

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA  
APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER  
LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**DANIEL FERNANDO RODRIGUEZ ARIAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2013**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA  
APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER  
LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO**

**DANIEL FERNANDO RODRIGUEZ ARIAS**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
M.Sc. FERNANDO CALVETE**

**Codirector  
Ing. JOSE LUIS FONSECA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2013**

## **DEDICATORIA**

*Quiero dedicarle este trabajo a Diosito por estar siempre a mi lado, llevándome por el buen camino, cuidándome de todos los peligros, por todas las bendiciones que me regala y por permitirme hoy, terminar mis estudios.*

*A mi abuelito, Vitaliano Arias, que aunque ya no está conmigo sus enseñanzas siempre estarán en mi vida guiándome en los momentos difíciles y recordándome el valor del trabajo.*

*A mis dos madres, Martha Arias y Gladys Castillo, por el amor tan grande que me han brindado durante toda mi vida y por enseñarme el valor de los sacrificios con amor. Las amo mucho.*

*A mi padre, Juan Rodríguez, por apoyarme siempre en mis metas y brindarme su amor.*

*A mis hermanos Oscar, Wilmer y Nazly por su cariño y por siempre recordarme el valor de la unión. Los quiero mucho.*

*A mi compañera y amiga de todos estos años, Xiommy, gracias por cuidarme siempre y por estar ahí en esos momentos duros. La quiero mucho.*

*A mis amigos Alex (Moquis), Allu (Miquis), Car (Pochís), y David, le doy gracias a Dios por haberlos conocido por la alegría que trajeron a mi vida y por cada momento que he pasado con ustedes. Los quiero mucho y no quiero perderlos nunca.*

*Daniel Fernando Rodríguez Arias.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Ante todo quiero agradecerle a Dios por estar siempre a mi lado guiándome y protegiéndome a lo largo de esta etapa de mi vida y así, poder terminarla hoy exitosamente.

A mi director, el Ingeniero Fernando Calvete, por su ayuda incondicional y su guía durante la realización de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme formarme en ella como un profesional de provecho para la sociedad.

Al grupo de C&PM de Halliburton por sus enseñanzas que contribuyeron a la realización de este proyecto.

A mi familia por su apoyo incondicional y amor que siempre fueron el motor de esta etapa de mi vida.

A mis amigos, los que están y los que no, gracias por las alegrías que viví con ustedes y por su apoyo incondicional durante estos años.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>16</b>
<b>1. CHAMBER LIFT .....</b>	<b>18</b>
<b>1.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....</b>	<b>18</b>
<b>1.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO .....</b>	<b>19</b>
<b>1.3. TIPOS DE INSTALACIONES .....</b>	<b>20</b>
<b>1.3.1. Cámara de dos empaques .....</b>	<b>21</b>
<b>1.3.2. Cámara Insertada .....</b>	<b>23</b>
<b>1.3.3. Cámara de flujo inverso .....</b>	<b>25</b>
<b>1.3.4. Cámara especial para la remoción de arena.....</b>	<b>26</b>
<b>1.3.5. Cámara sobre los empaques .....</b>	<b>27</b>
<b>1.3.6. Cámara con hueco abierto .....</b>	<b>28</b>
<b>1.3.7. Cámara de un empaque.....</b>	<b>29</b>
<b>1.3.8. Cámara tipo Macaroni.....</b>	<b>29</b>
<b>1.4. EQUIPOS .....</b>	<b>29</b>
<b>1.4.1. Arreglo de superficie.....</b>	<b>31</b>
<b>1.4.1.1. Choque de superficie .....</b>	<b>32</b>
<b>1.4.2. Equipo de fondo .....</b>	<b>32</b>
<b>1.4.2.1. Válvula de descarga .....</b>	<b>32</b>
<b>1.4.2.2. Válvula operante.....</b>	<b>33</b>
<b>1.4.2.3. Válvula estacionaria .....</b>	<b>36</b>
<b>1.4.2.4. Válvula de purga.....</b>	<b>36</b>
<b>1.5. FACTORES QUE AFECTAN EL SISTEMA.....</b>	<b>37</b>
<b>1.5.1. Presión de yacimiento .....</b>	<b>37</b>
<b>1.5.2. Gravedad API del crudo .....</b>	<b>38</b>
<b>1.5.3. Efecto de la producción de agua .....</b>	<b>38</b>
<b>1.5.4. Profundidad del punto de inyección.....</b>	<b>39</b>
<b>1.5.5. Tamaño de la tubería de producción, anular de inyección, línea de flujo y línea de inyección.....</b>	<b>39</b>

1.6.	<b>VENTAJAS Y DESVENTAJAS</b> .....	41
1.6.1.	Ventajas.....	41
1.6.2.	Desventajas.....	42
2.	<b>MUESTREO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS</b> .....	43
2.1.	<b>GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO</b> .....	43
2.1.1.	Localización.....	43
2.1.2.	Formaciones productoras.....	43
2.1.3.	Estructura.....	46
2.1.4.	Propiedades del yacimiento.....	46
2.1.5.	Historia de producción.....	47
2.2.	<b>CONCEPTOS GENERALES DE MUESTREO</b> .....	48
2.2.1.	Teoría básica del muestreo.....	48
2.2.2.	Tamaño de la muestra.....	49
2.2.3.	Diseño del muestreo para el campo Colorado.....	52
2.3.	<b>POZOS CANDIDATOS</b> .....	54
2.3.1.	Criterios de selección.....	54
2.3.1.1.	Screening del sistema.....	57
2.3.2.	Selección de los Pozos.....	58
2.3.2.1.	Información de los Pozos seleccionados.....	60
3.	<b>DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER LIFT</b> .....	64
3.1.	<b>FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE CHAMBER LIFT</b> .....	64
3.1.1.	Tipo de instalación.....	64
3.1.2.	Localización del tope de la válvula.....	64
3.1.3.	Longitud de la cámara.....	65
3.1.4.	Presiones disponibles y ajustes de válvulas.....	65
3.1.5.	Gradientes de descarga y espaciamento.....	66
3.1.6.	Diferencial entre la presión de la válvula y el tubing cargado.....	67
3.1.7.	Porcentaje de recobro.....	67
3.1.8.	Volumen de gas requerido para el levantamiento intermitente.....	67

3.2. METODOLOGÍA DEL DISEÑO .....	68
<b>4. APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER LIFT AL CAMPO COLORADO.....</b>	<b>73</b>
4.1. DISEÑO DEL SISTEMA CHAMBER LIFT PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.....	74
4.1.1. Pozo - Colorado 24. ....	75
4.1.2. Pozo – Colorado 37. ....	78
4.1.3. Pozo – Colorado 76. ....	80
<b>5. ANÁLISIS FINANCIERO.....</b>	<b>84</b>
5.1. INVERSION INICIAL .....	84
5.2. FLUJOS DE EFECTIVO .....	85
5.3. VIABILIDAD DEL PROYECTO .....	86
5.3.1. Valor presente neto (VPN) .....	87
5.3.2. Tasa interna de retorno (TIR) .....	90
5.3.3. Tiempo de recuperación simple o <i>Payback Simple</i> .....	90
5.4. EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	91
5.4.1. Análisis financiero de los pozos seleccionados. ....	92
5.4.1.1. Análisis financiero Pozo COL-24.....	93
5.4.1.2. Análisis financiero Pozo COL-37.....	98
5.4.1.3. Análisis financiero Pozo COL-76.....	103
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>108</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>110</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>111</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Principio de funcionamiento.....	20
Figura 2. Cámara de dos empaques.....	21
Figura 3. Ciclo de Chamber Lift. ....	23
Figura 4. Cámara Insertada. ....	24
Figura 5. Cámara de flujo inverso. ....	25
Figura 6. Cámara especial para la remoción de arena. ....	26
Figura 7. Cámara sobre los empaques.....	27
Figura 8. Cámara con hueco abierto.....	28
Figura 9. Instalación tipo Macaroni. ....	30
Figura 10. Mandril de Bolsillo.....	34
Figura 11. Tipo de válvula estacionaria. ....	37
Figura 12. Localización Campo Colorado. ....	44
Figura 13. Columna estratigráfica Campo Colorado. ....	45
Figura 14. Comportamiento IPR de los pozos seleccionados.....	63
Figura 15. Producción Pozo COL-24. ....	77
Figura 16. Esquema Pozo COL- 24. ....	77
Figura 17. Producción Pozo COL-37. ....	79
Figura 18. Esquema Pozo COL- 37. ....	80
Figura 19. Producción Pozo COL-76. ....	82
Figura 20. Esquema Pozo COL- 76. ....	83
Figura 21. Representación del flujo de efectivo. ....	85
Figura 22. Representación del valor presente. ....	88
Figura 23. Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.....	89
Figura 24. Flujo de efectivo Pozo COL-24. ....	95
Figura 25. Flujo de efectivo Pozo COL-37. ....	100
Figura 26. Flujo de efectivo Pozo COL-76. ....	106

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del Yacimiento. ....	46
Tabla 2. Pozos activos. ....	53
Tabla 3. Información de los fluidos. ....	57
Tabla 4. Información de yacimiento y pozo. ....	58
Tabla 5. GLR y Pwf de los pozos activos. ....	59
Tabla 6. Pozos seleccionados. ....	60
Tabla 7. Variables de los pozos seleccionados. ....	61
Tabla 8. IP y caudales de los pozos seleccionados. ....	62
Tabla 9. Parámetros de entrada pozos seleccionados. ....	74
Tabla 10. Parámetros de diseño Pozo COL-24. ....	75
Tabla 11. Distribución de las válvulas Pozo COL-24. ....	76
Tabla 12. Parámetros de diseño Pozo COL-37. ....	78
Tabla 13. Distribución de las válvulas Pozo COL-37. ....	79
Tabla 14. Parámetros de diseño Pozo COL-76. ....	81
Tabla 15. Distribución de las válvulas Pozo COL-76. ....	81
Tabla 16. Cálculo del Flujo de Efectivo para el proyecto. ....	86
Tabla 17. Costos base para la instalación del sistema Chamber Lift. ....	92
Tabla 18. Costos de producción Campo Escuela Colorado. ....	93
Tabla 19. Costos de instalación Pozo COL-24. ....	93
Tabla 20. Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-24 (Escenario 1). ....	94
Tabla 21. Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-24 (Escenario 2). ....	96
Tabla 22. Diferencial de flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-24. ....	97
Tabla 23. Costos de instalación Pozo COL-37. ....	98
Tabla 24. Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37 (Escenario 1). ....	99
Tabla 25. Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37 (Escenario 2). ....	101
Tabla 26. Diferencial de flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37. ....	102
Tabla 27. Costos de instalación Pozo COL-76. ....	103

Tabla 28. Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-76 (Escenario 1). .....	104
Tabla 29. Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-76 (Escenario 2). .....	105
Tabla 30. Diferencial de flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37.....	107

## LISTA DE ANEXOS

<b>Anexo A.</b> Gradiente de descarga para cálculos de espaciamiento de las válvulas .....	113
<b>Anexo B.</b> Peso de la columna de gas .....	114
<b>Anexo C.</b> Volumen de gas requerido .....	115
<b>Anexo D.</b> Relación Tubing-Casing.....	116

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER LIFT EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.\*

**AUTOR:**

DANIEL FERNANDO RODRIGUEZ ARIAS\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Chamber Lift, Levantamiento Artificial, Inyección de Gas, Gas Lift Intermitente, Campo Escuela Colorado.

**DESCRIPCIÓN:**

El propósito de éste estudio es realizar un muestreo de los pozos del Campo Escuela Colorado y seleccionar aquellos que cuentan con los parámetros óptimos para la implementación del sistema de levantamiento artificial Chamber Lift con el objetivo de estudiar la viabilidad tanto técnica como financiera de implementar este sistema como método de levantamiento de crudo en dicho campo. Analizando las variables que inciden en el desempeño del sistema Chamber Lift y teniendo en cuenta que el principio del sistema se basa en la energía que acumula y aporta el gas que se encuentra en el espacio anular de la cámara, se determinó que las principales variables que imposibilitan la implementación del sistema en un pozo, son las aquellas variables inherentes al comportamiento del fluido como son la presión de fondo fluyendo (Pwf) y la relación Gas-Líquido (GLR). Con la información suministrada por parte del área de producción del campo se seleccionaron los pozos que cuentan con las propiedades dentro de los rangos aceptables para realizarles el diseño del sistema Chamber Lift, encontrando así tres pozos candidatos para realizar el estudio dentro de los pozos activos en la actualidad.

Por otro lado se realizó un análisis financiero a partir de la producción lograda con la implementación del sistema Chamber Lift en los pozos seleccionados, basados en el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión (Payback) encontrando rentable la implementación del sistema en dos de los tres pozos seleccionados ya que se obtuvo un VPN positivo lo que indica que se logra cubrir la inversión inicial y por otro lado la TIR es mayor a la tasa de oportunidad del campo evidenciando que se generan ganancias.

---

\*Trabajo de grado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete Gonzales. Codirector: Ing. José Luis Fonseca.

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY FOR APPLICATION OF THE SYSTEM ARTIFICIAL LIFT CHAMBER LIFT IN THE COLORADO SCHOOL FIELD.\*

**AUTORS:**  
DANIEL FERNANDO RODRIGUEZ ARIAS\*\*

**KEY WORDS:** Chamber Lift, Artificial Lift, Gas Injection, Intermittent Gas Lift, Colorado Field.

### DESCRIPTION:

The purpose of this study is to sample wells Colorado School Field and select those with the optimal parameters for implementing artificial lift system Lift Chamber in order to study the technical and financial feasibility of implementing this system as rising crude method in this field. Analyzing the variables that affect system performance Lift Chamber and considering that the principle of the system is based on the energy that builds up and brings the gas in the annulus of the camera, it was determined that the main variables preclude the implementation of the system in a well, those are the variables inherent in the behavior of the fluid such as the flowing bottomhole pressure (PWF) and gas-liquid ratio (GLR). With the information provided by the area of field production wells were selected that have properties within acceptable ranges unit to perform system design Chamber Lift, finding three wells candidates for the study within the active wells in present.

Furthermore financial analysis was performed from the production achieved by implementing Chamber Lift System in selected wells, based on the calculation of the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and the time Payback (Payback) finding profitable system implementation in two of the three wells selected inasmuch as NPV was positive indicating that manages to cover the initial investment and moreover the IRR is greater than the rate of opportunity field generated showing gains.

---

\*Degree project.

\*\*Physical and Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete

## INTRODUCCIÓN

Actualmente la producción de crudo en Colombia proviene en su gran mayoría de campos maduros. Lo que hace necesario la optimización de dichos campos, mediante estrategias que permitan aumentar la producción de los pozos que están activos y reactivar aquellos que no lo están. Una alternativa es la aplicación de sistemas de levantamiento artificial que permitan incrementar la producción en estos campos.

La producción en el Campo Escuela Colorado actualmente se encuentra en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con la tasa inicial. La energía del yacimiento es baja, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (para este caso, gas en solución). Estas condiciones hacen del C.E.C un campo maduro, el cual se presenta como una opción para implementar y desarrollar sistemas de levantamiento no convencionales que permitan aumentar su producción.

El sistema Chamber Lift o levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del sistema de levantamiento por Gas (Gas Lift). Opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a una cámara en el fondo del pozo y la inyección de gas desde la superficie para desplazar el crudo acumulado en la cámara hacia la superficie.

En este proyecto se presenta una revisión bibliográfica del sistema Chamber Lift, los factores más influyentes en su desempeño y los rangos operacionales de aplicación, y de acuerdo a esto se realiza la selección de los pozos del Campo Escuela Colorado que cuentan con los parámetros técnicos aceptables para la implementación del sistema. Posterior a esto se plantea el modelamiento matemático que se aplica para calcular los parámetros de diseño.

Adicionalmente se realiza un análisis financiero a partir de la producción alcanzada con la instalación del sistema, los costos asociados a esta y los costos necesarios para la implementación del sistema y así poder determinar la rentabilidad del proyecto, usando un método de evaluación financiera que para este caso será el Valor Presento Neto.

## 1. CHAMBER LIFT

### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Chamber Lift o levantamiento con cámara de acumulación es una modificación del sistema gas Lift, que opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso de crudo a una cámara y la inyección de gas desde la superficie para desplazar el crudo acumulado en esta.<sup>1</sup>

El propósito del sistema Chamber Lift es reducir la presión de fondo fluyendo requerida con el fin de permitir la entrada de los fluidos de la formación en el pozo. Este sistema es ideal para campos maduros los cuales tienen baja presión de formación y alto índice de productividad. En este tipos de pozo la producción de líquidos puede aumentarse, sin embargo, en pozos de baja productividad puede que no aumente la producción pero se puede reducir la relación gas-liquido.

El aumento en la producción de líquido se obtiene debido al hecho de que más líquido se puede acumular para una determinada presión de fondo fluyendo. Esto también es cierto para pozos con IP bajo, pero en este caso, el tiempo necesario para llenar la cámara será considerablemente más largo con un resultado final de un leve aumento en la producción diaria de líquidos.

Este sistema no se recomienda para pozos con alta producción de gas porque el espacio anular de la cámara se llena con líquidos con un alto contenido de gas, reduciendo la capacidad de la instalación para acumular un alto volumen de líquidos por ciclo. Los problemas graves de arena limitan el uso de una instalación de cámara debido a la dificultad de correr esta instalación y a la realización de operaciones de wireline.

---

<sup>1</sup> NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. México: Limusa. 1987. 71 a 95 p.

Hay numerosas variaciones en el diseño físico de la cámara sin embargo los dos tipos fundamentales del sistema Chamber Lift son el de dos empaques y el tipo cámara insertada. El sistema de dos empaques utiliza el anular para acumular los fluidos del pozo y el tipo cámara insertada es usualmente fabricado a partir de una tubería de producción larga y de menor diámetro conocida como tubo de inmersión o string, que puede ser corrida dentro del casing o en hueco abierto y la producción de los fluidos se da a través de esta.

## **1.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

El principio del sistema Chamber Lift implica que la inyección de gas inicialmente contacte el tope del bache de líquido y luego lo desplace dentro del tubo que está sobre la cámara (ya sea tubing o tubo de inmersión) antes de que la inyección de gas llegue al extremo inferior del tubo. El tubing o el tubo de inmersión se supone que se llena de líquido al comienzo de un ciclo de inyección de gas, es decir, en la parte superior de la cámara se encuentra el nivel de fluido de trabajo. El líquido acumulado en el espacio anular de la cámara es desplazado dentro del tubo como se muestra en la figura 1. La operación del Chamber Lift evita la acumulación de agua en el tubo de producción, ya que el agua es desplazada primero dentro de la cámara, seguido por el aceite, y luego por la inyección de gas.<sup>2</sup>

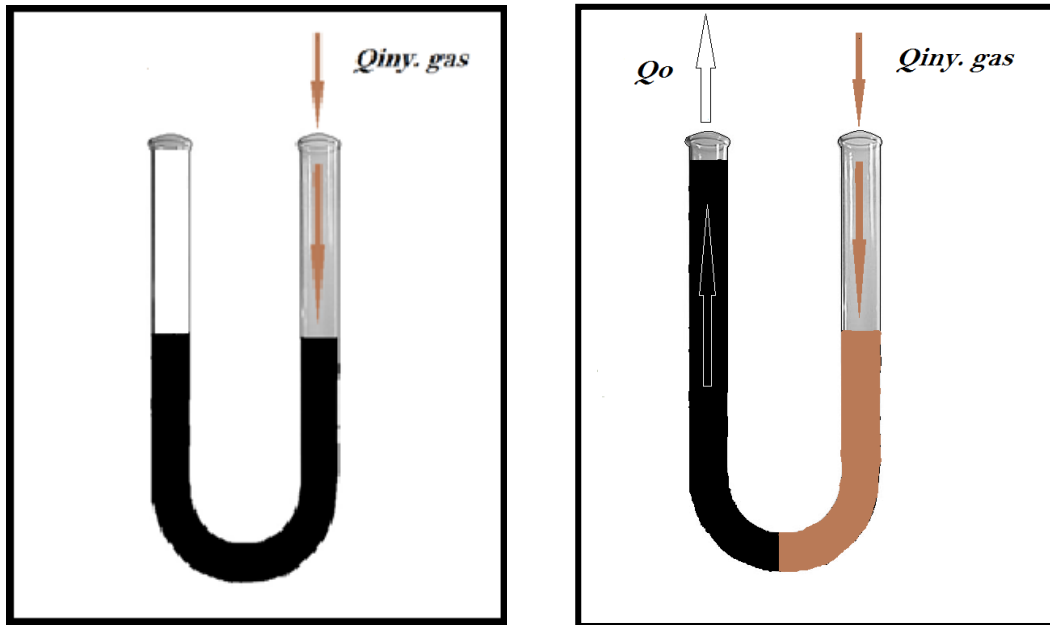
El principio del Chamber Lift se ha aplicado en algunos pozos para reducir la inyección de gas dentro de una sarta de tubería dada. Para el caso de una cámara tipo insertada, un tubo de inmersión es instalado por cable y empacado inmediatamente encima de la parte inferior de la válvula de descarga. La profundidad de la inyección de gas es incrementada por la distancia de la profundidad de la válvula de descarga al extremo inferior del tubo de inmersión. El

---

<sup>2</sup> E. M. Petrof, T. A. Carmody, E. S. Eltohami, M. A. Adewumi, P. M. Halleck, B. Miller, R. W. Watson., Chamber Lift- A Technology For Producing Stripper Oil Wells, The Pennsylvania State University.2003.

principio del levantamiento por cámara se ha empleado en algunos pozos con baja permeabilidad que producen arena para prevenir su acumulación en el wellbore.

