

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE  
BAJO APLICACIONES DUALES EN UN CAMPO COLOMBIANO DE LOS  
LLANOS ORIENTALES: VISIÓN TÉCNICO-FINANCIERA.

OLGA LUCIA LUNA BARRERA

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

2012

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE  
BAJO APLICACIONES DUALES EN UN CAMPO COLOMBIANO DE LOS  
LLANOS ORIENTALES: VISIÓN TÉCNICO-FINANCIERA.

OLGA LUCÍA LUNA BARRERA

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniera de Petróleos

Tutor Universidad Industrial de Santander

Ingeniero Erik Montes

Profesor

Tutor Baker Hughes de Colombia

Ingeniero José Raúl Avendaño

C&P CTL Sales Manager

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

2012

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mi mamá y mi hermana por su amor, su compañía, por escucharme y darme siempre el mejor consejo en cada situación de mi vida.

Han sido el mejor ejemplo de disciplina y compromiso.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a la Universidad Industrial de Santander y a cada uno de los docentes que contribuyeron con mi formación, gracias a mi querida universidad soy una profesional íntegra, con conocimientos sólidos de mi carrera.

A Baker Hughes de Colombia por darme la oportunidad de aprender al lado de un excelente grupo de personas y profesionales que siempre estuvieron dispuestos a aclarar mis dudas e inquietudes. Gracias al ingeniero José Raúl Avendaño por guiar mí trabajo, al ingeniero Henry Bacca por sus consejos y orientación en mi desarrollo profesional, al ingeniero Oscar Avella por su confianza.y al ingeniero Nicolás Sarkis por dedicar parte de su tiempo a compartir sus conocimientos durante mi práctica en la empresa.

Al ingeniero Erik Montes por su gran contribución a mi trabajo de grado, gracias por cuestionar mis conceptos ya que las respuestas a estas preguntas me dieron la seguridad para mostrar los resultados de mi proyecto.

A Javier Rodríguez y Carlos González por su valioso aporte al análisis de mi proyecto, su orientación permitió culminarlo exitosamente.

A mis grandes amigos de la universidad gracias por apoyarme y motivarme, por las noches de estudio a lo largo de estos años y también por las noches en las que no estudiamos tanto.

A todos, mil gracias.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>18</b>
<b>1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....</b>	<b>20</b>
<b>1.1 METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....</b>	<b>20</b>
<b>1.2 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .....</b>	<b>22</b>
1.2.1 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible .....	23
1.2.2 Factores a tener en cuenta en el diseño sistemas de bombeo electrosumergible:.....	34
<b>2 CONFIGURACIONES DUALES CON EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE ...</b>	<b>35</b>
<b>2.1 POR QUÉ EMPLEAR UNA CONFIGURACIÓN DUAL? .....</b>	<b>36</b>
<b>2.2 FACTORES INFLUYENTES EN APLICACIONES DUALES: .....</b>	<b>36</b>
<b>2.3 VENTAJAS DE LAS CONFIGURACIONES DUALES .....</b>	<b>37</b>
<b>2.4 DESVENTAJAS DE LAS CONFIGURACIONES DUALES .....</b>	<b>38</b>
<b>2.5 TIPOS DE CONFIGURACIONES DUALES .....</b>	<b>38</b>
2.5.1 Instalaciones paralelas .....	38
2.5.2 Instalaciones en serie .....	39
<b>3 DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....</b>	<b>42</b>
<b>3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS.....</b>	<b>43</b>

<b>3.2 DISEÑO DE LOS EQUIPOS PARA LA APLICACIÓN DUAL .....</b>	<b>46</b>
3.2.1 Pozo 1 .....	51
3.2.2 Pozo 2. ....	77
<b>3.3 DISEÑOS ALTERNATIVOS: PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON UN UNICO EQUIPO. ....</b>	<b>85</b>
<b>4 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.....</b>	<b>91</b>
<b>1.1. ANÁLISIS GENERAL .....</b>	<b>93</b>
4.1.1 Caso 1: Pago del equipo en el tiempo $t=0$ . ....	95
4.1.2 Caso 2: Pago del equipo financiado. ....	114
<b>4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</b>	<b>126</b>
<b>5 RECOMENDACIONES.....</b>	<b>133</b>
<b>6 CONCLUSIONES.....</b>	<b>134</b>
<b>7 BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>136</b>
<b>8 ANEXOS.....</b>	<b>139</b>

## Lista de figuras

Figura 1. Sensor WellLift Centrilift.....	24
Figura 2: Motor eléctrico .....	25
Figura 3. Bomba electrosumergible. ....	25
Figura 4. Funcionamiento de la bomba.....	26
Figura 5. Diseño hidráulico de las etapas de una bomba electrosumergible, etapa de tipo radial y mixto. ....	26
Figura 6. Foto de etapas de tipo radial y mixto. ....	27
Figura 7. Sección sellante.....	29
Figura 8. Cable de potencia.....	30
Figura 9. Caja de venteo.....	31
Figura 10. Variador de frecuencia.....	32
Figura 11. Transformador elevador.....	32
Figura 12. Componentes del sistema ESP .....	33
Figura 13. Configuración dual en paralelo. ....	39
Figura 14. Configuración dual en serie. ....	40
Figura 15. Esquema de producción de dos zonas con ESP dual. ....	41
Figura 16. Ubicación geográfica de la cuenca de los llanos orientales.....	44
Figura 17. Columna estratigráfica Cuenca de los llanos orientales, litología de la cuenca. ....	45
Figura 18. Profundidades de referencia, diámetros de tubing y casing. ....	47
Figura 19. Equipo superior de la configuración dual. ....	49
Figura 20. Equipo inferior de la configuración dual. ....	49
Figura 21. Configuración dual completa. ....	50

Figura 22. Curva de rendimiento de una etapa de la bomba P12 Serie 400. Determinación de la cabeza. ....	59
Figura 23. Curva de rendimiento de una etapa de la bomba P12 Serie 400. Determinación de la eficiencia. ....	61
Figura 24. Curva de rendimiento de una etapa de la bomba P12 Serie 400. Determinación de la potencia.....	62
Figura 25. Curva del motor .....	64
Figura 26. Pérdidas de voltaje en el cable. ....	66
Figura 27. Comparación de parámetros de operación. Bombas P12 y P18 en el Pozo 1, formación A.....	72
Figura 28. Comparación de parámetros de operación. Bombas P43 y P47 en el Pozo 2, Formación A. ....	80
Figura 29. Comparación de parámetros de operación. Bombas P100 y P110 en el Pozo 2, formación B.....	83
Figura 30. Flujo de caja por formación, Pozo 1.....	104
Figura 31. Comparación del flujo de caja por escenario. ....	105
Figura 32. Distribuciones de probabilidad.....	127
Figura 33. Gráfica de frecuencia, Pozo 1.....	128
Figura 34. Sensibilidad a los parámetros, Pozo 1.....	129
Figura 35. Distribución de frecuencia, Pozo 2. ....	130
Figura 36. Sensibilidad a los parámetros, Pozo 2.....	131

## Lista de tablas

Tabla 1. Parámetros de diseño Pozo 1, formación A.....	52
Tabla 2. Corrección de la caída de voltaje en el cable por la temperatura. ....	66
Tabla 3. Comparación de resultados obtenidos con los arrojados por el software de diseño. ....	68
Tabla 4. Parámetros de operación de la bomba P12 en el Pozo 1, formación A...69	
Tabla 5. Parámetros de operación de la bomba P18 en el Pozo 1, formación A...70	
Tabla 6. Parámetros de diseño Pozo 1, formación B.....	73
Tabla 7. Parámetros de operación de la bomba P100 en el Pozo 1, formación B. 74	
Tabla 8. Parámetros de operación de la bomba P110 en el Pozo 1, formación B. 74	
Tabla 9. Comparación de parámetros de operación. Bombas P100 y P110 en el Pozo 1, formación B.....	75
Tabla 10. Espacio disponible en el casing. ....	76
Tabla 11. Resumen de selección de bombas para el Pozo 1, formación A. ....	76
Tabla 12. Resumen de selección de bombas para el Pozo 1, formación B. ....	77
Tabla 13. Parámetros de diseño para el Pozo 2, formación A. ....	78
Tabla 14. Parámetros de operación de la bomba P43 en el Pozo 2, formación A. 79	
Tabla 15. Parámetros de operación de la bomba P47 en el Pozo 2, formación A. 79	
Tabla 16. Espacio disponible en el casing de 9 5/8".....	81
Tabla 17. Parámetros de diseño para el Pozo 2, formación B. ....	81
Tabla 18. Parámetros de operación de la bomba P100 en el Pozo 2, formación B. ....	82
Tabla 19. Parámetros de operación de la bomba P110 en el Pozo 2, formación B. ....	82

Tabla 20. Espacio disponible en la cápsula de 7".....	83
Tabla 21. Resumen de selección de bombas para el Pozo 2, formación A. ....	84
Tabla 22. Resumen de selección de bombas para el Pozo 2, formación B. ....	84
Tabla 23. Equipo instalado actualmente, Pozo 1.....	86
Tabla 24. Equipo instalado actualmente, Pozo 2.....	86
Tabla 25. Resumen de propiedades de los pozos.....	87
Tabla 26. Pwf y Pr compuestos, Pozo 1.....	89
Tabla 27. Pwf y Pr compuestos, Pozo 2.....	89
Tabla 28. Propuesta alternativa, Pozo 1.....	90
Tabla 29. Propuesta alternativa, Pozo 2.....	90
Tabla 30. Precios de los equipos instalados actualmente.....	94
Tabla 31. Precios de los equipos de los diseños alternativos.....	94
Tabla 32. Precios de los equipos propuestos para la implementación del dual.....	94
Tabla 33. Flujo de caja del Pozo 1, Equipos actuales.....	97
Tabla 34. Flujo de caja del Pozo 1, Diseño alternativo.....	99
Tabla 35. Producción de fluidos y corte de agua en el Pozo 1 con la implementación del sistema dual.....	100
Tabla 36. Flujo de caja del Pozo 1, implementación del sistema dual.....	101
Tabla 37. Flujo de caja Pozo 1, Formación A. Implementación sistema dual.....	102
Tabla 38. Flujo de caja Pozo 1, Formación B. Implementación del sistema dual.....	103
Tabla 39. Indicadores financieros del proyecto. Pozo 1.....	106
Tabla 40. Flujo de caja libre Pozo 2, equipos actuales.....	108
Tabla 41. Flujo de caja Pozo 2, diseño alternativo.....	109
Tabla 42. Producción de fluidos del Pozo 2 con la implementación del sistema dual.....	110
Tabla 43. Flujo de caja Pozo 2, implementación configuración dual.....	111
Tabla 44. Flujo de caja Pozo 2, Formación A. Implementación del sistema dual.....	112
Tabla 45. Flujo de caja Pozo 2, Formación B. Implementación del sistema dual.....	113
Tabla 46. Flujo de caja Pozo 1, sistema actual. Pago diferido.....	115

Tabla 47. Financiación de equipos. Pozo 1. ....	116
Tabla 48. Flujo de caja Pozo 1, diseño alternativo. Pago diferido.....	117
Tabla 49. Flujo de caja Pozo 1, implementación del sistema dual. Pago diferido. .....	118
Tabla 50 Flujo de caja Formación A, Pozo 1, implementación del sistema dual. Pago diferido.....	119
Tabla 51. Flujo de caja, Formación B, Pozo 1, Implementación del sistema dual. Pago diferido.....	120
Tabla 52. Flujo de caja Pozo 2, sistema actual. Pago diferido.....	121
Tabla 53. Flujo de caja Pozo 2, diseño alternativo. Pago diferido.....	122
Tabla 54. Flujo de caja Pozo2, Implementación del sistema dual. Pago diferido.	123
Tabla 55. Flujo de caja Formación A, Pozo 2, Implementación del sistema dual. Pago diferido.....	124
Tabla 56. Flujo de caja, Formación B, Pozo 2, Implementación del sistema dual. Pago diferido.....	125
Tabla 57. Comparación de resultados pago $t=0$ y pago diferido.....	125
Tabla 58. Parámetros del análisis de sensibilidad.....	127

## Lista de ecuaciones

Ecuación 1. Índice de productividad. ....	52
Ecuación 2. Presión de fondo fluyente.....	53
Ecuación 3. Presión ejercida por una columna de fluido. ....	54
Ecuación 4. Gravedad específica de la mezcla. ....	54
Ecuación 5. Cabeza dinámica total.....	56
Ecuación 6. Nivel de fluido.....	56
Ecuación 7. Cabeza necesaria para vencer pérdidas por fricción en el tubing. ....	56
Ecuación 8. Ecuación de Hanzen-Williams.....	57
Ecuación 9. Cabeza requerida para superar pérdidas de fricción en superficie. ...	58
Ecuación 10. Número de etapas.....	60
Ecuación 11. Potencia al freno. ....	62
Ecuación 12. Carga del motor.....	63
Ecuación 13. Determinación de KVA.....	67
Ecuación 14. Determinación de voltaje de superficie.....	67
Ecuación 15. Cálculo de la presión estática compuesta. ....	87
Ecuación 16. Cálculo de la presión de fondo fluyente compuesta. ....	88
Ecuación 17. Cálculo del IP compuesto.....	88
Ecuación 18. Depreciación de los equipos por periodo. ....	95

**Lista de anexos**

ANEXO A: RESOLUCION 18-1495 DEL 2 DE SEPTIMBRE DE 2009.....139  
ANEXO B: LEY 141 DE 1994 .....140

## RESUMEN

### TÍTULO

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE BAJO APLICACIONES DUALES EN UN CAMPO COLOMBIANO DE LOS LLANOS ORIENTALES: VISIÓN TÉCNICO-FINANCIERA. \*

**AUTORA:** OLGA LUCIA LUNA BARRERA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Levantamiento artificial, bombeo electrosumergible, configuración dual, viabilidad técnica y financiera.

### DESCRIPCIÓN

Los ingenieros han desarrollado nuevas tecnologías para mejorar los métodos convencionales de producción de aceite alrededor del mundo, cuidando la integridad del yacimiento y acogiéndose a las regulaciones legales, una de estas tecnologías es presentada en este proyecto de grado: aplicaciones duales con bombeo electrosumergible. Este proyecto se enfoca en la implementación de sistemas de bombeo electrosumergibles para producir dos pozos, cada uno de ellos en contacto con dos formaciones independientes. En este caso específico hay tres razones para producir los fluidos de estas formaciones por separado: la diferencia en los índices de productividad, las presiones de yacimiento y la composición de los fluidos \*aceite y agua).

Se proponen opciones de diseño de equipos de bombeo electrosumergible bajo aplicaciones duales para dos pozos pertenecientes a un campo en los llanos orientales colombianos. La selección del sistema óptimo de la aplicación para pozo y formación es basada en criterios técnicos.

Se realiza un análisis financiero del proyecto considerando tres escenarios, en el primero de ellos se tiene la producción de los pozos con los sistemas de bombeo electrosumergible instalados en la actualidad, el segundo escenario plantea la posibilidad de producir de las zonas en conjunto y por último, la producción de los pozos con la implementación del sistema dual. Finalmente se analiza la

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Química. Ingeniería de Petróleos.

Tutor Baker Hughes: Ingeniero José Raúl Avendaño. Tutor UIS: Ingeniero Erik Montes.

influencia de cada una de las variables involucradas en el análisis financiero con el objetivo de determinar el parámetro a optimizar para mejorar las ganancias.

