47
Material sólido orgánico (%)	7.7
Porosidad en el material orgánico (%)	29
Permeabilidad horizontal (nD)	920
Maduración	0.6 – 1.0
Tendencia al tipo de HC	Mayormente al aceite

En el presente trabajo, el análisis técnico se realizará para dos pozos tipo y se estudiarán los sistemas de levantamiento artificial que se encuentran en el **Capítulo 6**; sin embargo, los SLA a

los que se prestará mayor atención para ser utilizados en la segunda etapa del sistema de levantamiento son los siguientes:

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento por Gas
- Plunger Lift
- Chamber Lift
- Recoil

Los siguientes son los parámetros de operación determinados para los sistemas de levantamiento artificial:

**Tabla 28.**

*Parámetros de operación de los SLA, parte 1.*

	<b>BOMBEO MECÁNICO</b>	<b>BOMBEO ELECTRO- SUMERGIBLE</b>	<b>BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO JET</b>
<b>Profundidad típica (ft)</b>	< 10000	15000	2000 - 4500	5000 - 10000
<b>Profundidad máxima de operación (ft)</b>	16000		6000	15000
<b>Caudal típico (bpd)</b>	5 - 1500	100 - 30000	5 - 2200	300 - 4000
<b>Caudal máximo de operación (bpd)</b>	6000	40000	4500	< 15000
<b>Temperatura típica de operación (°F)</b>	100 - 350	400	75 - 150	100 - 250
<b>Temperatura máxima de operación (°F)</b>	550		250	500
<b>Desviación del pozo (°)</b>	0 - 20 / < 90	0 - 90	0 - 90° (<15°/100ft)	
<b>Manejo de corrosión</b>	Bueno a excelente	Bueno	Regular	Excelente
<b>Manejo de gas</b>	Regular a bueno	Regular	Bueno	Bueno
<b>Manejo de sólidos</b>	Regular a bueno	Regular	Excelente	Bueno

<b>Corte de agua (%)</b>	90	90	90	90
<b>Gravedad del fluido (°API)</b>	> 8	> 10	< 35	> 8

**Tabla 29.**

*Parámetros de operación de los SLA, parte 2.*

	<b>BOMBEO HIDRÁULICO PISTÓN</b>	<b>PLUN GER LIFT</b>	<b>LEVANTA MIENTO POR GAS</b>	<b>CHAMBER LIFT</b>	<b>RECOIL</b>
<b>Profundidad típica (ft)</b>	7500 - 10000	< 8000	5000 - 10000	2500 - 11000	750 - 4800
<b>Profundidad máxima de operación (ft)</b>	17000	20000	15000		
<b>Caudal típico (bpd)</b>	50 - 500	1 - 5	100 - 10000	150 - 600	10 - 53
<b>Caudal máximo de operación (bpd)</b>	4000	200	30000		
<b>Temperatura típica de operación (°F)</b>	100 - 250	120 - 500	100 - 250	150	200
<b>Temperatura máxima de operación (°F)</b>	500	500	400	280	300
<b>Manejo de corrosión</b>	Bueno	Excelente	Bueno a excelente	Regular	Regular
<b>Manejo de gas</b>	Regular	Excelente	Excelente		
<b>Manejo de sólidos</b>	Pobre	Regular a pobre	Bueno	Regular	
<b>Corte de agua (%)</b>	90	50	50	80	90
<b>Gravedad del fluido (°API)</b>	> 8	> 16	> 15	> 23	> 16

Para los dos pozos tipo se evaluarán algunas propiedades, y para cada una de éstas se asignará un número que va del 1 al 3, según corresponda:

- **Número 1.** Se asigna cuando el desempeño esperado del SLA para esa propiedad es pobre, no es recomendable.

- **Número 2.** Se asigna cuando el desempeño esperado del SLA para esa propiedad es normal, intermedio, o cuando se encuentra al límite permisible de trabajo.
- **Número 3.** Se asigna cuando se espera un desempeño óptimo del SLA para esa propiedad, más recomendable.

Se consideraron dos parámetros adicionales para el análisis técnico de los SLA, estos son:

- *Consumo de energía.* En el caso de que el sistema de levantamiento artificial no consuma una gran cantidad de energía, ya sea eléctrica o combustible, se le asignará un **número 3**; pero en el caso de que consuma gran cantidad de energía se le asignará el **número 1**; por lo tanto, si el consumo es intermedio será asignado el **número 2**.
- *Eficiencia del sistema.* Ninguno de los SLA será considerado ineficiente, por lo que ninguno tendrá asignado el **número 1** para este parámetro; sin embargo, para los SLA más eficientes será asignado el **número 3**, y para los menos eficientes el **número 2**.

### 9.1 Viabilidad técnica para el pozo tipo 1

Teniendo como base las propiedades que se mostraron anteriormente para la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se definieron los siguientes parámetros para la configuración del Pozo Tipo 1 a evaluar:

**Tabla 30.**

*Propiedades del Pozo Tipo 1.*

DATOS POZO TIPO 1	
Parámetro	Valor
Producción máxima (bpd)	150
Producción mínima (bpd)	20
Gravedad API	20
Saturación de aceite (%)	60 - 70

<b>Profundidad (ft)</b>	4500
<b>Temperatura (°F)</b>	165
<b>Porosidad (%)</b>	6,3
<b>Porosidad orgánica (%)</b>	47
<b>Material sólido orgánico</b>	7,7
<b>Porosidad en el material orgánico (%)</b>	29
<b>Permeabilidad horizontal (nD)</b>	920
<b>Maduración</b>	0.6 - 1.0
<b>Tendencia al tipo de HC's</b>	Mayormente al aceite

Vale la aclaración de que la producción máxima y la producción mínima son límites a los que se espera que no llegue la producción del pozo para esta etapa de estudio. Para estas propiedades, el análisis técnico de los sistemas de levantamiento artificial queda de la siguiente manera:

**Tabla 31.**

*Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 1, parte 1.*

<b>POZO TIPO 1</b>	<b>BOMBEO MECÁNICO</b>	<b>BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE</b>	<b>BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO JET</b>
Profundidad del pozo (ft)	3	3	2	3
Producción mínima (bpd)	3	1	3	1
Producción máxima (bpd)	3	3	3	1
Temperatura (°F)	3	3	2	3
Desviación típica del pozo (°)	1	2	2	3
Manejo de corrosión	2	2	2	3
Manejo de gas	2	2	2	2
Manejo de sólidos	1	1	3	2
Corte de agua (%)	3	3	3	3
Gravedad del fluido (°API)	3	3	3	3
Consumo de energía	3	1	3	2
Eficiencia del sistema	3	2	3	2
<b>Total</b>	<b>30</b>	<b>26</b>	<b>31</b>	<b>26</b>

**Tabla 32.**

*Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 1, parte 2.*

<b>POZO TIPO 1</b>	<b>BOMBEO HIDRÁU LICO PISTÓN</b>	<b>PLUNGER LIFT</b>	<b>GAS LIFT</b>	<b>CHAMBER LIFT</b>	<b>RECOIL</b>
Profundidad del pozo (ft)	3	3	3	3	2
Producción mínima (bpd)	1	2	1	1	3
Producción máxima (bpd)	3	2	3	2	1
Temperatura (°F)	3	3	3	3	3
Desviación típica del pozo (°)	3	1	3	2	2
Manejo de corrosión	2	3	3	2	2
Manejo de gas	1	3	3	3	2
Manejo de sólidos	1	1	2	2	1
Corte de agua (%)	3	1	1	1	2
Gravedad del fluido (°API)	3	3	3	1	3
Consumo de energía	2	3	3	3	3
Eficiencia del sistema	3	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>27</b>	<b>30</b>	<b>25</b>	<b>26</b>

Al final de cada tabla se encuentra el total de puntos acumulados para cada SLA, sabiendo que entre mayor sea el total, más adecuado será técnicamente el SLA para este período de producción. En orden, los sistemas de levantamiento artificial más adecuados para el Pozo Tipo 1 y seleccionados como estudio para el presente trabajo serían:

- Bombeo Mecánico → 30 puntos
- Levantamiento por Gas → 30 puntos
- Plunger Lift → 27 puntos
- Recoil → 26 puntos
- Chamber Lift → 25 puntos

## 9.2 Viabilidad técnica para el pozo tipo 2

Para el Pozo Tipo 2 los parámetros que variaron en comparación con el Pozo Tipo 1, fueron la Gravedad API y la Profundidad, ambos valores se incrementaron, quedando los siguientes parámetros:

**Tabla 33.**

*Propiedades del Pozo Tipo 2.*

<b>DATOS POZO TIPO 2</b>	
<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Producción máxima (bpd)	150
Producción mínima (bpd)	20
Gravedad API	35
Saturación de aceite (%)	60 - 70
Profundidad (ft)	12000
Temperatura (°F)	190
Porosidad (%)	6,3
Porosidad orgánica (%)	47
Material sólido orgánico	7,7
Porosidad en el material orgánico (%)	29
Permeabilidad horizontal (nD)	920
Maduración	0.6 - 1.0
Tendencia al tipo de HC's	Mayormente al aceite

El análisis técnico de los sistemas de levantamiento artificial para el Pozo Tipo 2 queda de la siguiente manera:

**Tabla 34.**

*Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 2, parte 1.*

<b>POZO TIPO 2</b>	<b>BOMBEO MECÁNICO</b>	<b>BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE</b>	<b>BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO JET</b>
Profundidad del pozo (ft)	2	3	1	2
Producción mínima (bpd)	3	1	3	1

Producción máxima (bpd)	3	3	3	1
Temperatura (°F)	3	3	2	3
Desviación típica del pozo (°)	1	2	2	3
Manejo de corrosión	2	2	2	3
Manejo de gas	2	2	2	2
Manejo de sólidos	1	1	3	2
Corte de agua (%)	3	3	3	3
Gravedad del fluido (°API)	3	3	2	3
Consumo de energía	3	1	3	2
Eficiencia del sistema	3	2	3	2
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>26</b>	<b>29</b>	<b>27</b>

**Tabla 35.**

*Análisis de los SLA para el Pozo Tipo 2, parte 2.*

<b>POZO TIPO 2</b>	<b>BOMBEO HIDRÁULICO PISTÓN</b>	<b>PLUNGER LIFT</b>	<b>LEVANTA- MIENTO POR GAS</b>	<b>CHAMBER LIFT</b>	<b>RECOIL</b>
Profundidad del pozo (ft)	2	2	2	1	1
Producción mínima (bpd)	1	2	1	1	3
Producción máxima (bpd)	3	2	3	2	1
Temperatura (°F)	3	3	3	3	3
Desviación típica del pozo (°)	3	1	3	2	2
Manejo de corrosión	2	3	3	2	2
Manejo de gas	1	3	3	3	2
Manejo de sólidos	1	1	2	2	1
Corte de agua (%)	3	1	1	1	2
Gravedad del fluido (°API)	3	3	3	3	3
Consumo de energía	2	3	3	3	3
Eficiencia del sistema	3	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>26</b>	<b>29</b>	<b>25</b>	<b>25</b>

En orden, los sistemas de levantamiento artificial más adecuados para el Pozo Tipo 2 y seleccionados como estudio para el presente trabajo serían:

- Bombeo Mecánico → 29 puntos

- Levantamiento por Gas → 29 puntos
- Plunger Lift → 26 puntos
- Recoil → 25 puntos
- Chamber Lift → 25 puntos

Como se puede observar, para los dos Pozos Tipo el orden de los sistemas de levantamiento artificial más adecuados es el mismo. Sin embargo, es necesario evaluar si las propiedades que no son adecuadas para el uso de los SLA son demasiado críticas para su funcionamiento.