**Figura 1.** Principio de funcionamiento



**Fuente.** <http://www.ingenieriadepetroleo.com/funcionamiento-gas-Lift-intermitente>.

### 1.3. TIPOS DE INSTALACIONES<sup>3</sup>

Hay dos tipos generales de instalaciones de cámara. Estos son: la instalación de dos empaques y la instalación de cámara insertada. Hay otras instalaciones que son una variación de las anteriores. Estas variaciones en el diseño se utilizan para tratar ciertos problemas, tales como la formación gas, la extracción de arena,

---

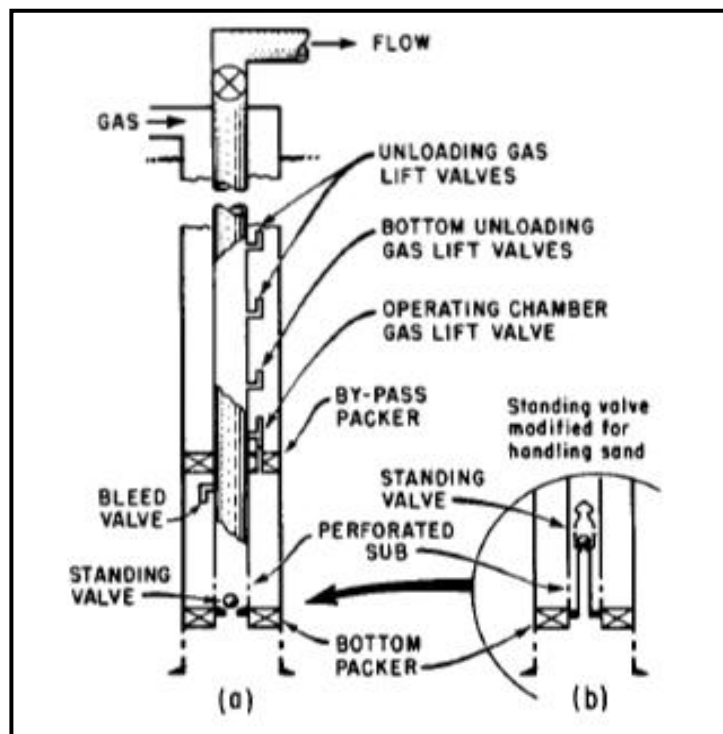
<sup>3</sup> BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980. 270 p.

pozos abiertos, y completamiento de pozos ultra-delgado. Generalmente, el tipo de instalación de cámara es determinado por el tipo de completamiento del pozo.

### 1.3.1. Cámara de dos empaques

La instalación de cámara de dos empaques (Figura 2) usa el espacio anular para acumular los fluidos. Este tipo de instalación de cámara se instala para permitir grandes volúmenes de almacenamiento de líquidos con una cantidad mínima de presión de retorno a la formación. Sin embargo, el empaque inferior debe establecerse justo por encima del intervalo de perforación o de la finalización del hueco abierto

**Figura 2.** Cámara de dos empaques.



**Fuente.** BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a.

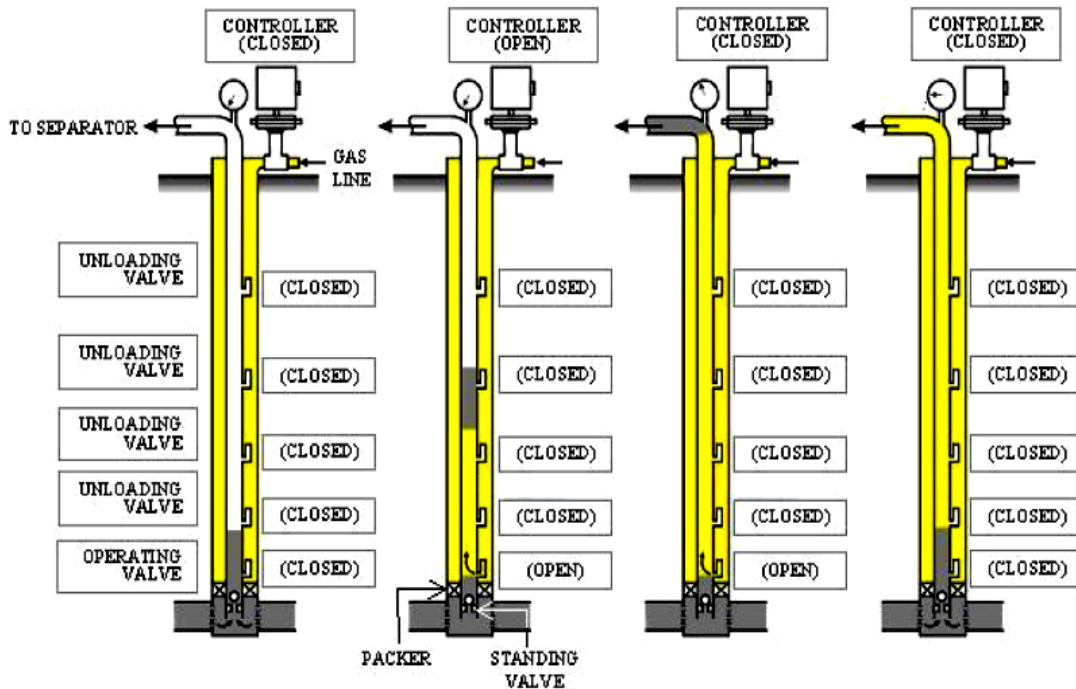
En la figura 3 se muestra la típica operación de este tipo de instalación (el ciclo empieza apenas una carga de líquido es desplazada a la superficie):

1. La presión de fondo fluyendo se incrementa, lo que empuja 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.
2. Los puertos de alivio se abren, permitiendo que el gas en solución atrapado en el anular escape por el tubing. Este puerto es importante y debe tener suficiente volumen para permitir que el gas de baja presión escape. Por otro lado, este gas debe comprimirse en el tope de la cámara restringiendo la entrada de líquido.
3. La cámara continúa llenándose con el fluido hasta que la carga total de líquido es acumulada.
4. Desde superficie se inyecta gas dentro del pozo, abriendo la válvula operante la cual permite que la inyección de gas entre sobre el tope del líquido acumulado en la cámara. Como resultado de la contra presión se cierran los puertos de alivio y la válvula estacionaria.
5. El bache de líquido acumulado es desplazado desde la cámara a través del tubo de inmersión (tubing) y luego a la superficie.
6. Una vez el bache del líquido es producido en superficie, la válvula estacionaria y los puertos de alivio se abren nuevamente, y los fluidos empiezan a llenar de nuevo la cámara.

### 1.3.2. Cámara Insertada

La instalación de cámara insertada se hace generalmente de la sarta de tubing y se utiliza en lugar de la instalación de dos empaques (Figura 4). Este tipo de instalación se utiliza normalmente y funciona mejor en pozos que tienen completamiento de hueco abierto o largos intervalos perforados. Su mayor ventaja es que aprovecha al máximo las características de entrada de flujo, en especial la baja presión de fondo. Sin embargo, una desventaja es su reducido diámetro para poder correr en el interior de sartas de revestimiento de diámetro pequeño. Por lo tanto, tendrá más volumen que la misma longitud del tubing, pero no tanto como la instalación de dos empaques

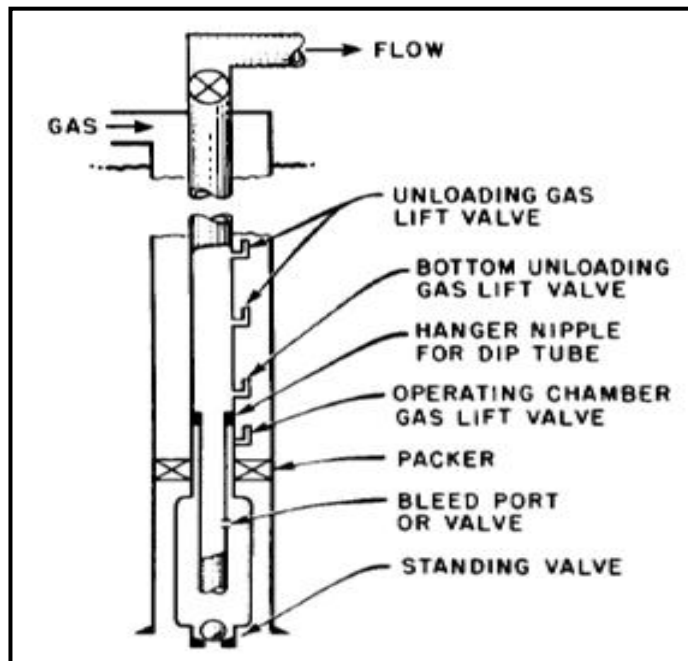
Figura 3. Ciclo de Chamber Lift.



Fuente. Recommended Practices for Design and Operation Of Intermittent and Chamber Gas-Lift Wells and Systems. API Recommended Practice 11v10.

Un tubo de inmersión también se puede insertar en una instalación de cámara insertada. Esta adición permitirá que el punto de inyección de gas sea mucho menor, por lo tanto, permite una mayor producción de líquido. Durante una operación de producción normal de este tipo, el gas se inyecta por el anular formado por el tubo de inmersión y la cámara insertada y el líquido es empujado hacia arriba a través del tubo de inmersión y se produce en la superficie a través de la tubería por encima de la cámara. Su secuencia de operación es la misma que la de la instalación de dos empaques.

**Figura 4.** Cámara Insertada.

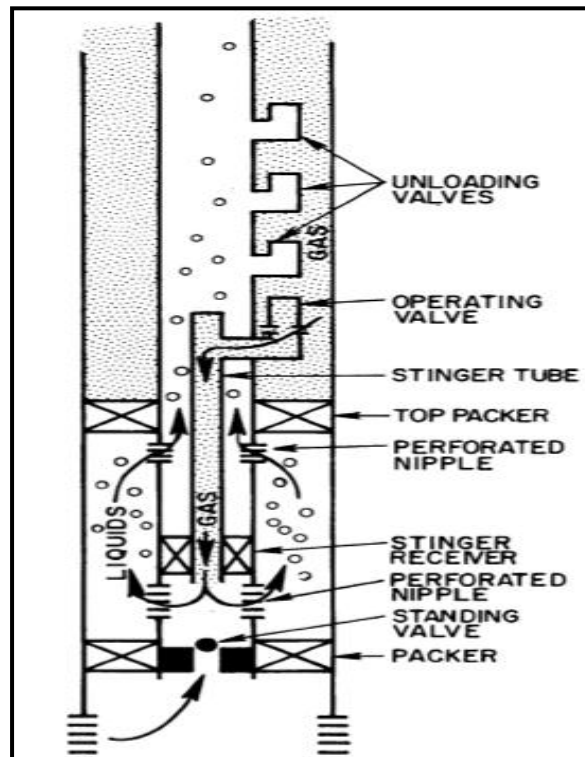


**Fuente.** BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a.

### 1.3.3. Cámara de flujo inverso

La figura 5 muestra una variación en el sistema Chamber Lift que permite el venteo de todo el gas de la formación a través del tubo de inmersión (tubing string). En este caso el gas se inyecta por el tubo de inmersión y los fluidos son conducidos por el espacio anular casing-tubing hasta el tope de la cámara donde entran en el tubing y son producidos por el tubing string. Una vez la cámara está vacía, esta se carga nuevamente. Este diseño permite ventilar el gas de formación a través de la misma tubería por donde se producen los fluidos. Este método es una buena opción para pozos con alta relación gas-aceite.

**Figura 5.** Cámara de flujo inverso.

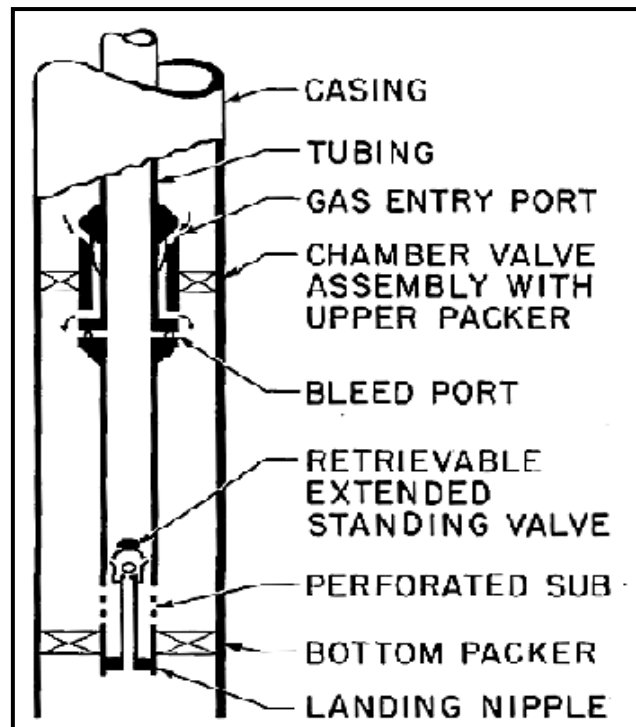


**Fuente.** BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a.

### 1.3.4. Cámara especial para la remoción de arena

Otra variación es una instalación de cámara especial para la eliminación de la arena como se muestra en la figura 6. En esta instalación, la válvula estacionaria se extiende, y se ubicará ahora en el intervalo perforado del tubing. Esto dará el espacio suficiente para que la arena se ubique alrededor de la válvula estacionaria y sobre el tope del empaque inferior, el fluido entra en la cámara a través de esta abertura, en lugar del asiento real de la válvula. Esto permite que la bola de la válvula estacionaria y su asiento se limpien de la arena cuando la cámara se vacía con la inyección de gas. Las perforaciones deben mantenerse tan cerca del tope del empaque como sea posible. Esta instalación ha demostrado ser exitosa cuando las demás instalaciones han fracasado debido a la producción de arena.

**Figura 6.** Cámara especial para la remoción de arena.

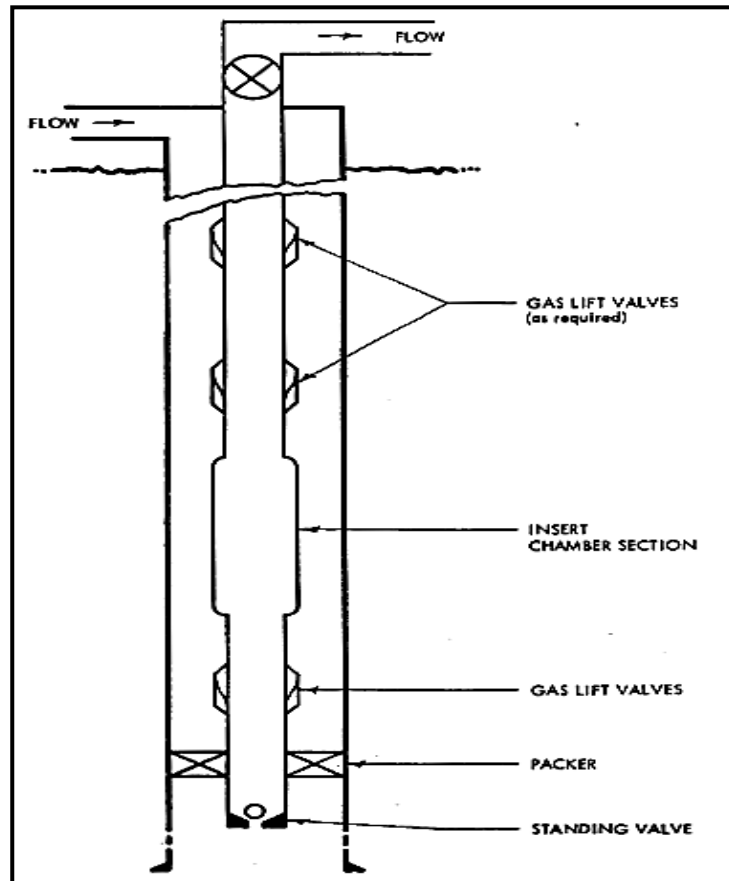


**Fuente.** BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a

### 1.3.5. Cámara sobre los empaques

La figura 7 muestra otro tipo de instalación con la cámara localizada encima de los empaques. Esto se hace para evitar o minimizar ciertos problemas tales como la producción de arena. Esta variación ha demostrado que funciona bien, pero su principal desventaja es que contiene menos volumen general que el de la instalación de dos empaques.

Figura 7. Cámara sobre los empaques.

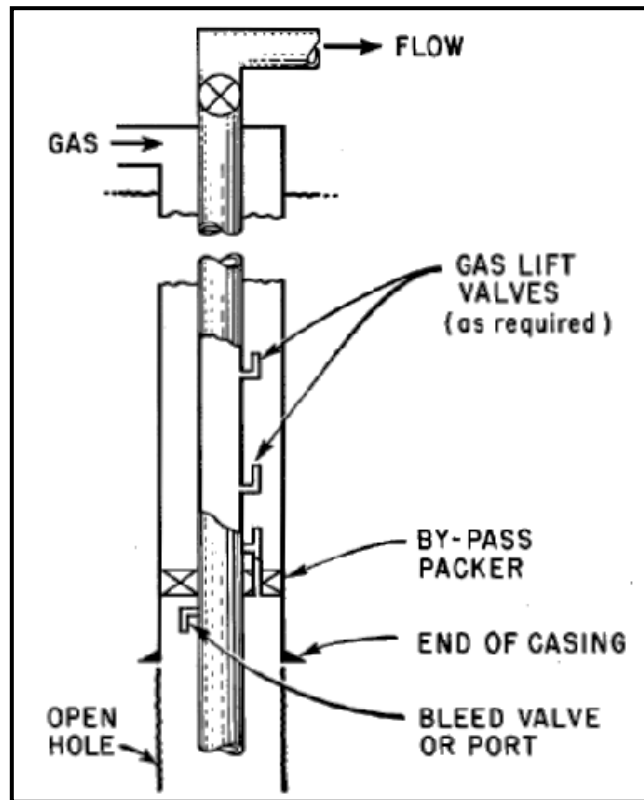


Fuente. BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a.

### 1.3.6. Cámara con hueco abierto

Hay pocos casos donde un operador prefiere correr un solo empaque en un casing relativamente pequeño (quitando la desventaja de una cámara insertada). En la figura 8 se muestra una cámara con hueco abierto que suele usarse en alguno de estos casos. Su desventaja inmediata está sujeta al intervalo de la presión del gas y el posterior empuje de los fluidos de regreso a la formación.

**Figura 8.** Cámara con hueco abierto.



**Fuente.** BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a.

### **1.3.7. Cámara de un empaque**

Una instalación de un empaque es otra variación que ha tenido éxito en pozos con hueco abierto y casing de diámetro pequeño. Esta instalación tiene la ventaja de que agrega volumen comparada con la instalación de cámara insertada. Normalmente, esta instalación excederá la producción de otras instalaciones intermitentes, pero no se recomienda debido a su inestabilidad.

### **1.3.8. Cámara tipo Macaroni**

La instalación tipo Macaroni se utiliza en pozos que han sido completados con casing de diámetros exteriores menores a lo normal (menos de 3,5 pulgadas). Se conoce como sarta "macaroni", debido a su diámetro inusualmente pequeño como se muestra en la figura 9. El diámetro de esta sarta macaroni se limita al diámetro exterior máximo de la sarta de revestimiento y al diámetro exterior de las válvulas de levantamiento de gas.

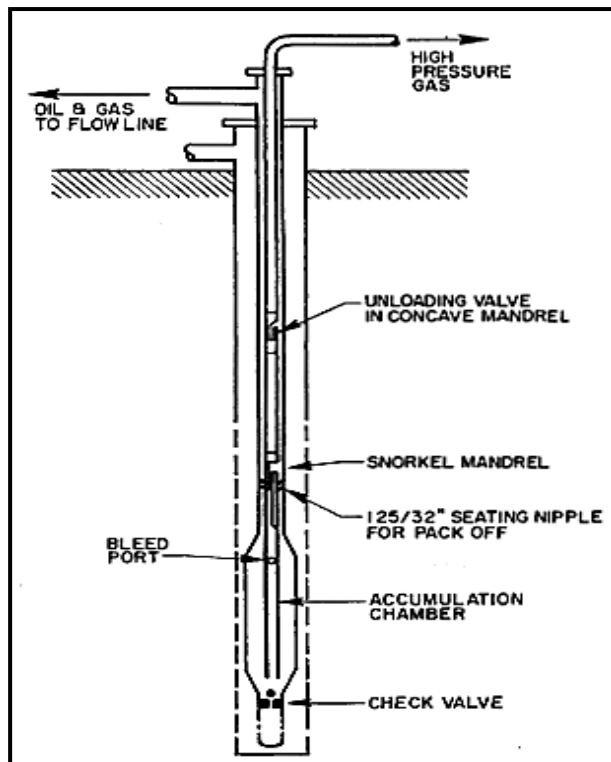
Este tipo de instalación funciona bien para producir por uno o ambos lados de una sarta paralela doble. Controles independientes de gas para cada sarta son comunes y se elimina el problema del levantamiento de ambas sarta de una fuente común. La desventaja más común de estas instalaciones macaroni es que los pequeños tamaños del tubo limitan la capacidad de producción.

## **1.4. EQUIPOS**

La conversión de un pozo productor de un sistema de gas-Lift continuo, o incluso de otro método de levantamiento artificial, a una instalación de Chamber Lift es una operación bastante simple. Incluso la conversión de un pozo produciendo de forma natural a una instalación de Chamber Lift no llega a ser una tarea difícil. La parte más difícil de la transición está en optimizar la instalación de Chamber Lift

una vez que ha sido convertido. Como se mencionó anteriormente, existen muchos tipos de instalaciones de Chamber Lift.<sup>4</sup>

**Figura 9.** Instalación tipo Macaroni.



**Fuente.** BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a.

Es responsabilidad del operador decidir la instalación que más le convenga para el tipo de completamiento del pozo dado y las condiciones de la formación. Sin embargo, el equipo básico necesario para estas instalaciones es muy similar, no importa la instalación que se elija. El equipo adicional incluye: un arreglo de

---

<sup>4</sup> API. Recommended Practices for Design and Operation Of Intermittent and Chamber Gas-lift Wells and Systems. API Recommended Practice 11v10. First edition, June 2008. 320 p.

superficie, las válvulas de descarga de gas(o válvula de gas Lift), una válvula operante, una válvula de pie (o válvula estacionaria) y una válvula de purga (o puertos de alivio). También, dependiendo del tipo de instalación de Chamber Lift que se elija, se hace necesario una cámara de inserción, un tubo adicional de producción o tubo de inmersión (string), y un conjunto adicional de empaques podrían ser necesarios.

Otras variaciones de los equipos tales como el tamaño del compresor, las presiones de inyección, los tiempos de ciclo, el diámetro interno del casing, el diámetro interno de la línea de flujo, y la presión del separador están bien especificadas. Por lo tanto, los operadores deben adaptar cada variación a las especificaciones del pozo.

#### **1.4.1. Arreglo de superficie**

Un pozo con levantamiento intermitente por gas produciendo baches de líquido que se desplazan a 304,8 m / min (1000 pies / min) en un tubing de 7,3 cm (2 7/8 in.) es equivalente a un pozo con levantamiento continuo por gas instantáneamente produciendo más de 1.272 m<sup>3</sup>/día (8.000 Bbl/D). A esta velocidad, cualquier restricción en cabeza de pozo puede causar graves pérdidas de fallback debido a la irrupción de gas. Todos los accesorios innecesarios (tees, codos, elles, etc.) cerca de la cabeza del pozo deben ser eliminados.

La máxima presión de cabeza de pozo se debe dar después de la producción del bache de líquido Si las restricciones cercanas a la cabeza del pozo están causando que la presión del tubing sea la máxima antes de que el bache se produzca, la velocidad del líquido disminuirá causando alto fallback.