## **ABSTRACT**

### **TITLE**

ANALYSIS OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPING IMPLEMENTATION UNDER DUAL APPLICATION IN A COLOMBIAN FIELD OF EASTERN LLANOS: TECHNICAL-FINANCIAL VISION.\*

**AUTHOR:** OLGA LUCIA LUNA BARRERA\*\*

**KEY WORDS:** Artificial lift, electrical submersible pumping, dual configuration, technical viability, financial viability.

### **DESCRIPTION**

Engineers have developed new technologies to improve the conventional methods of oil production worldwide, taking care of reservoir integrity and respecting regulations, one of them is presented in this graduate project: dual application with electrical submersible pumping. This project focuses on ESP implementation to produce two wells, each of them in contact with two single formations. In this specific case there is three reasons to produce separately the fluids of this formations: the difference productivity index, reservoir pressures and composition of fluids (oil and water).

Design options of ESP under dual applications are proposed for two wells that belong to a field in Colombian eastern llanos. The selection of the optimum system of the dual application for both, well and formation, is based on technical criteria

A financial analysis is realized considering three different scenarios, first of them propose to produce the wells with actual ESP installed in the well, second scenario present the possibility to produce of both zones at the same time with a single electrical submersible equipment, and last one, production of the wells with implementation of dual system. Finally, influence of each variable involved in financial analysis is studied to determinate the parameter to be optimized to improve profit.

---

\* Graduate Project.

\*\* Physico-Chemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering.

Baker Hughes Tutor: Engineer José Raúl Avendaño. UIS Tutor: Engineer Erik Montes

## INTRODUCCIÓN

Menos de 10% de los pozos del mundo producen por flujo natural, por esto es primordial determinar el sistema de levantamiento artificial adecuado en cada caso. Un sistema de levantamiento artificial eficiente da energía al fluido impulsándolo hacia la superficie al caudal deseado teniendo en cuenta las características del fluido y del yacimiento.

Los completamientos duales han sido ampliamente desarrollados en el mundo, pero en Colombia es una tecnología que ha sido planteada recientemente. En pozos colombianos donde se extrae petróleo en más de una formación productora el completamiento dual es una opción que debe ser considerada; al igual que yacimientos con fluidos incompatibles, con problemas de conificación de agua, o donde se requiere inyectar y producir fluidos simultáneamente son candidatos potenciales a un completamiento dual.

Este proyecto plantea la implementación de la configuración dual con equipos electrosumergibles para dos pozos que pertenecen a un campo de los llanos orientales colombianos. Estos dos pozos están en contacto con dos formaciones pero actualmente producen únicamente de una de ellas. Teniendo en cuenta las características de la formación que no se está explotando se evidencia que su potencial de producción podría ser aprovechada.



# **1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Un sistema de levantamiento artificial aporta energía al fluido con el objetivo de producirlo o acelerar su producción. La selección de un sistema de levantamiento artificial es un factor trascendental en la vida productiva de un pozo, un sistema adecuado hará que el pozo produzca en condiciones óptimas sin causar ningún daño al yacimiento.

Para escoger el sistema de levantamiento artificial que maximice la producción se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Profundidades de operación (fondo del pozo, profundidad de perforados, asentamiento de la bomba)
- Potencial de producción (Caudal deseado, índice de productividad, presión estática)
- Temperatura y presión de operación
- Propiedades del fluido
- Propiedades de la formación
- Nivel de fluido

## **1.1 METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Algunos de los sistemas de levantamiento más conocidos son el bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas, bombeo hidráulico, gas lift y bombeo electrosumergible.

El método más usado de levantamiento artificial es el bombeo mecánico, éste consiste en una unidad de superficie conectada a una bomba de fondo que es impulsada por un motor de combustión interna o eléctrico. Este método es limitado por el caudal, para pozos en los que se requiera una producción mayor se debe recurrir a otro sistema.

Gas lift es un método eficiente para manejar altos caudales y presiones, se usa un flujo de gas de producción o de inyección para facilitar el flujo de aceite. La producción con gas lift tiene un requerimiento especial: suficiente gas de levantamiento para la vida del proyecto. En el proceso de diseño debe considerarse el tamaño del tubing, el comportamiento de los fluidos presentes y sus propiedades por lo que es importante datos PVT y correlaciones correctos para tener un diseño que permita al pozo producir en las mejores condiciones.

El bombeo hidráulico es usado para manejar grandes caudales en pozos relativamente profundos con un costo bajo. Existen dos tipos, el primero, compuesto por bombas de desplazamiento positivo en un sistema hidráulico recíproco y el segundo tipo jet, estas operan por la acción de un fluido a alta presión y el efecto que genera al pasar a través de un orificio.

Un sistema *PCP*<sup>1</sup> está conformado por una bomba de desplazamiento positivo que emplea cavidades para mover los fluidos a la superficie en un flujo constante. Un sistema PCP está conformado por un rotor simple helicoidal que gira dentro de estator hecho de elastómero. El sistema es eficiente con el manejo de crudos pesados, es la aplicación apropiada para la producción con grandes cantidades de arena, no presenta problemas mayores produciendo con gas libre ni en presencia de agua, sin embargo, su vida útil es corta así que tiene un alto costo. Los

---

<sup>1</sup> PCP por sus siglas en inglés "Progressive Cavity Pump".

sistemas PCP tienen dos variaciones, los sistemas de bombeo de cavidades progresivas electrosumergibles, *ESPCP*<sup>2</sup> por sus siglas en inglés y sistemas de bombeo de cavidades progresivas con varilla, *RDPCP*<sup>3</sup>. El primero emplea un sistema compuesto por un motor eléctrico para proveer potencia a la bomba en fondo, una caja reductora para reducir la velocidad del motor e incrementar el torque para la operación del PCP y un eje que convierte el movimiento concéntrico del eje en el movimiento descentrado que requiere la PCP, y el segundo utiliza fuerza motriz de la superficie que es comunicada a través de una varilla a la bomba en fondo.

Por su parte el sistema de bombeo electrosumergible o *ESP*<sup>4</sup> es aplicable a un amplio rango de caudales de producción. Las bombas electrosumergibles son limitadas por condiciones adversas del yacimiento, como producción de arena, precipitaciones de orgánicos e incrustaciones o presencia de gas libre.

## **1.2 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

Los sistemas ESP son el segundo sistema de levantamiento artificial más usado, emplean un motor alimentado por una corriente eléctrica proveniente de una fuente de alimentación de la superficie, la cual hace girar una bomba centrífuga en el pozo levantando los fluidos. La fuente de esta corriente puede operar a una frecuencia fija o ajustarse a un rango de frecuencias usando un *VSD*<sup>5</sup>, la posibilidad de cambiar la frecuencia representa una variación en la velocidad rotacional de la bomba controlando la cantidad de fluido a levantar.

---

<sup>2</sup> *ESPCP* por sus siglas en inglés “Electrical Submersible Progressing Cavity Pumping”.

<sup>3</sup> *RDPCP* por sus siglas en inglés “Rod Driven Progressing Cavity Pumping”.

<sup>4</sup> *ESP* por sus siglas en inglés “Electrical Submersible Pumping”.

<sup>5</sup> *VSD* por sus siglas en inglés “Variable Speed Drive”,

En su inicio los sistemas electrosumergibles eran un método económico para producir altos volúmenes de fluido a grandes profundidades, actualmente, estos sistemas son efectivos produciendo un amplio rango de caudales, en yacimientos someros y profundos, en pozos verticales, horizontales y desviados, pozos a alta temperatura, ambientes abrasivos, fluidos gaseosos, fluidos viscosos, altos porcentajes de agua, pozos *slim hole*, entre otros. Sin embargo, cuando se tienen pozos someros con caudales de producción bajos existen otros sistemas de levantamiento con mejores resultados.

### **1.2.1 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible**

Un sistema de bombeo electrosumergible está compuesto por equipos de fondo: sensor, motor eléctrico, sello, separador de gas, bomba centrífuga y cable, y equipos de superficie, transformador elevador, variador de frecuencia y caja de venteo.

#### **1.2.1.1 Equipo de fondo:**

**Sensor:** Es un sensor de fondo que mide parámetros del pozo, los comunica a la superficie por medio del cable para ser leídos desde el VSD contribuyendo al control del pozo. Un sensor provee información continua del pozo para optimizar la producción y extender la vida del sistema.

Según el modelo de sensor registran temperatura y presión en la entrada de la bomba, temperatura y presión en la descarga, temperatura del fluido, temperatura del motor, vibración en x y y, frecuencia de salida, pérdidas de corriente, entre otros.

**Figura 1. Sensor WellLift Centrilift.**



Fuente: Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.

**Motor:** Es un motor eléctrico, AC, trifásico de inducción que convierte energía eléctrica en mecánica haciendo girar al eje. El motor trabaja en baño de aceite mineral que lubrica y refrigera el motor.

El embobinado del estator está conectado a la fuente de voltaje trifásico y causa una corriente en el estator que genera movimiento en el rotor. El campo magnético causa una corriente trifásica que fluye a través del rotor y genera un torque que transmite el eje a la bomba.

Las configuraciones del motor pueden ser motores sencillos o tándem<sup>6</sup> estos últimos incrementan la energía que se aporta al yacimiento.

---

<sup>6</sup> Tándem: dos cuerpos acoplados.

**Figura 2: Motor eléctrico**



**Fuente: Submersible Pump Handbook. Baker Hughes.**

**Bomba:** Es una bomba centrífuga multietapa que transfiere energía rotacional al fluido, esta es transmitida por el motor a través de un eje generando levantamiento de los fluidos de pozo a la superficie.

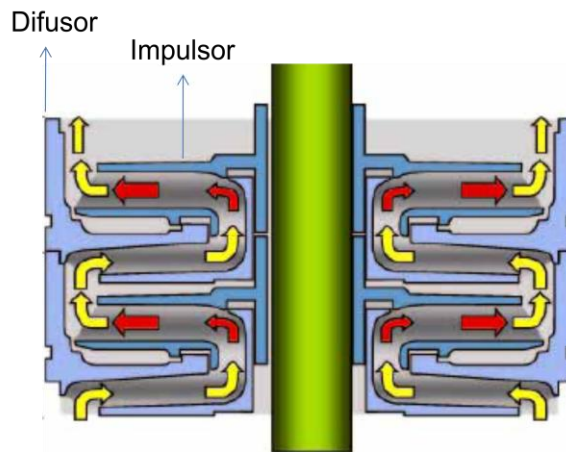
**Figura 3. Bomba electrosumergible.**



**Fuente: Submersible Pump Handbook. Baker Hughes.**

Una bomba está compuesta por un conjunto de etapas ensambladas dentro de una camisa o housing. Cada etapa tiene un impulsor y un difusor, ver Figura 4. El impulsor gira a las rpm del motor e “impulsa” el fluido hacia el difusor que es estático y lo direcciona hacia la siguiente etapa. La cabeza producida por cada etapa representa la energía impartida por el impulsor más la energía que pierde el fluido pasando a través del difusor.

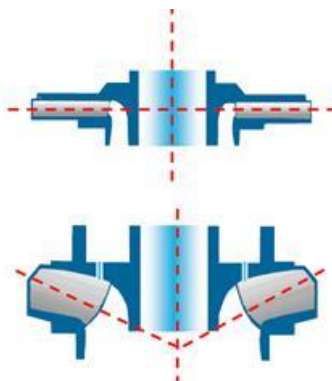
**Figura 4. Funcionamiento de la bomba.**



**Fuente: Modificado de Submersible Pump Handbook. Baker Hughes.**

Las etapas tienen dos diseños hidráulicos: de tipo radial y mixto. En la parte superior de las Figuras 5 y 6 se muestra una etapa de tipo radial, en esta el fluido cumple una trayectoria en una única dirección perpendicular al eje. En la parte inferior de las Figuras 5 y 6 se muestra una etapa de tipo mixto, este tipo de etapas son más eficientes pues presentan menores pérdidas ya que la dirección de movimiento del fluido tiene un componente perpendicular y uno paralelo al eje.

**Figura 5. Diseño hidráulico de las etapas de una bomba electrosumergible, etapa de tipo radial y mixto.**



**Fuente: Avella O, Memorias de "Curso de Aplicaciones". Neiva, marzo de 2011.**

**Figura 6. Foto de etapas de tipo radial y mixto.**



**Fuente: Submersible Pump Handbook. Baker Hughes.**

Las bombas son caracterizadas por curvas de rendimiento que describen la relación entre la cabeza desarrollada por la bomba y la capacidad de flujo a través de la bomba bajo una cierta velocidad de rotación y propiedades del fluido. Para asegurar el correcto funcionamiento es necesario que la bomba trabaje en el rango para la cual fue diseñada.

El método de funcionamiento de los sistemas de bombeo electrosumergible consiste en aumentar la presión del fluido a producir, incrementando el drawdown, de esta forma provee la energía adicional requerida para que el fluido fluya. Para que una bomba electrosumergible pueda producir es indispensable que esté inmersa en el fluido. Al nivel de la columna de fluido sobre la entrada de la bomba se le conoce como “sumergencia”.

La entrada de la bomba se conoce como “intake”, al igual que la descarga de la bomba son accesorios de la bomba que deben ensamblarse a la misma.

**Separador de gas:** En pozos con alta relación gas-aceite el separador se ubica a la entrada de la bomba para prevenir la entrada de gas libre. La bomba pierde eficiencia en presencia de gas por lo que se recomienda el uso de un separador de gas en los casos en que el porcentaje de gas en la entrada de la bomba esté entre 10 y 15%.

**Sello:** El sello conecta el eje del motor a la entrada de la bomba o al separador de gas.

El sello cumple las siguientes funciones:

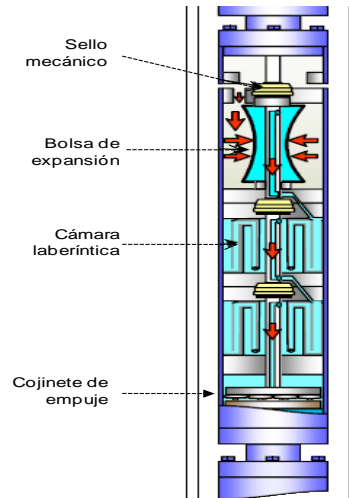
- Da espacio para la expansión térmica del aceite, este se expande 5% por cada 100°F<sup>7</sup>.
- Ecuiliza la presión interna del motor con la del fondo del pozo.
- Aísla el motor de los fluidos del pozo.
- Soporta los empujes axiales transmitidos por la bomba al eje.

Además de un sello mecánico, los sellos tienen dos tipos de componentes: bolsas y cámaras laberínticas. Las bolsas aíslan físicamente el aceite del motor del fluido del pozo, por su parte los laberintos tienen un canal de comunicación del aceite, este canal es un camino tortuoso para el fluido del pozo, de ésta forma se impide su paso; este arreglo permite que el aceite del motor, de menor densidad que el fluido del pozo, ocupe la parte superior de la cámara manteniendo los fluidos separados.

---

<sup>7</sup> AVELLA, O. "La sección sello". Ingeniería de Aplicaciones CTL – Colombia, 2011.

Figura 7. Sección sellante.



Fuente: Modificado de Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.