- **Bombeo Mecánico.** Los parámetros más críticos para la implementación del SLA BM son la desviación del pozo y el manejo de sólidos. A medida que se incremente el ángulo de desviación del pozo se pueden presentar más fallas en este sistema de levantamiento, por lo que se debe tener precaución para su instalación. Por otra parte, para el período de estudio, que es posterior al mes 50 de producción, la producción de sólidos no llegaría a ser tan grave para evitar el uso del Bombeo Mecánico como SLA.
- **Levantamiento por Gas.** El menor caudal de producción recomendable para el SLA Levantamiento por Gas es de 100 bpd, como se mencionó anteriormente se espera que los caudales de producción lleguen a ser menores a este valor, ocasionando que se descarte este sistema para la implementación. La otra propiedad es el corte de agua, que si es demasiado alto podría llegar a afectar considerablemente a este sistema; sin embargo, para el período de estudio no se esperan cortes de agua tan altos para afectar el sistema.
- **Plunger Lift.** Un posible problema para la implementación del SLA Plunger Lift es el manejo de sólidos y el corte de agua; como se explicó para los SLA anteriores, estos parámetros no llegarían a ser de gran consideración para esta etapa del proyecto. El parámetro que más jugaría en contra de este sistema podría ser la desviación del pozo.

- **Recoil.** Sobre este equipo de levantamiento artificial no se cuenta con mucha información. Su gran limitante para estos yacimientos es la profundidad de operación, el sistema Recoil puede operar hasta los 4800 ft de profundidad. Sin embargo, si la profundidad de operación es apta para la instalación del sistema Recoil, podría llegar a ser de relevancia cuando el caudal de producción alcance valores por debajo de los 50 bpd.
- **Chamber Lift.** Al igual que para el sistema Recoil, para este SLA no se cuenta con gran información. Su producción mínima recomendable es de 150 bpd, por lo que no sería adecuado su uso para esta etapa del proyecto; al igual que otra limitante es la profundidad que no debería exceder los 11.000 ft.

## 10. Análisis económico de los Sistemas de Levantamiento Artificial

La evaluación económica de las variables que intervienen para el desarrollo de un proyecto es de gran importancia para tomar la decisión definitiva de si es factible realizar la inversión en éste. En un buen análisis económico se tienen en cuenta todos los factores que de alguna u otra manera se ven involucrados en la economía del proyecto, desde que se comienza a desarrollar hasta los mantenimientos para que siga en funcionamiento (Mejía & Palma, 2008). Se debe agregar que para que un negocio sea sostenible requiere que se genere valor para los accionistas y al mismo tiempo genere bienestar tanto para los empleados como para las comunidades y demás miembros relacionados con el proyecto o negocio (Moix, 2014).

### 10.1 Premisas

El siguiente ejercicio de análisis económico se realizó considerando las siguientes premisas:

1. Los costos de los Sistemas de Levantamiento Artificial son valores promedio encontrados en la literatura acorde a la experiencia en su aplicación.
2. El análisis se está realizando para la cola de la curva de producción; en este caso, el mes 1 de producción representa el mes 50 de la producción del pozo de roca generadora.
3. El análisis finaliza cuando se alcanza una tasa de producción de 10 BIs/día, que sería una tasa de abandono para el proyecto.
4. Se considera una tasa de descuento efectiva anual del 12%. Dado que el análisis es mensual, esta tasa se trabaja efectiva mensual siendo de 0,9489%.
5. Para el costo de producción por cada SLA se toma regalías del 8% del precio del barril, impuesto de renta del 34% del precio del barril, y un posible castigo por calidad del 5% del precio del barril, además de un costo de transporte y un costo administrativo de 2 USD/BI cada uno.

6. Se estima un precio promedio del barril durante todo el desarrollo de esta etapa de levantamiento de 50 USD/Bl.
7. Se tendrán en cuenta tres posibles escenarios: el primero es un escenario promedio que indica la producción de la curva verde continua de la *curva tipo de producción*; el segundo es un escenario optimista, en este la producción aumenta en un 50% a la producción del escenario promedio; y por último un escenario pesimista, en el cual la producción disminuye un 50% en comparación con el escenario promedio.
8. El precio del barril de petróleo es un factor que puede variar considerablemente; por lo que se evaluará el proyecto considerando una reducción del 30% en el precio del barril, y un aumento también del 30%, respecto al valor base de 50 USD/Bl.
9. Al igual que para el precio del barril, la inversión inicial o CAPEX también tendrá una variación donde se incrementa y disminuye esta inversión en un 30% respecto al valor inicial, teniendo en cuenta posibles problemas en el momento de la instalación, en el estado de los equipos o circunstancias asociadas a la moneda base.
10. El Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Payback Time y la Eficiencia de la Inversión (ROI), son los indicadores que serán tomados en cuenta para el desarrollo del análisis.
11. Se determina el punto de equilibrio para cada uno de los escenarios en el caso base y en los casos donde varía la inversión inicial, para encontrar el precio del barril cuando el Valor Presente Neto sea cero; es decir, el valor mínimo al cual debe estar el precio del barril con el objetivo que se recupere la inversión realizada.

## **10.2 Precios de los Sistemas de Levantamiento Artificial**

Inicialmente se determinó el precio de los Sistemas de Levantamiento Artificial anteriormente explicados en el **Capítulo 6** mediante literatura. Valga la aclaración de que en la tabla 32, para el costo de producción se considera un precio del barril de 50 USD/B1. Sin embargo, para los casos de estudio en los que se varía el precio del barril, también varía el costo de producción, que será especificado en cada caso.

**Tabla 36.***Costos asociados a los Sistemas de Levantamiento Artificial.*

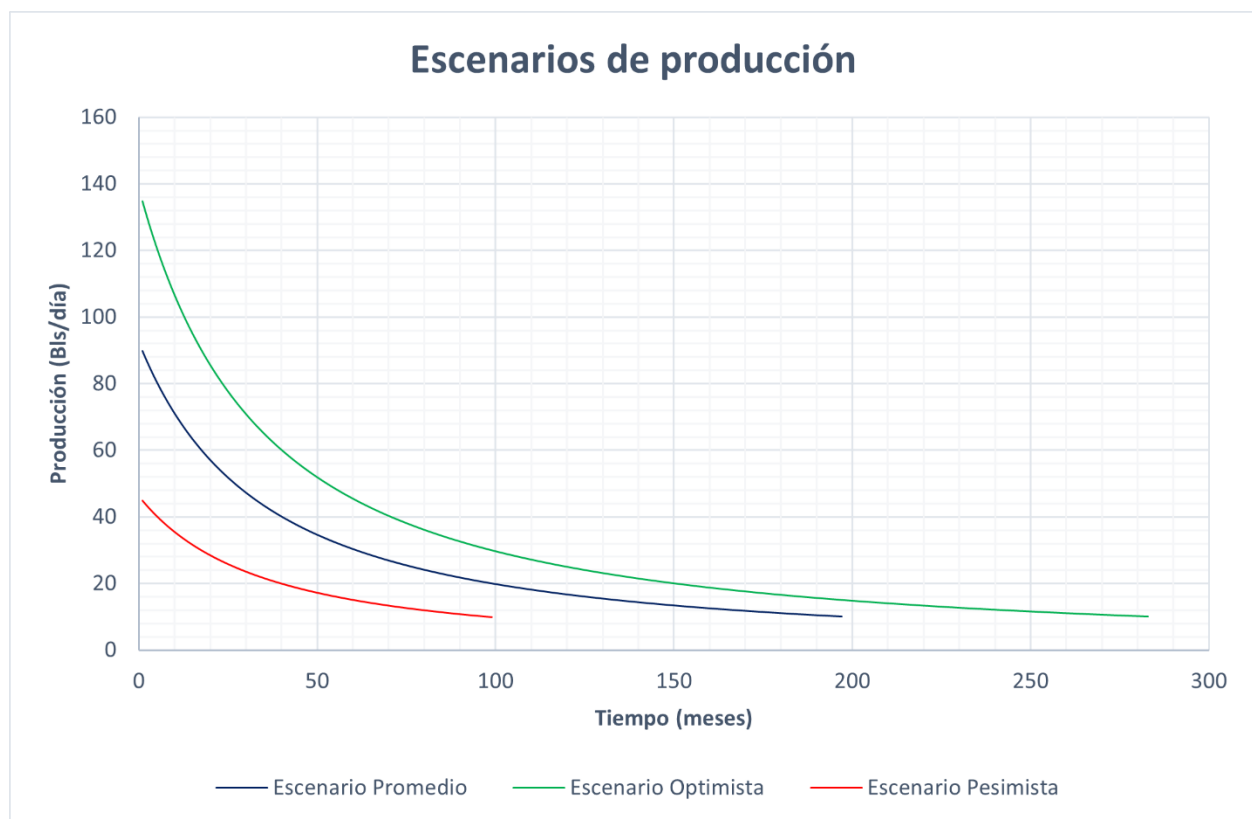
Descripción	Levantamiento por Gas	Bombeo Mecánico	Elevación con Émbolo	Chamber Lift	Recoil
Inversion Inicial (Usd)					
Autor	Nguyen, 2020	Nguyen. 2020; casales, Duarte & Pereira, 2019	BERNAL, 2012	Rodriguez, 2013	Sanabria, 2013
Costo de Workover	\$ 36,000.00	\$ 36,000.00	\$ 36,000.00	\$ 36,000.00	\$ 36,000.00
Equipo total de superficie (incluyendo costos asociados al montaje y mano de obra)	\$ 261,827.00	\$ 186,153.00	\$ 64,487.00	\$ 52,000.00	\$ 22,393.00
Costos de los equipos (incluyendo equipos de fondo, tubería e instalaciones)	\$ 70,000.00	\$ 60,000.00	\$ 45,000.00	\$ 42,750.00	\$ 18,490.00
Costo de Capital Total	\$ 367,827.00	\$ 282,153.00	\$ 145,487.00	\$ 130,750.00	\$ 76,883.00
Intervenciones					
Costo por Intervención (Usd)	\$ 17,000.00	\$ 101,943.00	\$ 17,000.00	\$ 17,000.00	\$ 10,000.00
Período	índice de falla de 0,5. Falla una vez cada dos años	índice de falla de 0,7. Falla aproximadamente cada 13 meses	Índice de falla como el LG (0,5). Falla cada dos años	Índice de falla como el LG (0,5). Falla cada dos años	Índice de falla como el LG (0,5). Falla cada dos años
Costo de Producción (Usd/Bl)					
Lifting Cost	\$ 3.50	\$ 5.70	\$ 4.00	\$ 4.00	\$ 380.00
Regalias	\$ 4.00	\$ 4.00	\$ 4.00	\$ 4.00	\$ 4.00
Costo de Transporte	\$ 2.00	\$ 2.00	\$ 2.00	\$ 2.00	\$ 2.00
Impuesto de renta	\$ 17.00	\$ 17.00	\$ 17.00	\$ 17.00	\$ 17.00
Castigo por calidad	\$ 2.50	\$ 2.50	\$ 2.50	\$ 2.50	\$ 2.50
Costo administrativo	\$ 2.00	\$ 2.00	\$ 2.00	\$ 2.00	\$ 2.00
Costo de producción total	\$ 31.00	\$ 33.20	\$ 31.50	\$ 31.50	\$ 31.30

### 10.3 Escenarios de producción

Como se mencionó anteriormente, se tienen en cuenta tres posibles escenarios de producción. En este caso, el día 1 de producción tiene lugar en el comienzo del mes 50 de la producción total del pozo. En el escenario promedio, el límite de producción establecido de 10 Bls/día se alcanza en el mes 197. Para el escenario optimista, este mismo límite de producción se alcanza en el mes 283. Mientras que en el escenario pesimista se alcanza en el mes 99 de producción.