#### **1.4.1.1. Choque de superficie**

Si una instalación intermitente debe ser obstruida para reducir la tasa de entrada de gas en un sistema de recolección de baja presión, el choque no se debe ubicar en o cerca de la cabeza del pozo, sino que debe estar situado lo más lejos del pozo, preferiblemente cerca del manifold de recolección. Esto permite que el bache deje la tubería de producción y se acumule en la línea de flujo.

El diámetro interno máximo de algunos ensambles de choques que se han instalado en cabeza del pozo durante varios años puede provocar altas pérdidas de retorno, incluso si el choque no se instala dentro de dichos ensambles.

#### **1.4.2. Equipo de fondo<sup>5</sup>**

##### **1.4.2.1. Válvula de descarga**

Estas válvulas constituyen la parte del equipo cuyo funcionamiento es el más importante de comprender para realizar el diseño y análisis de este sistema. En el pozo, las válvulas van instaladas en los mandriles, que son una parte integrada de la tubería de producción que aloja las válvulas en su interior como se muestra en la figura 10. Las válvulas de descarga son reguladoras de presión en el fondo del pozo, su propósito es permitir la descarga de los fluidos que se encuentran en el espacio anular del pozo para lograr inyectar el gas a la profundidad deseada.

Para evitar que el fluido se regrese de la tubería hacia el espacio anular, las válvulas poseen una válvula de retención en su parte inferior, las válvulas

---

<sup>5</sup> API. Recommended Practices for Design and Operation Of Intermittent and Chamber Gas-lift Wells and Systems. API Recommended Practice 11v10. First edition, June 2008. 425 p.

ubicadas por encima de la válvula operante reciben el nombre de válvulas de descarga.

Basado en el tipo de instalación, se debe elegir una válvula de descarga. Una vez que esta válvula se elige, debe estar espaciada del fondo del pozo, con una separación en función de la presión de operación del gas disponible y la presión de inicio. Una presión de operación también debe ser seleccionada para la válvula. Esta presión se verá afectada por dos variables: la presión de funcionamiento disponible del compresor y la tasa de velocidad del fluido en el pozo. Cuando se ajusta esta presión de funcionamiento de la válvula, se debe permitir un diferencial de 150-350psi entre la presión de apertura de la válvula y la carga total en el tubing. Cuanto mayor sea el diferencial, mayor es el porcentaje de recuperación.

#### **1.4.2.2. Válvula operante**

La elección de la válvula operante es el paso más importante en el diseño de un sistema Chamber Lift. Esto es debido a que la operación completa de la instalación depende de tres parámetros que la válvula operante tiene que controlar y que tienen un profundo efecto sobre la eficiencia del método:

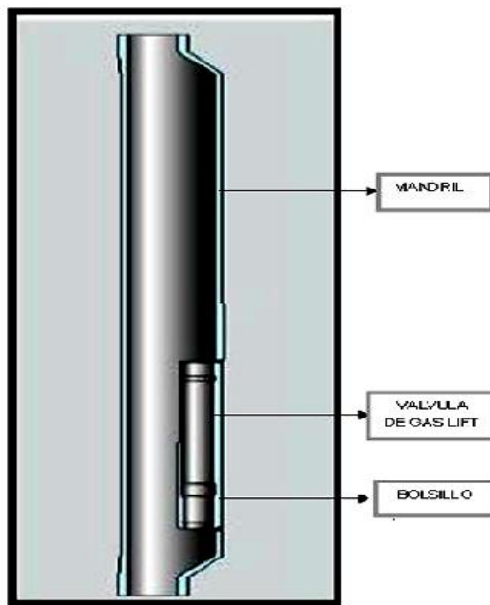
- Presión de inyección de gas
- El volumen total inyectado por ciclo
- Caudal de gas instantáneo

Ajustar la válvula para que se abra a una determinada presión de inyección y una presión de fluido puede ser manejado por cualquier tipo de válvulas disponibles y no representa un problema para este tipo de sistema.

Se ha demostrado que para presiones de inyección de superficie por encima de 4826,33 kPa (700 psig), la presión de inyección no afecta el fallback del líquido para pozos que manejan baches de líquido entre 60,96 m a 243,84 m (200 ft a 800 ft) de longitud. La eficiencia del levantamiento disminuye para presiones de

inyección de superficie por debajo de 4826,33 kPa (700 psig). La presión de inyección disponible debe considerar las caídas de presión por válvula y la caída de presión a través de la misma válvula operante.

**Figura 10.** Mandril de Bolsillo.



**Fuente.** Manual de Gas Lift Petroproducción.

La tasa de flujo de gas instantáneo es el parámetro que diferencia claramente a una válvula de gas-Lift para una operación intermitente. Un alto caudal de gas de se requiere para pasar a través de la válvula una vez que se abre para mantener una alta velocidad del bache de líquido. Si la velocidad del bache es demasiado alta, el gas rompe a través del líquido aumentando las pérdidas de retorno de líquido (fallback). Por otro lado, si la velocidad es demasiado baja, el gas tiende a burbujear a través del líquido, aumentando también las pérdidas de retorno de líquido. La evidencia experimental ha demostrado que una velocidad del bache de líquido de 304,8 m/min (1000 ft/ min) ( $\pm$  15% aproximadamente) es la

recomendada. Esto significa que una válvula no debe permanecer abierta durante un período de tiempo (en minutos) mucho más largo que el valor numérico obtenido cuando la profundidad de la válvula operante es multiplicada por un factor de 1,15 para pasar el volumen total de gas necesario.

El volumen total de gas inyectado por ciclo dependerá de la difusión de la válvula (diferencia entre la presión de apertura de la válvula y la presión de cierre), que a su vez depende de la relación de área (área del asiento dividido por el área efectiva del fuelle). Para las operaciones de control de choque, es muy importante instalar una válvula con la relación de área correcta puesto que el volumen de gas inyectado por ciclo se fijará una vez la relación de área se seleccione, si el tiempo de ciclo va a permanecer constante y alrededor de su valor óptimo. Para el control de choque, el aumento de la tasa de flujo de gas en la superficie sólo aumentará la frecuencia del ciclo, pero tendrá muy poco efecto sobre el volumen total de gas inyectado por ciclo, a menos que la válvula sea muy sensible a la presión de la tubería y el tiempo de ciclo cambie considerablemente desde el tiempo de ciclo óptimo.

Por último, es mejor tener válvulas de 3,81 cm (1 ½ in) en operación en lugar de válvulas de 2,54 cm (1 in.) ya que:

- Las válvulas de 3,81 cm (1 ½ in) tienen puertos de diámetros mayores, que ofrecerán altas velocidades de flujo a través de la válvula, necesarias para un levantamiento eficiente.
- La relación de área mínima de una válvula de 2,54 cm (1 in) podría no ser tan pequeña como se requiere para los casos en que la relación entre el volumen del anular y el volumen del tubing es alta.

### **1.4.2.3. Válvula estacionaria**

Impiden que el yacimiento se exponga a la alta presión de inyección cuando se abre la válvula operante. Son muy recomendables para pozos con baja presión de yacimiento y alto IP. Se recomiendan por las siguientes razones:

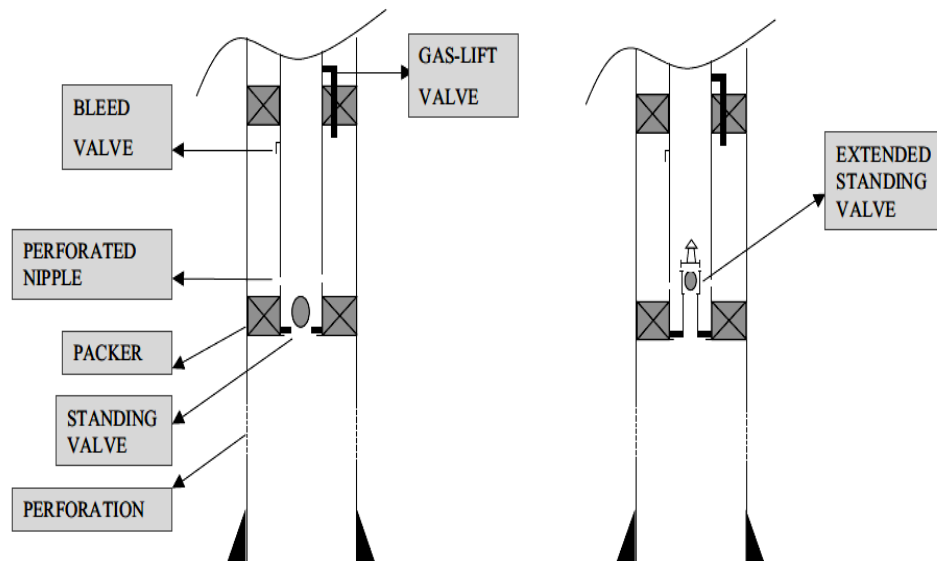
- Para evitar que la inyección de gas empuje los fluidos de nuevo a la formación
- Para evitar la pérdida de energía de la inyección de gas en la compresión de los líquidos con alto contenido de gas de formación situados justo debajo de la válvula operante. Por esta razón, la válvula estacionaria debe estar situada lo más cerca posible a la válvula operante.

En pozos con producción de arena, se debe usar una válvula estacionaria prolongada, ya que permite la acumulación de arena a su alrededor y posteriormente se limpia en cada ciclo.

### **1.4.2.4. Válvula de purga**

La válvula de purga permite que el espacio anular de la cámara se llene con líquido por la descompresión del gas de inyección desde el ciclo de inyección de gas anterior. La selección de esta válvula se basa principalmente en la relación gas-líquido (GLR). Cuanto mayor sea la GLR, mayor debe ser la abertura de la válvula. El diferencial de esta válvula no debe ser demasiado alto. También, como los pozos empiezan a venirse en agua, es crucial que la apertura de esta válvula sea grande. La razón de esta abertura grande es que la presión a través de la válvula debe ser mantenida cuando el gas entra en el tubing. Se ha demostrado que una válvula de purga de 5/16 pulgadas no es lo suficientemente grande para evitar la pérdida de presión a través de la válvula cuando el pozo ha comenzado a producir agua.

**Figura 11.** Tipo de válvula estacionaria.



**Fuente.** Recommended Practices for Design and Operation Of Intermittent and Chamber Gas-Lift Wells and Systems. API Recommended Practice 11v10.

## 1.5. FACTORES QUE AFECTAN EL SISTEMA<sup>6</sup>

### 1.5.1. Presión de yacimiento

A medida que la presión del yacimiento y/o la productividad del pozo disminuyen, la GLR inyectada que se requiere para el levantamiento se incrementa ya sea para pozos con levantamiento continuo o intermitente. Hay menos energía disponible del pozo así que se necesita más energía en forma de gas inyectado. Desde otra perspectiva, se necesita mucho más gas para tratar de levantar

---

<sup>6</sup> BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980. 312 p.

continuamente un pozo con una baja presión de fondo operando, que la que se necesita para operar el mismo pozo con un diseño efectivo de levantamiento intermitente (Chamber Lift).

Para los pozos con baja presión de yacimiento, la GLR de inyección es menor si se producen de manera intermitente en lugar de levantamiento continuo. Lo contrario pasa para los pozos con alta presión de yacimiento. Así que la razón principal para cambiar de levantamiento por gas continuo a intermitente cuando la presión de yacimiento se ha reducido, no es producir más petróleo sino mantener los requisitos de compresión.

### **1.5.2. Gravedad API del crudo**

Para aceite con gravedad API por encima de 23°, el efecto de la viscosidad en el fallback de líquido (el cual es un porcentaje del bache inicial de líquido que no es producido a superficie) es despreciable. Por otro lado, mediciones en campo indican que el fallback del líquido incrementa exponencialmente cuando la gravedad API disminuye por debajo de 23°. Este incremento en el fallback del líquido representa un incremento en la GLR de inyección. Por esta razón, baja gravedad API del crudo podría no ser efectiva para el levantamiento intermitente por gas.

### **1.5.3. Efecto de la producción de agua**

Basado en la experiencia de campo y lógica, la eficiencia del levantamiento intermitente por gas es impactada por el porcentaje de producción de agua. Esto no ha sido confirmado con pruebas actuales, pero se ha observado que si el corte de agua está por encima de aproximadamente el 60 %, el levantamiento intermitente es más eficiente que para cortes de agua bajos.

#### 1.5.4. Profundidad del punto de inyección

A medida que se hace más profundo el punto de inyección se incrementa la GRL de inyección requerida. La combinación de tener que llenar más volumen de tubing con gas inyectado sobre el bache y tener más pérdidas de fallback a medida que aumenta la profundidad de inyección puede hacer que el levantamiento intermitente por gas no sea económicamente factible, incluso para presiones de yacimiento relativamente altas. El aumento en el volumen de gas requerido por ciclo cambia linealmente con la profundidad, pero la GLR de inyección cambia exponencialmente debido al aumento en las pérdidas de fallback. La GLR de inyección puede ser reducida mediante la adecuada instalación de un sistema Chamber Lift.

#### 1.5.5. Tamaño de la tubería de producción, anular de inyección, línea de flujo y línea de inyección.

- **Tubería de Producción:** El diámetro del tubing de producción no debe ser tan grande ya que esto implica mayor volumen de gas por ciclo y podría ser difícil proporcionar una tasa de inyección de gas lo suficientemente alta para mantener la velocidad del bache de líquido (alrededor de 304,8 m/min o 1000 pies / min) y las pérdidas de fallback en un valor bajo.

Por otro lado usar tubing de diámetros pequeños limitaría la producción diaria, especialmente para pozos con alta frecuencia de ciclos. Esto es porque el volumen de líquido que puede ser acumulado por ciclo es más bajo para tubing de diámetros pequeños.

- **Anular de inyección:** Un volumen anular grande es recomendado cuando la capacidad de compresión del sistema gas-Lift es limitada. En este caso el gas almacenado en el espacio anular proporciona el volumen de gas

inyectado por ciclo y la inyección de gas es controlada por un choque de superficie. Si el volumen del anular es demasiado grande, la expansión requerida de la válvula (que se define como la diferencia entre la presión de apertura de la válvula y la presión de cierre) puede ser demasiado pequeña para permitir el paso del volumen de gas requerido por ciclo. En este caso el choque de superficie debe ser instalado en la cabeza del pozo y no en el manifold y la presión de apertura de la válvula de gas-Lift debe fijarse en un valor bajo.

Si el volumen del anular es muy pequeño, la apertura de la válvula debería ser suficientemente grande para proveer el volumen de gas necesario por ciclo.

- **Línea de flujo:** Debe ser igual o más grande que la tubería de producción. El tiempo requerido para que la presión de cabeza de pozo caiga a la presión de separador después de que el bache llega a superficie es factor primario en la tasa máxima de producción de una instalación que requiere una alta frecuencia de ciclo. Una línea de flujo de diámetro pequeño puede causar alta presión de cabeza de pozo para un tiempo largo después de producir el bache.

No se recomienda tener una línea de flujo común para varios pozos intermitentes ya que se puede dar una excesiva contrapresión.

- **Línea de inyección:** El diámetro debe ser calculado para una caída de presión mínima a una máxima tasa instantánea de gas. Si la línea de inyección instalada es demasiado pequeña, se recomienda colocar el controlador lo más cerca posible a la cabeza del pozo de modo que el gas en la línea de inyección este a una presión alta haciendo su velocidad más baja para un caudal dado.

Si la capacidad de compresión del sistema de levantamiento por gas es limitada, las líneas de inyección de diámetro grande ofrecen una alta presión del volumen de almacenamiento de gas para las operaciones de levantamiento intermitente.

Las líneas de gas de inyección se deben limpiar periódicamente de residuos, ya que pueden tapar las válvulas de gas-Lift utilizadas para las operaciones de levantamiento intermitente.

## **1.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS<sup>7</sup>**

### **1.6.1. Ventajas**

- Si el IP del pozo es lo suficientemente alto, la producción de líquido se podría aumentar si se instala un completamiento tipo cámara en lugar de un completamiento sencillo. El aumento en la producción de líquido se debe a que se acumulada más líquido para una determinada presión de fondo fluyendo. Al igual que para pozos con IP bajo, pero en este caso, el tiempo necesario para llenar la cámara será considerablemente más largo y como resultado un leve aumento en la producción diaria de líquidos.
- Una instalación tipo cámara siempre reducirá la relación de inyección de gas-líquido.
- Para pozos profundos con IP bajo, este sistema podría ser la única forma de tener una relación de inyección gas-liquido económicamente adecuada. Chamber Lift puede ser considerado como el método para el final del

---

<sup>7</sup> MUÑOZ. R. Álvaro Fabián, TORRES .T. Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. 2007. 100 p.

depletamiento de los pozos con baja presión estática y con levantamiento por gas.

- Una instalación de doble empaque ofrece una mayor capacidad del anular que cualquier otro tipo de instalación de la cámara.
- Cámaras tipo insertada pueden aumentar significativamente la caída de presión en los pozos con perforaciones extremadamente largas o en pozos de hueco abierto.
- Cámaras insertadas en hueco abierto pueden ser fácilmente implementadas en pozos de formaciones estrechas.

### **1.6.2. Desventajas**

- El completamiento es más complejo. Esto aumenta el riesgo de cualquier ineficiencia en la producción debido a una falla en el completamiento.
- No puede manejar pozos con alta formación de relación gas-líquido. Este sistema no se recomienda para pozos con alta producción de gas porque el espacio anular de la cámara se llena con líquidos con alto contenido de gas, reduciendo la capacidad de la instalación para acumular alto volumen de líquidos por ciclo. En estos pozos, el nivel del líquido en el espacio anular siempre tiende a ser mucho menor que en el tubo de inmersión y como el contenido de gas del líquido que entra en el anular es tan alto, este está en su mayoría lleno de gas.
- Los problemas graves de arena limitan el uso de una instalación de cámara debido a la dificultad de correr esta instalación y a la realización de operaciones de wireline.

## **2. MUESTREO Y SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS**

### **2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO<sup>8</sup>**

Actualmente el Campo Escuela Colorado es una unidad académico-administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

#### **2.1.1. Localización**

El Campo Colorado está localizado en la cuenca del valle medio del Magdalena(VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucuri, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) en el área de la antigua concesión De Mares, como se ilustra en la figura 12.

#### **2.1.2. Formaciones productoras**

El petróleo se extrae principalmente de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un

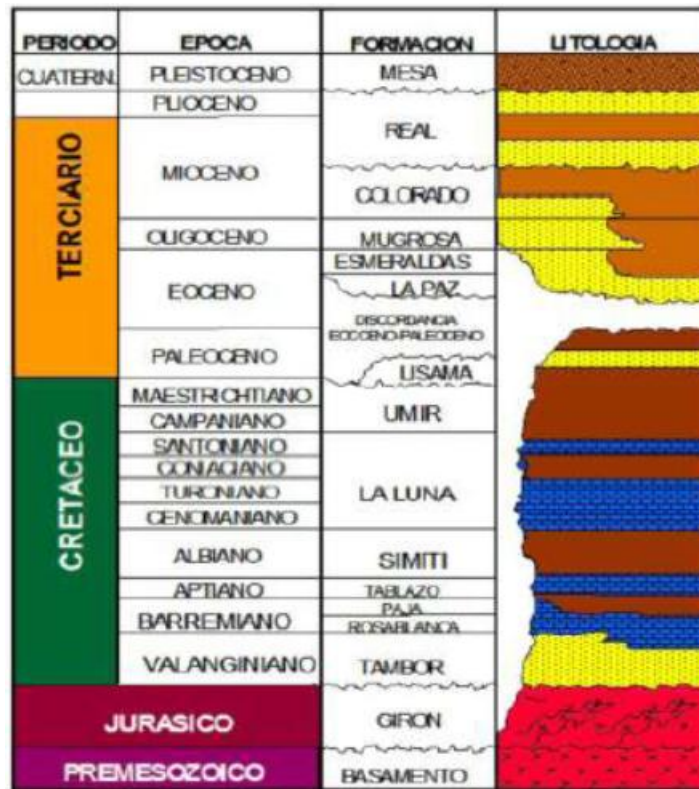
---

<sup>8</sup> GIL.H. Julián, ROLON. H. José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. 2009.



Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución

**Figura 13.** Columna estratigráfica Campo Colorado.



**Fuente.** GIL.H. Julián, ROLON. H. José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. 2009. 85 p.

### 2.1.3. Estructura.

La estructura del campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en seis bloques, con lo cual se maneja un modelo geológico en el que el campo esta compartimentalizado.

### 2.1.4. Propiedades del yacimiento.

En el campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, expuestas en la tabla 1.

**Tabla 1.** Propiedades del Yacimiento.

PROPIEDAD	UNIDAD	ARENA B	ARENA C
Presión Estática	psi	900	3000
Temperatura del Yacimiento	°F	114	174
API Promedio	°API	42,2	39,7
Sg Gas en Separador	Fracción (Vol.)	0,958	0,937
Presión de Burbuja	Psia	550	1750
Viscosidad a Pb	Cp.	1,64	0,462
Bo a Pb	RB/STB	1,091	1,041
Aceite original	MM Bls	20	37,3
Porosidad Promedio	%	13,2	17,6
Espesor promedio arena	ft	22,5	33,6
Área	Acres	634	1083

**Fuente:** ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización en las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría (M.Sc. en Hidrocarburos). p.56. Modificada

### **2.1.5. Historia de producción**

En cuanto a sus fases de desarrollo y explotación, la etapa de exploración fue realizada entre 1923 y 1932 por la compañía Tropical Oil Company-Troco (perforó 15 pozos). Entre 1953 y 1964 fue la Empresa colombiana de Petróleos-ECOPETROL quien desarrollo completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

El Campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafina.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989. Desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 30 BOPD.

El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover intentando recuperar la producción de la arena, pero la continua declinación de los pozos por la precipitación de parafinas repercutía rápidamente sobre la pérdida de los trabajos realizados.

En síntesis, este campo está clasificado como un campo maduro, debido a que presenta los siguientes factores:

- Su producción se encuentra ya en la etapa estabilizada de su curva de declinación, y es excesivamente baja comparada con la tasa inicial.

- Baja energía del yacimiento, debido al poco aporte del mecanismo de empuje predominante (para este caso, gas en solución).
- Bajo índice de productividad en todos los pozos del campo.

## **2.2. CONCEPTOS GENERALES DE MUESTREO**

### **2.2.1. Teoría básica del muestreo <sup>9</sup>**

Una parte fundamental para realizar un estudio estadístico de cualquier tipo es obtener resultados confiables y que puedan ser aplicables. Resulta casi imposible o impráctico llevar a cabo algunos estudios sobre toda una población, por lo que la solución es llevarlo a cabo tomando una parte de ella, denominada muestra. Sin embargo, para que los estudios tengan la validez y confiabilidad buscada, es necesario que tal subconjunto de datos, o muestra, posea algunas características específicas que permitan generalizar los resultados hacia toda la población.