La decisión de usar una cámara o un laberinto depende del tipo de pozo, para un pozo horizontal o desviado se recomienda el uso de bolsas ya que al tener la cámara laberíntica inclinada el camino tortuoso que debe recorrer el fluido se acorta, es decir, el laberinto pierde su eficiencia. Los sellos pueden construirse con una, dos o más cámaras según la aplicación.

**Cable de potencia:** El cable transmite la potencia eléctrica desde la superficie hasta el motor. El cable de potencia tiene las siguientes características:

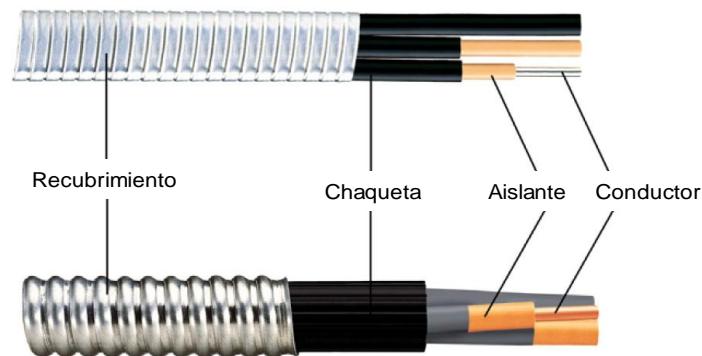
- Soporta altas presiones y temperaturas sin modificar sus propiedades.
- Está construido de un material resistente para prevenir daño mecánico.
- Es de un diámetro pequeño ya que debe ajustarse al espacio disponible. \ entre los equipos y el pozo.

Los cables están compuestos como mínimo por los siguientes elementos: conductor, aislante y chaqueta. El conductor del cable de potencia es de cobre, el aislante de polímeros, por lo general EPDM y la chaqueta es un recubrimiento de acero galvanizado.

Los cables pueden ser planos o redondos, el plano es de bajo perfil, por lo que puede ajustarse en espacios confinados, sin embargo presenta pérdidas de voltaje mayores que el cable redondo equivalente. Por su parte el redondo opera a menores temperaturas que el plano equivalente y controla mejor el desbalance eléctrico. El cable puede ser con o sin capilar, el capilar es usado para inyectar químicos al pozo en caso de ser necesario.

Antes de unirse al motor, el cable está conectado a un *MLE*<sup>8</sup>, una extensión del mismo. El MLE es un cable diseñado para ser instalado paralelo al equipo, es de menor calibre que el cable de potencia, de esta forma el OD total a la profundidad de los equipos es menor, el MLE se une al motor por medio de un conector o “pothead”. Tiene una capa de aislamiento con un polímero que tolera altas temperaturas, tiene una capa de poliamida sellada de gran resistencia dieléctrica, cubierta con plomo que lo aísla del pozo y una armadura de monel.

**Figura 8. Cable de potencia.**



**Modificado de: Submersible Pump Handbook. Baker Hughes.**

---

<sup>8</sup> MLE: por sus siglas en inglés “Motor Lead Extension”.

### 1.2.1.2 Equipos de superficie:

**Caja de unión o venteo:** es la unión del equipo de fondo y superficie, permite ventear los gases del pozo que se escapan por el cable.

Figura 9. Caja de venteo



Fuente: Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.

**Variador de frecuencia:** El variador de frecuencia de superficie o tablero recibe energía eléctrica de una fuente y la transmite al motor electrosumergible por medio del cable de potencia. El variador permite controlar la frecuencia de giro de la bomba y por tanto la producción de fluido.

La corriente eléctrica proveniente de una fuente ingresa al variador, un convertidor convierte la corriente de AC a DC para ser entregada a un filtro que “limpia” la onda. Esta onda es comunicada a un segundo convertidor que invierte la corriente nuevamente, de DC a AC de frecuencias variables.

**Figura 10. Variador de frecuencia.**



Fuente: Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.

**Transformador elevador:** Provee el voltaje requerido por el motor. Debido a que el voltaje al que trabaja el motor es más alto que el entregado por la fuente de alimentación el transformador multiplica el voltaje de entrada por una relación de transformación.

**Figura 11. Transformador elevador.**

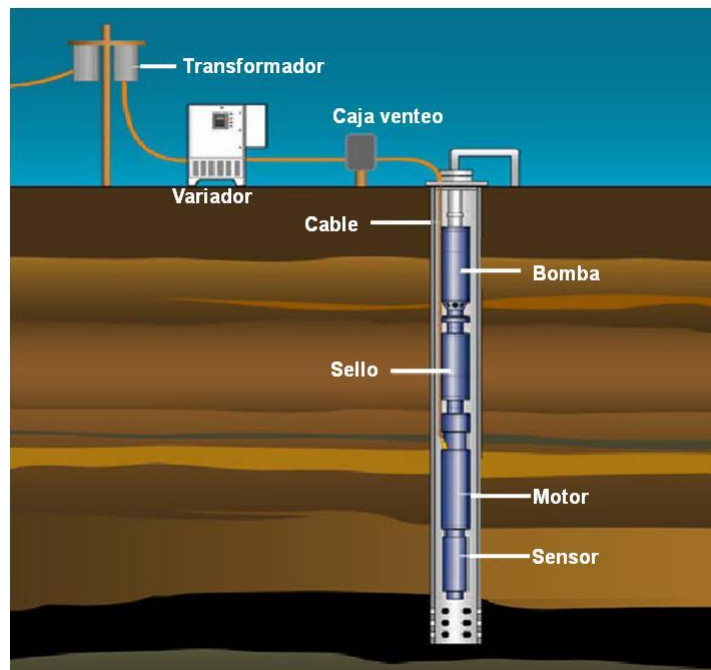


Fuente: Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.

Los sistemas ESP tienen algunos componentes adicionales, empaques, protectores de cable, válvulas cheque y válvulas de drenaje, caja de venteo, entre otros. Las válvulas de retención o cheque que se ubican de 2 a 4 juntas por encima de la descarga de la bomba. Una válvula de retención mantiene la columna de fluido por encima de la descarga de la bomba evitando el retorno del fluido a la bomba. Un retorno en el fluido causa un giro inverso de los equipos, un motor girando en rotación inversa genera aumento en la corriente, este aumento puede dañar el motor o al cable o generar esfuerzos que rompan el eje. La caja de venteo comunica los equipos de fondo y superficie, permite el venteo de gases que escapan a través del aislamiento del cable y la chaqueta a superficie.

La figura 12 esquematiza el sistema de bombeo electrosumergible.

Figura 12. Componentes del sistema ESP



Fuente: Avella O, Memorias de "Curso de Aplicaciones". Villavicencio, febrero de 2010.

En el momento de diseñar equipos electrosumergibles el tamaño del casing del pozo es una limitante en cuanto a las dimensiones del equipo a usar. El casing podría ser de diámetro reducido si no se planeó implementar un completamiento dual desde el inicio del proyecto o si la producción de las zonas es baja.

La confiabilidad del diseño de las bombas depende de la veracidad de la información, sin embargo, aunque el diseño sea el apropiado, el éxito en la producción con sistemas electrosumergibles se basa en trabajar el equipo bajo el rango para el cual fue diseñado.

### **1.2.2 Factores a tener en cuenta en el diseño sistemas de bombeo electrosumergible:**

- El correcto dimensionamiento de los equipos determina el éxito de la aplicación, el equipo debe ser dimensionado para operar en el rango apropiado y considerando las propiedades del yacimiento y el pozo. Un equipo con un diseño inapropiado o con información incorrecta del pozo tendrá un desgaste prematuro.
- Las altas temperaturas del pozo y de operación alteran características de elastómeros, aceite del motor, cable, entre otros.
- Las bombas pueden sufrir bloqueo por gas, si se anticipa la presencia del mismo pueden tomarse medidas de control como emplear un separador de gas en fondo o bombas especiales para el manejo de gas.
- Un fluido viscoso presenta resistencia a fluir, para la producción de este tipo de fluidos se recomienda el uso de bombas con etapas de flujo mayor y motores que aporten la potencia adicional requerida para su producción.
- La corrosión por presencia de COS y H<sub>2</sub>S debilita los equipos, la solución es emplear equipos resistentes a estos efectos.

- El efecto abrasivo de algunos fluidos con presencia de arena produce un desgaste prematuro del equipo que puede ser amortiguado con el uso de cojinetes especiales entre las etapas de la bomba.
- Deposición de inorgánicos, asfaltenos, parafinas bloquean las etapas y general sobrecarga en los equipos, en estos casos debe considerarse tratamientos químicos para inhibir su aparición.
- Si no se dimensiona correctamente el cable de potencia, el variador de frecuencia y el transformador pueden presentarse fallas eléctricas en el sistema.

## **2 CONFIGURACIONES DUALES CON EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE**

Cerca a 1940, se inició el uso masivo de sistemas duales porque representaba un ahorro en consumo de acero, también porque se tenían zonas con restricciones en cuanto al número de pozos permitidos en un área.

Cuando se producen zonas independientes sin emplear un completamiento dual se drena una zona hasta su límite financiero y es en ese momento cuando se inicia la perforación y producción de la siguiente. El resultado de esto es una producción con intervalos en los cuales no se está recuperando aceite, esto afecta las finanzas de la compañía operadora.

Los completamientos duales utilizan dos equipos electrosumergibles completos, el segundo se instala con el fin de aumentar la capacidad de bombeo o para actuar como un sistema de backup en los casos en los que la intervención al equipo sea complicada por costos, posibilidad de acceso a la zona, etc.

Para justificar la compra de esta segunda bomba se requiere realizar un análisis financiero considerando factores como el costo del equipo y su instalación, la vida útil del equipo, el tiempo de retorno de la inversión y la frecuencia de fallas que depende principalmente de las condiciones de operación.

## **2.1 POR QUÉ EMPLEAR UNA CONFIGURACIÓN DUAL?**

- Aumenta las reservas recuperables: puede producirse petróleo que con completamientos sencillos no sería económicamente recuperable.
- Acelera la producción de fluidos.
- Reduce el número de intervenciones al pozo.
- Cuando se usa la segunda bomba como backup no hay interrupciones en la producción en caso de falla del equipo.
- Si se produce de dos zonas simultáneamente las operaciones son independientes, por lo tanto cualquier evento en una de las zonas no afecta la operación en la otra.
- El diseño es versátil, se pueden tener: inyector-productor, productor-productor.

## **2.2 FACTORES INFLUYENTES EN APLICACIONES DUALES:**

Existen algunos factores a tener en cuenta para aplicaciones duales:

- Intervalo entre las zonas productoras.
- Mecanismo de empuje de las dos zonas.
- Profundidad de operación.
- Productividad de las zonas y la magnitud con respecto a la productividad de la otra.

- Presión de cada zona, este aspecto indica la posibilidad de tener flujo cruzado en el pozo.
- Características del fluido, incompatibilidad de fluidos puede generar depositaciones indeseadas.
- Formación de parafinas, scales, presencia de corrosión.
- Accesibilidad a la locación.
- Condiciones climáticas del lugar.

### **2.3 VENTAJAS DE LAS CONFIGURACIONES DUALES**

- Permite el drenaje de arenas delgadas que de forma independiente no podrían producir suficiente aceite para justificar la perforación de un pozo.
- Usa dos equipos completos que pueden ser idénticos o no, esto permite producir con la bomba diseñada específicamente para el intervalo.
- Aumentan las reservas recuperables, bajo otras condiciones esas zonas no podrían ser producidas por no ser viables financieramente.
- Tiene beneficios ambientales ya que reduce las facilidades de superficie necesarias.
- La operación en cada uno de los sistemas ESP es independiente en caso de problemas con el equipo la producción no debe ser detenida totalmente.
- Es aplicable en zonas donde las locaciones son pequeñas, zonas restringidas, costa afuera, etc.
- En el momento en que alguna de las dos zonas tenga una alta producción de gas o agua puede interrumpirse su producción sin alterar la operación de la otra.

Estos beneficios se traducen en mayor producción, aumento del factor de recobro y menores costos de producción.

## 2.4 DESVENTAJAS DE LAS CONFIGURACIONES DUALES

- Obtener un sello permanente entre las dos zonas productoras es una tarea compleja.
- Existe el riesgo de mezclar fluidos de zonas diferentes presentando incompatibilidad que representa trabajos adicionales en yacimiento y con los fluidos producidos.
- El control del pozo es limitado ya que es difícil obtener información.
- Los trabajos de workover son más costosos y complejos.
- Las operaciones que deben llevarse a cabo serán menos flexibles.

## 2.5 TIPOS DE CONFIGURACIONES DUALES

### 2.5.1 Instalaciones paralelas

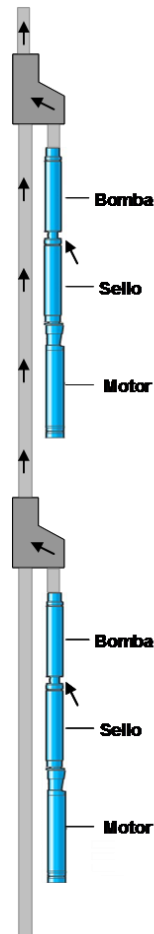
En esta configuración las dos unidades trabajan paralelas. Los sistemas ESP están conectados a la tubería con dos Y-tool<sup>9</sup>, cuando se quiere operar una de las unidades se aísla la otra.

Las instalaciones paralelas son aplicables como sistemas de backup del equipo cuando parar la producción para hacer un cambio de los equipos de levantamiento es una tarea compleja o costosa. Estos sistemas de backup o redundantes reducen los costos de workover porque la falla de uno de los sistemas no implica necesariamente un trabajo de workover. Sin embargo, son más costosos por lo que el riesgo calculado debe tener en cuenta reparaciones complicadas.

---

<sup>9</sup> Y-tool: es una herramienta de ensamble, como su nombre lo indica tiene forma de Y. A esta se unen por la parte inferior tuberías de producción provenientes de las bombas y en la parte superior tubería de producción para llevar el fluido a superficie.

Figura 13. Configuración dual en paralelo.



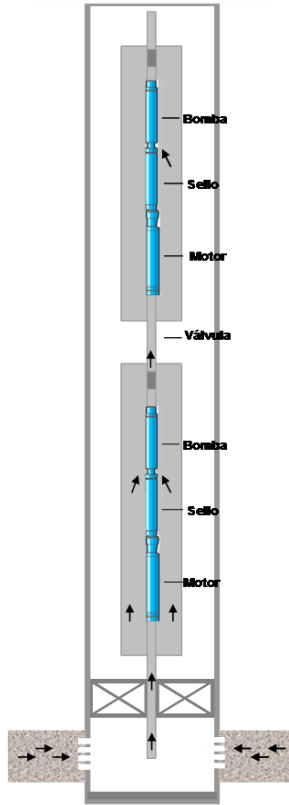
Fuente: Autor

### 2.5.2 Instalaciones en serie

Las instalaciones de este tipo se conocen como “Booster”, las dos unidades ESP se corren sobre un packer que aísla el yacimiento.

Se implementan cuando no hay suficiente potencia disponible para un tamaño de casing determinado porque no existe un motor con esa capacidad, la profundidad que debe levantarse el fluido es grande o el caudal alto, de esta forma un único sistema electrosumergible es incapaz de impulsar todo el fluido hasta cabeza de pozo.