#### Figura 29.

*Escenarios de producción.*



#### **10.4 Revisión económica de los casos de análisis**

En cada uno de los casos se tendrá en cuenta los tres escenarios de producción: la producción promedio estimada (escenario promedio), la producción promedio incrementada en un 50% (escenario optimista), y la producción promedio disminuida en un 50% (escenario pesimista).

Para identificar con mayor facilidad el impacto que genera cada uno de los escenarios, la escala de las gráficas siguientes será constante.

##### **10.4.1 Inversión inicial base, precio del barril base, variación de la producción (Escenario base)**

Este caso será considerado el caso base. En la tabla que se muestra a continuación se encuentran los valores de la inversión inicial, costo de producción y precio del barril; y adicional los valores calculados de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Payback Time y Retorno de la Inversión (ROI) para cada escenario.

Los tres escenarios muestran el mismo orden en cuanto al SLA que da una mejor rentabilidad para el proyecto, en orden son: Recoil, Chamber Lift, Plunger Lift, Levantamiento por Gas y, finalmente, Bombeo Mecánico. El Bombeo Mecánico es el SLA que muestra menor rentabilidad sobre la inversión, para el escenario promedio es un poco más del doble de la inversión inicial; adicionalmente, en los tres escenarios, llega un momento en que se alcanza un pico en el acumulado del flujo de caja y a partir de ese momento comienza a disminuir.

En el escenario pesimista, donde la producción disminuye un 50% respecto a la producción promedio, se observa un gran impacto en la rentabilidad de los proyectos; principalmente en el SLA BM en el cual se observa que no es una inversión rentable dado que genera pérdidas a lo largo del proyecto; por otra parte, con el SLA LG se recupera la inversión inicial al cabo de un año

y medio aproximadamente, y se obtiene una ganancia del 114% de la inversión inicial hasta la tasa de abandono.

**Tabla 37.**

*Factores económicos Caso Base.*

<b>Costos para el estudio del primer caso</b>					
	<b>Levantamiento por Gas</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Chamber Lift</b>	<b>Recoil</b>
<b>Inversión inicial (USD)</b>	\$ 367.827,00	\$282.153,00	\$ 145.487,00	\$130.750,00	\$76.883,00
<b>Precio del barril de petróleo (USD/BI)</b>			\$ 50,00		
<b>Costo de producción (USD/BI)</b>	\$ 31,00	\$ 33,20	\$ 31,50	\$ 31,50	\$ 31,30
	<b>Levantamiento por Gas</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Chamber Lift</b>	<b>Recoil</b>
<b>ESCENARIO PROMEDIO</b>					
<b>VPN</b>	\$ 1.439.156,56	\$ 655.709,96	\$ 1.612.424,77	\$ 1.627.161,77	\$1.724.434,56
<b>TIR</b>	11,41 %	11,75 %	31,64 %	35,49 %	62,87 %
<b>Payback Time</b>	8,25	7,00	3,06	2,74	1,56
<b>ROI</b>	391 %	232 %	1.108 %	1.244 %	2.243 %
<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 22,34	\$ 37,40	\$ 18,68	\$ 18,72	\$ 16,85
<b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 2.429.515,48	\$ 1.461.832,63	\$2.576.647,18	\$ 2.591.384,18	\$2.703.405,91
<b>TIR</b>	18,32 %	20,51 %	48,74 %	54,53 %	95,63 %
<b>Payback Time</b>	5,22	4,47	2,00	1,79	1,03
<b>ROI</b>	661 %	518 %	1.771 %	1.982 %	3.516 %
<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 19,58	\$ 31,70	\$ 17,51	\$ 17,55	\$ 16,15
<b>ESCENARIO PESIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 419.380,39	- \$ 10.591,74	\$ 619.895,54	\$ 634.670,85	\$ 713.964,86
<b>TIR</b>	4,56 %	0,57 %	14,54 %	16,46 %	30,15 %

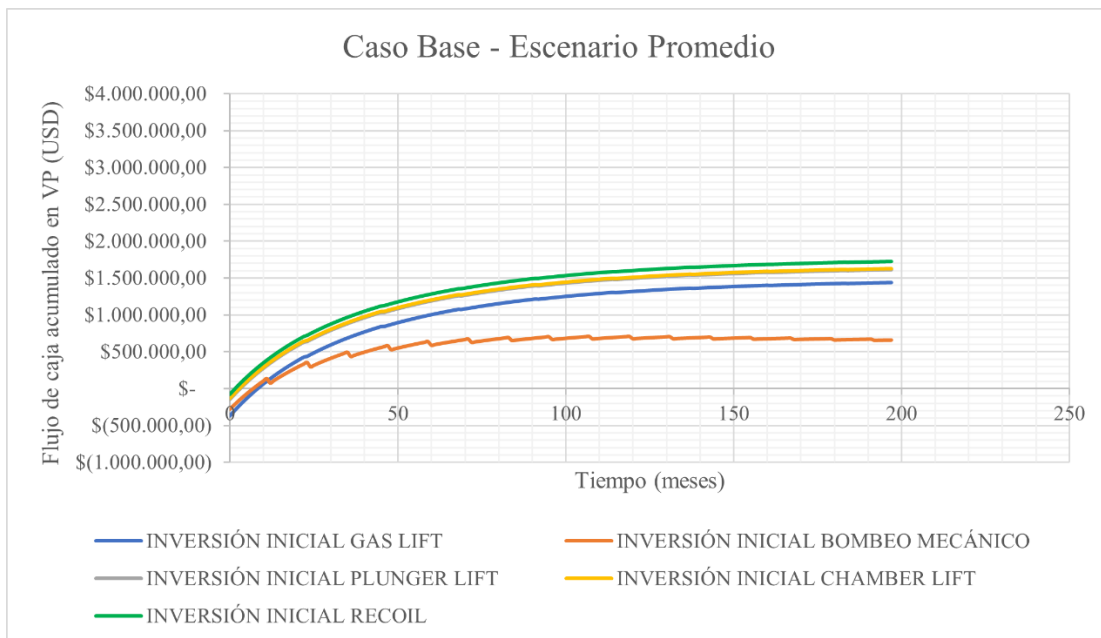
<b>Payback Time</b>	19,69	-	6,51	5,77	3,21
<b>ROI</b>	114 %	- 3,75 %	426 %	485 %	929 %
<b>Punto de equilibrio (USD/Bl)</b>	\$ 31,85	\$ 50,93	\$ 22,44	\$ 22,52	\$ 19,09

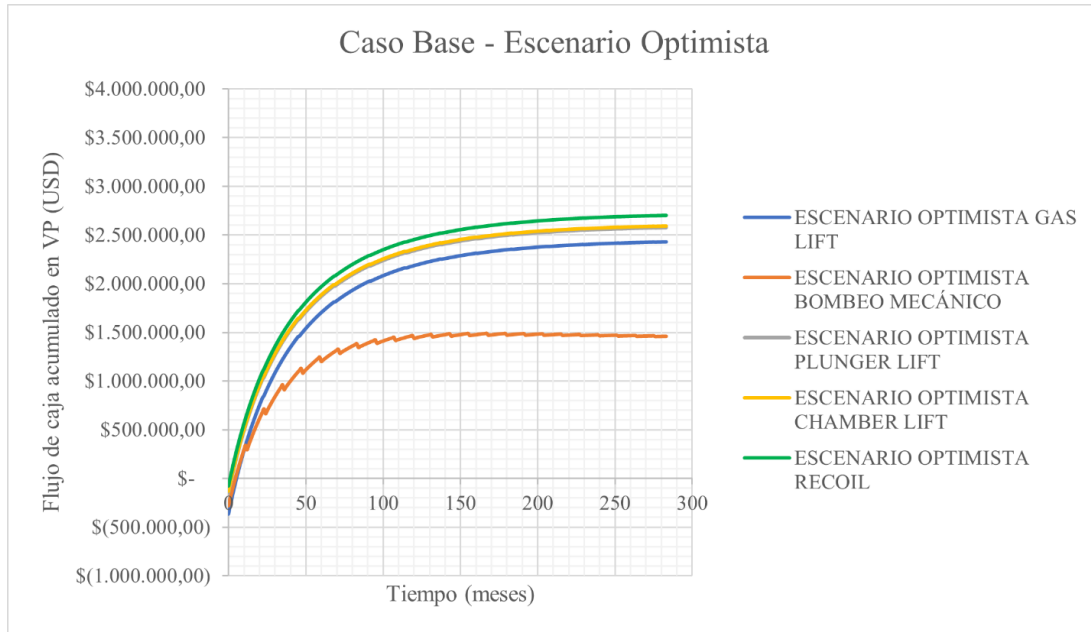
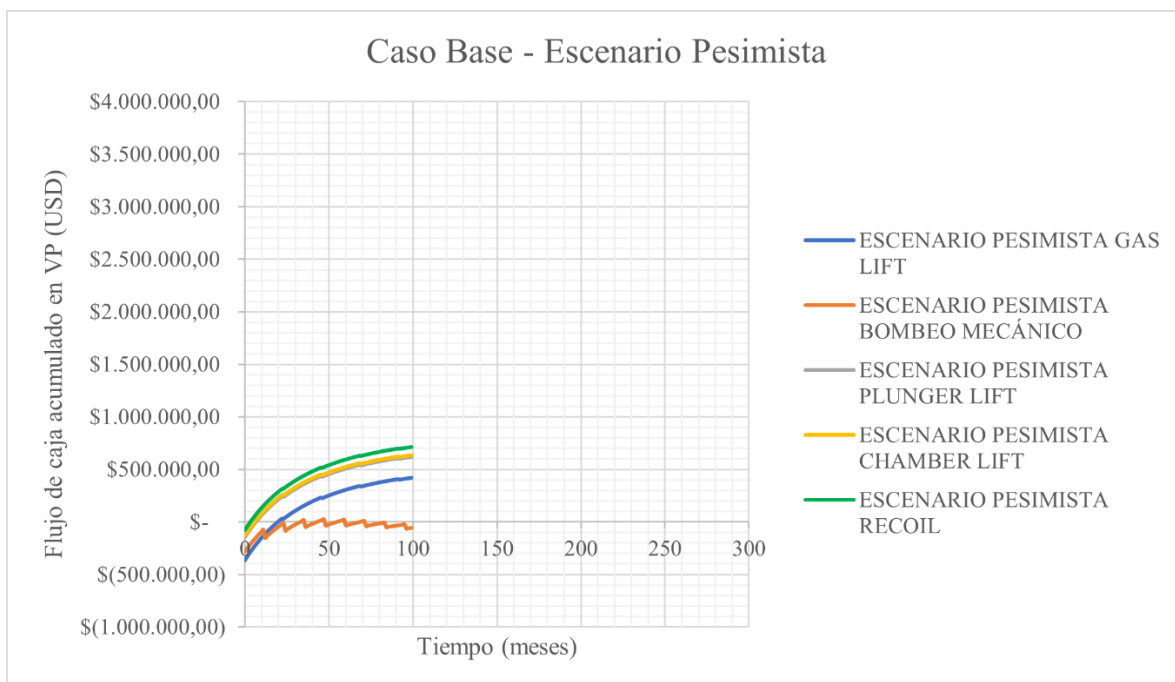
Los SLA Plunger Lift y Chamber Lift muestran un comportamiento bastante similar en los tres escenarios debido a la semejanza en los costos de inversión y mantenimiento. Y es el sistema Recoil el que muestra una gran ventaja, hablando sobre la rentabilidad del proyecto, respecto a los demás SLA, por su bajo costo de inversión y mantenimiento.

El Bombeo Mecánico presenta un valor alto en su punto de equilibrio en comparación con los demás sistemas de levantamiento estudiados; además, si el precio del barril cotiza por encima de los 50,93 USD/Bl, en todos los escenarios especificados del caso base se recupera la inversión.