Los autores Wonnacott y Wonnacott ofrecen las siguientes razones adicionales sobre la importancia de tomar una muestra:

- Recursos limitados. Es decir, no existen los recursos humanos, materiales o económicos para realizar el estudio sobre el total de la población.
- Escasez. Es el caso en que se dispone de una sola muestra.
- Pruebas destructivas. Es el caso en el que realizar el estudio sobre toda la población llevaría a la destrucción misma de la población.

---

<sup>9</sup> Wonnacott, Thomas H. y Ronald J. Wonnacott (1998) *Introducción a la estadística*. Limusa/IPN. México. (Colección "Textos Politécnicos", serie Matemáticas.)

•El muestreo puede ser más exacto. Esto es en el caso en el que el estudio sobre la población total puede causar errores por su tamaño o, en el caso de los censos, que sea necesario utilizar personal no capacitado suficientemente; mientras que, por otro lado, el estudio sobre una muestra podría ser realizada con menos personal pero más capacitado.

### **2.2.2. Tamaño de la muestra**

Para calcular el tamaño de una muestra hay que tomar en cuenta tres factores:

- El porcentaje de confianza con el cual se quiere generalizar los datos desde la muestra hacia la población total.
- El porcentaje de error que se pretende aceptar al momento de hacer la generalización.
- El nivel de variabilidad que se calcula para comprobar la hipótesis.

La confianza o el porcentaje de confianza es el porcentaje de seguridad que existe para generalizar los resultados obtenidos. Esto quiere decir que un porcentaje del 100% equivale a decir que no existe ninguna duda para generalizar tales resultados, pero también implica estudiar a la totalidad de los casos de la población.

Para evitar un costo muy alto para el estudio o a que en ocasiones llega a ser prácticamente imposible el estudio de todos los casos, entonces se busca un porcentaje de confianza menor. Comúnmente en las investigaciones sociales se busca un 95%.

El error o porcentaje de error equivale a elegir una probabilidad de aceptar una hipótesis que sea falsa como si fuera verdadera, o la inversa: rechazar la hipótesis verdadera por considerarla falsa. Al igual que en el caso de la confianza, si se quiere eliminar el riesgo del error y considerarlo como 0%, entonces la muestra es

del mismo tamaño que la población, por lo que conviene correr un cierto riesgo de equivocarse.

Comúnmente se aceptan entre el 4% y el 6% como error, tomando en cuenta de que no son complementarios la confianza y el error.

La variabilidad es la probabilidad (o porcentaje) con que se aceptó y se rechazó la hipótesis que se quiere investigar en alguna investigación anterior o en un ensayo previo a la investigación actual. El porcentaje con que se aceptó tal hipótesis se denomina variabilidad positiva y se denota por  $p$ , y el porcentaje con el que se rechazó la hipótesis es la variabilidad negativa, denotada por  $q$ .

Hay que considerar que  $p$  y  $q$  son complementarios, es decir, que su suma es igual a la unidad:  $p+q=1$ . Además, cuando se habla de la máxima variabilidad, en el caso de no existir antecedentes sobre la investigación (no hay otras o no se pudo aplicar una prueba previa), entonces los valores de variabilidad es  $p=q=0.5$ .

Una vez que se han determinado estos tres factores, entonces se puede calcular el tamaño de la muestra cómo se expone continuación.

Hablando de una población de alrededor de 10,000 casos, o mínimamente esa cantidad, se puede pensar en la manera de calcular el tamaño de la muestra a través de las siguientes fórmulas.

Se presentan dos fórmulas, siendo la primera la que se aplica en el caso de que no se conozca con precisión el tamaño de la población, y es:

$$n = \frac{Z^2 pq}{E^2}$$

Dónde:

$n$ : es el tamaño de la muestra

$Z$ : es el nivel de confianza

$p$ : es la variabilidad positiva

q: es la variabilidad negativa

E: es la precisión o error

Hay que tomar nota de que debido a que la variabilidad y el error se pueden expresar por medio de porcentajes, hay que convertir todos esos valores a proporciones en el caso necesario.

También hay que tomar en cuenta que el nivel de confianza no es ni un porcentaje, ni la proporción que le correspondería, a pesar de que se expresa en términos de porcentajes. El nivel de confianza se obtiene a partir de la distribución normal estándar, pues la proporción correspondiente al porcentaje de confianza es el área simétrica bajo la curva normal que se toma como la confianza, y la intención es buscar el valor Z de la variable aleatoria que corresponda a tal área.

En el caso de que sí se conozca el tamaño de la población entonces se aplica la siguiente expresión:

$$n = \frac{Z^2 pq N}{NE^2 + Z^2 pq}$$

Dónde:

n: es el tamaño de la muestra

N: tamaño de la población

Z: es el nivel de confianza

p: es la variabilidad positiva

q: es la variabilidad negativa

E: es la precisión o error

La ventaja sobre la primera expresión es que al conocer exactamente el tamaño de la población, el tamaño de la muestra resulta con mayor precisión y se puede incluso ahorrar recursos y tiempo para la aplicación y desarrollo de una investigación.

### 2.2.3. Diseño del muestreo para el campo Colorado

Para realizar un estudio de factibilidad adecuado se necesitan datos confiables que permitan generalizar y aplicar el resultado a toda la población. Para este caso resulta impráctico y casi imposible analizar todos los pozos, debido a las diferentes condiciones en que se encuentran, por lo tanto la solución es tomar una muestra representativa de los pozos del Campo Escuela Colorado que permitan determinar la viabilidad de la aplicación del sistema Chamber Lift.

Sin embargo para que esta muestra representativa tenga validez y confiabilidad, es necesario que los pozos tomados como muestra, tengan algunas características comunes que permitan generalizar los resultados hacia los demás pozos.

Para realizar el muestreo de los pozos del campo Colorado se realiza el siguiente procedimiento basado en los conceptos generales de muestreo anteriormente descritos:

- a. El primer paso consiste en determinar la población a muestrear. De los 75 pozos perforados en el Campo Escuela Colorado no se tuvieron en cuenta los pozos abandonados y los inactivos, debido a la falta de información y la calidad de esta. Por lo tanto para este proyecto solo se analizaron los 20 pozos que se encuentran activos (Tabla 2).
- b. El siguiente paso es determinar mediante un análisis estadístico el tamaño de la muestra. Como se conoce el tamaño de la población se usa la siguiente ecuación:

$$n = \frac{Z^2 pq N}{NE^2 + Z^2 pq}$$

Para el caso de Campo Colorado se tiene:

N: 20, número total de pozos activos

Z: 1,959 Nivel de confianza, se obtiene de tablas estadísticas para distribución normal

p: 0,5, es la probabilidad de que la hipótesis sea válida

q: 0,5, es la probabilidad de que la hipótesis sea falsa

E: 0,1 (Equivalente al 10%), porcentaje máximo permisible

Resolviendo la anterior expresión se tiene que  $n = 16$ , es decir se deben muestrear 16 pozos. Sin embargo estos datos estadísticos se deben ligar a las condiciones técnicas de los pozos para lo cual se analizarán las variables que afectan la implementación del sistema Chamber Lift.

**Tabla 2.** Pozos activos.

POZO	ESTADO
COLORADO 03	Produciendo
COLORADO 24	Produciendo
COLORADO 25	Produciendo
COLORADO 27	Produciendo
COLORADO 33	Produciendo
COLORADO 35	Produciendo
COLORADO 36	Produciendo
COLORADO 37	Produciendo
COLORADO 40	Produciendo
COLORADO 44	Produciendo
COLORADO 45	Produciendo
COLORADO 52	Produciendo
COLORADO 55	Produciendo
COLORADO 56	Produciendo
COLORADO 58	Produciendo
COLORADO 59	Produciendo
COLORADO 67	Produciendo
COLORADO 74	Produciendo
COLORADO 75	Produciendo
COLORADO 76	Produciendo

**Fuente.** Reportes de producción Campo Escuela Colorado. Modificado.

## 2.3. POZOS CANDIDATOS

### 2.3.1. Criterios de selección

Existen numerosos factores que afectan la aplicación de un método particular de levantamiento artificial. Entre los más relevantes se encuentran: características de producción, propiedades del fluido, características del hueco, facilidades de superficie, locación, fuentes de energía disponible, problemas operativos, tipo de completamiento, entre otros. A continuación se definirán algunas de estas características, utilizadas en la aplicación del sistema de levantamiento Chamber Lift.

**Información de los fluidos:** Se refiere a la caracterización de los fluidos que se obtendrán del pozo. Son descritas a continuación.

- **BSW:** Es el porcentaje de agua y sólidos contenidos dentro de un volumen dado de fluido producido.
- **Viscosidad del fluido producido:** Es la viscosidad del fluido que se desea levantar con el SLA, entendiéndose que dicho fluido estará conformado por una determinada fracción de agua y otra de aceite. Se debe medir a condiciones de presión y temperatura de pozo para que el resultado obtenido sea verdaderamente significativo. La unidad utilizada es el centipoise (cp.).
- **Presencia de Fluidos Corrosivos:** La corrosión en el fondo de pozo es causada por la electrolisis entre diferentes tipos de metales. Generalmente la corrosión causa daños en los equipos disminuyendo así el tiempo de vida de sus partes. Se debe especificar si el fluido producido presenta carácter corrosivo o no, el cual puede deberse principalmente al contenido de sustancias como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. Para esta variable se selecciona una lista ya predeterminada eligiendo sí o no según las condiciones.

- **Contenido de Arena Abrasiva:** Se refiere a la cantidad de arena producida junto con el fluido de producción, dentro de un volumen de muestra. La producción de abrasivos tales como arena causa problemas de erosión en el SLA. Se mide en partes por millón (ppm).
- **GLR:** Es la relación entre la cantidad de gas obtenido en superficie y la cantidad de fluido producido.
- **Presencia de contaminantes:** Se debe especificar la gravedad del daño causado por la acción de depósitos orgánicos e inorgánicos, tales como parafinas, asfáltenos, escamas, etc.
- **Tratamientos aplicados:** Se debe indicar los tipos de tratamientos que se desea realizar simultáneamente con la operación del SLA, con el objetivo de determinar cuáles de ellos genera un menor impacto sobre las facilidades de superficie y subsuelo.

**Información de yacimiento y pozo:** Aquí se encuentran las variables que describen el estado mecánico actual del pozo, así como también las condiciones bajo las cuales se desea poner en producción.

- **Presión de Fondo Fluyendo:** Es la presión que suministra la formación al fluido producido en la cara del pozo, tomada a la profundidad media de la zona cañoneada; en caso que exista más de un intervalo productor, se elige la presión del más profundo. Debe ingresarse en libras por pulgada cuadrada absolutas (psi).
- **Tasa de producción de líquido:** la tasa total de producción de líquido es el factor que controla la selección de un método de levantamiento. Es la tasa de flujo total que se espera obtener de un pozo particular. Las unidades que se deben utilizar para esta variable con barriles de fluido por día (BPD).

- **Profundidad de perforaciones:** Se debe considerar la profundidad medida del pozo sobre la profundidad vertical. En caso que no se cuente con la profundidad medida, se puede usar la profundidad vertical para realizar una aproximación, aunque este valor no ofrece la misma confiabilidad. Los diseños de Chamber Lift son capaces de levantar a grandes profundidad el volumen del bache.
- **Diámetro del Casing:** Es el diámetro interior de la tubería de revestimiento, a través de la cual se bajara el equipo de subsuelo del SLA. Esta variable está limitada por el tamaño del hueco en las etapas preliminares en un programa de perforación. Muchas variables determinan el tamaño del casing para un pozo particular en un área en particular, tales como los problemas en el hueco (zonas anormales depresión, pegas, perdidas de circulación, entre otras), precio de la tubería y la disponibilidad. Debe suministrarse en pulgadas (in).
- **Grado de inclinación del pozo:** Hace referencia al grado de desviación del pozo con respecto a la vertical, medida en su parte más inclinada, donde el valor de la desviación tiende a ser constante. Para huecos altamente desviados todos los tipos de levantamiento artificial requerirán de potencia adicional. Se debe ingresar en grados ( $^{\circ}$ ).
- **Temperatura:** Se debe usar principalmente la temperatura del fluido producido en la cara del pozo, para la zona productora de mayor profundidad si se conoce, o en su defecto, calcularla utilizando la temperatura del fluido en superficie y el gradiente de temperatura. De no conocerse el gradiente o la temperatura del fondo, se puede utilizar la temperatura del fluido en superficie para hacer una evaluación aproximada. Altas temperaturas en el fondo de pozo reducirán el tiempo de vida de operación de algunos tipos de SLA.

- **Tipo de completamiento:** Hace referencia al número de tuberías de producción que han sido instaladas dentro del revestimiento del pozo. Puede ser sencillo, para una sola tubería y múltiple para 2 o más.

### 2.3.1.1. Screening del sistema

Un screening es una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango de aplicabilidad de una propiedad o en el cual se cumplirá una determinada condición. Para este caso se muestran las propiedades descritas anteriormente, que definen el rango de aplicación del sistema Chamber Lift.

**Tabla 3.** Información de los fluidos.

VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	EXCELENTE
BSW (%)	>90	81 a 90	41 a 80	11 a 40	0.1 a 10
VISCOSIDAD DE FLUIDO PRODUCIDO (°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
GLR (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

**Fuente.** BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial Lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada

**Tabla 4.** Información de yacimiento y pozo.

VARIABLES	RANGOS				
	NO APLICABLE	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	EXCELENTE
PROFUNDIDAD DEL POZO	>11000	7001 a 11000	1 a 2500	2501 a 5999	6000 a 7000
TAMAÑO DEL CASING (ID IN)	2 3/8	4 ½	5 ½	7	>7
GRADO DE INCLINACIÓN DEL POZO RESPECTO A LA VERTICAL (°)	76 a 90	66 a 75	46 a 65	31 a 45	0 a 30
TEMPERATURA (°F)	>350	281 a 350	201 a 280	1 a 100 151 a 200	101 a 150
PRESIÓN DE FONFO FLUYENDO PWF (PSI)	14 a 400	401 a 600	600 a 800	801 a 1000	>1000

**Fuente.** BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping; Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial Lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada.

### 2.3.2. Selección de los Pozos

Para realizar el proceso de selección se analizaron los criterios mencionados anteriormente con el fin de amarrar los datos estadísticos a las variables técnicas que afectan el sistema y así poder determinar la viabilidad de implementar el sistema Chamber Lift en los distintos pozos.

Analizando las variables que inciden en el desempeño del sistema Chamber Lift y teniendo en cuenta que el principio del sistema se basa en la energía que acumula y aporta el gas que se encuentra en el espacio anular de la cámara, se determinó que las principales variables que imposibilitan la implementación del sistema en un pozo, son las aquellas variables inherentes al comportamiento del fluido como son la presión de fondo fluyendo (Pwf) y la relación Gas-Líquido (GLR). Para este caso se usa esta relación y no el GOR ya que el sistema Chamber Lift levanta todos los fluidos que se acumulan en la cámara, por lo tanto se debe tener en cuenta el agua que se produce junto con los hidrocarburos. Por otro lado cabe

mencionar que el corte de agua de los pozos del Campo Escuela Colorado es muy bajo o nulo, por lo que la GLR es aproximadamente igual al GOR.

Para la implementación del sistema Chamber se requiere de una GLR mayor o igual a 1000 scf/bbl y una Pwf mayor o igual a 600 psia, como regla de la mano derecha según la literatura. La siguiente tabla muestra los datos de GLR y Pwf de los respectivos pozos activos.

**Tabla 5.** GLR y Pwf de los pozos activos.

POZO	GLR	Pwf
COLORADO 03	531	173,7
COLORADO 24	10308	606
COLORADO 25	600	83,5
COLORADO 27	286	272
COLORADO 33	4667	469,8
COLORADO 35	5625	189,8
COLORADO 36	950	419,9
COLORADO 37	1125	759,6
COLORADO 40	4500	392,4
COLORADO 44	605	318,3
COLORADO 45	200	267,1
COLORADO 52	522	446,6
COLORADO 55	2622	549,6
COLORADO 56	957	563,6
COLORADO 58	3500	217,8
COLORADO 59	2750	341,1
COLORADO 67	395	229
COLORADO 74	788	163,9
COLORADO 75	2889	366,2
COLORADO 76	1000	650

**Fuente.** Reportes de producción Campo Escuela Colorado. Modificado.

Continuando con la selección se realizó un filtro bajo estos dos parámetros. Encontrando así 3 pozos que cumplen con la RGL y la Pwf requeridas para el funcionamiento aceptable del sistema de levantamiento artificial Chamber Lift, los cuales se referencian en la siguiente tabla.

**Tabla 6.** Pozos seleccionados.

POZO	GLR	Pwf
COLORADO 24	10308	606
COLORADO 37	1125	759,6
COLORADO 76	1000	650

**Fuente.** Reportes de producción Campo Escuela Colorado. Modificado.

#### **2.3.2.1. Información de los Pozos seleccionados**

La información de los pozos seleccionados se obtiene principalmente del archivo histórico del Campo Escuela Colorado y de los registros Sonolog del mismo. Adicional a esto se contó con datos medidos en superficie.

A continuación se presentan las principales variables que se tienen en cuenta en el diseño del sistema.

**Tabla 7.** Variables de los pozos seleccionados.

VARIABLES	COLORADO 24	COLORADO 37	COLORADO 76
PROFUNDIDAD (FT)	4161	7069	6192
PROFUNDIDAD DEL NIVEL DEL FLUIDO (FT)	1818,68	1749,63	4051,41
INTERVALO PERFORADO (FT)	3607 - 3623	2574 - 2584	4210 -4220
	3656 - 3668	3188 - 3196	4332-4342
	3708 - 3722	3492 - 3500	4895 – 4910
	3763 - 3765		
DIÁMETRO CASING OD (IN)	6 5/8	6 5/8	6 5/8
DIÁMETRO TUBING OD (IN)	2 ½	2 ½	2 ½
P <sub>wh</sub> (PSI)	55	60	48
P <sub>wf</sub> (PSI)	606	759,6	650
PR (PSI)	1204	1500	1541,4
API (°)	40	40	40
GRADIENTE DEL FLUIDO (PSI/FT)	0,357	0,357	0,357
G.E GAS	0,72	0,74	0,68

**Fuente.** Reportes de producción Campo Escuela Colorado. Modificado.

Con el fin de conocer el IPR actual de los pozos seleccionados, se usó el modelo de Vogel, el cual se planteó para modelar el IPR de yacimientos que presentan empuje por gas en solución como es el caso del C.E.C. Para esto se usaron los datos presentados anteriormente (Tabla 7). El caudal de producción se obtuvo de las pruebas de separador realizadas en el campo, lo cual incurre en un error en el momento de determinar el índice de productividad de cada uno de los pozos, ya que el caudal no es el generado en este punto del sistema sino en el separador de prueba, pero se decidió tomar esta consideración ya que la diferencia de caudales

es mínima debido a las condiciones de daño de los pozos del Campo Escuela Colorado.

A continuación se presentan los pozos con sus respectivos índices de productividad y caudales.

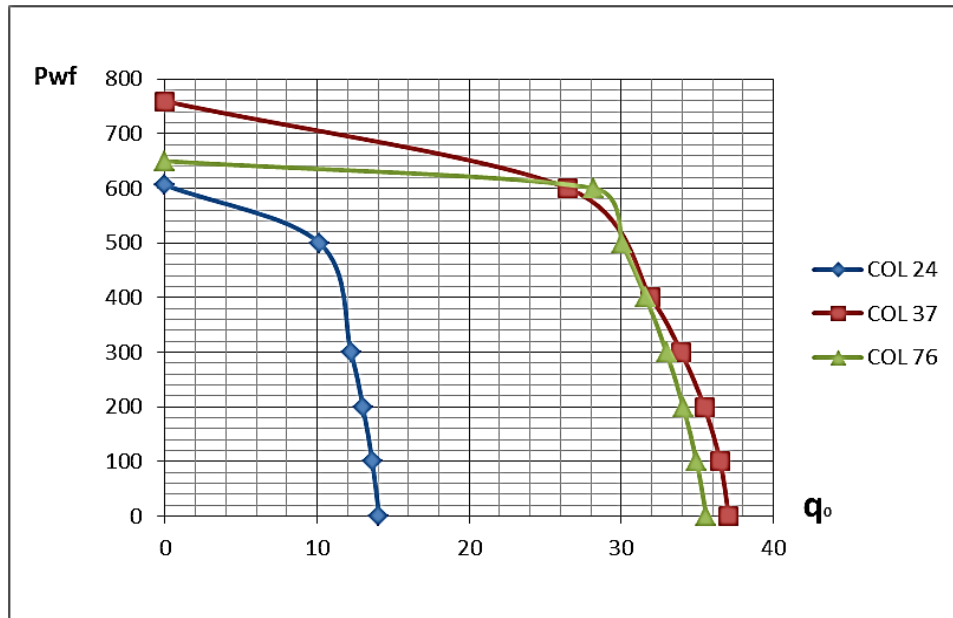
**Tabla 8.** IP y caudales de los pozos seleccionados.

POZO	Qo (Bbl/D)	IP
COLORADO 24	14,07	0,03302
COLORADO 37	37,06	0,02952
COLORADO 76	35,58	0,0466

**Fuente.** Reportes de producción Campo Escuela Colorado. Modificado.

Con esta información se modela el IPR de los pozos seleccionados anteriormente (Figura 14). Esto con el fin de poder comparar la producción actual con respecto a la que ofrecerá el sistema Chamber Lift.

**Figura 14.** Comportamiento IPR de los pozos seleccionados.



**Fuente.** Autor del proyecto.

En estas curvas se observa que los pozos presentan una baja producción ya que se encuentran en la etapa de declinación debido al poco aporte del mecanismo de empuje que en este caso es gas en solución adicionalmente se tienen problemas de precipitación de parafinas lo que disminuye la eficiencia de la producción de los pozos.

### **3. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER LIFT**

#### **3.1. FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE CHAMBER LIFT <sup>10</sup>**

A continuación se presentan los factores que influyen en el diseño de una buena instalación del sistema Chamber Lift.

##### **3.1.1. Tipo de instalación.**

Para intervalos perforados grandes y/o completamiento de hueco abierto una cámara tipo insertada, en el intervalo perforado es la mejor opción. Para intervalos perforados cortos y casing de diámetro pequeño ( $5\frac{1}{2}in$ ), la cámara de dos empaques es la más adecuada. Esto supone BHP suficiente para aumentar los fluidos en la cámara.