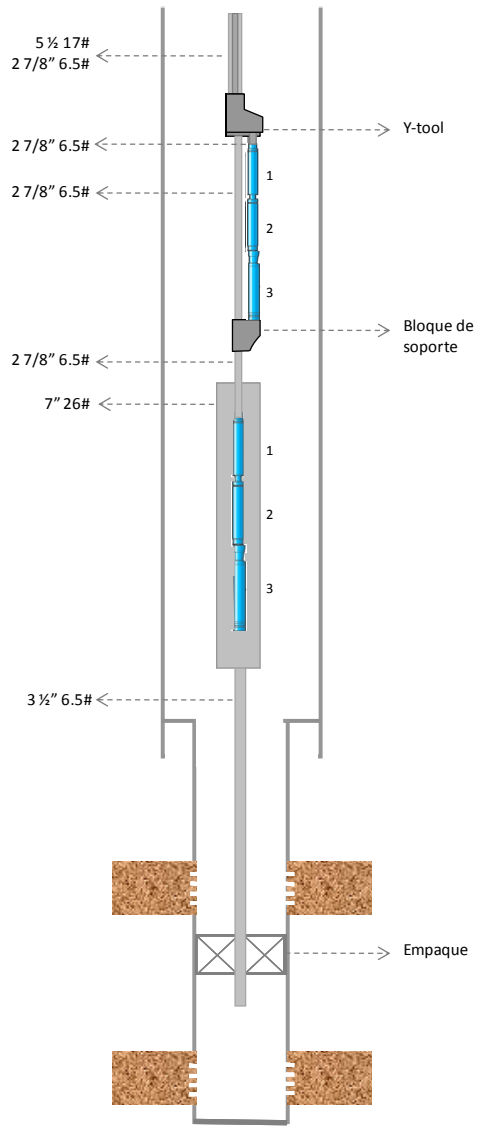
Figura 14. Configuración dual en serie.



Fuente: Autor

La configuración dual que se usará en este proyecto es mostrada en la Figura 14

Figura 15. Esquema de producción de dos zonas con ESP dual.



Fuente: Autor

En la Figura 14:

1: Bomba, 2: Sello y 3: Motor

### **3 DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.**

En este capítulo se propone el diseño de equipos de bombeo electrosumergible bajo aplicaciones duales para dos pozos que pertenecen al mismo campo colombiano, Pozo 1 y Pozo 2; el objetivo es producir de dos zonas diferentes, Formación A y Formación B. Estos pozos ya han sido perforados y completados por lo que el estado mecánico es definido. Ver Anexo 1.

Adicionalmente se presenta una propuesta en la cual se considera la posibilidad de producir los pozos con un único equipo de bombeo electrosumergible.

Los diseños se desarrollaron teniendo en cuenta la mejor opción de equipos bajo las características de los pozos candidatos. Los criterios técnicos para la selección del equipo definitivo son:

- La bomba debe trabajar dentro del rango operativo recomendado por el fabricante. Este rango está dado por el tornado o curva de rendimiento de la bomba.
- El motor debe aportar la potencia requerida por la bomba manteniendo un rango de seguridad en su carga, no mayor a 90%, de esta forma en caso de requerirse un aumento en la producción de fluido el motor podrá entregar la potencia adicional. Igualmente, la temperatura del motor no debe ser muy elevada para prevenir fallas.
- El consumo de KVA debe ser bajo manteniendo los niveles de producción deseados, este factor afecta directamente los costos operativos de la operación.
- La presión en la succión de la bomba se debe mantener por encima de la presión de burbuja del yacimiento con el fin de evitar la aparición de burbujas

de gas. En caso de tener liberación de gas se debe considerar la inclusión de un separador de gas en el sistema.

- A la profundidad de asentamiento de la bomba el pozo debe tener un dogleg menor a  $1^{\circ}/100\text{ft}$ , de ser mayor las fuerzas de tensión generarían daños en los equipos.
- El OD de los equipos debe ser menor al espacio drift del casing de  $9\ 5/8''$  o de la cápsula de  $7''$  según corresponda. La resta del drift del casing o cápsula menos el diámetro máximo de los equipos, este se obtiene al sumar el OD de la bomba con el calibre del cable, debe ser mayor a 0.2 pulgadas.

### **3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS**

Los pozos están ubicados en la cuenca de los llanos orientales colombianos, esta cuenca tiene una participación importante en la producción del país, en esta se han hecho grandes descubrimientos, como campo Castilla, Caño Limón, Rubiales, Apiay, entre otros.

Esta cuenca comprende  $220.000\ \text{km}^2$  de extensión de los cuales  $153.000\ \text{km}^2$  se estima que contienen crudos pesados<sup>10</sup>.

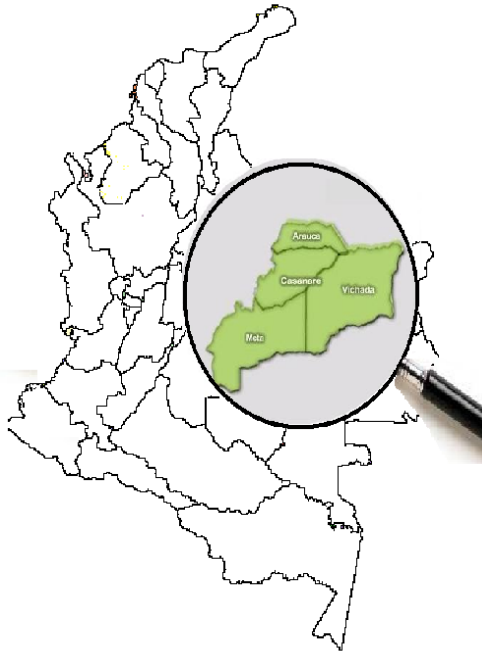
Está ubicada en el oriente del país, comprende los departamentos de Arauca, Casanare, Meta, Vichada y una porción de Guainía y Guaviare. Limita con la frontera con Venezuela por el norte, por el sur con la Serranía de la Macarena, el arco de Vaupés y las rocas de origen precámbrico metamórfico que afloran en el

---

<sup>10</sup> VARGAS, C. "Características cuenca de los llanos orientales y descripción de bloques" Presentada en el Taller Para Empresas Pre-calificadas. Proceso Licitatorio Proyecto DCP-Zona Oriental.

sur del río Guaviare, al oriente con rocas precámbricas del escudo de la Guyana, por el occidente limita con el sistema de empuje de la cordillera oriental.

**Figura 16. Ubicación geográfica de la cuenca de los llanos orientales.**

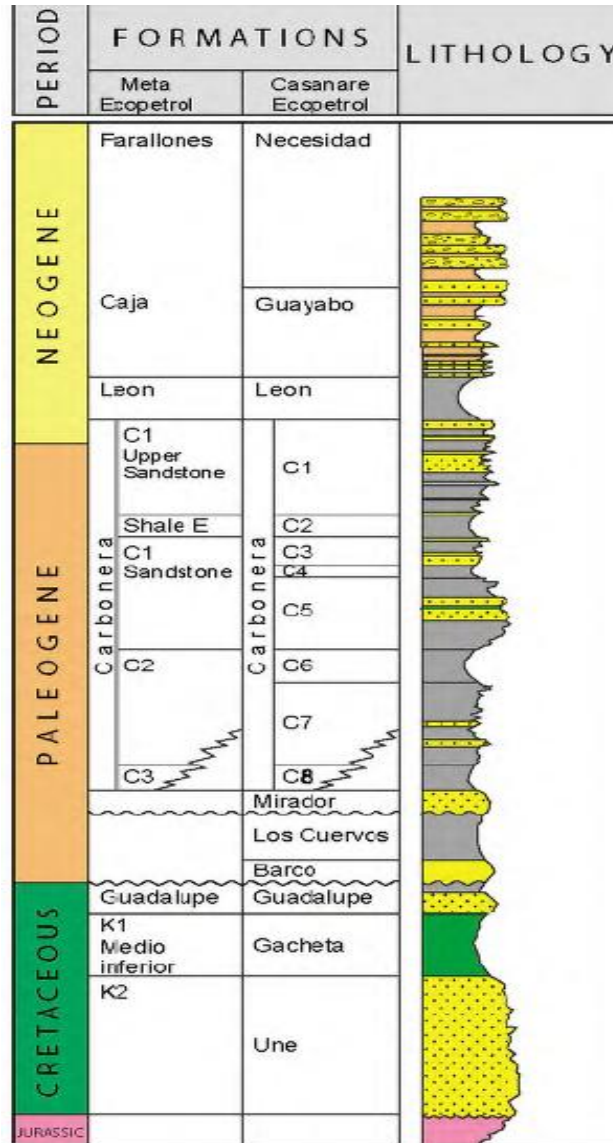


**Fuente:** modificado de <http://fotosdeculturas.blogspot.com/2011/04/dibujos-del-mapa-de-colombia.html>.

Las rocas de esta cuenca provienen del cenozoico, las formaciones Une, Barco y Carbonera son generadoras, las areniscas de la formación Carbonera y Mirador son unidades reservorio por excelencia, las unidades C2 y C8 de la formación Carbonera son el sello de esta cuenca.

La figura 17 muestra la columna estratigráfica de la cuenca.

Figura 17. Columna estratigráfica Cuenca de los llanos orientales, litología de la cuenca.



Fuente: "High potential moderately explored basin" Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Las rocas de esta cuenca tienen porosidades del orden de 10% a 30%, los fluidos contenidos tienen gravedades API de 12° a 42°.

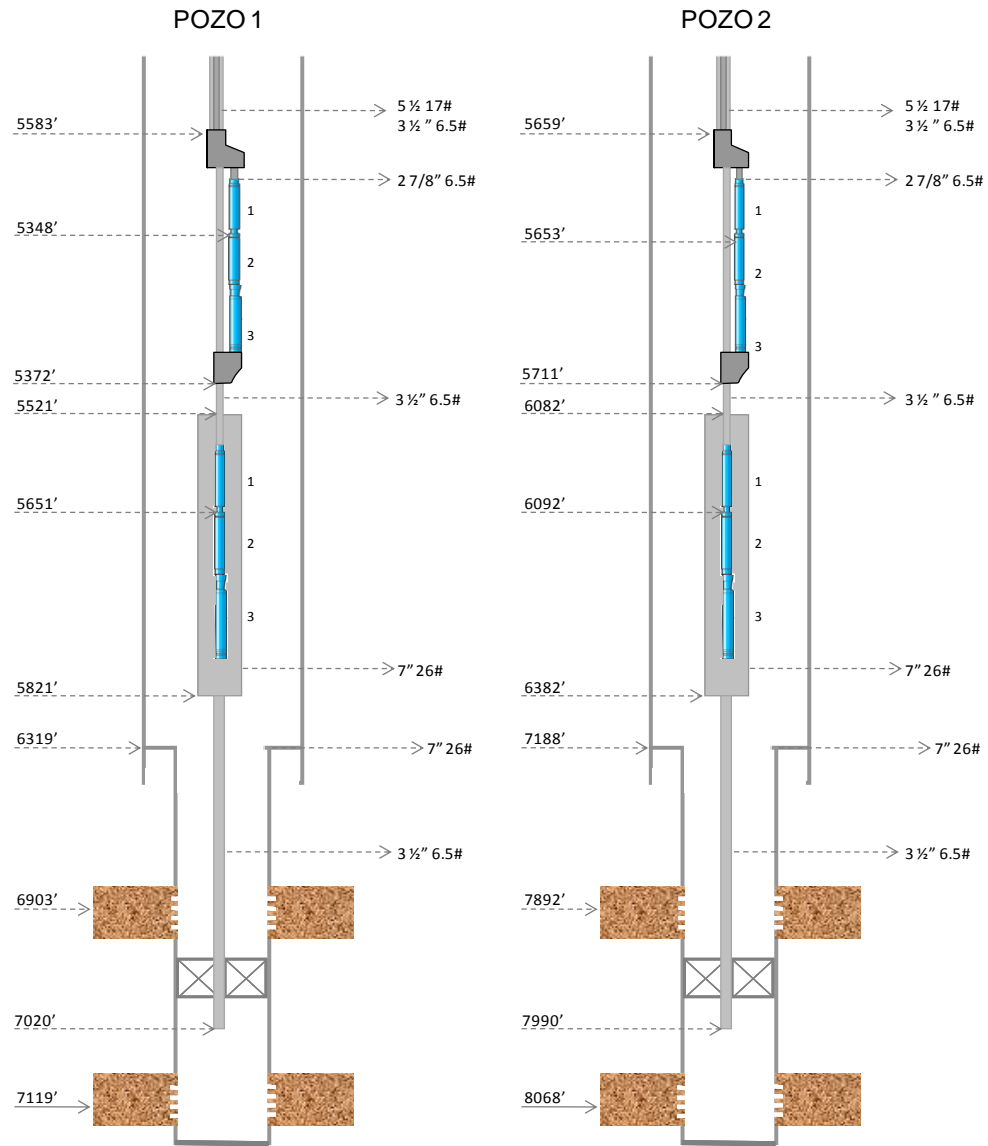
Los pozos 1 y 2 pertenecen a un campo de crudo pesado, su estructura es un anticlinal, el espesor neto de arena es del orden de 680 a 750 ft y el net pay de 0 a 350 ft, adicionalmente se sabe que un acuífero activo mantiene la presión del yacimiento, por esto se tienen altos cortes de agua en los pozos.

La Formación A es una arenisca de grano fino a medio, tiene porosidades promedio de 18%, permeabilidades de 95 md y espesor neto de 70 ft. Por su parte la Formación B es la zona productora principal, es una arena con porosidad promedio de 20%, permeabilidad de 1400 md y espesor neto de 350 ft.

### **3.2 DISEÑO DE LOS EQUIPOS PARA LA APLICACIÓN DUAL**

Los diseños a desarrollar para cada pozo se muestran en la figura 17:

**Figura 18. Profundidades de referencia, diámetros de tubing y casing.**



Fuente: Autor

En la Figura 17: 1 es bomba, 2 sello y 3 motor. Las profundidades están expresadas en MD.

Esta configuración tiene en la parte superior tubería concéntrica con el fin de producir los fluidos de forma independiente. El tubing exterior de 5 ½" produce los fluidos provenientes de la "Formación A" por el espacio anular mientras que el tubing de 3 1/2" lleva a superficie los fluidos provenientes de la formación inferior, "Formación B". El anular formado por los dos anteriores es equivalente a un tubing de 4 ½". Estas dos tuberías saldrán del pozo de forma independiente para unir los fluidos en el múltiple y ser llevado posteriormente a separadores, tanques de almacenamiento y finalmente ser distribuidos. La herramienta que permite el acople de las dos tuberías es una Y-tool, esta recibe su nombre por tener la forma de una "Y" invertida.

El equipo superior mostrado en la Figura 18, tiene un tubing de bypass de 2 7/8", este tubing lleva los fluidos impulsados por el equipo superior hasta la Y-tool. Adicionalmente, el equipo superior tiene un accesorio llamado "Bloque de soporte", este une el equipo al tubing por el que se produce de la formación inferior, su función es brindarle estabilidad al sistema. Se recomienda que la distancia de separación entre el bloque de soporte y la cápsula del equipo inferior no sea menor a 150 ft ya que la vibración de un equipo podría generar inestabilidad en el otro y afectando su operación.