### Figura 30.

*Caso base - Escenario promedio.*



**Figura 31.***Caso base - Escenario optimista.***Figura 32.***Caso base - Escenario pesimista.*

### 10.4.2 Inversión inicial base, variación precio del barril, variación de la producción

**Disminución en el precio del barril.** El precio del barril de petróleo disminuye un 30% respecto a los 50 USD/Bl del escenario base, siendo 35 USD/Bl; lo que ocasiona reducción en el costo de producción para cada Sistema de Levantamiento Artificial.

**Tabla 38.**

*Factores económicos Caso Barril 35 USD/Bl.*

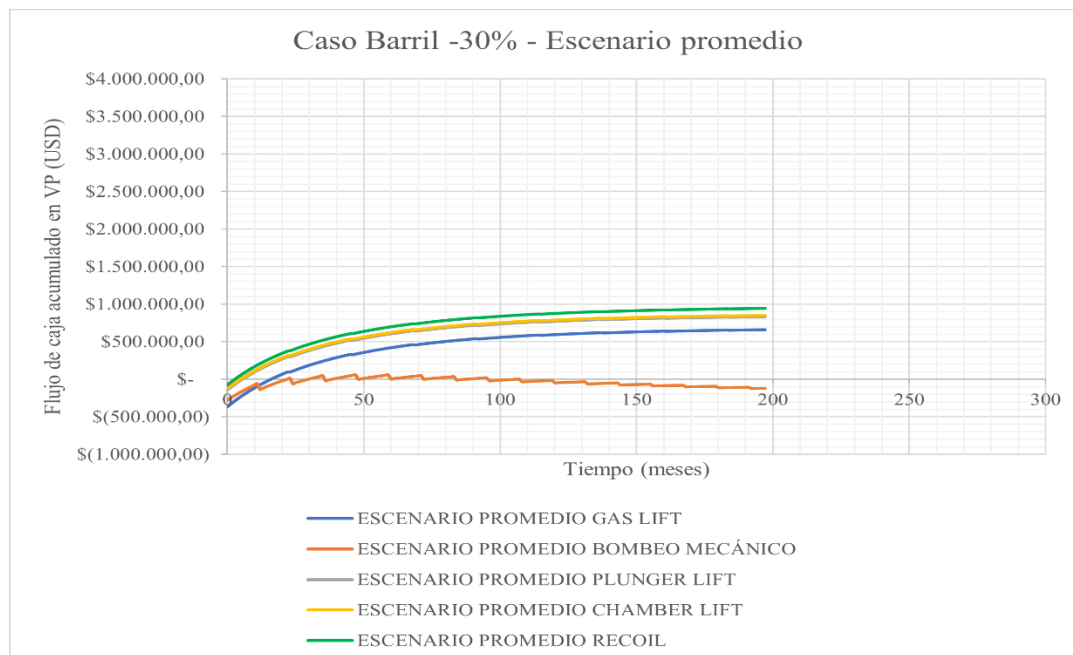
<b>Costos en el caso que disminuye el precio del barril 30%</b>					
	<b>Levantamiento por Gas</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Chamber Lift</b>	<b>Recoil</b>
<b>Inversión inicial (USD)</b>	\$ 367.827,00	\$ 282.153,00	\$145.487,00	\$130.750,00	\$ 76.883,00
<b>Precio del barril de petróleo (USD/Bl)</b>			\$ 35,00		
<b>Costo de producción (USD/Bl)</b>	\$ 23,95	\$ 26,15	\$ 24,45	\$ 24,45	\$ 24,25
	<b>Levantamiento por Gas</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Chamber Lift</b>	<b>Recoil</b>
<b>ESCENARIO PROMEDIO</b>					
<b>VPN</b>	\$ 658.915,15	- \$ 124.531,45	\$ 832.183,37	\$ 846.920,37	\$ 944.193,16
<b>TIR</b>	5,68 %	-	16,95 %	19,14 %	35,04 %
<b>Payback Time</b>	16,04	-	5,62	4,99	2,77
<b>ROI</b>	179 %	- 44,14 %	572 %	648 %	1.228 %
<b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 1.231.892,50	\$ 264.209,65	\$1.378.910,30	\$ 1.393.647,30	\$1.504.367,17
<b>TIR</b>	9,65 %	7,81 %	26,70 %	29,99 %	53,85 %
<b>Payback Time</b>	9,68	12,91	3,62	3,23	1,82
<b>ROI</b>	335 %	93,64 %	948 %	1.066 %	1.957 %
<b>ESCENARIO PESIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 72.951,46	- \$ 402.965,60	\$ 273.505,95	\$ 288.242,95	\$ 367.575,27
<b>TIR</b>	1,62 %	-	7,15 %	8,23 %	16,24 %

<b>Payback Time</b>	55,42	-	12,61	11,05	5,85
<b>ROI</b>	19,83 %	- 142,82 %	188 %	220 %	478 %

En este caso, al disminuir el precio del barril de petróleo a 35 USD/Bl, se observa la misma tendencia de comportamiento que en el caso base donde el precio del barril es del 50 USD/Bl. Sin embargo, el SLA más afectado en todos los escenarios es el Bombeo Mecánico, como se interpreta en la tabla, en el escenario optimista es el único en el que recupera la inversión y genera una cantidad de ganancias. En el escenario pesimista para el Levantamiento por Gas, es posible recuperar la inversión inicial del proyecto, pero las ganancias generadas son mínimas en comparación del costo inicial invertido. Respecto a los SLA Plunger Lift, Chamber Lift y Recoil, se muestra que en todos los escenarios la inversión se recupera en un tiempo menor o igual a un año.

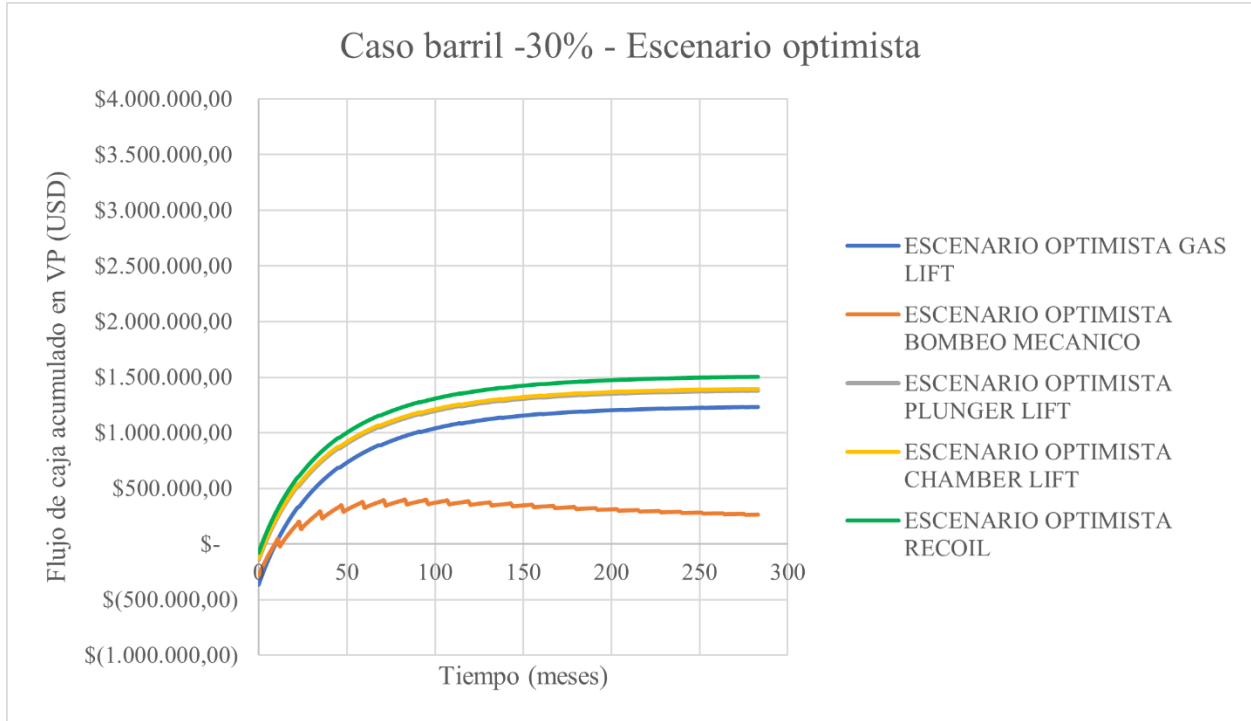
### Figura 33.

*Caso barril -30% - Escenario promedio.*



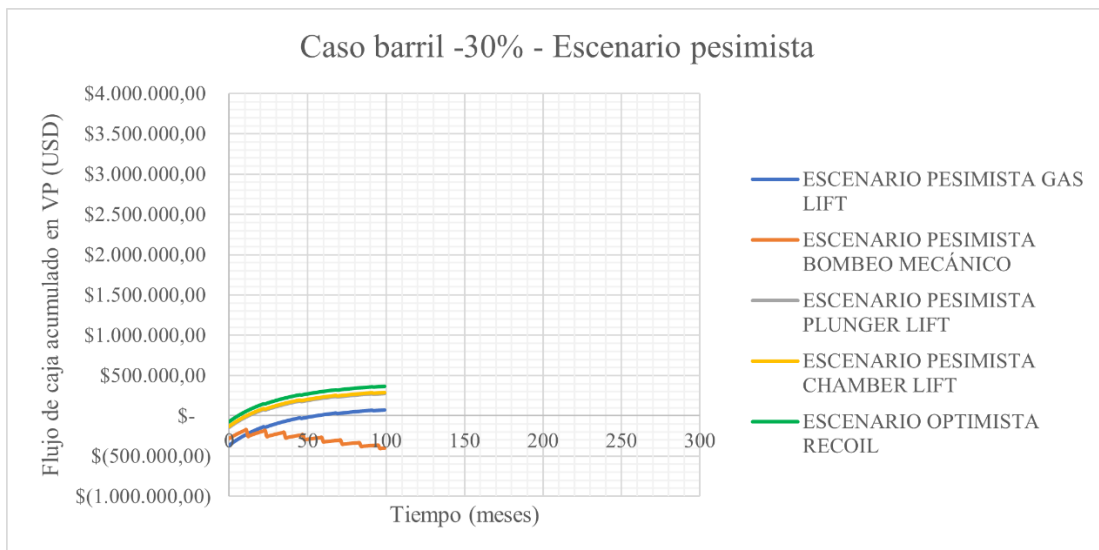
**Figura 34.**

*Caso barril -30% - Escenario optimista.*



**Figura 35.**

*Caso barril -30% - Escenario pesimista.*



**Aumento en el precio del barril.** El precio del barril de petróleo incrementa un 30% respecto a los 50 USD/Bl del escenario base, siendo 65 USD/Bl; lo que ocasiona incrementos en el costo de producción para cada Sistema de Levantamiento Artificial.