##### **3.1.2. Localización del tope de la válvula.**

La localización del tope de la válvula puede ser extremadamente importante y depende de la BHP estática y sí el pozo está cargado con fluido muerto. Muchos pozos intermitentes tienen muy baja BHP: si estos no fluyen durante las operaciones de workover, el nivel del fluido estático puede estar varios miles de ft en el fondo del hueco. Es admisible ubicar la primera válvula en este punto. No debe ubicarse más abajo del nivel del fluido estático porque el líquido la desplazaría del empaque y de la tubería.

---

<sup>10</sup> BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980.

Si el pozo está cargado con fluido muerto hasta la superficie el tope de la válvula es espaciado de acuerdo a la presión kick-off disponible. Por ejemplo si se tienen 900 psi y el pozo está cargado con un fluido con un gradiente de 0.5 psi/ft y tiene una presión de cabeza de pozo de 50 psi, la primera válvula estará ubicada en:

$$\frac{(900 - 50)}{0.5} = 1700 \text{ ft}$$

### 3.1.3. Longitud de la cámara.

La longitud de la cámara debe ser diseñada para permitir cabezales de tamaño adecuado para ser acoplados en el tubing en el momento del levantamiento. Se determina con la siguiente fórmula:

$$L_c = \frac{P_{wh} - [P_{vo} - P_t]}{G_s(R_{ct} + 1)}$$

Dónde:  $L_c$  = Longitud de la cámara en ft.

$P_{vo}$  = Presión de apertura de la válvula operante en psi.

$P_w$  = Presión el tope del bache debido a la contrapresión del separador.

$P_t$  = Presión en el tubing en el momento del levantamiento en psi.

$G_s$  = Gradiente del fluido de pozo en psi/ft.

$R_{ct}$  = Relación del volumen del casing con el volumen del tubing.

### 3.1.4. Presiones disponibles y ajustes de válvulas.

Normalmente hay una presión Kick-off disponible para descargar inicialmente un pozo que excede la presión de operación. La presión de operación disponible es esa presión que puede ser mantenida en cabeza de pozo bajo todas las condiciones de operación. Si la presión de la línea fluctúa, se considerara la mínima presión como la presión bajo la cual operará la instalación en cualquier

momento durante días o semanas. Bajo ninguna circunstancia las válvulas de operación deben configurarse para requerir una presión de apertura mayor que la presión de la línea disponible. Sin embargo las válvulas de descarga pueden con una presión más alta ya que estas toman ventaja de la presión Kick-off. Por ejemplo, la presión Kick-off puede ser 900 psi y la presión de operación disponible 800 psi. La presión de la línea fluctúa entre 800 y 850, pero se debe usar la mínima (800 psi). Los ajustes de las válvulas de Gas Lift no deben exceder la presión Kick-off menos 50 psi.

### **3.1.5. Gradientes de descarga y espaciamento.**

Es necesario usar un gradiente en la sarta de tubing para determinar el espaciamento entre válvulas. Los gradientes de separación cubren dos fases en la descarga de un pozo. Si por ejemplo un pozo de 8000 ft tiene una BHP de 1000 psi, este soportará una columna de 2000 ft desde el fondo con un fluido de 0.5 ft/psi. Si el pozo está cargado hasta la superficie, este no se alimentará de ningún fluido en el proceso de descarga hasta que el nivel del líquido haya disminuido por debajo de  $8000\text{ft} - 2000\text{ft} = 6000\text{ft}$ . Existen dos fases de descarga. El pozo no permite la entrada de fluidos de la formación hasta que la presión en el tubing no cae por debajo de la BHP (1000psi). Estos gradientes varían con el volumen de gas disponible y deben ser usados con precaución donde el volumen de gas para descarga es limitado.

Después de que el líquido ha descendido al punto donde el pozo empieza a permitir la entrada de fluidos de la formación, los gradientes de espaciamento cambian, dependiendo de la rata de entrada.

### 3.1.6. Diferencial entre la presión de la válvula y el tubing cargado.

Otra importante consideración en el diseño es la selección de un diferencial entre la el tubing cargado y la presión del gas de inyección. Un diferencial de 250 psi llega a ser el más eficiente aunque con este no ocurre la mayor producción. Como es una selección arbitraria se recomienda un diferencial de 350 psi en el diseño.

### 3.1.7. Porcentaje de recobro.

Una parte del bache de líquido se perderá en el viaje a la superficie, aproximadamente el 7% por cada 1000 ft de viaje. Para calcular el fluido recuperado se usa la siguiente ecuación:

$$B_p = \frac{C_t(P_t - P_{wh})}{G_s} \left[ 1 - S_f \left( \frac{D_v}{1000} \right) \right]$$

Dónde:  $B_p$  = Líquido recuperado por ciclo en Bbl.

$C_t$  = factor de volumen del tubing en Bbl/ft.

$P_t$  = Presión en el tubing en el momento del levantamiento en psi.

$P_{wh}$  = Presión en el tope del bache en psi.

$G_s$  = Gradiente del fluido de pozo en psi/ft.

$S_f$  = Factor de pérdidas por deslizamiento, 7% / 1000ft.

$D_v$  = Profundidad de la válvula en ft.

### 3.1.8. Volumen de gas requerido para el levantamiento intermitente.

El volumen de gas necesario para producir un bache de fluido desde el pozo es el volumen de gas necesario para llenar la sarta de tubería a la presión promedio del gas, por debajo del bache de fluido desde el fondo al tope.

### 3.2. METODOLOGÍA DEL DISEÑO

De acuerdo a los factores anteriormente mencionados, se plantea la siguiente metodología, que describe paso a paso el correcto diseño del sistema Chamber Lift.

#### PASOS

**Paso 1:** Decidir a partir de la información del completamiento del pozo, el tipo de instalación de cámara más adecuado para el pozo en particular.

**Paso 2:** Distribuir las válvulas de descarga.

- Primera válvula

Si el nivel del fluido estático no llega a superficie, la primera válvula se ubica a la profundidad de este. Pero si el pozo está cargado con fluido hasta la superficie, la profundidad de la primera válvula se calcula así:

$$D_{v1} = \frac{P_{ko} - P_{wh}}{G_s}$$

Dónde:  $D_{v1}$  = Profundidad de la primera válvula (ft).

$P_{ko}$  = Presión Kick-off (psi) igual a la presión disponible en superficie.

$P_{wh}$  = Presión de cabeza de pozo (psi).

$G_s$  = Gradiente de fluido de pozo (psi/ft).

- Segunda válvula

$$D_{v2} = D_{v1} + \frac{P_{vo2} - P_{wh} - (G_u \times D_{v1})}{G_s}$$

Dónde:  $D_{v2}$  = Profundidad de la segunda válvula (ft).

$G_u$  = Gradiente de descarga (psi/ft).

$P_{vo2}$  = Presión de operación igual a la de la válvula 1 (psi).

Mediante el método de Vogel se determina la máxima rata (Bbl/D) cuando  $P_{wf}=0$  y con el diámetro del tubing se determina el gradiente de descarga. (Apéndice A).

- Tercera válvula

$$D_{v3} = D_{v2} + \frac{P_{vo2} - P_{wh} - (G_u \times D_{v2})}{G_s}$$

Dónde:  $D_{v3}$  = Profundidad de la tercera válvula (ft)

$P_{vo3}$  = Presión de operación de la válvula 3, se considera una caída de presión de 25 psi a partir de la presión de operación de la válvula anterior ( $P_{vo3} = P_{vo2} - 25$ )

Este procedimiento se realiza hasta espaciar las válvulas que sean necesarias.

**Paso 3:** Seleccione la presión de la válvula operante. Del paso anterior se conoce la presión de operación con la que se llega al fondo y junto con la gravedad específica del gas se halla el peso de la columna de gas. (Apéndice B)

La presión de la válvula operante se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_{vo} = P_{von} + \text{Peso de la columna de gas (psi /1000 ft)}$$

Dónde:  $P_{vo}$  = Presión de operación de la válvula operante (psi).

$P_{von}$  = Presión de operación de la última válvula (psi).

**Paso 4:** Se permite un diferencial de presión de 250-350 psi entre la presión total en el tubing y la presión de apertura de la válvula operante.

$$P_t = P_{vo} - \Delta P(250 \text{ a } 350 \text{ psi})$$

Dónde:  $P_t$  = Presión de la carga del tubing (psi)

Se determina la presión del tubing cuando la válvula operante está cerrada:

$$P_{t(\text{valve closed})} = P_{wh} + Wt \text{ del gas}$$

Se asume tubing seco

$$P_{t(\text{valve closed})} = P_{wh} + 10 \text{ [psi]}$$

Se halla la carga de líquido en psi:

$$\text{Carga de liquido} = P_t - P_{t(\text{valve closed})} \text{ [psi]}$$

**Paso 5:** Convertir la carga de líquido a ft de líquido.

$$\text{ft de fluido} = \frac{\text{carga de liquido}}{G_s}$$

**Paso 6:** Determinar la relación del volumen de la cámara con el volumen del tubing. Con el peso del casing se determina la relación del volumen del casing con el volumen del tubing ( $R_{ct}$ ). (Apéndice C)

Relación del volumen de la cámara con el volumen del tubing =  $R_{ct} + 1$

**Paso 7:** Determinar la longitud de la cámara.

$$L_{CH} = \frac{ft \text{ de fluido}}{R_{ct} + 1}$$

$$L_c = \frac{P_{wh} - [P_{vo} - P_t]}{G_s(R_{ct} + 1)}$$

**Paso 8:** Determinar el volumen de la cámara.

$$V_{CH} = ft \text{ de fluido} \times C_t$$

Dónde:  $C_t$  = factor volumétrico del tubing en Bbl/ ft.

**Paso 9:** Determinar el volumen de gas requerido por ciclo. La profundidad del levantamiento es desde el empaque del fondo y no desde la posición física de la válvula operante. La longitud equivalente de la cámara en pies debe ser añadida a la profundidad del empaque superior. La longitud equivalente de tubing para llenar tanto el tubo y el espacio anular de la cámara es:

$$\text{Longitud equivalente del tubing} = (D_{BP} - L_{CH}) + ft \text{ de fluido}$$

Dónde:  $D_{BP}$  = Profundidad del empaque inferior.

Del Apéndice D y usando la presión de operación de la válvula operante con la longitud equivalente del tubing, se determina el volumen de gas requerido por ciclo.

**Paso 10:** Determinar el porcentaje de recobro.

$$B_p = \frac{C_t(P_t - P_{wh})}{G_s} \left[ 1 - S_f \left( \frac{D_v}{1000} \right) \right]$$

Dónde:  $B_p$  = Líquido recuperado por ciclo en bbl.

$C_t$  = factor de volumen del tubing en Bbl/ ft.

$P_t$  = Presión en el tubing en el momento del levantamiento en psi.

$P_{wh}$  = Presión en el tope del bache en psi.

$G_s$  = Gradiente del fluido de pozo en psi/ft.

$S_f$  = Factor de pérdidas por deslizamiento, 7% / 1000ft.

$D_v$  = Profundidad de la válvula operante en ft.

**Paso 11:** Calcular la producción diaria en Bbl/D

$$N = \frac{1440}{3 \times (D_v/1000)}$$

Dónde:

$N$  = Ciclos máximos por día.

Para calcular la producción diaria en Bbl/D se usa la siguiente ecuación:

$$q_l = N \times B_p$$

#### **4. APLICACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CHAMBER LIFT AL CAMPO COLORADO.**

Para la realización del proyecto se desarrolló la siguiente metodología; en primer lugar se realizó una revisión bibliográfica del sistema Chamber Lift. Posterior a esto se realizó el muestreo del C.E.C para obtener una muestra representativa de los pozos que permitiera generalizar y aplicar el resultado a toda la población de los pozos activos del campo. Una vez obtenida los datos estadísticos se amarrón a la parte técnica de los pozos para seleccionar los candidatos para la implementación del sistema, para lo cual se realizó un filtro de todos los pozos activos mediante el desarrollo de un screening de aplicación del sistema Chamber Lift, basado en el trabajo de grado titulado “SELECCIÓN, DISEÑO, Y PRUEBA DE NUEVOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO.” y aplicando para cada uno de ellos una regla de mano derecha que indica una mínima relación gas líquido y una mínima  $P_{wf}$  para el adecuado funcionamiento del sistema, garantizando así una correcta selección de los pozos candidatos a implementar el sistema Chamber Lift.

Seguido a esto se planteó un paso a paso del diseño del sistema para lo cual se recopiló la información disponible del Campo escuela Colorado con el fin de documentar los datos más influyentes de cada pozo en el diseño del sistema Chamber Lift (estados mecánicos, producción de líquidos, GLR, presiones de cabeza de pozo, presiones de yacimiento, presiones de fondo fluyendo entre otros). La información disponible del Campo Escuela Colorado no es muy amplia debido a la antigüedad de las pruebas realizadas en este. Para obtener la información se apoyó en los archivos históricos de cada pozo, y en los registros sonolog que se tienen de los pozos activos. Esto permitió adquirir la información necesaria para realizar los cálculos de los parámetros de diseño presentados a continuación.

#### 4.1. DISEÑO DEL SISTEMA CHAMBER LIFT PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.

Con la información de los intervalos cañoneados y siguiendo las recomendaciones para la selección del tipo de instalación se encuentra que la mejor opción a implementar en los tres pozos seleccionados es la cámara de dos empaques ya que los intervalos perforados son cortos y los pozos están completados con casing de  $5\frac{1}{2}in$ .

En la siguiente tabla se presentan los datos de entrada para el cálculo de los parámetros de diseño del sistema Chamber Lift, obtenidos de las fuentes anteriormente mencionadas.

**Tabla 9.** Parámetros de entrada pozos seleccionados.

VARIABLE	COLORADO 24	COLORADO 37	COLORADO 76
NIVEL DE FLUIDO ESTÁTICO (ft)	1810,68	1749,63	4051,41
PROFUNDIDAD EMPAQUE INFERIOR(ft)	4161	7069	6192
DIAMETRO CASING OD (IN)	6 5/8	6 5/8	6 5/8
DIAMETRO TUBING ID (IN)	2 ½	2 ½	2 ½
Pwh (psi)	55	60	48
Gs	0,357	0,357	0,357
PVO1	400	600	500
Gs (psi/ft)	0,017	0,021	0,020
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0,72	0,74	0,68
PESO DE LA COLUMNA DE GAS	5,00	17,00	9,50
RCT	4,95	4,95	4,95
Ct	0,0058	0,0058	0,0058

**Fuente.** Reportes de producción Campo Escuela Colorado. Modificado.

Con los anteriores datos y siguiendo la metodología del diseño presentada anteriormente (Véase Capítulo 3) se calculan los parámetros de diseño para cada uno de los pozos candidatos.

#### 4.1.1. Pozo - Colorado 24.

Teniendo en cuenta los datos de la tabla 9, se realizaron los cálculos de los parámetros de diseño para el pozo Colorado 24 obteniendo los siguientes resultados.

**Tabla 10.** Parámetros de diseño Pozo COL-24.

PARAMETROS DE DISEÑO	COLORADO 24
DV1 (ft)	1810,68
DV2 (ft)	2689,77
DV3 (ft)	3457,11
DV4 (ft)	4098,74
DV5 (ft)	4158,74
Pvo (psi)	269,80
Pt (psi)	69,80
Pt VÁLVULA CERRADA (psi)	65
CARGA DE FLUIDO (psi)	4,80
FT DE FLUIDO	13,44
RCT	5,95
LONG. CÁMARA (ft)	2,26
VOL. CÁMARA	0,078
LONG. EQUIVALENTE DEL TUBING (ft)	4172,18
VOL. GAS/CICLO (SCF)	2000
PORCENTAJE DE RECOBRO	0,17
# CICLOS	115,42
PROD. DIARIA (Bbl/D)	19,65

**Fuente.** Autor del proyecto.

Las válvulas se empezaron a espaciar desde el nivel del fluido ubicado a 1810,68 ft con una presión de operación de 400 psi, se realizó la correspondiente distribución con una caída de presión de 25 psi entre cada válvula. Sin embargo para la última válvula (#5) se recomienda una caída de presión de 75 psi con el fin de ubicarla como la válvula operante.<sup>11</sup> Esta válvula se ubicó a 4158,74 ft, que es la profundidad del empaque inferior menos la longitud de la cámara y la válvula # 4 se ubicó 2 juntas (60 ft) arriba de la válvula operante como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 11.** Distribución de las válvulas Pozo COL-24.

VÁLVULA #	PROFUNDIDAD (ft)	PSO (psi)
1	1810,68	400
2	2689,77	375
3	3457,11	350
4	4098,74	325
5	4158,74	250

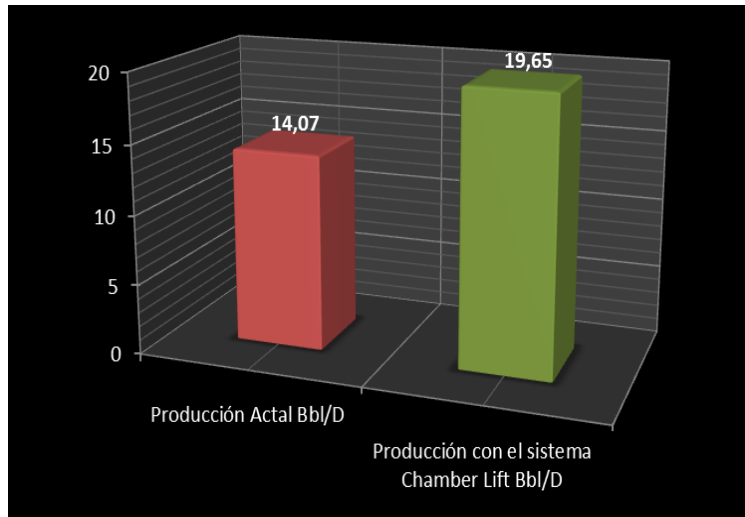
**Fuente.** Autor del proyecto.

Según el diseño realizado se presenta un aumento en la producción de 5,58 Bbl/D como se muestra en la siguiente gráfica.

---

<sup>11</sup> BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980.

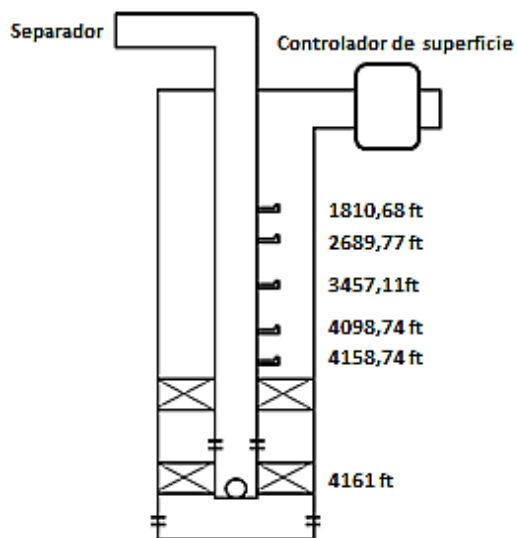
**Figura 15.** Producción Pozo COL-24.



**Fuente.** Autor del proyecto.

De acuerdo a los datos calculados anteriormente se presenta el siguiente esquema con la distribución de las válvulas para el pozo colorado 24.

**Figura 16.** Esquema Pozo COL- 24.



**Fuente.** Autor del proyecto.

#### 4.1.2. Pozo – Colorado 37.

Siguiendo la metodología del diseño se calcularon los siguientes parámetros de diseño para el pozo Colorado 37 a partir de los datos de entrada.

**Tabla 12.** Parámetros de diseño Pozo COL-37.

PARAMETROS DE DISEÑO	COLORADO 37
DV1 (ft)	1749,63
DV2 (ft)	3157,60
DV3 (ft)	4412,91
DV4 (ft)	6949
DV5 (ft)	7000
Pvo (psi)	566,77
Pt (psi)	216,77
Pt VALVULA CERRADA (psi)	70
CARGA DE FLUIDO (psi)	146,77
FT DE FLUIDO	410,63
RCT	5,95
LONG. CAMARA (ft)	69,01
VOL. CAMARA	2,38
LONG. EQUIVALENTE DEL TUBING (ft)	7410,61
VOL. GAS/CICLO (SCF)	4400
PORCENTAJE DE RECOBRO	1,29
# CICLOS	68,57
PROD. DIARIA (Bbl/D)	88,96

**Fuente.** Autor del proyecto.

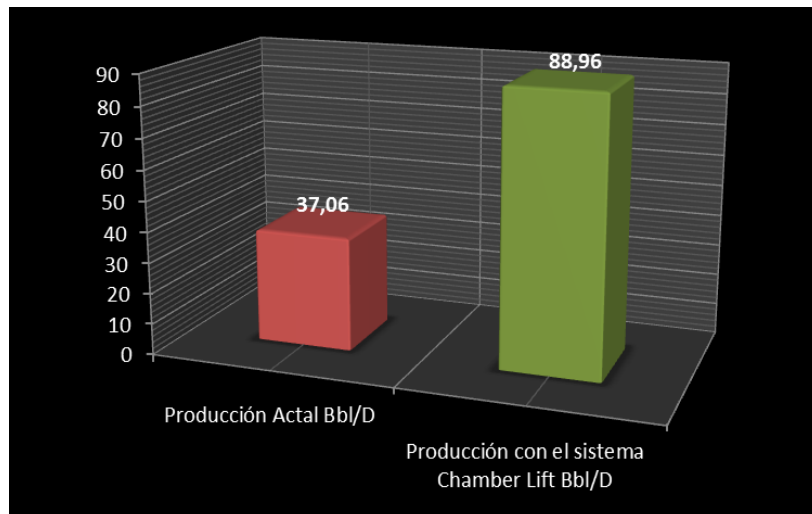
Las válvulas se espaciaron desde el nivel del fluido ubicado a 1749,63 ft con una presión de operación de 600 psi. Se realizó la misma metodología para la distribución de las válvulas desarrollada en el pozo Colorado 24 siguiendo las recomendaciones que se encuentran en la literatura para la última válvula (#5), quedando a 7000 ft y la anterior válvula 60 ft arriba de esta (Tabla 13).

**Tabla 13.** Distribución de las válvulas Pozo COL-37.

VÁLVULA #	PROFUNDIDAD (ft)	PSO (psi)
1	1749,63	600
2	3162,5	575
3	4426,37	550
4	6940	525
5	7000	450

**Fuente.** Autor del proyecto.

**Figura 17.** Producción Pozo COL-37.

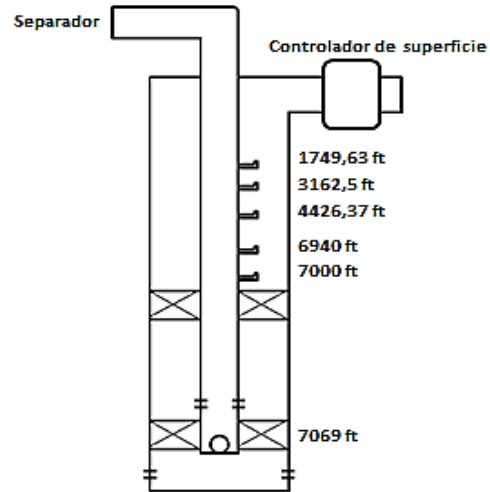


**Fuente.** Autor del proyecto.

De la anterior gráfica se observa que el pozo COL-37 alcanza una producción de 88,96 Bbl/D lo que representa una producción incremental de 51,9 Bbl/D.