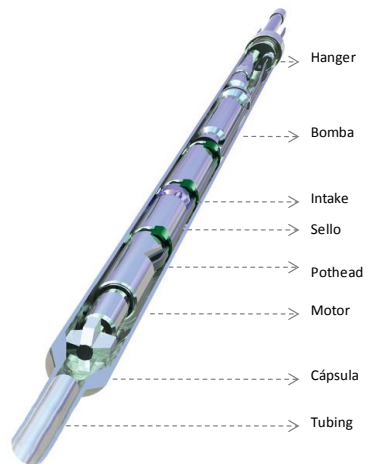
Por su parte, el equipo inferior, Figura 19, está en una cápsula de 7" que lo separa de los fluidos provenientes de la Formación A, esta cápsula está conectada a un tubing de 3 ½" que se ubica entre los perforados de la Formación A y los de la Formación B.

**Figura 19. Equipo superior de la configuración dual.**



Fuente: Modificado de: <http://www.rmsltd.com/>. RMS PumpTools.

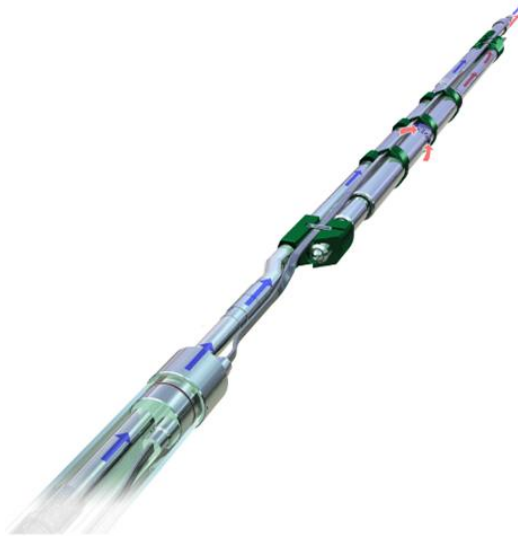
**Figura 20. Equipo inferior de la configuración dual.**



Fuente: Modificado de: <http://www.rmsltd.com/>. RMS PumpTools.

La figura 20 muestra el equipo superior e inferior ensamblados en el sistema. Las flechas azules indican los fluidos provenientes de la Formación B, las naranjas representan el fluido proveniente de la Formación A.

**Figura 21. Configuración dual completa.**



Fuente: Modificado de: <http://www.rmsltd.com/>. RMS PumpTools.

El éxito de la aplicación depende del aislamiento de las zonas productoras, con este fin se instala un empaque en medio de las dos formaciones que se encuentran a una corta distancia. El empaque comúnmente utilizado es un empaque Modelo SC -1 de Baker Oil Tools, este es compatible con los accesorios del sistema, es de longitud corta, 2.52 ft, ya que el espacio disponible entre formaciones es reducido.

En el momento de la instalación se recomienda hacer un preensamble de sensor, motor y sello, ya que reduce el tiempo de instalación y disminuye riesgos de posibles fallas que podrían presentarse en la instalación en el pozo.

Para cada pozo se presentan dos opciones de diseño por formación, la selección de la propuesta definitiva se basa en los criterios técnicos mencionados anteriormente.

Los diseños mostrados consideran:

- Eficiencia de flujo de 1, por esto factores como el skin no se tienen en cuenta.
- Las propiedades del fluido y del yacimiento son constantes en el tiempo del análisis.

El diseño del pozo se realizará paso a paso y se compararán los resultados obtenidos con los aportados por el software para diseño de sistemas ESP

 de Baker Hughes.

### **3.2.1 Pozo 1**

#### **3.2.1.1 Pozo 1. Formación A**

Las características del Pozo 1 en la Formación A se muestran en la Tabla 1:

Tabla 1. Parámetros de diseño Pozo 1, formación A.

Pozo 1. Formación A				
Información del pozo				
Tipo de pozo	Desviado			
Profundidad	7369	ft TVD	7890	ft MD
Perforados	6479	ft TVD		
Presión casing	1	psi	Presión tubing	100 psi
Información del yacimiento				
Índice de productividad	0.7	BDP/psi	Producción deseada	1050 BPD
Corte de agua	52	%	GOR	10 scf/STB
Gravedad específica				
Agua	0.999	Gas	0.86	API oil 12.6
Presión de burbuja	114	psi		
BHT	190	°F	T sup. Fluido	170 °F

Fuente: Autor

Con los datos anteriores es posible determinar la capacidad de producción del pozo:

Ecuación 1. Índice de productividad.

$$IP = \frac{Q}{Pr - Pwf}$$

Donde:

$Q$  es el caudal de producción (bpd).

$Pwf$  es la presión de fondo fluyente al caudal anterior (psi).

$Pr$  es la presión estática del yacimiento (psi).

La presión de fondo fluyente que se requiere para producir el caudal deseado será:

**Ecuación 2. Presión de fondo fluyente.**

$$P_{wf} \text{ requerida} = P_r - \frac{IP}{Q_{deseado}}$$

$$P_{wf} \text{ requerida} = 2317 - \frac{0.7}{1050}$$

$$P_{wf} \text{ requerida} = 817 \text{ psi}$$

Esta es la presión de fondo fluyente referenciada a la profundidad de los perforados. En este caso el índice de productividad puede aproximarse con una línea recta porque la presión de fondo fluyendo, 817 psi, es mayor a la presión de burbuja del fluido, 114 psi.

El siguiente paso es determinar la presión a la entrada de la bomba,  $PIP^{11}$ , es la presión referenciada a la profundidad de asentamiento de la bomba, por lo que puede determinarse corrigiendo la presión de fondo fluyente calculada antes teniendo en cuenta que:

*P<sub>wf</sub> requerida @ Profundidad de perforados*

*PIP @ Profundidad de asentamiento de la bomba*

La corrección considera la presión que ejerce la columna de fluido en el pozo y se determina así:

---

<sup>11</sup> PIP: Por sus siglas en ingles "Pump Intake Pressure".

**Ecuación 3. Presión ejercida por una columna de fluido.**

$$PSI = \frac{Head \times \gamma}{2.31}$$

Donde:

*PSI* es la diferencia de presión entre la *Pwf* y la *PIP* (psi).

*Head* es la distancia de separación de los perforados y el asentamiento de la bomba (ft).

$\gamma$  es la gravedad específica del fluido en el pozo.

La distancia de separación de los perforados y el asentamiento de la bomba es:

$$Head = Prof. perforados - Prof. asentamiento bomba = 6479 - 5348 = 1131 ft$$

La gravedad específica de la mezcla es:

**Ecuación 4. Gravedad específica de la mezcla.**

$$\gamma = \%oil \times \gamma_o + Wcut \times \gamma_w$$

Donde:

*%oil* es el porcentaje de aceite en la mezcla

$\gamma_o$  es la gravedad específica del aceite

*Wcut* es el corte de agua

$\gamma_w$  es la gravedad específica del agua

$$\gamma_o = \frac{141.5 - API}{131.5}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5 - 12.6}{131.5}$$

$$\gamma_o = 0.982$$

$$\gamma = 0.48 \times 0.982 + 0.52 \times 0.999$$

$$\gamma = 0.991$$

La diferencia de presión es:

$$PSI = \frac{Head \times \gamma}{2.31}$$

$$PSI = \frac{1131 \times \gamma}{2.31}$$

$$PSI = 485 \text{ psi}$$

Finalmente, la PIP es:

$$PIP = P_{wf} - PSI$$

$$PIP = 817 - 485$$

$$PIP = 332 \text{ psi}$$

El siguiente paso es determinar la columna dinámica total, es decir, la cabeza que debe levantar la bomba para producir un caudal determinado, también llamada *TDH*<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> TDH: Por sus siglas en inglés "Total Dynamic Head".

La TDH se determina sumando la distancia del nivel dinámico del fluido,  $Hd$ , más la cabeza requerida para superar las pérdidas de fricción en la tubería de producción,  $Ft$ , más la cabeza necesaria para superar las pérdidas de superficie hasta el lugar al cual se va a llevar el fluido,  $Pd$ .

**Ecuación 5. Cabeza dinámica total.**

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

El nivel del fluido se determina:

**Ecuación 6. Nivel de fluido.**

$$Hd = \text{Profundidad bomba} - \frac{PIP \times 2.31}{\gamma}$$

$$Hd = 6479 - \frac{332 \times 2.31}{0.991}$$

$$Hd = 4574 \text{ ft}$$

La cabeza necesaria para vencer las pérdidas por fricción es:

**Ecuación 7. Cabeza necesaria para vencer pérdidas por fricción en el tubing.**

$$Ft = \frac{\text{Long. Tbg} \times \text{Pérdidas por fricción}}{1000}$$

Las pérdidas por fricción por cada 1000 ft se determinan con la ecuación de Hazen-Williams<sup>13</sup>:

**Ecuación 8. Ecuación de Hanzen-Williams.**

$$\frac{F}{1000} = 2.083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \times \frac{Q^{1.85}}{ID^{4.8655}}$$

Donde:

$C = 120$  para tubería nueva

$Q$  es el caudal deseado (bdp)

$ID$  es el diámetro interno de la tubería (pulg)

$$\frac{F}{1000} = 2.083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} \times \frac{1050^{1.85}}{2.441^{4.8655}}$$

$$F = 7.511 \frac{ft}{1000 ft}$$

$$Ft = \frac{5348 \times 7.511}{1000}$$

$$Ft = 40.17 ft$$

La cabeza necesaria para superar las pérdidas en superficie es:

---

<sup>13</sup> Hazen-Williams: es una ecuación empírica que permite determinar las pérdidas de cabeza por fricción en una tubería.

**Ecuación 9. Cabeza requerida para superar pérdidas de fricción en superficie.**

$$Pd = \frac{\text{Presión en cabeza} \times \gamma}{2.31}$$

Asumiendo que la presión en cabeza de pozo es 100 psi,

$$Pd = \frac{100 \times 0.991}{2.31}$$

$$Pd = 233 \text{ ft}$$

La sumatoria da como resultado:

$$TDH = Hd + Ft + Pd$$

$$TDH = 4574 + 40 + 233$$

$$TDH = 4848 \text{ ft}$$

**Selección de la bomba:** Se selecciona la bomba teniendo en cuenta el requerimiento de caudal. El equipo apropiado es una bomba P12 Serie<sup>14</sup> 400. Una bomba P12 trabaja a máxima eficiencia<sup>15</sup> impulsando 1.200 BPD, en este caso el caudal deseado del pozo es 1.050 BPD. A la profundidad de asentamiento de la bomba se tiene un casing de 9 5/8", por lo que existe suficiente espacio para utilizar una bomba serie 400 (de 4.00").

La bomba P18 Serie 400 también se adecúa a los requerimientos de producción y características del pozo, se tiene en cuenta como una opción de diseño para esta formación.

---

<sup>14</sup> La serie de un equipo indica el diámetro externo del mismo. Ejemplo: Serie 400 corresponde a 4 pulgadas.

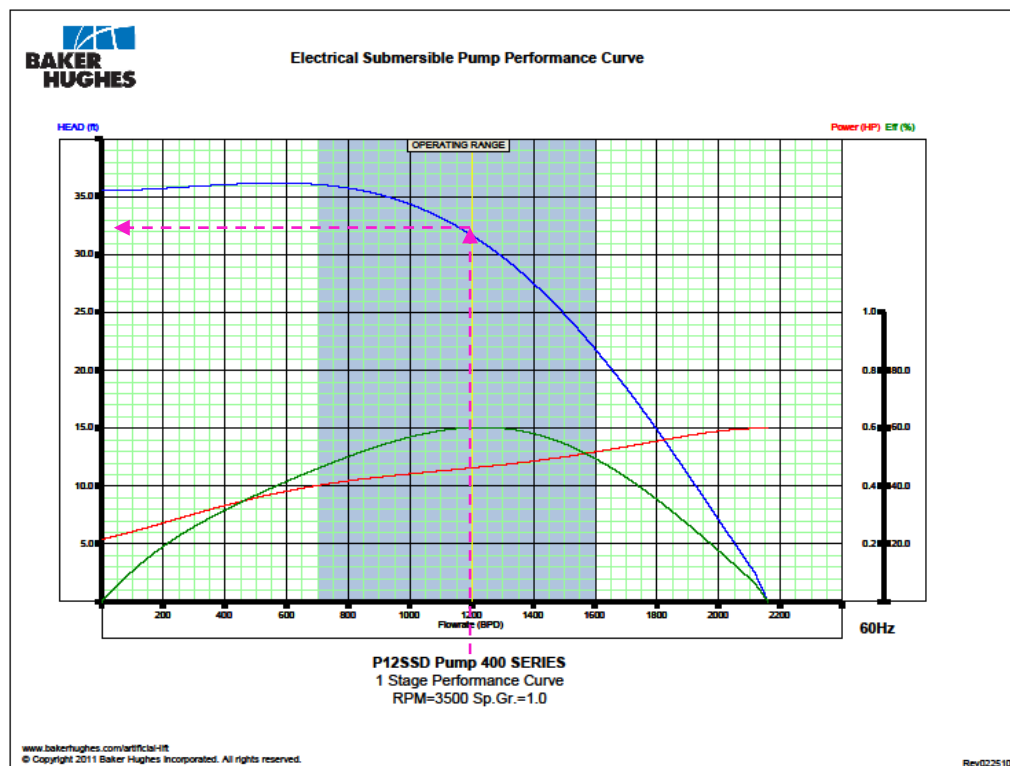
<sup>15</sup> Las bombas electrosumergibles de Baker Hughes – Centrilift trabajan a máxima eficiencia a 60 Hz.

Cada etapa de una bomba específica tiene una curva de rendimiento característica que se obtiene cuando está trabajando a 3500 rpm o 60 Hz y cuando por ella fluye agua. En esta curva se grafican tres parámetros en función del caudal:

- Cabeza levantada por etapa (ft).
- Potencia requerida por etapa (HP)
- Eficiencia de la bomba (%).

La figura 21 muestra la curva de una etapa de la bomba P12:

Figura 22. Curva de rendimiento de una etapa de la bomba P12 Serie 400. Determinación de la cabeza.



Fuente: AutographPC ®

La curva azul es la cabeza levantada por una etapa de la bomba P12, la roja la potencia requerida por etapa para levantar el caudal de fluido y la verde la eficiencia de la etapa.

Al ingresar a la curva con el caudal deseado en el eje horizontal y cortando en la curva azul, se determina la cabeza que puede levantar cada etapa de la bomba. En este caso 34 ft.