**Tabla 39.**

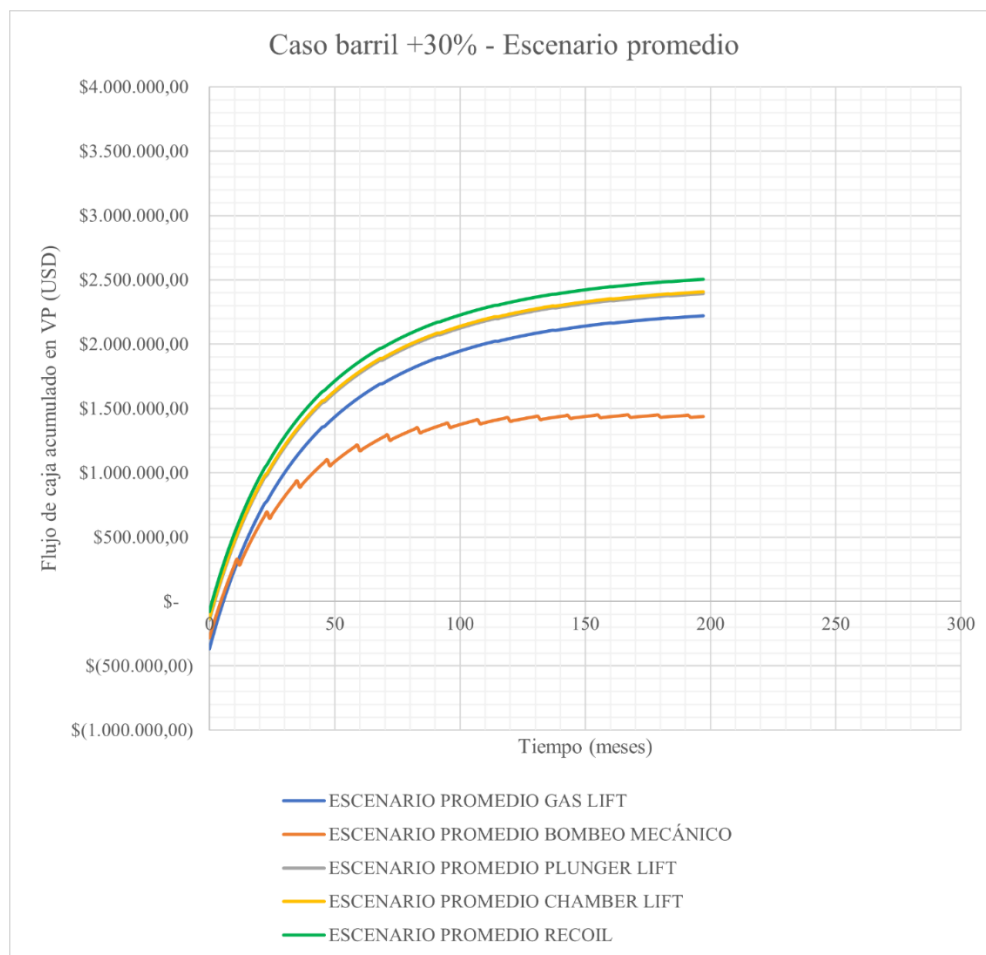
*Factores económicos Caso Barril 65 USD/Bl.*

<b>Costos en el caso que incrementa el precio del barril 30%</b>					
	<b>Levantamiento por Gas</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Chamber Lift</b>	<b>Recoil</b>
<b>Inversión inicial (USD)</b>	\$ 367.827,00	\$ 282.153,00	\$ 145.487,00	\$ 130.750,00	\$ 76.883,00
<b>Precio del barril de petróleo (USD/Bl)</b>	\$ 65,00				
<b>Costo de producción (USD/Bl)</b>	\$ 38,05	\$ 40,25	\$ 38,55	\$ 38,55	\$ 38,35
	<b>Levantamiento por Gas</b>	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Plunger Lift</b>	<b>Chamber Lift</b>	<b>Recoil</b>
<b>ESCENARIO PROMEDIO</b>					
<b>VPN</b>	\$ 2.219.397,96	\$ 1.435.951,36	\$ 2.392.666,18	\$ 2.407.403,18	\$ 2.504.675,97
<b>TIR</b>	17,19 %	20,05 %	46,34 %	51,85 %	90,72 %
<b>Payback Time</b>	5,55	4,56	2,10	1,88	1,08
<b>ROI</b>	603 %	509 %	1.645 %	1.841 %	3.258 %
<b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 3.627.138,46	\$ 2.659.455,61	\$ 3.774.156,26	\$ 3.788.893,26	\$ 3.899.613,13
<b>TIR</b>	27,01 %	32,38 %	70,81 %	79,09 %	137,42 %
<b>Payback Time</b>	3,58	2,95	1,39	1,24	0,72
<b>ROI</b>	986 %	943 %	2594 %	2898 %	5072%
<b>ESCENARIO PESIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 765.730,64	\$ 289.813,58	\$ 966.285,13	\$ 981.022,13	\$ 1.060.354,45
<b>TIR</b>	7,42 %	6,74 %	21,89 %	24,65 %	44,05 %
<b>Payback Time</b>	12,45	14,11	4,39	3,91	2,21
<b>ROI</b>	208 %	103 %	664 %	750 %	1.379 %

Cuando el precio del barril se encuentra en 65 USD/Bl, la favorabilidad de los proyectos de inversión aumenta considerablemente. En los SLA Bombeo Mecánico y Levantamiento por Gas, en el escenario pesimista no muestran una ganancia considerable respecto al capital invertido en comparación con los demás SLA. En los SLA Levantamiento por Gas y Bombeo Mecánico se observa un comportamiento relativamente similar, al igual que ocurre con los SLA Plunger Lift y Chamber Lift.

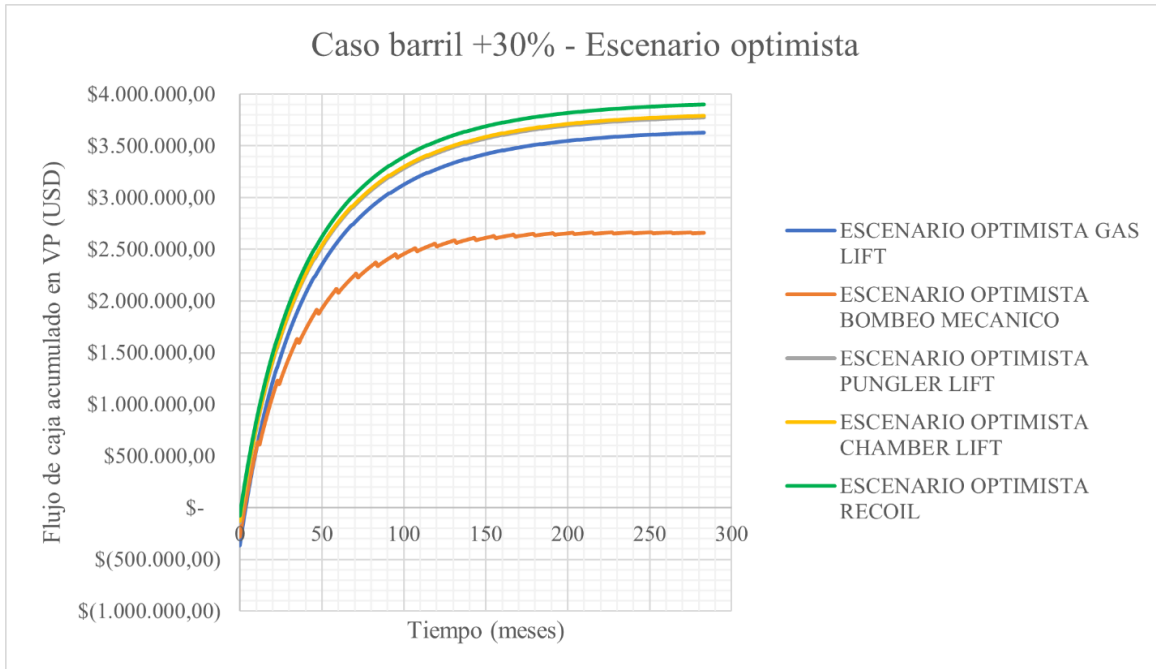
### Figura 36.

*Caso barril +30% - Escenario promedio.*



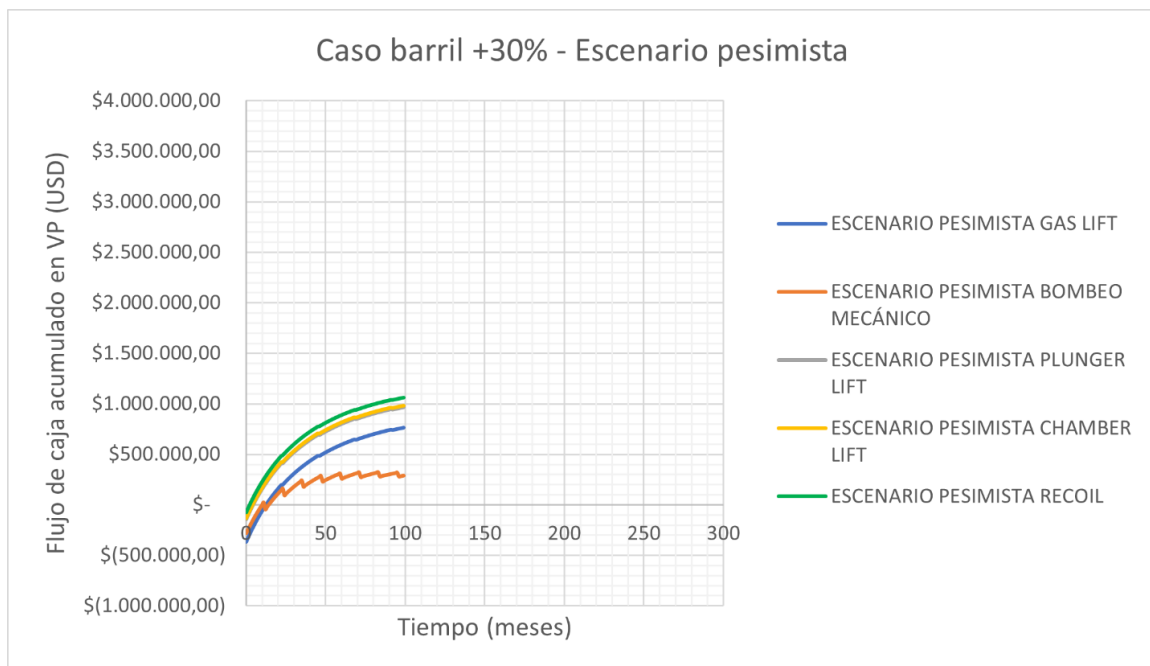
**Figura 37.**

*Caso barril +30% - Escenario optimista.*



**Figura 38.**

*Caso barril +30% - Escenario pesimista.*



### 10.4.3 Variación de la inversión inicial, precio del barril base, variación de la producción

**Disminución de la inversión inicial.** La inversión inicial de cada Sistema de Levantamiento Artificial disminuye un 30% respecto al valor inicial. En el caso del Bombeo Mecánico, debido a que el costo de mantenimiento es tan representativo, tendrá la misma variación este factor que la inversión inicial. El costo de mantenimiento resultante para el Bombeo Mecánico en este caso será de 71.360,10 USD.

Se observa el mismo comportamiento de los casos anteriores. Sin embargo, se encuentra una mayor similitud con el caso del precio del barril a 65 USD/Bl y la inversión inicial base, aunque la ganancia sigue siendo mayor en el caso anteriormente mencionado a causa del precio más alto del barril.

La diferencia del punto de equilibrio entre los escenarios promedio y optimista, es mínima en comparación con la diferencia presente entre el escenario promedio con el escenario pesimista. Se observa un comportamiento similar al descrito en el caso base.