Al igual que para el pozo anterior se presenta un esquema con la distribución de las válvulas en el pozo Colorado 37.

**Figura 18.** Esquema Pozo COL- 37.



**Fuente.** Autor del proyecto.

#### 4.1.3. Pozo – Colorado 76.

Para el pozo Colorado 76 se obtuvieron los siguientes datos.

**Tabla 14.** Parámetros de diseño Pozo COL-76.

PARAMETROS DE DISEÑO	COLORADO 76
DV1 (ft)	4051,41
DV2 (ft)	6097,24
DV3 (ft)	6157,24
Pvo (psi)	431,92
Pt (psi)	131,92
Pt VALVULA CERRADA (psi)	58
CARGA DE FLUIDO (psi)	73,92
FT DE FLUIDO	206,81
RCT	5,95
LONG. CAMARA (ft)	34,76
VOL. CAMARA	1,19
LONG. EQUIVALENTE DEL TUBING (ft)	6364,06
VOL. GAS/CICLO (SCF)	2700
PORCENTAJE DE RECOBRO	0,77
# CICLOS	77,95
PROD. DIARIA (Bbl/D)	60,40

**Fuente.** Autor del proyecto.

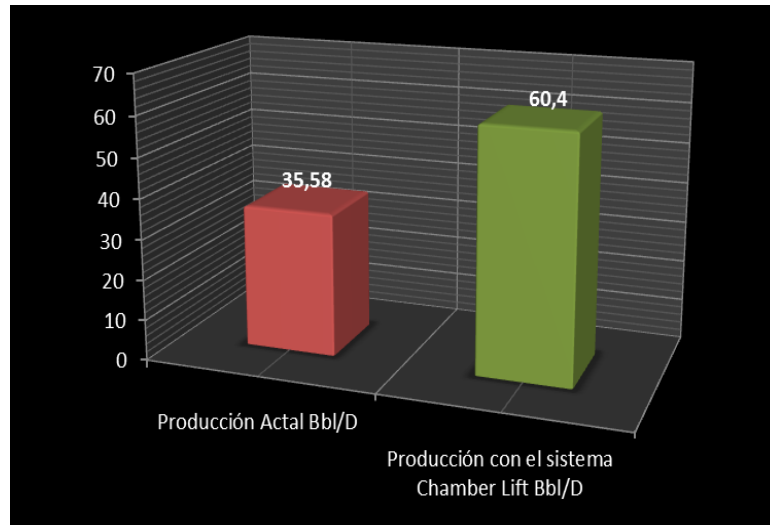
Al igual que para los pozos anteriores, la primera válvula se ubicó a la profundidad del nivel del fluido y de acuerdo al espaciamiento se requieren tres válvulas quedando la última a 6157,24 ft y la válvula anterior dos juntas arriba de esta.

**Tabla 15.** Distribución de las válvulas Pozo COL-76.

VÁLVULA #	PROFUNDIDAD (ft)	PSO (psi)
1	4051,41	500
2	6097,24	450
3	6157,24	375

**Fuente.** Autor del proyecto.

**Figura 19.** Producción Pozo COL-76.

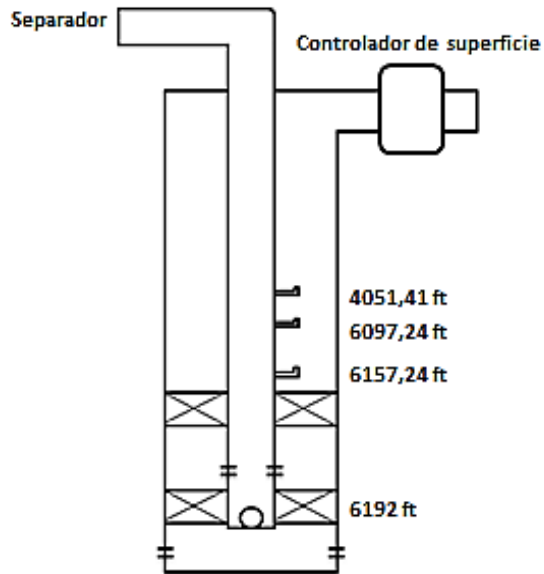


**Fuente.** Autor del proyecto

Para este pozo se obtiene un incremento en la producción de 24,82 Bbl/D debido a la implementación del sistema Chamber Lift.

De acuerdo con el diseño para el pozo COL-37 las válvulas del sistema Chamber Lift quedan distribuidas como se muestra en el siguiente esquema.

**Figura 20.** Esquema Pozo COL- 76.



**Fuente.** Autor del proyecto.

Como se puede observar en el diseño para los diferentes pozos, el levantamiento con el sistema Chamber Lift logra un incremento en la producción en los tres pozos candidatos. Esto representa una gran oportunidad para mejorar la producción del Campo Escuela Colorado y así incrementar sus reservas; pero la viabilidad del proyecto se determina mediante una evaluación financiera que permita establecer si las condiciones de producción alcanzadas comparadas con los costos de la implementación del sistema son rentables o no.

## **5. ANÁLISIS FINANCIERO**

El análisis financiero se realiza para determinar qué tan factible es la implementación del sistema de levantamiento artificial Chamber Lift en los tres pozos seleccionados en este proyecto, por lo que es necesario estar al tanto de los costos del sistema de levantamiento. El análisis financiero se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, y la evaluación del proyecto para determinar si se pone en marcha o no.

Para realizar el análisis financiero se debe iniciar con la estimación de la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, seguida de la estimación de los flujos de caja generados durante la vida del mismo y la evaluación de la viabilidad de este mediante los diferentes métodos de evaluación de proyectos.

### **5.1. INVERSION INICIAL**

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo físico del proyecto y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales la inversión inicial puede ser calculada: el primero es cuando el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo es aquel que existiendo va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los

gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.<sup>12</sup>

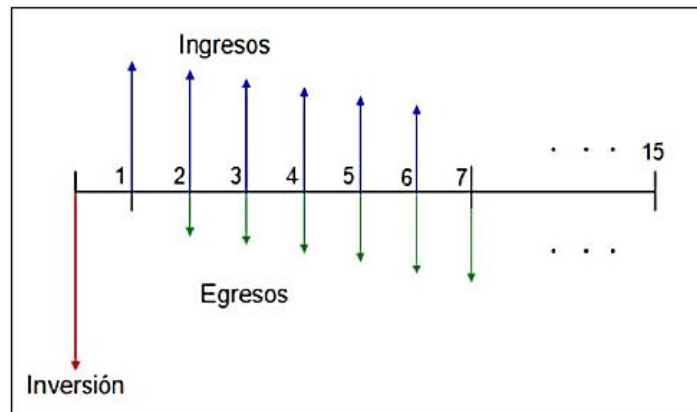
La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente;

$$\begin{aligned} \text{Inversión inicial o neta} = & \text{Costos de desarrollo} \\ & + \text{Costos de construcción} \\ & + \text{Costos de instalación} \\ & + \text{Costos de entrenamiento} \\ & - \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \end{aligned}$$

## 5.2. FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este.

**Figura 21.** Representación del flujo de efectivo.



**Fuente.** JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 11

<sup>12</sup> JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p.118.

**Tabla 16.** Cálculo del Flujo de Efectivo para el proyecto.

FLUJO DE EFECTIVO	AÑO		
	0	1	2
Inversión (USD) (-)			
Ingresos (USD) (+)			
Regalías (USD) (-)			
Mantenimiento (USD) (-)			
FLUJO DE CAJA TOTAL			

**Fuente.** BERNAL, Fabio. Viabilidad técnica y financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial plunger Lift en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2012. Modificada.

De la anterior tabla se observa el flujo de efectivo para este proyecto en el cual la inversión inicial está dada por el costo de la implementación del sistema Chamber Lift, los ingresos están asociados a la venta del crudo producido el cual va asociado al precio de este, para este caso sería la producción incremental que se logra con este tipo de levantamiento. A su vez el proyecto está sujeto a unos impuestos que son las regalías y a un costo de mantenimiento que para este caso se tomará anualmente.

### 5.3. VIABILIDAD DEL PROYECTO

Una vez determinadas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódicos esperados por el proyecto, se evalúa la viabilidad de este para lo cual se cuenta con diferentes criterios que determinan si el proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista financiero.

El análisis financiero del proyecto puede ser realizado mediante diferentes métodos entre los cuales por su efectividad y facilidad de aplicación sobresalen: el

valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (tasa interna de retorno, “TIR” y la tasa promedio de retorno “TPR”) y el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*. Para este caso se usará el VPN para determinar la viabilidad de la instalación del sistema Chamber Lift en el Campo Escuela Colorado.

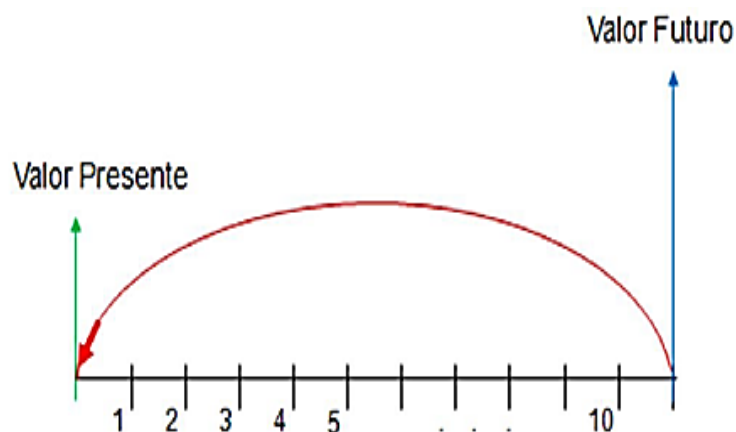
### **5.3.1. Valor presente neto (VPN)**

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (Figura 22). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el periodo considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos los recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto, de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

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

**Figura 22.** Representación del valor presente.



**Fuente:** JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 123.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{[1 + i]^n} - \text{Inversión inicial}$$

Flujo de Caja = Ingresos – Egresos

Los egresos se toman como valor negativo ya que representan los desembolsos de dinero.

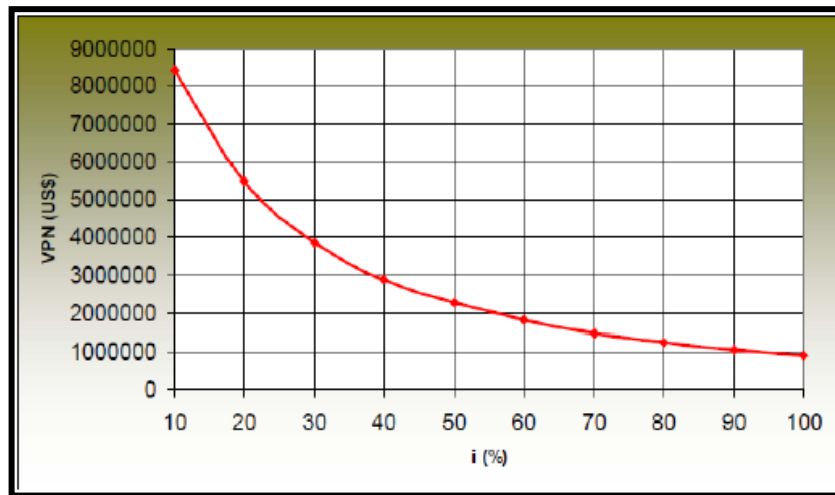
N, es el número de periodos considerados (el primer periodo lleva el número 0, no el 1).

El interés está representado por  $i$ , que es igual a la tasa a la que está invertido un capital en unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para la

inversión (Figura 23). La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

**Figura 23.** Comportamiento del VPN en relación a la tasa de interés.



**Fuente:** JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011. p. 125.

### 5.3.2. Tasa interna de retorno (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que lo representa es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de Caja}}{[1 + i]^n}$$

Donde C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: si el TIR es mayor que  $i_o$  el proyecto se acepta, si el TIR es menor que  $i_o$  el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a  $i_o$  el proyecto es indiferente, siendo  $i_o$  la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

### 5.3.3. Tiempo de recuperación simple o *Payback Simple*

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$\textit{Payback Simple} = \frac{\textit{Inversión inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

#### **5.4. EVALUACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto consiste en la implementación del sistema Chamber Lift en los tres pozos seleccionados anteriormente (COL-24, COL-37, COL-76), para esto se consideran ciertos costos de intervención e instalación del mismo, los cuales son iguales para los tres pozos pero hay algunos costos que varían de pozo a pozo dependiendo la profundidad de estos. A continuación se presentan los costos

base, disponibles en el mercado, asociados a la instalación de este sistema de levantamiento artificial.

**Tabla 17.** Costos base para la instalación del sistema Chamber Lift.

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	UNIDAD	VALOR UNITARIO (USD)
Adecuación de la Instalación	N/A	2500
Movilización de Equipos	Día	1500
Tubing de 2 1/2 in	Ft	4,5
Equipo de Superficie	N/A	15000
Empaque de fondo By-pass	N/A	18000
Válvula, accesorios y conexiones	N/A	1500
Instalación del Sistema	N/A	12000
Mantenimiento del sistema	Anual	6000

**Fuente.** Autor del proyecto.

#### 5.4.1. Análisis financiero de los pozos seleccionados.

La evaluación financiera del proyecto se realizará mediante el análisis del VPN el cual nos indica si el proyecto está generando ganancias o no, de la TIR que se usa para determinar si el proyecto es rentable o no para el inversionista y del Payback para conocer en cuanto tiempo se recupera la inversión inicial de este. Para esto se necesita conocer la vida del proyecto, que para este caso son dos años y según información suministrada por el C.E.C, la tasa de oportunidad para este es del 16 % E.A, pero como los flujos de caja serán mes a mes, se toma la tasa Mensual que es igual al 1,2445%. Otro costo que se debe conocer es el de la producción del Campo Escuela Colorado, el cual se referencia a continuación y está basado en el trabajo de grado titulado “Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado.”

**Tabla 18.** Costos de producción Campo Escuela Colorado.

CONCEPTO	USD/Bbl (2012)	USD/Bbl (2013)
Precio Neto del Crudo C.E.C	82	84,4
Impuesto de Renta	27,88	28,696
Regalías	6,56	6,752
Lifting Cost	4	4
Costo de Transporte	2	2
Factor de ECOPETROL	4,1	4,98
Margen	37,46	37,972

**Fuente.** SÁNCHEZ, Ilse y GUTIÉRREZ, Henry. “Estudio de Factibilidad del Uso del Aceite Liviano de Ciclo para el Control de Parafinas en el Campo Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2010. Modificada

#### 5.4.1.1. Análisis financiero Pozo COL-24.

Teniendo en cuenta los costos bases de la implementación del sistema Chamber Lift se determina el costo específico para la instalación de este sistema en el pozo Colorado 24 y el cual a su vez es la inversión inicial.

**Tabla 19.** Costos de instalación Pozo COL-24.

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	UNIDAD	VALOR UNITARIO (USD)	CANTIDAD	SUB-TOTAL USD
Adecuación de la Instalación	N/A	2500	1	2500
Movilización de Equipos	Día	1500	1	1500
Tubing de 2 1/2 in	Ft	4,5	4161	18724,5
Equipo de Superficie	N/A	15000	1	15000
Empaque de fondo By-pass	N/A	18000	2	36000
Válvula, accesorios y conexiones	N/A	1500	5	7500
Instalación del Sistema	N/A	12000	1	12000
			<b>TOTAL USD</b>	<b>93224,5</b>

**Fuente.** Autor del proyecto.

Para determinar la viabilidad financiera de la aplicación del sistema se compararán dos escenarios, uno que corresponde a la producción del pozo sin la implementación del sistema y el otro con la implementación de este, en ambos casos se tiene una declinación en la producción correspondiente al 12% anual, que corresponde a una declinación mensual del 1%. Esta información se obtiene del análisis de curvas de producción de los pozos activos del campo y la cual es suministrada por el área de producción del mismo.

**Tabla 20.** Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-24 (Escenario 1).

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
1	14,07	\$ 18.800,33	\$ 34.612,20	\$ 15.811,87
2	13,93	\$ 18.612,33	\$ 34.266,08	\$ 15.653,75
3	13,79	\$ 18.426,21	\$ 33.923,42	\$ 15.497,21
4	13,65	\$ 18.241,95	\$ 33.584,18	\$ 15.342,24
5	13,52	\$ 18.059,53	\$ 33.248,34	\$ 15.188,82
6	13,38	\$ 17.878,93	\$ 32.915,86	\$ 15.036,93
7	13,25	\$ 17.700,14	\$ 32.586,70	\$ 14.886,56
8	13,11	\$ 17.523,14	\$ 32.260,83	\$ 14.737,69
9	12,98	\$ 17.347,91	\$ 31.938,22	\$ 14.590,32
10	12,85	\$ 17.174,43	\$ 31.618,84	\$ 14.444,41
11	12,72	\$ 17.002,69	\$ 31.302,65	\$ 14.299,97
12	12,60	\$ 17.546,18	\$ 31.896,64	\$ 14.350,46
13	12,47	\$ 17.370,71	\$ 31.577,67	\$ 14.206,96
14	12,35	\$ 17.197,01	\$ 31.261,90	\$ 14.064,89
15	12,22	\$ 17.025,04	\$ 30.949,28	\$ 13.924,24
16	12,10	\$ 16.854,79	\$ 30.639,79	\$ 13.785,00
17	11,98	\$ 16.686,24	\$ 30.333,39	\$ 13.647,15
18	11,86	\$ 16.519,38	\$ 30.030,05	\$ 13.510,68
19	11,74	\$ 16.354,18	\$ 29.729,75	\$ 13.375,57
20	11,62	\$ 16.190,64	\$ 29.432,46	\$ 13.241,82
21	11,51	\$ 16.028,73	\$ 29.138,13	\$ 13.109,40
22	11,39	\$ 15.868,45	\$ 28.846,75	\$ 12.978,30
23	11,28	\$ 15.709,76	\$ 28.558,28	\$ 12.848,52
			VPN	\$ 285.603,33

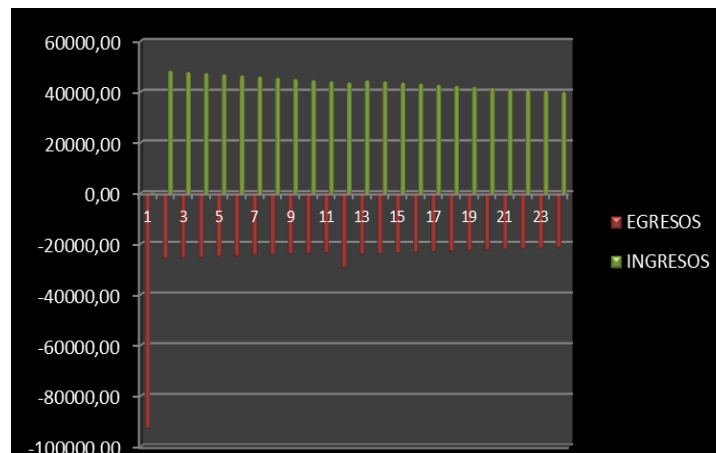
**Fuente.** Autor del proyecto.

Para el escenario 1 solo se analiza el VPN ya que no se tiene ninguna inversión no se calcula la TIR y el Payback.

Los ingresos fueron calculados tomando la producción que se tiene en este momento en el C.E.C, considerando la declinación mensual mencionada anteriormente, esto multiplicado por el precio del crudo que para el Campo Escuela Colorado es de USD 82, variando anualmente como se mostró en la tabla 18. Los egresos se consideran teniendo en cuenta la producción multiplicada por los costos que implica producir un barril de crudo en el C.E.C y los correspondientes impuestos.

Para el escenario 2 los ingresos y los egresos se calcularon a partir de la producción que se logra con la implementación del sistema Chamber Lift en el pozo, siguiendo la metodología mencionada para el escenario 1. En la siguiente figura se muestra el flujo de caja para este escenario y se puede evidenciar la inversión en el periodo Cero como un egreso bastante alto y otro punto que sobresale es el periodo Once, donde se incluye el costo de mantenimiento.

**Figura 24.** Flujo de efectivo Pozo COL-24.



**Fuente.** Autor del proyecto.

La inversión inicial para la implementación del sistema Chamber Lift es de \$ 93.224,50, con el flujo de efectivo se calcula el VPN de esta, que es de \$ 300.408,74 lo que nos indica que genera ganancias y a su vez la TIR es mayor a la tasa de oportunidad del campo por lo que se hace atractiva la implementación del proyecto. Y por otro lado la inversión se recupera en un corto periodo de tiempo.

**Tabla 21.** Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-24 (Escenario 2).

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		\$ 93.224,50	\$ 0,00	-\$ 93.224,50
1	19,65	\$ 26.256,33	\$ 48.339,00	\$ 22.082,67
2	19,45	\$ 25.993,77	\$ 47.855,61	\$ 21.861,84
3	19,26	\$ 25.733,83	\$ 47.377,05	\$ 21.643,22
4	19,07	\$ 25.476,49	\$ 46.903,28	\$ 21.426,79
5	18,88	\$ 25.221,73	\$ 46.434,25	\$ 21.212,52
6	18,69	\$ 24.969,51	\$ 45.969,91	\$ 21.000,40
7	18,50	\$ 24.719,81	\$ 45.510,21	\$ 20.790,40
8	18,32	\$ 24.472,62	\$ 45.055,11	\$ 20.582,49
9	18,13	\$ 24.227,89	\$ 44.604,56	\$ 20.376,67
10	17,95	\$ 23.985,61	\$ 44.158,51	\$ 20.172,90
11	17,77	\$ 29.745,75	\$ 43.716,93	\$ 13.971,17
12	17,59	\$ 24.504,79	\$ 44.546,48	\$ 20.041,69
13	17,42	\$ 24.259,74	\$ 44.101,02	\$ 19.841,28
14	17,24	\$ 24.017,14	\$ 43.660,01	\$ 19.642,86
15	17,07	\$ 23.776,97	\$ 43.223,41	\$ 19.446,44
16	16,90	\$ 23.539,20	\$ 42.791,17	\$ 19.251,97
17	16,73	\$ 23.303,81	\$ 42.363,26	\$ 19.059,45
18	16,56	\$ 23.070,77	\$ 41.939,63	\$ 18.868,86
19	16,40	\$ 22.840,06	\$ 41.520,23	\$ 18.680,17
20	16,23	\$ 22.611,66	\$ 41.105,03	\$ 18.493,37
21	16,07	\$ 22.385,55	\$ 40.693,98	\$ 18.308,43
22	15,91	\$ 22.161,69	\$ 40.287,04	\$ 18.125,35
23	15,75	\$ 21.940,07	\$ 39.884,17	\$ 17.944,10
VPN				\$ 300.408,74
TIR				22%
PAYBACK				4,75

**Fuente.** Autor del proyecto.

Sin embargo para que el análisis sea correcto se debe realizar con la producción incremental, que resulta de comparar los dos escenarios. Para esto se realizó la diferencia de los flujos de efectivo correspondientes a los dos escenarios y con este nuevo flujo de efectivo, el cual corresponde al incremento de la producción alcanzado con la implementación del sistema.