Las bombas electrosumergibles son dispositivos multietapa, por esto la cabeza total producida y el BHP total será el resultado de multiplicar la lectura de la curva de rendimiento de la bomba por el número de etapas. De acuerdo a esto, el número de etapas necesarias para levantar la cabeza total será:

**Ecuación 10. Número de etapas.**

$$No. Etapas = \frac{TDH}{Cabeza\ levantada\ por\ cada\ etapa}$$

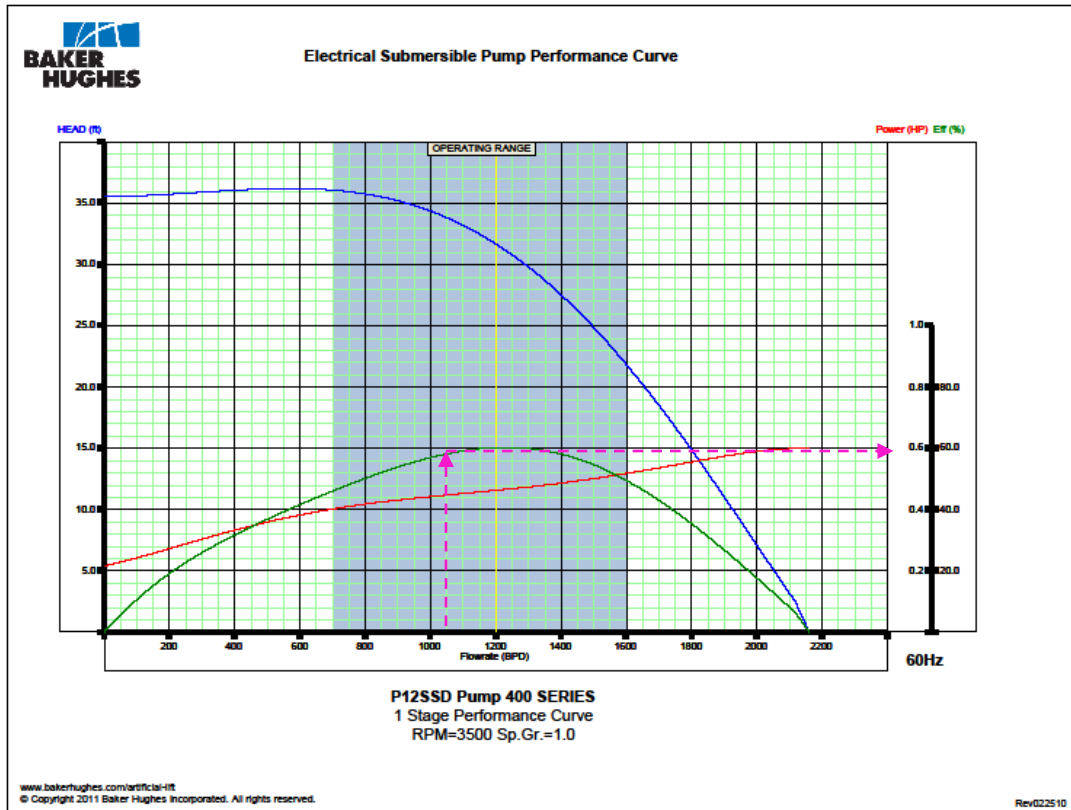
$$No. Etapas = \frac{4848}{34}$$

$$No. Etapas = 143$$

Tomando como referencia el catálogo de equipos de Baker Hughes se selecciona una bomba de 150 etapas, esta tiene 16 ft longitud y una masa de 4.88 lbs.

Leyendo la curva de rendimiento se determina que la bomba trabaja a una eficiencia del 58%:

Figura 23. Curva de rendimiento de una etapa de la bomba P12 Serie 400. Determinación de la eficiencia.



Fuente: AutographPC ®

**Selección del motor:** una vez se ha seleccionado la bomba, el siguiente paso es encontrar un motor que aporte la potencia que ésta necesita.

Las dimensiones del equipo, el requerimiento de potencia de la bomba y el voltaje operación son los criterios para la selección del motor, esta debe enfocarse en operar el equipo en el rango adecuado optimizando la eficiencia.

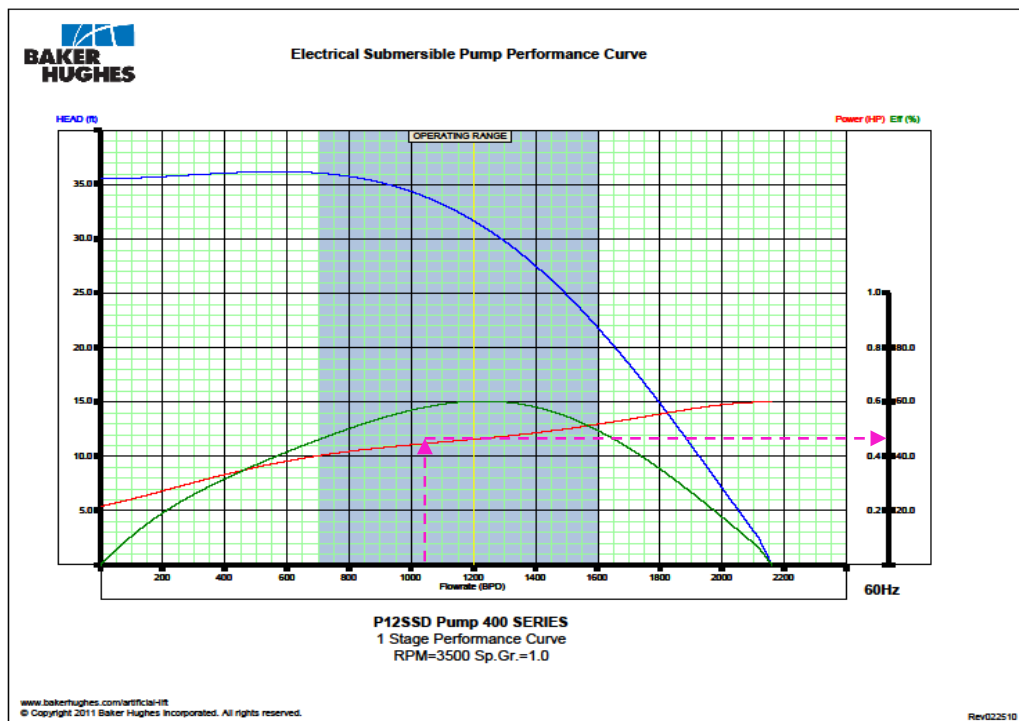
La potencia requerida está dada por:

Ecuación 11. Potencia al freno.

$$BHP^{16} = \left( No. Etapas \times \frac{BHP}{etapa} \times \gamma \right)$$

El BHP por etapa se determina de la curva de rendimiento de la bomba:

Figura 24. Curva de rendimiento de una etapa de la bomba P12 Serie 400. Determinación de la potencia.



Fuente: AutographPC®.

<sup>16</sup> BHP: Por sus siglas en inglés “*Brake Horse Power*”. Es la cantidad de potencia que un motor puede generar, también llamada potencia al freno.

Se ingresa a la gráfica en el eje horizontal con el caudal deseado y cortando la curva BHP (curva roja) se conoce que la potencia por etapa es 0.45 HP, de esta forma el BHP es:

$$BHP = (150 \times 0.42 \times 0.991)$$

$$BHP = 62HP$$

Un motor serie 450 de 72HP se adecúa a la bomba seleccionada y cumple con los requerimientos de potencia del sistema.

Los motores tienen un “nombre de placa” que incluye potencia, voltaje y amperaje. El voltaje de placa es aquel que debe aparecer en las terminales del motor para generar la potencia de placa. Por su parte, la corriente de placa será la que requiere el motor para operar a la potencia y voltaje de placa del motor. En el caso en que un motor trabaje a su voltaje de placa estará operando a la corriente mínima, de esta forma se tiene máxima eficiencia del motor, mínimas pérdidas de voltaje y como resultado máxima eficiencia del sistema. El nombre de placa indica las condiciones de operación recomendadas por el fabricante pero no en todos los casos son las condiciones reales, para esto existe una curva de rendimiento del motor que permite determinar cómo está funcionando en realidad. La gráfica muestra una curva para diferentes porcentajes de carga del motor, entre 40% y 150%. La carga del motor es el porcentaje de la potencia real con respecto al de placa:

**Ecuación 12. Carga del motor.**

$$Carga\ del\ motor = \frac{BHP}{HP\ de\ placa} \times 100$$

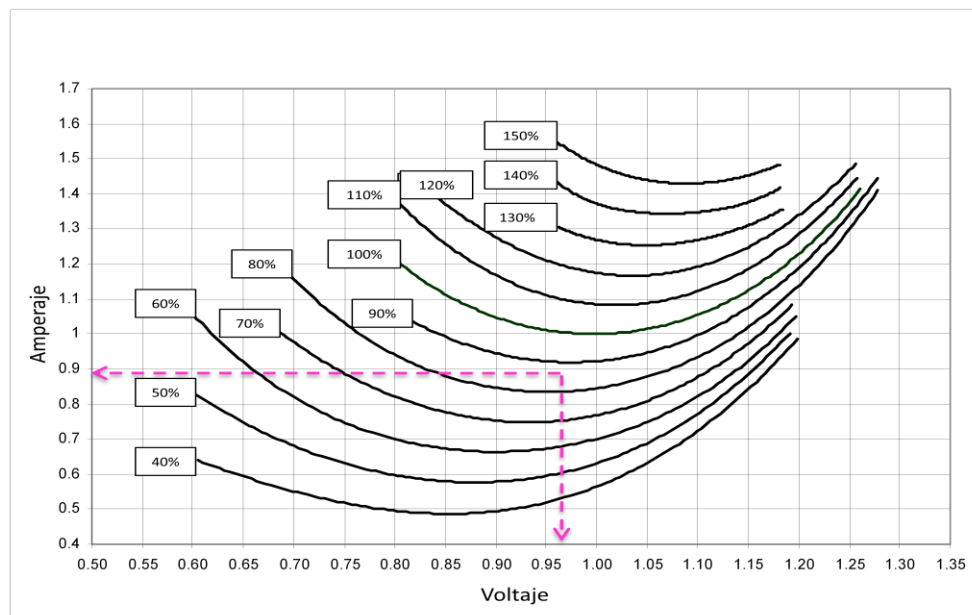
$$Carga\ del\ motor = \frac{62}{72} \times 100$$

$$Carga\ del\ motor = 86\%$$

Cuando se está diseñando un motor se debe tener en cuenta que un motor sobrecargado será un motor sobrecalentado, el hecho de tener altas temperaturas implica posibles fallas, se recomienda diseñar con cargas del motor menores a 90%.

En la Figura 25 el eje de horizontal se observa el porcentaje del voltaje real con respecto al de placa y en el vertical el porcentaje del amperaje real con respecto al amperaje de placa. Se ingresa a la gráfica seleccionando sobre la línea de 86% el porcentaje del voltaje que corresponda con el porcentaje de amperaje mínimo.

**Figura 25. Curva del motor**



**Fuente: Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.**

Las lecturas son:

- Voltaje: 97%
- Amperaje 89%

Por lo tanto, seleccionando un motor con nombre de placa 72HP/1185V/39A las verdaderas condiciones de operación son: 62HP/1150V/35A.

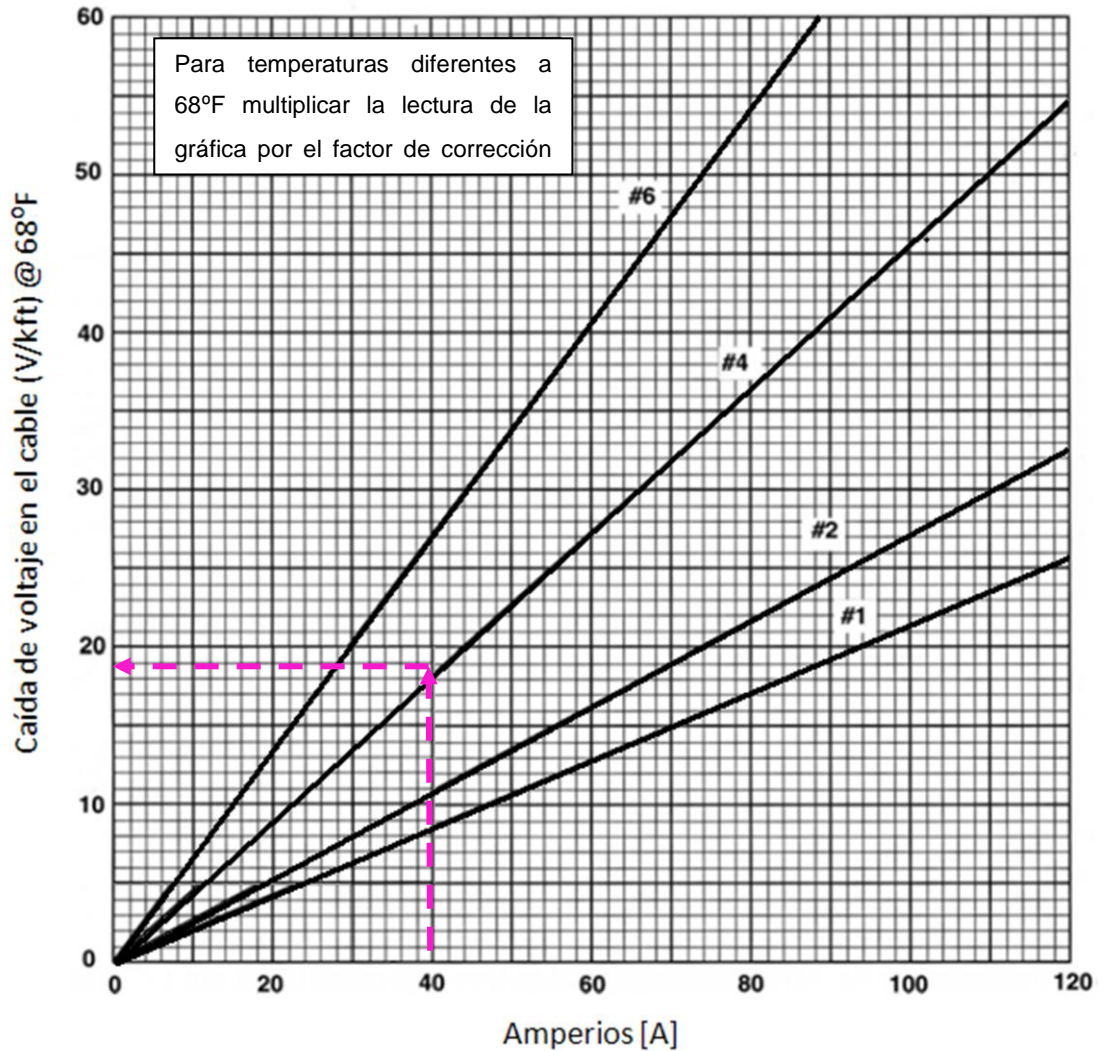
**Selección del sello:** El siguiente paso es la selección del sello, para bombas serie 400 con motores serie 450 se recomienda el uso de sellos serie 400.

Se propone un sello de dos cuerpos con 6 cámaras distribuidas así: bolsa/laberinto/laberinto bolsa/laberinto/laberinto. La selección de una cámara de bolsa o laberinto está en función de las condiciones del pozo, por lo general para pozos horizontales o desviados se recomienda el uso de bolsas.

**Selección del cable:** En cuanto al cable se tiene en cuenta el calibre del cable de cobre seleccionado y las pérdidas de voltaje que presente. Por lo general pérdidas de 30V/kft son aceptables.

Para equipos electrosumergibles de Baker Hughes se tiene cable #1, #2, #4 y #6, siendo el primero el de mayor calibre y el último el más delgado. Las pérdidas de voltaje se obtienen de la Figura 25, seleccionando un cable #4:

Figura 26. Pérdidas de voltaje en el cable.



Fuente: Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.

Tabla 2. Corrección de la caída de voltaje en el cable por la temperatura.

Temp. °F	Factor	Temp. °F	Factor	Temp. °F	Factor
100	1.070	170	1.223	240	1.376
110	1.092	180	1.245	250	1.398
120	1.114	190	1.267	260	1.420
130	1.136	200	1.288	270	1.441
140	1.157	210	1.310	280	1.465
150	1.179	220	1.332	290	1.485
160	1.201	230	1.354	300	1.507

Fuente: Avella O, Memorias de “Curso de Aplicaciones”. Neiva, marzo de 2011.