**Tabla 40.**

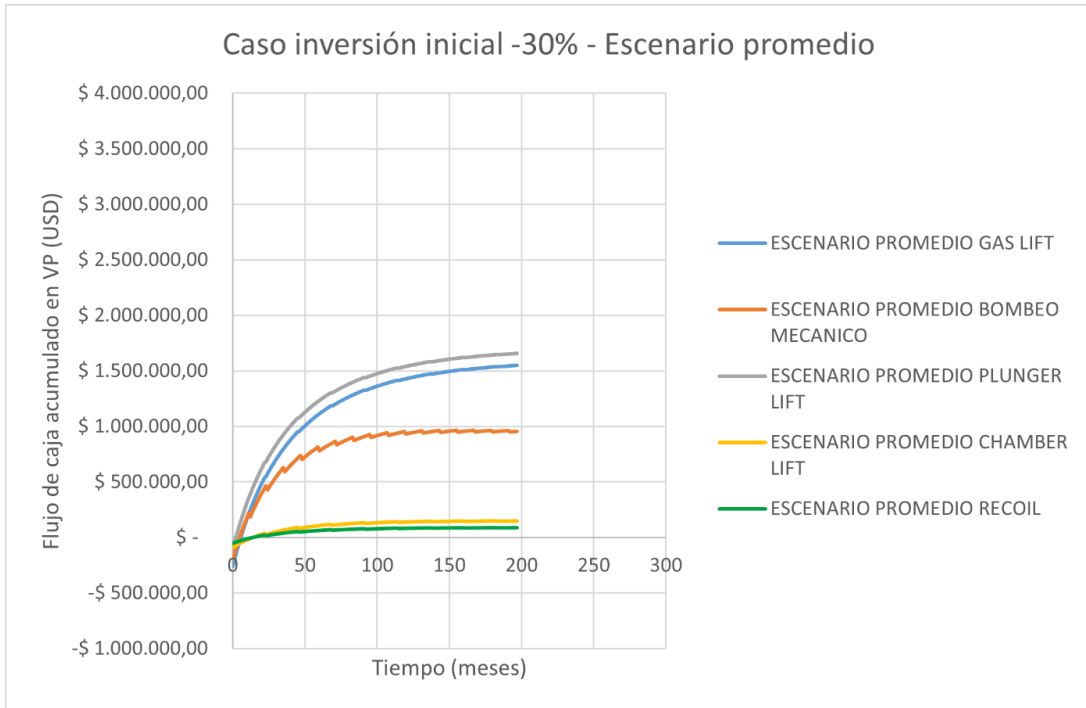
*Factores económicos Caso Inversión Inicial -30%.*

Costos en el caso que disminuye la inversión inicial 30%					
	Levantamiento por Gas	Bombeo Mecánico	Plunger Lift	Chamber Lift	Recoil
<b>Inversión inicial (USD)</b>	\$ 257.478,90	\$ 197.507,10	\$ 101.840,90	\$ 91.525,00	\$ 53.818,10
<b>Precio del barril de petróleo (USD/Bl)</b>			\$ 50,00		
<b>Costo de producción (USD/Bl)</b>	\$ 31,00	\$ 33,20	\$ 31,50	\$ 31,50	\$ 31,30
	Levantamiento por Gas	Bombeo Mecánico	Plunger Lift	Chamber Lift	Recoil
ESCENARIO PROMEDIO					
<b>VPN</b>	\$ 1.549.504,66	\$ 953.640,58	\$ 1.656.070,87	\$ 1.666.386,77	\$ 1.747.499,46

<b>TIR</b>	17,32 %	19,29 %	46,30 %	51,81 %	90,95 %
<b>Payback Time</b>	5,51	4,71	2,11	1,89	1,08
<b>ROI</b>	602 %	483 %	1.626 %	1.821 %	3.247 %
<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 20,22	\$ 31,67	\$ 18,17	\$ 17,97	\$ 16,41
<b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 2.539.863,58	\$ 1.782.530,62	\$ 2.620.179,38	\$ 2.630.495,28	\$ 2.725.055,05
<b>TIR</b>	27,22 %	31,28 %	70,75 %	79,02 %	137,76 %
<b>Payback Time</b>	3,55	3,05	1,39	1,24	0,72
<b>ROI</b>	986 %	903 %	2573 %	2874 %	5063 %
<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 18,19	\$ 27,68	\$ 17,19	\$ 17,06	\$ 15,87
<b>ESCENARIO PESIMISTA</b>					
<b>VPN</b>	\$ 529.689,15	\$ 179.994,72	\$ 663.541,64	\$ 673.857,54	\$ 737.029,76
<b>TIR</b>	7,44 %	6,28 %	21,86 %	24,61 %	44,16 %
<b>Payback Time</b>	12,34	14,68	4,39	3,91	2,21
<b>ROI</b>	206 %	91 %	652 %	736 %	1.369 %
<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 27,07	\$ 42,21	\$ 21,27	\$ 20,82	\$ 18,09

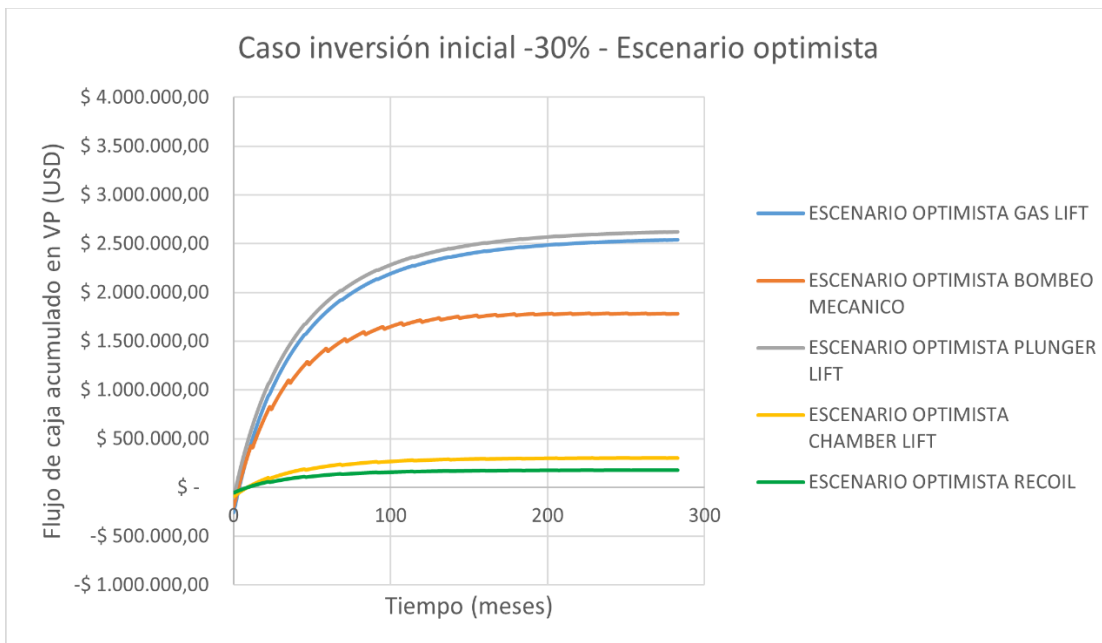
**Figura 39.**

*Caso inversión inicial -30% - Escenario promedio.*



**Figura 40.**

*Caso inversión inicial -30% - Escenario optimista.*



**Figura 41.**

*Caso inversión inicial -30% - Escenario pesimista.*



**Incremento de la inversión inicial.** La inversión inicial de cada Sistema de Levantamiento Artificial incrementa un 30% respecto al valor inicial. Al igual que en el caso anterior, debido a que el costo de mantenimiento del Bombeo Mecánico es tan representativo, tendrá la misma variación este factor que la inversión inicial. El costo de mantenimiento resultante para el Bombeo Mecánico en este caso será de 132.525,90 USD.

Tabla 41.

Factores económicos Caso Inversión Inicial +30%.

Costos en el caso que incrementa la inversión inicial 30%					
	Levantamiento por Gas	Bombeo Mecánico	Plunger Lift	Chamber Lift	Recoil
<b>Inversión inicial (USD)</b>	\$ 478.175,10	\$ 366.798,90	\$ 189.133,10	\$ 169.975,00	\$ 99.974,90
<b>Precio del barril de petróleo (USD/BI)</b>			\$ 50,00		
<b>Costo de producción (USD/BI)</b>	\$ 31,00	\$ 33,20	\$ 31,50	\$ 31,50	\$ 31,30
	Levantamiento por Gas	Bombeo Mecánico	Plunger Lift	Chamber Lift	Recoil
ESCENARIO PROMEDIO					
<b>VPN</b>	\$ 1.328.808,46	\$ 357.779,33	\$ 1.568.778,67	\$1.587.936,77	\$1.701.369,66
<b>TIR</b>	8,26 %	7,40 %	23,76 %	26,72 %	47,76 %
<b>Payback Time</b>	11,26	13,36	4,05	3,61	2,04
<b>ROI</b>	278 %	98 %	829 %	934 %	1.702 %
<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 24,46	\$ 43,13	\$ 19,85	\$ 19,48	\$ 17,29
ESCENARIO OPTIMISTA					
<b>VPN</b>	\$ 2.319.167,38	\$1'141.134,64	\$ 2.532.887,18	\$2.554.992,19	\$2.678.925,25
<b>TIR</b>	13,54 %	14,51 %	36,90 %	41,35 %	72,95 %
<b>Payback Time</b>	6,99	5,96	2,63	2,36	1,35
<b>ROI</b>	485 %	311 %	1.339 %	1.503 %	2.680 %
<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 20,96	\$ 36,00	\$ 18,28	\$ 18,00	\$ 16,45
ESCENARIO PESIMISTA					
<b>VPN</b>	\$ 308.992,95	\$ 293.146,74	\$ 576.249,44	\$ 595.407,54	\$ 690.899,96
<b>TIR</b>	3,02 %	-	10,62 %	12,09 %	22,61 %
<b>Payback Time</b>	30,46	-	8,79	7,76	4,25
<b>ROI</b>	64,62 %	- 80 %	305 %	350 %	691 %

<b>Punto de equilibrio (USD/BI)</b>	\$ 36,62	\$ 62,70	\$ 25,05	\$ 24,22	\$ 20,09
-------------------------------------	----------	----------	----------	----------	----------

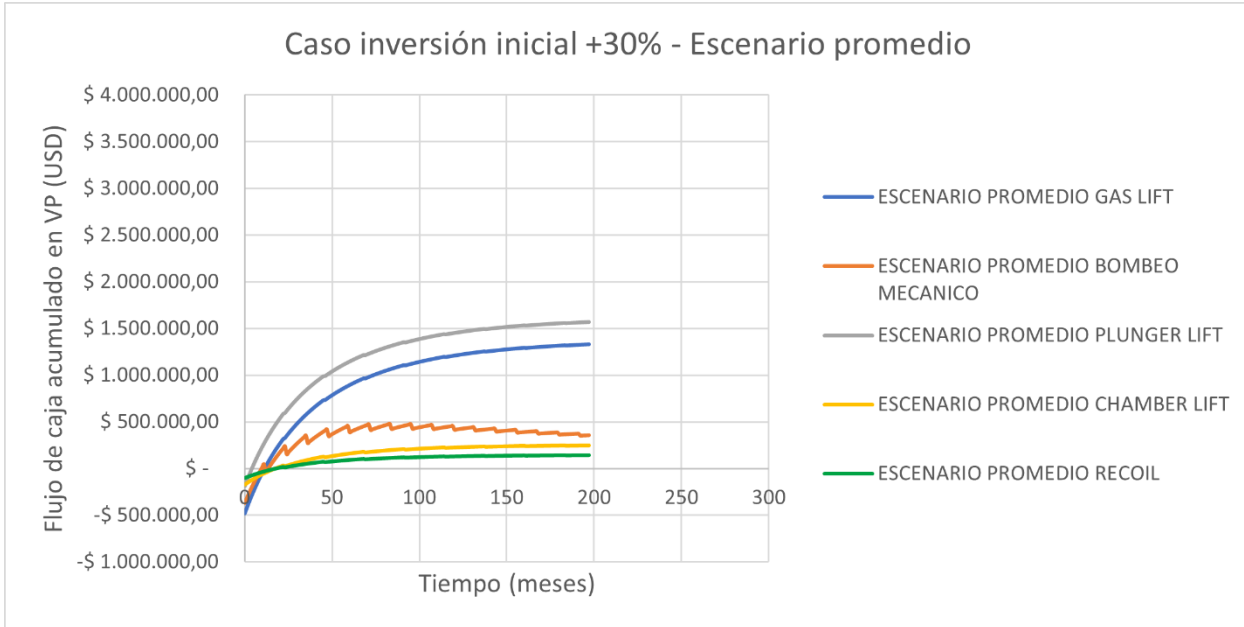
En el escenario promedio el Bombeo Mecánico mantiene un comportamiento de flujo de caja que desciende significativamente a comparación del comportamiento observado en el escenario optimista, después de alcanzar el pico más alto de rentabilidad del proyecto.