**Tabla 22.** Diferencial de flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-24.

MES	FLUJO DE EFECTIVO CON SISTEMA USD	FLUJO DE EFECTIVO SIN SISTEMA USD2	DIFERENCIAL DE FLUJO DE EFECTIVO USD
0	-\$ 93.224,50	\$ 0,00	-\$ 93.224,50
1	\$ 22.082,67	\$ 15.811,87	\$ 6.270,80
2	\$ 21.861,84	\$ 15.653,75	\$ 6.208,10
3	\$ 21.643,22	\$ 15.497,21	\$ 6.146,02
4	\$ 21.426,79	\$ 15.342,24	\$ 6.084,55
5	\$ 21.212,52	\$ 15.188,82	\$ 6.023,71
6	\$ 21.000,40	\$ 15.036,93	\$ 5.963,47
7	\$ 20.790,40	\$ 14.886,56	\$ 5.903,84
8	\$ 20.582,49	\$ 14.737,69	\$ 5.844,80
9	\$ 20.376,67	\$ 14.590,32	\$ 5.786,35
10	\$ 20.172,90	\$ 14.444,41	\$ 5.728,49
11	\$ 13.971,17	\$ 14.299,97	-\$ 328,80
12	\$ 20.041,69	\$ 14.350,46	\$ 5.691,23
13	\$ 19.841,28	\$ 14.206,96	\$ 5.634,32
14	\$ 19.642,86	\$ 14.064,89	\$ 5.577,97
15	\$ 19.446,44	\$ 13.924,24	\$ 5.522,19
16	\$ 19.251,97	\$ 13.785,00	\$ 5.466,97
17	\$ 19.059,45	\$ 13.647,15	\$ 5.412,30
18	\$ 18.868,86	\$ 13.510,68	\$ 5.358,18
19	\$ 18.680,17	\$ 13.375,57	\$ 5.304,60
20	\$ 18.493,37	\$ 13.241,82	\$ 5.251,55
21	\$ 18.308,43	\$ 13.109,40	\$ 5.199,04
22	\$ 18.125,35	\$ 12.978,30	\$ 5.147,05
23	\$ 17.944,10	\$ 12.848,52	\$ 5.095,58
		VPN	\$ 12.987,21
		TIR	3%
		PAYBACK	15,02

**Fuente.** Autor del proyecto.

Se hallaron nuevamente las variables económicas mostrando que a pesar de que se generan ganancias como lo muestra el VPN, la tasa de retorno es menor a la

tasa de oportunidad del C.E.C por tal razón la implementación en este pozo no se hace rentable.

#### 5.4.1.2. Análisis financiero Pozo COL-37.

Para este pozo los costos que difieren del anterior son los del tubing ya que la profundidad cambia, los demás se mantienen, incluido el de las válvulas ya que este también tiene en su diseño 5 válvulas.

**Tabla 23.** Costos de instalación Pozo COL-37.

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	UNIDAD	VALOR UNITARIO (USD)	CANTIDAD	SUB-TOTAL USD
Adecuación de la Instalación	N/A	2500	1	2500
Movilización de Equipos	Día	1500	1	1500
Tubing de 2 1/2 in	Ft	4,5	7069	31810,5
Equipo de Superficie	N/A	15000	1	15000
Empaque de fondo By-pass	N/A	18000	2	36000
Válvula, accesorios y conexiones	N/A	1500	5	7500
Instalación del Sistema	N/A	12000	1	12000
			<b>TOTAL USD</b>	<b>106.310,50</b>

**Fuente.** Autor del proyecto.

Para analizar la viabilidad de implementar este sistema de levantamiento en el Pozo COL-37 se realiza el mismo análisis usado para el Pozo COL-24.

A continuación se presentan los flujos de efectivo para los dos escenarios con el fin de analizar las variables económicas y determinar su rentabilidad.

**Tabla 24.** Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37 (Escenario 1).

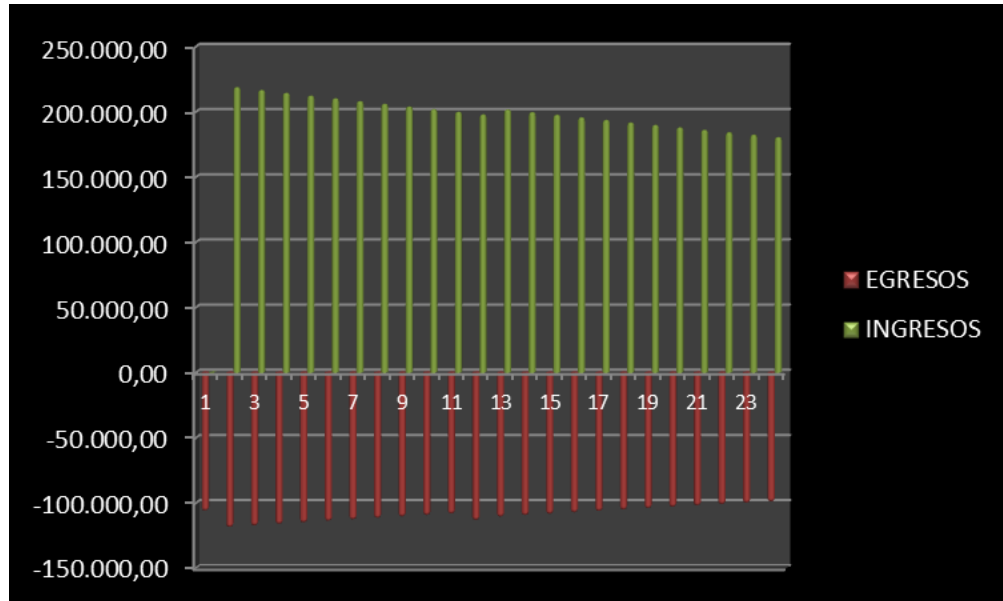
MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
1	37,06	\$ 49.519,57	\$ 91.167,60	\$ 41.648,03
2	36,69	\$ 49.024,38	\$ 90.255,92	\$ 41.231,55
3	36,32	\$ 48.534,13	\$ 89.353,36	\$ 40.819,23
4	35,96	\$ 48.048,79	\$ 88.459,83	\$ 40.411,04
5	35,60	\$ 47.568,30	\$ 87.575,23	\$ 40.006,93
6	35,24	\$ 47.092,62	\$ 86.699,48	\$ 39.606,86
7	34,89	\$ 46.621,69	\$ 85.832,49	\$ 39.210,79
8	34,54	\$ 46.155,48	\$ 84.974,16	\$ 38.818,68
9	34,20	\$ 45.693,92	\$ 84.124,42	\$ 38.430,50
10	33,85	\$ 45.236,98	\$ 83.283,18	\$ 38.046,19
11	33,52	\$ 44.784,61	\$ 82.450,34	\$ 37.665,73
12	33,18	\$ 46.216,15	\$ 84.014,89	\$ 37.798,74
13	32,85	\$ 45.753,99	\$ 83.174,74	\$ 37.420,75
14	32,52	\$ 45.296,45	\$ 82.342,99	\$ 37.046,54
15	32,20	\$ 44.843,49	\$ 81.519,56	\$ 36.676,08
16	31,87	\$ 44.395,05	\$ 80.704,37	\$ 36.309,32
17	31,56	\$ 43.951,10	\$ 79.897,32	\$ 35.946,22
18	31,24	\$ 43.511,59	\$ 79.098,35	\$ 35.586,76
19	30,93	\$ 43.076,47	\$ 78.307,37	\$ 35.230,89
20	30,62	\$ 42.645,71	\$ 77.524,29	\$ 34.878,58
21	30,31	\$ 42.219,25	\$ 76.749,05	\$ 34.529,80
22	30,01	\$ 41.797,06	\$ 75.981,56	\$ 34.184,50
23	29,71	\$ 41.379,09	\$ 75.221,74	\$ 33.842,65
			VPN	\$ 752.271,45

**Fuente.** Autor del proyecto.

Este flujo de efectivo se realiza con la producción actual del pozo sin instalar el sistema de levantamiento artificial Chamber Lift.

Implementando el sistema, la producción del pozo se incrementa aproximadamente al doble y esto se ve reflejado en el flujo de efectivo del escenario 2, donde se obtienen ingresos elevados como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 25. Flujo de efectivo Pozo COL-37.**



**Fuente.** Autor del proyecto.

En la tabla 25 se muestra el flujo de efectivo para este escenario y las variables económicas calculadas. Se observa un alto margen de ganancias y por otro lado la TIR nos indica que la implementación del sistema en este pozo es rentable ya que supera por un gran rango la tasa de oportunidad del campo. Adicionalmente la inversión se recuperaría hacia el segundo periodo. Todo esto hace muy atractivo este sistema para este pozo.

**Tabla 25.** Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37 (Escenario 2).

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		\$ 106.310,50	\$ 0,00	-\$ 106.310,50
1	88,96	\$ 118.868,35	\$ 218.841,60	\$ 99.973,25
2	88,07	\$ 117.679,67	\$ 216.653,18	\$ 98.973,52
3	87,19	\$ 116.502,87	\$ 214.486,65	\$ 97.983,78
4	86,32	\$ 115.337,84	\$ 212.341,79	\$ 97.003,94
5	85,45	\$ 114.184,46	\$ 210.218,37	\$ 96.033,90
6	84,60	\$ 113.042,62	\$ 208.116,18	\$ 95.073,56
7	83,75	\$ 111.912,19	\$ 206.035,02	\$ 94.122,83
8	82,92	\$ 110.793,07	\$ 203.974,67	\$ 93.181,60
9	82,09	\$ 109.685,14	\$ 201.934,93	\$ 92.249,78
10	81,27	\$ 108.588,29	\$ 199.915,58	\$ 91.327,29
11	80,45	\$ 113.502,41	\$ 197.916,42	\$ 84.414,01
12	79,65	\$ 110.938,72	\$ 201.672,01	\$ 90.733,29
13	78,85	\$ 109.829,33	\$ 199.655,29	\$ 89.825,95
14	78,06	\$ 108.731,04	\$ 197.658,73	\$ 88.927,69
15	77,28	\$ 107.643,73	\$ 195.682,14	\$ 88.038,42
16	76,51	\$ 106.567,29	\$ 193.725,32	\$ 87.158,03
17	75,75	\$ 105.501,62	\$ 191.788,07	\$ 86.286,45
18	74,99	\$ 104.446,60	\$ 189.870,19	\$ 85.423,59
19	74,24	\$ 103.402,14	\$ 187.971,49	\$ 84.569,35
20	73,50	\$ 102.368,11	\$ 186.091,77	\$ 83.723,66
21	72,76	\$ 101.344,43	\$ 184.230,85	\$ 82.886,42
22	72,03	\$ 100.330,99	\$ 182.388,55	\$ 82.057,56
23	71,31	\$ 99.327,68	\$ 180.564,66	\$ 81.236,98
			VPN	\$ 1.694.228,69
			TIR	93%
			PAYBACK	1,17

**Fuente.** Autor del proyecto.

Sin embargo con el fin de conocer la rentabilidad de este sistema a partir de las ganancias netas originadas por la producción incremental se calculan nuevamente estas variables a partir del diferencial de flujos de los dos escenarios anteriores, como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 26.** Diferencial de flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37.

MES	FLUJO DE EFECTIVO CON SISTEMA USD	FLUJO DE EFECTIVO SIN SISTEMA USD2	DIFERENCIAL DE FLUJO DE EFECTIVO USD
0	-\$ 106.310,50	\$ 0,00	-\$ 106.310,50
1	\$ 99.973,25	\$ 41.648,03	\$ 58.325,22
2	\$ 98.973,52	\$ 41.231,55	\$ 57.741,97
3	\$ 97.983,78	\$ 40.819,23	\$ 57.164,55
4	\$ 97.003,94	\$ 40.411,04	\$ 56.592,90
5	\$ 96.033,90	\$ 40.006,93	\$ 56.026,97
6	\$ 95.073,56	\$ 39.606,86	\$ 55.466,70
7	\$ 94.122,83	\$ 39.210,79	\$ 54.912,04
8	\$ 93.181,60	\$ 38.818,68	\$ 54.362,92
9	\$ 92.249,78	\$ 38.430,50	\$ 53.819,29
10	\$ 91.327,29	\$ 38.046,19	\$ 53.281,09
11	\$ 84.414,01	\$ 37.665,73	\$ 46.748,28
12	\$ 90.733,29	\$ 37.798,74	\$ 52.934,55
13	\$ 89.825,95	\$ 37.420,75	\$ 52.405,20
14	\$ 88.927,69	\$ 37.046,54	\$ 51.881,15
15	\$ 88.038,42	\$ 36.676,08	\$ 51.362,34
16	\$ 87.158,03	\$ 36.309,32	\$ 50.848,72
17	\$ 86.286,45	\$ 35.946,22	\$ 50.340,23
18	\$ 85.423,59	\$ 35.586,76	\$ 49.836,83
19	\$ 84.569,35	\$ 35.230,89	\$ 49.338,46
20	\$ 83.723,66	\$ 34.878,58	\$ 48.845,08
21	\$ 82.886,42	\$ 34.529,80	\$ 48.356,62
22	\$ 82.057,56	\$ 34.184,50	\$ 47.873,06
23	\$ 81.236,98	\$ 33.842,65	\$ 47.394,33
		VPN	\$ 924.315,94
		TIR	54%
		PAYBACK	2

**Fuente.** Autor del proyecto.

Analizando las variables económicas calculadas con este flujo de efectivo se corrobora que la implementación del sistema genera amplias ganancias y supera la tasa de oportunidad del C.E.C haciéndolo muy rentable para el inversionista.

### 5.4.1.3. Análisis financiero Pozo COL-76.

La inversión para este pozo se detalla en la siguiente tabla, teniendo en cuenta los costos base de la instalación y las variaciones de acuerdo a la profundidad de este y al número de válvulas contempladas en el diseño.

**Tabla 27.** Costos de instalación Pozo COL-76.

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	UNIDAD	VALOR UNITARIO (USD)	CANTIDAD	SUB-TOTAL USD
Adecuación de la Instalación	N/A	2500	1	2500
Movilización de Equipos	Día	1500	1	1500
Tubing de 2 1/2 in	Ft	4,5	6192	27864
Equipo de Superficie	N/A	15000	1	15000
Empaque de fondo By-pass	N/A	18000	2	36000
Válvula, accesorios y conexiones	N/A	1500	3	4500
Instalación del Sistema	N/A	12000	1	12000
			<b>TOTAL USD</b>	<b>99364</b>

**Fuente.** Autor del proyecto.

Se realiza el mismo procedimiento para analizar la viabilidad financiera de aplicar este sistema de levantamiento en este pozo. Se calcula el VPN para los dos escenarios y se comparan como criterio inicial, para luego calcular el VPN y la TIR con la diferencia de flujos de efectivo de los dos escenarios y poder determinar la viabilidad del proyecto.

**Tabla 28.** Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-76 (Escenario 1).

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
1	35,58	\$ 47.542,00	\$ 87.526,80	\$ 39.984,80
2	35,22	\$ 47.066,58	\$ 86.651,53	\$ 39.584,96
3	34,87	\$ 46.595,91	\$ 85.785,02	\$ 39.189,11
4	34,52	\$ 46.129,95	\$ 84.927,17	\$ 38.797,22
5	34,18	\$ 45.668,65	\$ 84.077,89	\$ 38.409,24
6	33,84	\$ 45.211,97	\$ 83.237,12	\$ 38.025,15
7	33,50	\$ 44.759,85	\$ 82.404,74	\$ 37.644,90
8	33,16	\$ 44.312,25	\$ 81.580,70	\$ 37.268,45
9	32,83	\$ 43.869,12	\$ 80.764,89	\$ 36.895,77
10	32,50	\$ 43.430,43	\$ 79.957,24	\$ 36.526,81
11	32,18	\$ 42.996,13	\$ 79.157,67	\$ 36.161,54
12	31,86	\$ 44.370,50	\$ 80.659,73	\$ 36.289,23
13	31,54	\$ 43.926,79	\$ 79.853,14	\$ 35.926,34
14	31,22	\$ 43.487,53	\$ 79.054,61	\$ 35.567,08
15	30,91	\$ 43.052,65	\$ 78.264,06	\$ 35.211,41
16	30,60	\$ 42.622,12	\$ 77.481,42	\$ 34.859,29
17	30,29	\$ 42.195,90	\$ 76.706,60	\$ 34.510,70
18	29,99	\$ 41.773,94	\$ 75.939,54	\$ 34.165,59
19	29,69	\$ 41.356,20	\$ 75.180,14	\$ 33.823,94
20	29,40	\$ 40.942,64	\$ 74.428,34	\$ 33.485,70
21	29,10	\$ 40.533,22	\$ 73.684,06	\$ 33.150,84
22	28,81	\$ 40.127,88	\$ 72.947,22	\$ 32.819,33
23	28,52	\$ 39.726,61	\$ 72.217,75	\$ 32.491,14
			VPN	\$ 722.229,31

**Fuente.** Autor del proyecto.

Se calculó el VPN para el escenario 1 a partir de los flujos de efectivos generados por los ingresos y egresos del C.E.C, los cuales corresponden a la producción actual del pozo sin implementar el sistema. Como se evidencia en la anterior tabla.

**Tabla 29.** Flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-76 (Escenario 2).

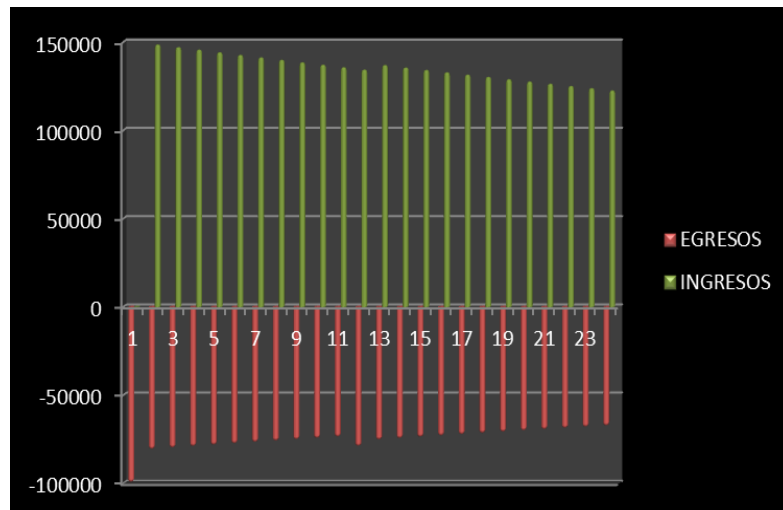
MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		\$ 99.364,00	\$ 0,00	-\$ 99.364,00
1	60,40	\$ 80.706,48	\$ 148.584,00	\$ 67.877,52
2	59,80	\$ 79.899,42	\$ 147.098,16	\$ 67.198,74
3	59,20	\$ 79.100,42	\$ 145.627,18	\$ 66.526,76
4	58,61	\$ 78.309,42	\$ 144.170,91	\$ 65.861,49
5	58,02	\$ 77.526,32	\$ 142.729,20	\$ 65.202,87
6	57,44	\$ 76.751,06	\$ 141.301,91	\$ 64.550,85
7	56,87	\$ 75.983,55	\$ 139.888,89	\$ 63.905,34
8	56,30	\$ 75.223,71	\$ 138.490,00	\$ 63.266,28
9	55,73	\$ 74.471,48	\$ 137.105,10	\$ 62.633,62
10	55,18	\$ 73.726,76	\$ 135.734,05	\$ 62.007,29
11	54,62	\$ 78.989,49	\$ 134.376,71	\$ 55.387,21
12	54,08	\$ 75.322,60	\$ 136.926,59	\$ 61.603,98
13	53,54	\$ 74.569,38	\$ 135.557,32	\$ 60.987,95
14	53,00	\$ 73.823,68	\$ 134.201,75	\$ 60.378,07
15	52,47	\$ 73.085,44	\$ 132.859,73	\$ 59.774,28
16	51,95	\$ 72.354,59	\$ 131.531,13	\$ 59.176,54
17	51,43	\$ 71.631,04	\$ 130.215,82	\$ 58.584,78
18	50,91	\$ 70.914,73	\$ 128.913,66	\$ 57.998,93
19	50,40	\$ 70.205,59	\$ 127.624,53	\$ 57.418,94
20	49,90	\$ 69.503,53	\$ 126.348,28	\$ 56.844,75
21	49,40	\$ 68.808,50	\$ 125.084,80	\$ 56.276,30
22	48,91	\$ 68.120,41	\$ 123.833,95	\$ 55.713,54
23	48,42	\$ 67.439,21	\$ 122.595,61	\$ 55.156,40
			VPN	\$ 1.121.443,06
			TIR	67%
			PAYBACK	1,63

**Fuente.** Autor del proyecto.

Para el segundo escenario se obtuvo un VPN, mayor al del escenario 1 por lo tanto se puede inferir inicialmente que el proyecto es viable. Por otro lado se observa que la inversión se recupera hacia el segundo periodo y que la TIR excede la tasa de oportunidad del campo haciendo rentable la implementación del sistema en este pozo.

En la siguiente gráfica se muestra el flujo de efectivo generado para el escenario 2, que corresponde a los ingresos y egresos, originados por la producción que se logra con el sistema Chamber Lift.

**Figura 26.** Flujo de efectivo Pozo COL-76.



**Fuente.** Autor del proyecto.

Una vez calculadas las variables económicas para los dos escenarios se halló la diferencia de flujos de efectivo y se calcularon de nuevo estas variables para conocer la rentabilidad de la producción incremental obtenida con la implementación del sistema Chamber Lift.

En la siguiente tabla se observa que el proyecto en este pozo también es rentable ya que no solo genera ganancias que cubren la inversión inicial sino que también exceden la tasa de oportunidad del C.E.C siendo muy rentable su aplicación. Otro factor determinante es el corto tiempo en el cual se logra recuperar la inversión.