La lectura es 18 V/kft, multiplicando por 1.267, el factor de corrección debido a la temperatura del fondo del pozo, se tiene:

$$P\acute{e}rdidas\ de\ voltaje = \frac{18v}{1000ft} \times 1.267$$

$$P\acute{e}rdidas\ de\ voltaje = 22.8 \frac{v}{kft}$$

Finalmente, la selecci3n del transformador elevador depende del voltaje requerido por el motor y la potencia que se necesita en superficie.

**Ecuaci3n 13. Determinaci3n de KVA.**

$$KVA = \frac{(SV \times Amperaje\ motor \times \sqrt{3})}{1000}$$

Donde:

**SV** es el voltaje de superficie y est3 dado por:

**Ecuaci3n 14. Determinaci3n de voltaje de superficie.**

$$SV = Voltaje\ del\ motor + \frac{P\acute{e}rdidas\ voltaje}{1000ft} \times Long.\ cable$$

El voltaje de placa del motor es 1185V y ya que el cable se conecta en la parte superior del motor, su longitud ser3 la de asentamiento de la bomba m3s 100ft considerando el cable que podr3 tenerse en superficie.

El voltaje de superficie ser3:

$$SV = 1150 + \frac{22.8}{1000} \times (5348 + 100)$$

$$SV = 1276 V$$

Finalmente,

$$KVA = \frac{(1274 \times 35 \times \sqrt{3})}{1000}$$

$$KVA = 78$$

En cuanto al variador de frecuencia se selecciona teniendo en cuenta la potencia, en este caso 78 KVA. Los variadores disponibles en el catálogo de Baker Hughes manejan 260, 390, 519, 748 o 1000 KVA, por lo tanto se selecciona uno de 260KVA. La selección del transformador está en función del voltaje de superficie requerido y la potencia, por tanto se selecciona un transformador elevador de 260 KVA.

Algunos de los resultados obtenidos y los arrojados por el software AutographPC® se comparan en la Tabla 3:

**Tabla 3. Comparación de resultados obtenidos con los arrojados por el software de diseño.**

	<b>Cálculo manual</b>	<b>Autograph</b>
<b>PWF [psi]</b>	817	817
<b>PIP [psi]</b>	332	331
<b>TDH [ft]</b>	4848	4833
<b>BHP [HP]</b>	62	63
<b>KVA</b>	78	78

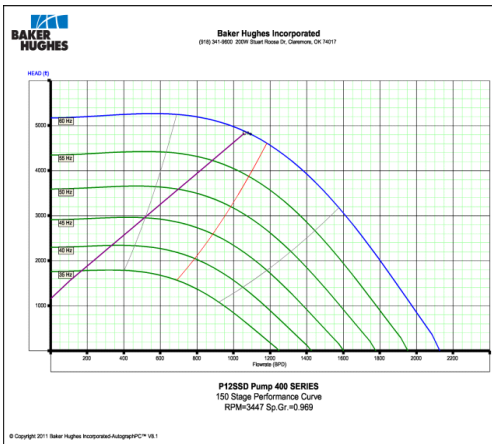
Fuente: Autor.

Los resultados obtenidos son similares por lo que se desarrollarán los diseños con el software.

Una bomba P18 Serie 400 también se adecúa a las características del pozo, las Tablas 4 y 5 muestran algunos parámetros que indican el funcionamiento de las dos bombas en el pozo en el punto de máxima eficiencia.

**Tabla 4. Parámetros de operación de la bomba P12 en el Pozo 1, formación A.**

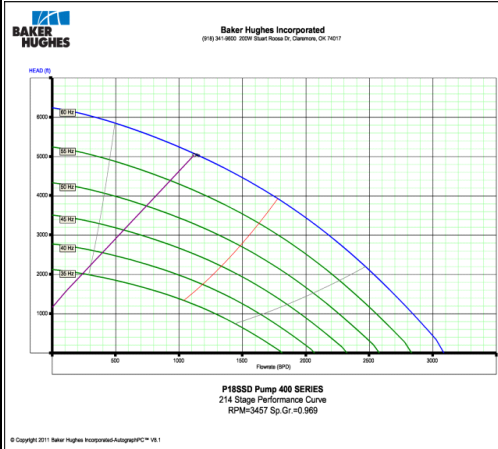
Pozo 1. Formación A	
400P12	
Caudal [BFPD]	1059
No. Cuerpos	1
No. Etapas	150
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	59
Potencia [HP]	63
Sello	400 / FST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 450/72hp 1185V 39A
Voltaje [V]	1152
Amperaje [Amps]	35
Carga del motor [%]	88
Eficiencia del motor [%]	85
Cable	CENTRILIFT/#4
Pérdidas volaje [v/kft]	20
Potencia [Kva]	78
Potencia [KW]	67
Sensor	Weillift-H



Fuente: Autor.

Tabla 5. Parámetros de operación de la bomba P18 en el Pozo 1, formación A.

Pozo 1. Formación A	
400P18	
Caudal [BFPD]	1119
No. Cuerpos	2
No. Etapas	214
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	58
Potencia [HP]	71
Sello	400 / FST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 450/90hp 1480V 39A
Voltaje [V]	1403
Amperaje [Amps]	33
Carga del motor [%]	79
Eficiencia del motor [%]	85
Cable	CENTRILIFT/#4
Pérdidas volaje [v/kft]	19
Potencia [Kva]	86
Potencia [KW]	78
Sensor	WellLift-H



Fuente: Autor.

A la izquierda se muestra el caudal producido por la bomba a las condiciones de operación y el número de cuerpos de la bomba, es recomendado tener el mínimo número de cuerpos posible porque cada unión es un punto en el que pueden presentarse fallas. La eficiencia de la bomba y el BHP se obtienen de la curva de rendimiento de la bomba.

La selección del sello y el motor en cada caso está en función de las dimensiones de los equipos, para bombas serie 400 se usan sellos 400 y motores 450. Para bombas serie 538 y 562 se usan sellos 513 y motores 562.

La nomenclatura de los sellos indica:

- F o G: Indica la serie, 400 y 513 respectivamente.
- S: Sello
- T: Tándem, es decir dos cuerpos.
- 3: Número de cámaras.
- DB: Doble bolsa, en total se tienen dos bolsas.

Las cámaras están distribuidas así: bolsa/laberinto/laberinto bolsa/laberinto/laberinto.

Las Tablas 4 y 5 incluyen la carga del motor se recomienda manejar cargas menores a 90% porque en caso de requerir un aumento en la producción el motor tendrá capacidad de asumirlo. El motor está conectado al MLE, es un cable corto que a su vez está unido al cable de potencia que comunica a superficie. El MLE está diseñado para el motor: motores serie 450 se unen a MLE #5 y motores 538 y 562 a #4. En cuanto al cable de potencia, se selecciona el de diámetro más pequeño que presente menores pérdidas de voltaje, se recomienda como máximo 30V/kft, sin embargo para motores superiores (600HP en adelante) es común tener pérdidas de 40-50 V/kft.

El cable puede ser:

- #1 de diámetro 0.657"
- #2 de diámetro 0.626"
- #4 de diámetro 0.572"
- #6 de diámetro 0.53"

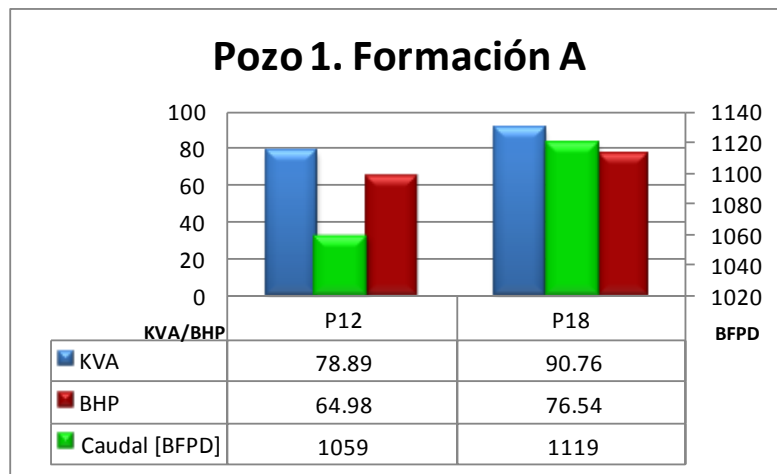
La tabla incluye la potencia que indica el transformador elevador a usar. Por último el sensor, para todos los casos será el WellLift-H.

La curva mostrada a la derecha se conoce como tornado, esta curva se obtiene para cada una de las bombas bajo las condiciones de operación y del pozo a las que está sometida. Las líneas verdes simulan el comportamiento de la bomba a isofrecuencias, la curva roja representa el desempeño de la bomba en su punto de máxima eficiencia. Los dos puntos adicionales indican las condiciones a la entrada de la bomba y en la descarga.

Se hará una comparación en base a tres parámetros principales: el caudal, ya que la producción es la variable a optimizar con la implementación de la tecnología dual; el BHP, que indica el tamaño del motor a utilizar y KVA, el consumo que requiere el sistema.

La Figura 27 permite hacer una comparación rápida de estos tres parámetros:

**Figura 27. Comparación de parámetros de operación. Bombas P12 y P18 en el Pozo 1, formación A.**



**Fuente: Autor.**

A las mismas condiciones de operación, la P18 levanta mayor volumen de fluido con eficiencia similar a la P12 con un consumo mayor de potencia y KVA.

Adicional a esto, técnicamente la P18 es una bomba superior a la P12, la primera tiene etapas de tipo mixto, a diferencia de las etapas de la segunda, que son de tipo radial. Una etapa radial transfiere e impulsa el fluido en una dirección, una mixta lo hace en dos direcciones, radial y axial; esto representa más eficiencia en el movimiento del fluido.

### 3.2.1.2 Pozo 1. Formación B

Las características del pozo son:

Tabla 6. Parámetros de diseño Pozo 1, formación B.

Pozo 1. Formación B					
Información del pozo					
Tipo de pozo	Desviado				
Profundidad	7369	ft TVD		7890	ft MD
Perforados	6748	ft TVD			
Presión casing	1	psi	Presión tubing	100	psi
Información del yacimiento					
Indice de productividad	15	BDP/psi	Producción deseada	10000	BPD
Corte de agua	85	%	GOR	10	scf/STB
Gravedad específica					
Agua	0.999	Gas	0.86	API oil	12.6
Presión de burbuja	114	psi			
BHT	190	°F	T sup. Fluido	170	°F

Fuente: Autor.

Se muestran algunas características que indican el funcionamiento del equipo en el pozo:

Tabla 7. Parámetros de operación de la bomba P100 en el Pozo 1, formación B.

Pozo 1. Formación B	
538P100	
Caudal [BFPD]	10347
No. Cuerpos	3
No. Etapas	198
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	70
Potencia [HP]	871
Sello	513 / GST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 562/990hp 4290V 145A
Voltaje [V]	4155
Amperaje [Amps]	131
Carga del motor [%]	88
Eficiencia del motor [%]	90
Cable	CENTRILIFT/#1
Pérdidas voltaje [v/kft]	45
Potencia [Kva]	1001
Potencia [KW]	516
Sensor	WellLift-H

Fuente:Autor.

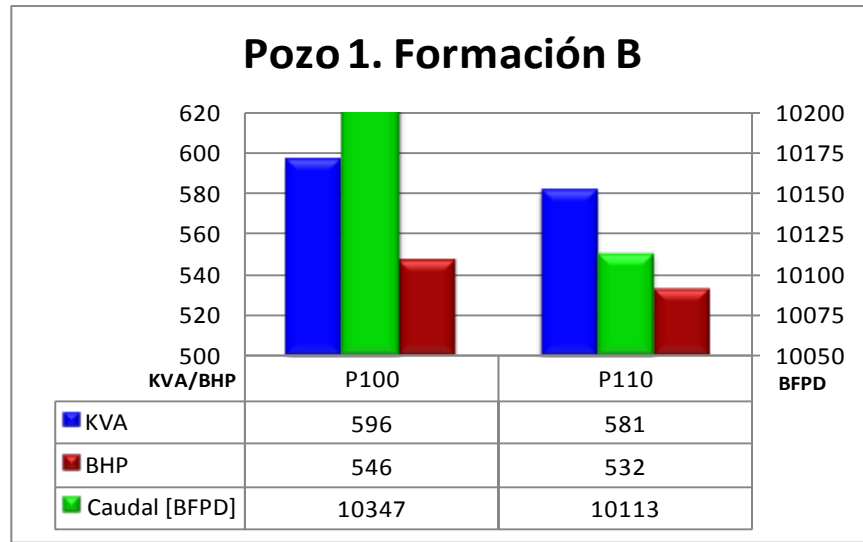
Tabla 8. Parámetros de operación de la bomba P110 en el Pozo 1, formación B.

Pozo 1. Formación B	
562P110	
Caudal [BFPD]	10113
No. Cuerpos	3
No. Etapas	144
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	72
Potencia [HP]	804
Sello	513 / GST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 562/990hp 4290V 145A
Voltaje [V]	4078
Amperaje [Amps]	122
Carga del motor [%]	82
Eficiencia del motor [%]	90
Cable	CENTRILIFT/#1
Pérdidas voltaje [v/kft]	41
Potencia [Kva]	916
Potencia [KW]	502
Sensor	WellLift-H

Fuente:Autor.

Para esta aplicación las bombas seleccionadas son la P100 Serie 538 y P110 Serie 562, comparando los equipos se tiene que:

**Tabla 9. Comparación de parámetros de operación. Bombas P100 y P110 en el Pozo 1, formación B.**



Fuente:Autor.

La primera bomba maneja un caudal mayor con un consumo de KVA y potencia ligeramente superior a la P110. Aunque las dos trabajan a condiciones similares este equipo está en una cápsula de 7 pulgadas así que el espacio disponible es limitado. El componente de mayor diámetro del equipo es el motor, sin embargo, a la profundidad de la bomba se tiene el MLE, la suma de estos dos diámetros será mayor. Se determina el espacio disponible teniendo en cuenta el *drift*<sup>17</sup> del casing correspondiente, menos el diámetro externo de la bomba menos el diámetro externo del cable:

---

<sup>17</sup> *Drift*: espacio libre certificado. Es el diámetro interno real, considera la reducción del diámetro interno por imperfecciones de la tubería, rugosidad, etc.

Tabla 10. Espacio disponible en el casing.

<b>OD del Casing</b>	7" 26#	7" 26#
<b>Drift del Casing</b>	6.151"	6.151"
<b>OD de la bomba</b>	5.38"	5.62"
<b>OD del MLE</b>	0.5"	0.5"
<b>Espacio libre</b>	0.271"	0.031"

Fuente:Autor.

Por seguridad no deben instalarse equipos en un espacio muy reducido, se recomienda 0.2 pulgadas como mínimo, por este motivo puede descartarse la bomba Serie 562.









En resumen, los equipos seleccionados son:

Tabla 11. Resumen de selección de bombas para el Pozo 1, formación A.