Nuevamente el Bombeo Mecánico en el escenario pesimista indica no ser un proyecto recomendable dado que en ningún momento llega a recuperarse la inversión inicial. En el escenario pesimista, los SLA Plunger Lift, Chamber Lift y Recoil recuperan la inversión en menos de un año, mientras que el Levantamiento por Gas recupera la inversión al cabo de 2 años y medio aproximadamente.

Se observa el mismo comportamiento descrito para los casos anteriores, base y reducción de la inversión inicial. El Bombeo Mecánico, muestra ser el SLA más susceptible al precio del barril, dado que para su escenario pesimista necesita estar por encima de los 62,70 USD/BI para recuperar la inversión.

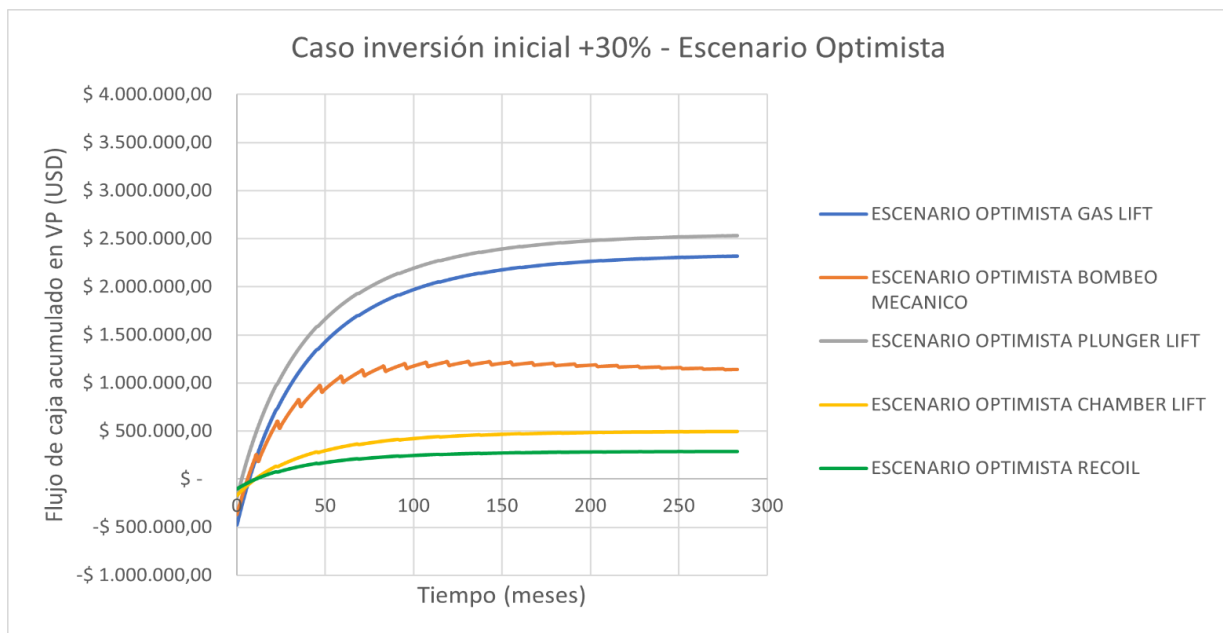
**Figura 42.**

*Caso inversión inicial +30% - Escenario promedio.*



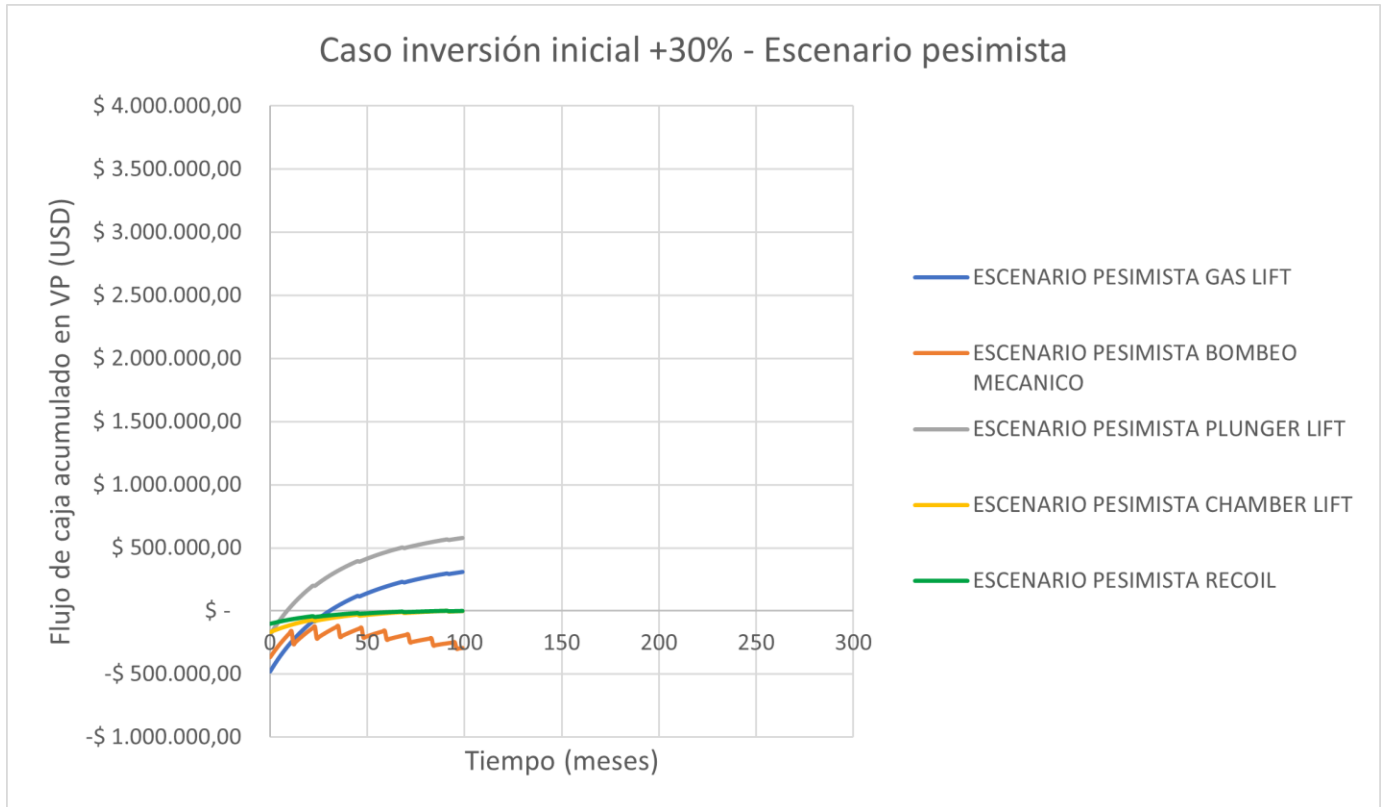
**Figura 43.**

*Caso inversión inicial +30% - Escenario optimista.*



**Figura 44.**

*Caso inversión inicial +30% - Escenario pesimista.*



## 11. Conclusiones

- Se identificó el costo de operación de los campos pertenecientes a la cuenca del VMM, el cual para la mayoría de estos campos se encuentra entre 12.41 a 18.72 USD/B1, valor que es afectado por factores entre los que se encuentran el consumo de energía, la variación en los costos de los equipos y en el número de personal.
- En los yacimientos no convencionales, la alta tasa de declinación en la producción ocasiona que se requieran diferentes sistemas de levantamiento artificial, principalmente en la etapa temprana del proyecto, entre los más utilizados, según la información bibliográfica, destacan: Levantamiento por Gas (40%), Bombeo Electrosumergible (36%), Bombeo Mecánico (13), Plunger Lift (7%) y Bombeo Hidráulico tipo Jet (4%).
- Según el análisis técnico de los sistemas de levantamiento artificial estudiados, los más viables para ser implementados en la formación La Luna de la cuenca VMM, son el Bombeo Mecánico y el Plunger Lift, obteniendo 29 puntos de 36 posibles, dado que se adaptan a los parámetros establecidos en los Pozos Tipo durante la etapa tardía de producción.
- Pese a obtener una valoración alta en el análisis técnico, 29 puntos de 36 posibles, el Levantamiento por Gas es descartado ya que su límite de tasa de producción se encuentra en los 100 Bls/día, excediendo las tasas mínimas estimadas en la etapa tardía de producción. Los sistemas Chamber Lift y Recoil tampoco se ajustan a los criterios de los pozos, debido a que no pueden ser implementados en la profundidad requerida.
- Los sistemas Recoil, Chamber Lift y Plunger Lift, son los que ofrecen una mayor rentabilidad; sin embargo, los dos primeros son descartados técnicamente. En consecuencia, se proyecta el Plunger Lift como el sistema de levantamiento adecuado para

la etapa tardía de producción de hidrocarburos en estos yacimientos, obteniendo un VPN 146% mayor respecto al Bombeo Mecánico en el caso base.

- Acorde al análisis de sensibilidad realizado, la variable que mayor impacto tiene en el desarrollo de los yacimientos no convencionales en la etapa tardía de producción es el precio del barril de petróleo.
- El Bombeo Mecánico es el sistema más afectado por variables como la disminución en el precio del barril; mientras que en un Escenario Promedio con precio del barril de 50 USD/Bl la inversión inicial se recupera a los 7 meses, en el caso del barril a 35 USD/Bl sólo es posible recuperar la inversión en un Escenario de producción Optimista. Por otra parte, si la inversión inicial incrementa 30% respecto al caso base, en el escenario promedio se obtendría un 45% menos de VPN.
- El evento con menor ganancia presente dentro del estudio se encuentra en la selección de Bombeo Mecánico con precio del barril de \$35 en un escenario de Producción Optimista, el cual tendrá un Payback Time de un año y mes aproximadamente con un VPN de \$264.209 dólares. En cambio, el evento con mayor ganancia se presentará en la selección de Plunger Lift como SLA en el escenario de Producción Optimista con precio de barril correspondiente a \$65 dólares, con VPN de \$3.774.156, lo que corresponde a más de 14 veces la ganancia generada por el evento mencionado anteriormente, la inversión inicial será devuelta a los 2 meses aproximadamente.
- Acorde al análisis financiero se encontró el punto de equilibrio de los sistemas de levantamiento artificial estudiados; se identificó que los no convencionales pueden dar una oportunidad de mejora en los costos para el desarrollo de estos proyectos.

## 12. Recomendaciones

- Para un análisis económico más completo se recomienda tener en cuenta los costos asociados al consumo de energía eléctrica o combustible para el funcionamiento de los distintos sistemas de levantamiento artificial, así como los costos de tratamiento del gas en caso de que sea requerido.
- Desarrollar un aplicativo o software educativo con el propósito de extrapolar los resultados encontrados en este estudio a diferentes posibles escenarios que se puedan presentar durante la producción de yacimientos no convencionales.
- Implementar el estudio realizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena a otras cuencas de interés para el desarrollo de yacimientos de roca generadora, como la cuenca de los Llanos Orientales o la Cuenca Cesar-Ranchería.