**Tabla 30.** Diferencial de flujo de efectivo y VPN del Pozo COL-37.

MES	FLUJO DE EFECTIVO CON SISTEMA USD	FLUJO DE EFECTIVO SIN SISTEMA USD2	DIFERENCIAL DE FLUJO DE EFECTIVO USD
0	-\$ 99.364,00	\$ 0,00	-\$ 99.364,00
1	\$ 67.877,52	\$ 39.984,80	\$ 27.892,72
2	\$ 67.198,74	\$ 39.584,96	\$ 27.613,79
3	\$ 66.526,76	\$ 39.189,11	\$ 27.337,65
4	\$ 65.861,49	\$ 38.797,22	\$ 27.064,27
5	\$ 65.202,87	\$ 38.409,24	\$ 26.793,63
6	\$ 64.550,85	\$ 38.025,15	\$ 26.525,70
7	\$ 63.905,34	\$ 37.644,90	\$ 26.260,44
8	\$ 63.266,28	\$ 37.268,45	\$ 25.997,83
9	\$ 62.633,62	\$ 36.895,77	\$ 25.737,86
10	\$ 62.007,29	\$ 36.526,81	\$ 25.480,48
11	\$ 55.387,21	\$ 36.161,54	\$ 19.225,67
12	\$ 61.603,98	\$ 36.289,23	\$ 25.314,75
13	\$ 60.987,95	\$ 35.926,34	\$ 25.061,60
14	\$ 60.378,07	\$ 35.567,08	\$ 24.810,99
15	\$ 59.774,28	\$ 35.211,41	\$ 24.562,88
16	\$ 59.176,54	\$ 34.859,29	\$ 24.317,25
17	\$ 58.584,78	\$ 34.510,70	\$ 24.074,08
18	\$ 57.998,93	\$ 34.165,59	\$ 23.833,33
19	\$ 57.418,94	\$ 33.823,94	\$ 23.595,00
20	\$ 56.844,75	\$ 33.485,70	\$ 23.359,05
21	\$ 56.276,30	\$ 33.150,84	\$ 23.125,46
22	\$ 55.713,54	\$ 32.819,33	\$ 22.894,21
23	\$ 55.156,40	\$ 32.491,14	\$ 22.665,26
		VPN	\$ 390.823,09
		TIR	27%
		PAYBACK	3,86

**Fuente.** Autor del proyecto

## CONCLUSIONES

- El sistema Chamber Lift representa una buena opción de levantamiento artificial para el Campo Escuela Colorado, ya que este se encuentra en la etapa estabilizada de su curva de producción lo que lo clasifica como un campo maduro por lo tanto sus pozos no aportan gran volumen de fluidos, y este sistema es ideal para este tipo de pozos conocidos como Pozos de Ordeño, debido a que permite un tiempo para una mayor acumulación de fluidos en el fondo e ir produciéndolos a medida que la cámara de acumulación se llena y no como los sistemas convencionales que levantan los fluidos una vez el pozo los va aportando en el fondo.
- Ya que el principio del sistema se basa en la energía que acumula y aporta el gas que se encuentra en el espacio anular sobre la cámara en el momento de conducir los fluidos dentro del tubing y que su principal objetivo es reducir la presión de fondo fluyendo para permitir la entrada de los fluidos de la formación a la cámara se encontró que las variables que imposibilitan la implementación del sistema son la GRL y la Pwf.
- Realizando la evaluación técnica se encontró que de los 20 pozos activos a 2012 en el Campo Escuela Colorado, solo tres cuentan con las características mecánicas y propiedades de yacimiento aceptables para la implementación del sistema de levantamiento Chamber Lift.
- La implementación del sistema Chamber Lift resulta económicamente atractiva frente a otros sistemas de levantamiento artificial, gracias a la simplicidad de su instalación y equipos, y al bajo costo que tiene producir un barril de fluido con este sistema.

- La aplicación del sistema Chamber Lift represento un incremento en la producción en los tres pozos seleccionados, sin embargo se evidencio que este incremento fue mayor en dos de los tres pozos, COL-37 y COL-76, debido a la longitud de la cámara ya que al ser mayor permite más acumulación de fluidos y por consiguiente una mayor producción.
- El cálculo del VPN concluye que la implementación del sistema Chamber Lift en el Campo Escuela Colorado es atractiva en los tres pozos seleccionados ya que cubre la inversión inicial y genera ganancias, sin embargo analizando la TIR respecto a la tasa de oportunidad del C.E.C que es del 16% E.A se encontró que la implementación del sistema no es rentable en el Pozo COL 24 ya que su TIR es menor a la tasa suministrada por C.E.C caso contrario que los Pozos COL 37 y COL 76 donde si es rentable la implementación del sistema Chamber Lift.

## RECOMENDACIONES

- Estudiar la posibilidad de usar el gas que produce el Campo Escuela Colorado en la inyección para el levantamiento con el sistema Chamber Lift y así disminuir costos asociados con la compra de gas.
- Dar a conocer los resultados de las pruebas de ascenso de presión que permitan la actualización en la data del Campo Escuela Colorado con el fin de tener información confiable y actualizada para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar su producción.
- Realizar un estudio más profundo de los costos de producción actuales del Campo Escuela Colorado, con el fin de facilitar la toma de decisiones en el momento de implementar cualquier proyecto en el campo y poder realizar un análisis financiero apropiado para estos.
- Estudiar la factibilidad de implementar el sistema Chamber Lift en los pozos inactivos del Campo Escuela Colorado, como método de reactivación de su producción.
- Visualizar la posibilidad de optimizar la instalación del sistema Chamber Lift mediante un análisis nodal en los pozos seleccionados en este proyecto.

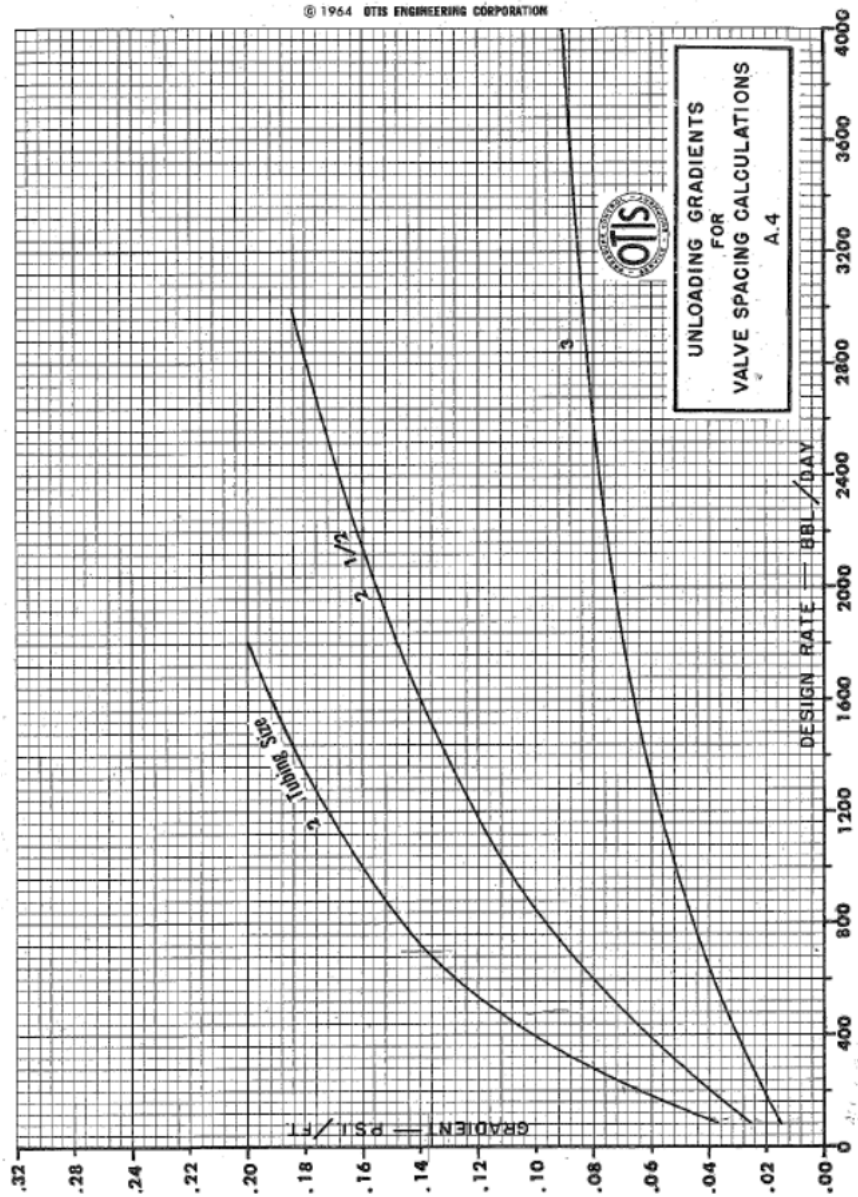
## BIBLIOGRAFIA

- API. Recommended Practices for Design and Operation Of Intermittent and Chamber Gas-lift Wells and Systems. API Recommended Practice 11v10. First edition, June 2008.
- ARAYA, Daniel. Análisis técnico-económico para el cambio de levantamiento artificial en cuatro pozos del campo Shushufindi. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Quito 2009.
- BERNAL, Fabio. Viabilidad técnica y financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2012.
- BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift. Tulsa: Penn well Publishing Company. 1980.
- CRISTANCHO, Diana y HOYOS, Jorge Mario. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2008.
- E. M. Petrof, T. A. Carmody, E. S. Eltohami, M. A. Adewumi, P. M. Halleck, B. Miller, R. W. Watson., Chamber Lift- A Technology For Producing Stripper Oil Wells, The Pennsylvania State University. 2003.
- GIL.H. Julián, ROLON. H. José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. UIS. 2009.
- H.W. Winkler. Re-Examine Insert Chamber-Lift for High Rate, Low BHP, Gassy Wells. SPE. 52120. 1999.
- HERNANDEZ. Ali, PEREZ. Cesar, NAVARRO. Ulbio, LOBO. Williams. Increasing Fluid Production by Properly Venting Formation Gas in Insert Chamber Installations. SPE. 56664. 1999.

- JAUREGUI, Juan y GALVIS, Silvia. Evaluación técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga 2011.
- MUÑOZ. R. Álvaro Fabián, TORRES .T. Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. UIS. 2007.
- S. Gasbarri, L. Marcan, J. E. Inciarte, and J. G. Faustinelli. Insert Chamber Lift Experiences in Mara-La Paz Field, Venezuela. SPE. 54389. 1999.

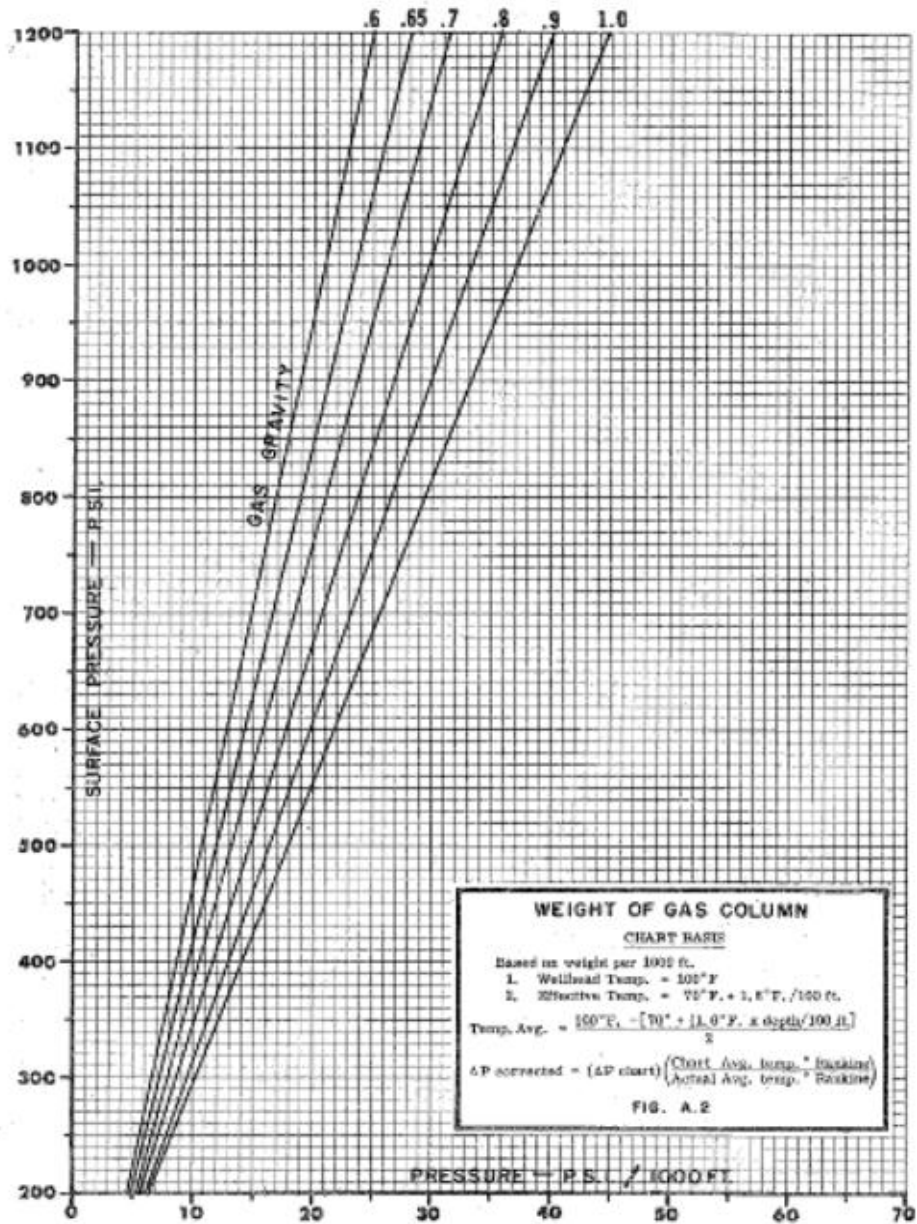
## ANEXOS

### Anexo A. Gradiente de descarga para cálculos de espaciamiento de las válvulas



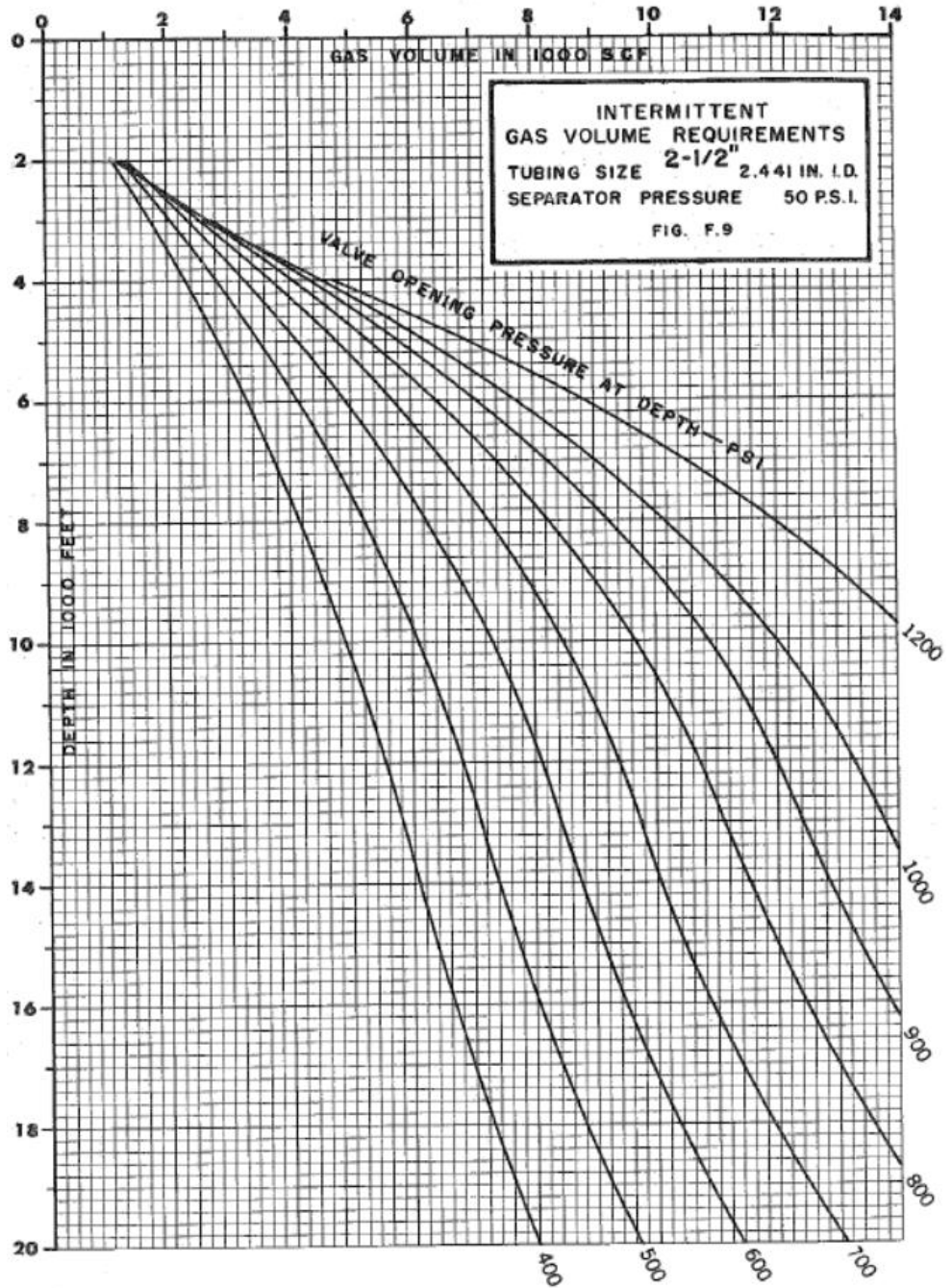
**Fuente.** BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial Lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada

## Anexo B. Peso de la columna de gas



**Fuente.** BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial Lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada

### Anexo C. Volumen de gas requerido



**Fuente.** BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial Lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada

## Anexo D. Relación Tubing-Casing

INNER STRING	OUTER STRING																						
	Tubing nominal size--in.					Casing OD--in.																	
	2	2½	3	3½	4	5	5½	6	6½	7	7½	8	8½	9	9½	10	10½	11	11½				
Ratio	Ratio	Ratio	Ratio	Ratio	Wt.	Ratio	Wt.	Ratio	Wt.	Ratio	Wt.	Ratio	Wt.	Ratio	Wt.	Ratio	Wt.	Ratio	Wt.	Ratio			
4.25	3.15	11.50	16.50	21.20	13	26.00	14	35.50	18	43.50	17	54.00	17	61.50	28	55.50	20	73.50	24	95.00	24	95.00	
					15	27.00	17	34.00	18	41.80	24	50.00	20	60.00	23	55.00	26	72.50	28	90.20	28	90.20	
					16	23.50	20	32.20	20	40.70	28	48.00	20	58.40	32	53.40	28.7	68.20	32	91.00	32	91.00	
1	2.60	3.20	6.50	9.65	12.80	11	16.20	14	23.20	13	26.50	17	32.50	17	37.20	25	36.50	20	44.00	28	58.00	28	58.00
						17	16.00	17	20.00	18	25.50	24	30.00	20	36.50	25	33.20	24	43.20	28	57.00	28	57.00
						18	15.20	20	19.20	20	24.50	18	29.00	25	35.40	32	32.20	28.7	42.50	32	55.50	32	55.50
2½		1.70	3.20	5.10	6.85	13	8.20	14	13.00	15	14.80	17	18.10	17	21.50	20	19.00	20	25.70	24	33.50	24	33.50
						15	8.50	17	11.40	18	14.15	24	17.20	20	20.80	25	19.00	24	25.00	28	33.00	28	33.00
						16	8.30	20	10.00	20	13.50	18	16.50	25	20.20	32	18.50	28.7	24.00	32	32.00	32	32.00
3½			2.00	3.40	4.65	13	6.45	14	8.40	15	10.40	17	13.20	17	15.20	20	13.50	20	18.20	24	24.00	24	24.00
						15	6.15	17	7.95	18	10.00	24	12.30	20	14.80	25	13.40	24	17.80	28	23.00	28	23.00
						16	5.95	20	7.70	20	9.70	28	11.60	23	14.10	32	13.00	29.7	17.50	32	23.00	32	23.00
2				1.65	2.50	13	3.80	14	4.80	15	6.20	17	8.00	17	9.40	20	8.50	20	11.40	24	13.00	24	13.00
						15	3.45	17	4.40	18	6.00	24	7.60	20	9.10	28	8.25	24	11.00	28	14.80	28	14.80
						16	3.20	20	4.10	20	5.00	28	6.80	23	8.00	32	7.00	29.7	10.40	32	14.40	32	14.40
2½					1.20	13	3.00	14	2.80	15	3.75	17	4.90	17	5.90	20	5.20	20	7.15	24	9.60	24	9.60
						15	2.80	17	2.65	18	3.55	24	4.50	20	5.40	28	4.70	24	6.00	28	8.40	28	8.40
						16	2.60	20	2.45	20	3.40	28	4.25	23	5.40	32	4.80	28.7	6.00	32	8.10	32	8.10
3						14	1.60	15	2.00	17	2.50	17	3.00	17	3.40	20	3.00	20	4.30	24	5.80	24	5.80
						17	1.70	18	1.90	24	2.30	20	2.80	20	3.20	24	2.90	24	4.10	28	5.60	28	5.60
						20	1.80	20	1.80	28	2.40	23	2.80	23	3.10	32	2.80	29.7	3.90	32	5.40	32	5.40
2½						15	1.10	17	1.30	17	1.70	17	2.10	17	2.50	20	2.00	20	2.80	24	4.00	24	4.00
						18	1.20	24	1.30	20	1.70	20	2.00	20	2.30	24	2.10	24	2.70	28	3.90	28	3.90
						20	1.00	28	1.10	23	1.50	23	1.80	23	2.10	32	1.70	29.7	2.50	32	3.70	32	3.70
4						17	1.10	17	1.40	17	1.70	17	2.00	17	2.30	20	1.90	20	2.60	24	3.60	24	3.60
						24	0.90	20	1.10	20	1.40	20	1.70	20	2.00	24	1.60	24	2.20	28	3.30	28	3.30
						28	0.80	23	1.00	23	1.30	23	1.60	23	1.90	32	1.50	29.7	2.10	32	3.20	32	3.20

\*Weight in lb per ft. of casing.

**Fuente.** BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2a. Introduction of artificial Lift System beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift; BROWN, Kermit. Overview of artificial Lift systems, SPE 9979. 1982. Modificada