**Referencias bibliográficas**

- Alkhorayef Petroleum Company. (2012). WSP Product Catalog 2012.
- ANH. (2012). Cuenca Valle Medio del Magdalena - Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Pozo: Infantas-1613.
- Antolínez, J., & Bohórquez, C. (2018). Evaluación Del Impacto De Los Parámetros Geomecánicos En Procesos De Estimulaciones Hidráulicas Masivas En La Formación La Luna (Cuenca Valle Medio Del Magdalena). In Fundación Universidad de América. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7193/1/5132766-2018-2-IP.pdf>
- Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). (2017). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia.
- Asociación Colombiana del Petróleo ACP. (2020). Doble crisis COVID-19 y guerra de precios del petróleo: impacto para Colombia y el sector de hidrocarburos.
- Barros, J. L., Álvarez, J. I., & Ferrigno, E. (2018). Novel approach in digital diagnostic for Plunger Lift in unconventional wells at Vaca Muerta. Society of Petroleum Engineers - SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas 2018. <https://doi.org/10.2118/190930-ms>
- Barros, J. L., Claramunt, J. I. A., & Ferrigno, E. (2018). Novel Approach in Digital Diagnostic for Plunger Lift in Unconventional Wells at Vaca Muerta. Society of Petroleum Engineers - SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas 2018. <https://doi.org/10.2118/190930-MS>
- Beauregard, E., & Ferguson, P. L. (1981). Introduction to Plunger Lift: Applications, advantages, and limitations. Southwestern Petroleum Short Course.

- Benamara, A. (2016). Gas Lift - Past & Future. Society of Petroleum Engineers.
- Brown, K. E. (1982). Overview of Artificial Lift Systems. JPT, Journal of Petroleum Technology.
- Brown, K. E. (1984). The technology of Artificial Lift Methods. Volume 4.
- Cabanillas, L., Carstens, G., Lovecchio, J. P., Marshall, P., Rébora, L., Soldo, J. C., Vallejo, E., & Vergani, G. (2013). Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos Del Petróleo.
- Campos Montaña, O. N., & Panchi Zapata, C. R. (2011). Estudio para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico en el campo Lago Agrio operado por EP-Petroecuador.
- Donnelly, R. (1985). Artificial Lift. Austin, Texas: Petroleum Extension Service, Division of Continuing Education, University of Texas at Austin.
- DynaPump Inc. (2010). DynaPump Operator's Manual. Recuperado de: <http://bit.ly/2P4cKVS>
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994). Petroleum Production Systems. In Englewood Cliffs, N.J: PTR Prentice Hall.
- Efecto Venturi. (n.d.). EcuRed. From: [http://www.ecured.cu/index.php/Efecto\\_Venturi](http://www.ecured.cu/index.php/Efecto_Venturi)
- Forero, S., & Ortiz, S. (2019). Análisis Técnico Y Financiero Del Comportamiento Del Sistema De Levantamiento Por Bombeo Hidráulico Tipo Jet Aplicado A Pozos De Un Campo Colombiano Mediante Una Herramienta Software De Diseño.
- Fuenzalida, H.A. (2012). Latinoamérica, foco de oportunidad para los Recursos No Convencionales.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). Petroleum Production Engineering: A computer-assisted approach.

- Hassouna, M. (2013). Plunger lift applications: Challenges and economics. Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference and Exhibition 2013, NATC 2013, 153–158. <https://doi.org/10.2118/164599-ms>
- Hingerl, F., Arnst, B., Cosby, D., Tec LLC, S., Kreutzman, L., & Tyree, R. (2020). The Future of Plunger Lift Control Using Artificial Intelligence. Day 1 Tue, November 10, 2020. <https://doi.org/10.2118/201132-MS>
- Hirschfeldt, C. (2011). Artificial lift management recommendations and suggestions of best practices. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, 4, 7–20.
- Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas.
- Jackson, W. J. B. (2018). Unconventional Lift for Unconventional Wells. Society of Petroleum Engineers - SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas 2018. <https://doi.org/10.2118/190947-MS>
- Kolawole, O., Gamadi, T., & Bullard, D. (2019). Comprehensive Review of Artificial Lift System Applications in Tight Formations. SPE Eastern Regional Meeting, 2019-October 15–17. <https://doi.org/10.2118/196592-MS>
- Kravits, M., Frear, R., & Bordwell, D. (2011). Analysis of Plunger Lift Applications in the Marcellus Shale. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5, 3811–3820. <https://doi.org/10.2118/147225-MS>
- Lane, W., & Chokshi, R. (2014). Considerations for optimizing artificial lift in unconventional. Society of Petroleum Engineers - SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1921823>
- Lea, J. F. (1982). Dynamic analysis of Plunger Lift operations. JPT, Journal of Petroleum Technology, 2617–2629. <https://doi.org/10.2118/10253-pa>

Leimkuhler, J., & Leveille, G. (2012). Unconventional resources. *The Way Ahead*, 27–28.

<https://doi.org/10.1115/1.3042144>

LiftOil. (n.d.). Campos Maduros: Recupero rentable de pozos marginales.

Mansarovar Energy. (2016). Informe de sostenibilidad 2015.

Martínez, J. F., Claramunt, J. I. A., Meriño, J. L., Larsen, A. L., & Sa, Y. (2015). Vaca Muerta:

Challenging the Paradigm of Producing from a Shale Formation. 20–22.

<https://doi.org/10.15530/URTEC-2015-2154000>

Mejía Romero, J. P., & Palma Bustamante, J. M. (2008). Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua.

Moix Muntó, R. (n.d.). Evaluación económica de proyectos petroleros.

Morillo, M. D., & Machado, H. J. (2020). Changing the Paradigm of Hydraulic Jet Lift Selection

on Unconventional Applications: Eagle Ford Case Study. *Proceedings - SPE Annual*

Technical Conference and Exhibition, 2020-October. <https://doi.org/10.2118/201780-MS>

Nelik, L., & Brennan, J. (2005). *Progressing Cavity Pumps, Downhole Pumps, and Mudmotors*.

Gulf Publishing Company. <https://doi.org/10.1016/c2013-0-15501-8>

Nguyen, T. (2020). *Artificial Lift Methods: Design, practices, and applications*. Springer Nature

Switzerland AG. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-40720-9>

Orjuela, A. F. (2017). Evaluación técnica y financiera del desempeño del sistema de levantamiento

artificial Bombeo por Cavidades Progresivas metal-metal para la producción de crudo

pesado en el campo Abarco.

Oyewole, P. (2016). Artificial lift selection strategy to maximize unconventional oil and gas assets

value. *Society of Petroleum Engineers - SPE North America Artificial Lift Conference and*

*Exhibition 2016*. <https://doi.org/10.2118/181233-ms>

- Pacheco Carvajal, L. E., & Duarte Sepúlveda, C. A. (2009). Selección de pozos piloto para la implementación del sistema de levantamiento artificial Recoil en el campo Llanito.
- Pacheco Sintura, P. A., Cardona Molina, A., & Cortés, F. B. (2015). Caracterización composicional y de capacidad de almacenamiento en muestras de superficie de las formaciones Conejo y La Luna (Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental): Implicaciones para la evaluación del shale gas cretácico en Colombia. *Boletín de Ciencias de La Tierra*, 37, 45–53. <https://doi.org/10.15446/rbct.n37.43685>
- Pankaj, P., Escobar, K., & Lu, H. (2018). Artificial lift selection and its applications for deep horizontal wells in unconventional reservoirs. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, URTC 2018*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-287>
- Pankaj, P., Patrón, K. E., & Lu, H. (2018). Wellbore Modeling and Reservoir Characterization for the Application of Artificial Lift in Deep Horizontal Wells in the Unconventional Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas 2018*. <https://doi.org/10.2118/190922-MS>
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Parshall, J. (2013). Challenges and opportunities abound for Artificial Lift. *JPT, Journal of Petroleum Technology*. <https://doi.org/10.2118/0711-0086-jpt>
- Partidas, H. (2013). *Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación*.
- Patrón, K. E., Zhang, K., Xu, T., Lu, H., & Cui, S. (2018). Case Study of Artificial Lift Strategy Selection and Optimization for Unconventional Oil Wells in the Williston Basin. <http://onepetro.org/SPELRBC/proceedings-pdf/18LRBC/1-18LRBC/D011S001R005/1243665/spe-191793-ms.pdf/1>

- Pittman, R. W. (1982). Gas Lift design and performance. Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, IPETS 1982. <https://doi.org/10.2523/9981-ms>
- Pradhan, Y., Xiong, H., Forrest, J., & Zhu, J. (2018). Additional applications of optimal artificial lift strategies in the Permian Basin. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2902293>
- Pradhan, Y., Xiong, H., Forrest, J., & Zhu, J. (2018). Additional applications of optimal artificial lift strategies in the Permian Basin. SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, URTC 2018. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2902293>
- REPSOL YPF. (2002). El petróleo: El recorrido de la energía.
- Rey Botto, B. O. (2004). Optimización de la operación del sistema de Bombeo Mecánico de la sección 67 de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco.”
- Rocha Sánchez, J. A. (2019). Análisis del recobro mejorado para la formación La Luna a partir de la analogía con Shale Plays en Estados Unidos.
- Rodríguez Arias, D. F. (2013). Estudio de factibilidad técnica y financiera para la aplicación del sistema de levantamiento artificial Chamber Lift en el Campo Escuela Colorado.
- Rodríguez Frias, E. (2010). La importancia de la evaluación financiera en la toma de decisiones. XV Congreso Internacional de Contaduría, Administración e Informática.
- Rojas Mateus, S., & Ferreira Betancourt, J. S. (2018). Estrategia de implementación de sistemas de levantamiento artificial para yacimientos no convencionales de la formación La Luna.
- Sáchica Ávila, J. A., Rivera de la Ossa, J. E., & Piedrahita Rodríguez, J. (2020). Source rock hydrocarbons development, an opportunity for greenhouse gases captures in Colombia.

- Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability 2020. <https://doi.org/10.2118/199459-ms>
- Sáchica, J. A., Arrieta, V., Cohen, E., Páez, W., Amaya, R., Quiñonez, C., Pedraza, J., Ferreira, U., Quintero, N., González, Y., & Camacho, A. (2019). Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora.
- Sanabria Cala, E. L. (2013). Estudio de prefactibilidad de la aplicación de los sistemas de levantamiento artificial no convencionales Recoil y Electro-Gas Lift en campos de producción de petróleo en Colombia.
- Santos Rosillo, M. E. (2015). Gestión de sistemas de levantamiento artificial como estrategia para el desarrollo y optimización de la producción de hidrocarburos.
- Shi, J., Han, Q., Ren, X., Zhang, X., Zhao, R., Chen, S., Li, Q., & Zheng, X. (2018). The application of big data analysis in the optimizing and selecting artificial lift methods. Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition, MEAL 2018. <https://doi.org/10.2118/192482-ms>
- Spickert, A. (2014). Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America.
- Takacs, G. (2018). Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operations, and maintenance.
- Temizel, C., Canbaz, C. H., Betancourt, D., Ozesen, A., Acar, C., Krishna, S., & Saputelli, L. (2020). A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/201692-ms>
- Tovar, E., Buitrago, A., & Macías, L. F. (2019). Expectativas del Fracking en Colombia.

- UPME. (2018). Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales.
- Walls, J. D., Cerón, M. R., & Anderson, J. (2014). Characterizing unconventional resource potential in Colombia; a digital rock physics project. Society of Petroleum Engineers - SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1913256>
- Winkler, H. W. (1999). Re-examine insert chamber-lift for high rate, low BHP, gassy wells. Society of Petroleum Engineers - SPE Mid-Continent Operations Symposium, MCOS 1999. <https://doi.org/10.2523/52120-ms>
- Zoback, M. D., & Kohli, A. H. (2019). Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity. Cambridge: Cambridge University Press. [doi:10.1017/9781316091869](https://doi.org/10.1017/9781316091869)