<b>Pozo 1. Formación A</b>	
<b>400P12</b>	<b>400P18</b>
✓ Menor potencia requerida por la bomba	✗ Mayor potencia requerida por la bomba
✗ Menor caudal en el punto de máxima eficiencia	✓ Mayor caudal en el punto de máxima eficiencia
✗ Alta carga del motor	✓ Carga del motor moderada
✗ Etapas de tipo radial	✓ Etapas de tipo mixto
<b>Selección: P18</b>	

Fuente:Autor.

Tabla 12. Resumen de selección de bombas para el Pozo 1, formación B.

<b>Pozo 2. Formación B</b>	
<b>538P100</b>	<b>562P110</b>
<p> Mayor requerimiento de potencia</p> <p> Alta carga del motor</p> <p> Mayor caudal en el punto de máxima eficiencia</p> <p> En casing de 9 5/8" hay suficiente espacio para el equipo</p>	<p> Menor requerimiento de potencia</p> <p> Carga del motor moderada</p> <p> Menor caudal en el punto de máxima eficiencia</p> <p> El espacio es insuficiente en el casing de 9 5/8" para el equipo</p>
<b>Selección: P100</b>	

Fuente: Autor

Finalmente, los equipos propuestos para el pozo 1 son:

- Formación A: bomba P18 Serie 400, con sello Serie 400, motor de 90HP/1480V/39A y sensor WellLift-H<sup>18</sup>.
- Formación B: bomba P100, con sello Serie 513, motor triple de 990HP/4290V/145A y sensor WellLift-H.

### 3.2.2 Pozo 2.

#### 3.2.2.1 Pozo 2. Formación A

---

<sup>18</sup> Los diseños propuestos incluyen sensor WellLift-H. Este sensor reporta los siguientes parámetros: presión de intake, temperatura de fluido y motor, presión de descarga, vibración en x y y, frecuencia de salida, entre otros.

Tabla 13. Parámetros de diseño para el Pozo 2, formación A.

<b>Pozo 2. Formación A</b>					
<b>Información del pozo</b>					
<b>Tipo de pozo</b>	Desviado				
<b>Profundidad</b>	7997	ft TVD	8400	ft MD	
<b>Perforados</b>	7606	ft TVD			
<b>Presión casing</b>	1	psi	<b>Presión tubing</b>	100	psi
<b>Información del yacimiento</b>					
<b>Producción deseada</b>	4038	BPD			
<b>Presión estática</b>	2700	psi	<b>Datum</b>	7606	ft TVD
<b>Indice de productividad</b>	2.8	BDP/psi	<b>Prof. bomba</b>	5653	ft
<b>Corte de agua</b>	60	%	<b>GOR</b>	10	scf/STB
<b>Gravedad específica</b>					
<b>Agua</b>	0.999	<b>Gas</b>	0.86	<b>API oil</b>	12.6
<b>Presión de burbuja</b>	114	psi			
<b>BHT</b>	190	°F	<b>T sup. Fluido</b>	170	°F

Fuente: Autor.

Para producir la primera formación de este pozo se proponen bombas P43 Serie 400 y P47 Serie 538.

A continuación se muestran parámetros que indican el funcionamiento del equipo en el pozo:

Tabla 14. Parámetros de operación de la bomba P43 en el Pozo 2, formación A.

Pozo 2. Formación A	
400P43	
Caudal [BFPD]	4270
No. Cuerpos	4
No. Etapas	252
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	69
Potencia [HP]	233
Sello	400 / FST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 450/306hp 2750V 71A
Voltaje [V]	2584
Amperaje [Amps]	58
Carga del motor [%]	76
Eficiencia del motor [%]	85
Cable	CENTRILIFT/#2
Pérdidas voltaje [v/kft]	22
Potencia [Kva]	272
Potencia [KW]	239
Sensor	WellLift-H

Baker Hughes Incorporated  
(918) 341-8603 2009 Stuart House Dr., Claremore, OK 74017

P43SSD Pump 400 SERIES  
252 Stage Performance Curve  
RPM=3461 Sp. Gr.=0.97

© Copyright 2011 Baker Hughes Incorporated All Rights Reserved

Fuente: Autor.

Tabla 15. Parámetros de operación de la bomba P47 en el Pozo 2, formación A.

Pozo 2. Formación A	
538P47	
Caudal [BFPD]	4352
No. Cuerpos	1
No. Etapas	97
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	63
Potencia [HP]	264
Sello	513 / GST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 562/336hp 1875V 108A
Voltaje [V]	1777
Amperaje [Amps]	90
Carga del motor [%]	79
Eficiencia del motor [%]	89
Cable	CENTRILIFT/#1
Pérdidas voltaje [v/kft]	28
Potencia [Kva]	303
Potencia [KW]	289
Sensor	WellLift-H

Baker Hughes Incorporated  
(918) 341-8603 2009 Stuart House Dr., Claremore, OK 74017

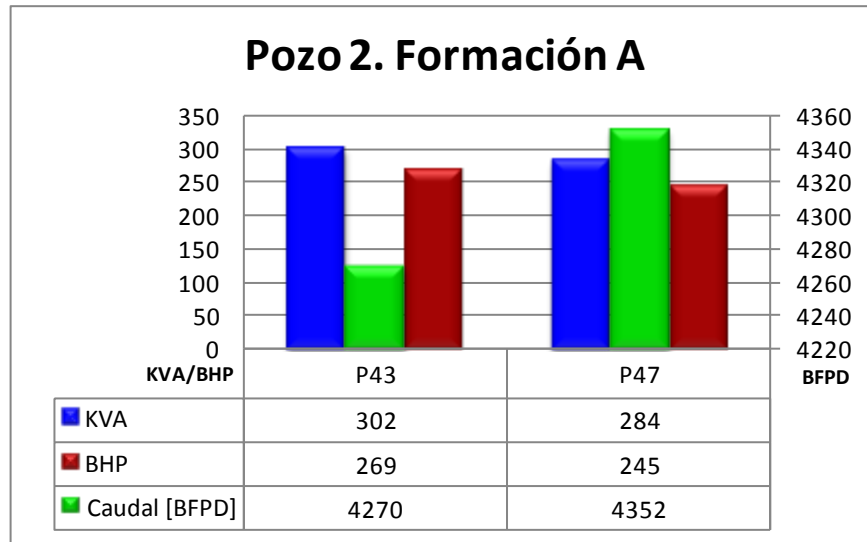
P47SSD Pump 538 SERIES  
97 Stage Performance Curve  
RPM=3467 Sp. Gr.=0.97

© Copyright 2011 Baker Hughes Incorporated All Rights Reserved

Fuente: Autor.

La siguiente Figura 27 compara los parámetros definidos como principales:

Figura 28. Comparación de parámetros de operación. Bombas P43 y P47 en el Pozo 2, Formación A.



Fuente: Autor.

La bomba P47 produce un caudal mayor con consumo de KVA y potencia mayores que la P43. En este caso, la bomba P43 trabaja a una eficiencia mayor que la P47, el cable usado en la primera opción presenta pérdidas de voltaje mayores, 28 V/kft, a diferencia de la P43 que pierde 22 V/kft.

A diferencia del caso anterior, este equipo se encuentra en un casing de 9 5/8” de pulgadas, considerando el drift, menos el diámetro externo de la bomba, el diámetro del cable y la tubería de 2 7/8” por la cual se produce la formación inferior se obtiene el espacio libre:

Tabla 16. Espacio disponible en el casing de 9 5/8".

<b>OD del Casing</b>	9 5/8" 47#	9 5/8" 47#
<b>ID del Casing</b>	8.525"	8.525"
<b>OD de la bomba</b>	4"	5.38"
<b>OD del MLE</b>	0.479"	0.5"
<b>OD Bypass</b>	2.875"	2.875"
<b>Espacio libre</b>	1.171"	-0.23"

Fuente:Autor.

Se concluye que la segunda opción, la bomba P47 no puede usarse en el casing de 9 5/8".

### 3.2.2.2 Pozo 2. Formación B

Tabla 17. Parámetros de diseño para el Pozo 2, formación B.

<b>Pozo 2. Formación B</b>				
<b>Información del pozo</b>				
<b>Tipo de pozo</b>				
<b>Profundidad</b>	7997	ft TVD	8400	ft MD
<b>Perforados</b>	7742	ft TVD		
<b>Presión casing</b>	1	psi	<b>Presión tubing</b>	100 psi
<b>Información del yacimiento</b>				
<b>Presión estática</b>	2830	psi	<b>Datum</b>	7742 ft TVD
<b>Índice de productividad</b>	7	BDP/psi	<b>Producción deseada</b>	8900 BPD
<b>Corte de agua</b>	90	%	<b>GOR</b>	10 scf/STB
<b>Gravedad específica</b>				
<b>Agua</b>	0.999	<b>Gas</b>		<b>API oil</b> 12.6
<b>Presión de burbuja</b>	114	psi		
<b>BHT</b>	190	°F	<b>T sup. Fluido</b>	170 °F

Fuente:Autor.

Finalmente, para producir la segunda formación del Pozo 2, se seleccionan bombas P100 Serie 538 y P110 Serie 562:

Tabla 18. Parámetros de operación de la bomba P100 en el Pozo 2, formación B.

Pozo 2. Formación B	
538P100	
Caudal [BFPD]	9333
No. Cuerpos	3
No. Etapas	198
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	70
Potencia [HP]	856
Sello	513 / GST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 562/990hp 4290V 145A
Voltaje [V]	4142
Amperaje [Amps]	129
Carga del motor [%]	87
Eficiencia del motor [%]	90
Cable	CENTRILIFT/#1
Pérdidas voltaje [v/kft]	44
Potencia [Kva]	983
Potencia [KW]	539
Sensor	WellLift-H

Fuente: Autor.

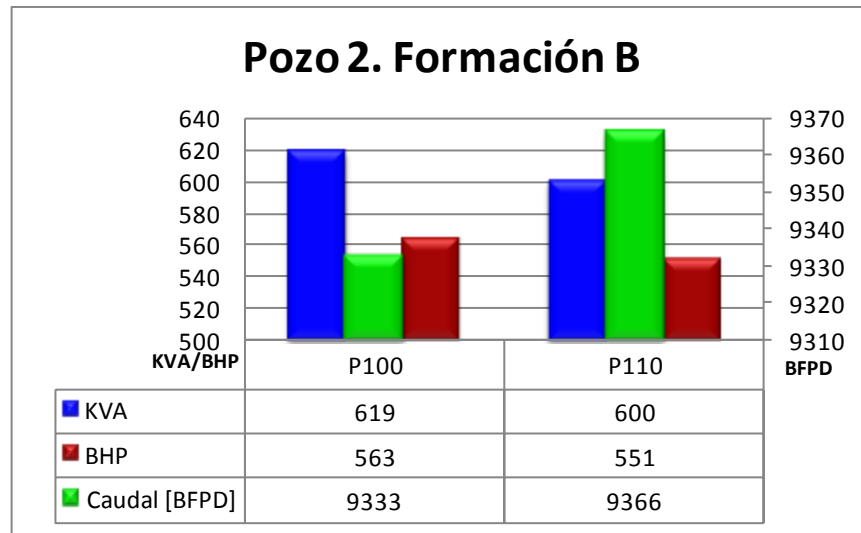
Tabla 19. Parámetros de operación de la bomba P110 en el Pozo 2, formación B.

Pozo 2. Formación B	
562P110	
Caudal [BFPD]	9366
No. Cuerpos	3
No. Etapas	156
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	72
Potencia [HP]	845
Sello	513 / GST3 DB / CENTRILIFT
Motor	Serie 562/990hp 4290V 145A
Voltaje [V]	4127
Amperaje [Amps]	127
Carga del motor [%]	86
Eficiencia del motor [%]	90
Cable	CENTRILIFT/#1
Pérdidas voltaje [v/kft]	43
Potencia [Kva]	969
Potencia [KW]	520
Sensor	WellLift-H

Fuente: Autor.

La Figura 28 muestra que los dos equipos trabajan a condiciones similares para producir el mismo caudal de fluido:

Figura 29. Comparación de parámetros de operación. Bombas P100 y P110 en el Pozo 2, formación B.



Fuente: Autor.

Sin embargo, como en el caso anterior, se debe verificar el espacio disponible en la cápsula.

Tabla 20. Espacio disponible en la cápsula de 7".

<b>OD del Casing</b>	7" 26#	7" 26#
<b>Drift del Casing</b>	6.151"	6.151"
<b>OD de la bomba</b>	5.38"	5.62"
<b>OD del MLE</b>	0.5"	0.5"
<b>Espacio libre</b>	0.271"	0.031"

Fuente: Autor.

Se comprueba que no puede ser instalada una bomba 562 con cable #4 en la cápsula de 7 pulgadas.

En resumen,

**Tabla 21. Resumen de selección de bombas para el Pozo 2, formación A.**

Pozo 2. Formación A	
400P43	538P47
✘ Menor caudal en el punto de máxima eficiencia	✔ Mayor caudal en el punto de máxima eficiencia
✘ Mayor número de cuerpos. Las uniones son puntos donde pueden presentarse fallas	✔ Un único cuerpo disminuye riesgos
✔ Menos pérdidas de voltaje en cable	✘ Más pérdidas de voltaje en cable
✔ Menor potencia requerida por la bomba	✘ Mayor potencia requerida por la bomba
✔ En casing de 9 5/8" hay suficiente espacio para el equipo	✘ El espacio es insuficiente en el casing de 9 5/8" para el equipo
Selección: P43	

Fuente: Autor.

**Tabla 22. Resumen de selección de bombas para el Pozo 2, formación B.**

Pozo 2. Formación B	
538P100	562P110
✔ En casing de 9 5/8" hay suficiente espacio para el	✘ El espacio es insuficiente en el casing de 9 5/8" para
Los dos equipos trabajan a condiciones similares para producir el mismo caudal de fluidos.	
Selección: P100	

Fuente: Autor.

Para producir el pozo 2 se proponen los siguientes equipos:

- Formación A: bomba P43, con sello con sello Serie 400, motor de 306HP/2750V/71A y sensor WellLift-H.
- Formación B: bomba P100, sello Serie 513, motor de 990HP/4290/145A y sensor WellLift-H.

### **3.3 DISEÑOS ALTERNATIVOS: PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON UN UNICO EQUIPO.**

Actualmente los dos pozos cuentan con sistemas de levantamiento electrosumergible dispuestos para producir exclusivamente de la Formación B. En este momento el pozo 1 está produciendo y pozo 2 está detenido.

Los equipos instalados son marca REDA-Schlumberger, los dos pozos tienen instaladas bombas S8000N con 81 etapas cada una, el Pozo 1 tiene un motor Serie 562 de 300/1733/104 HP/Volt/Amp y el Pozo 2 un motor Serie 562 de 563/3873/88 HP/Volt/Amp.

Se realizaron diseños equivalentes para estimar las condiciones de producción de los pozos, las Tablas 23 y 24 muestran los resultados obtenidos:

Tabla 23. Equipo instalado actualmente, Pozo 1.

Pozo 1. Equipos actuales	
S8000N	
Caudal [BFPD]	8,614
No. Etapas	81
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	76
Carga del eje [%]	64
Potencia [HP]	296
Motor	Serie 562 de 300/1733/104
Voltaje [V]	1,955
Amperaje [Amps]	96
Carga del motor [%]	90
Eficiencia del motor [%]	88
Cable	#2 / Flat
Potencia [KVA]	360

Fuente: Autor.

Tabla 24. Equipo instalado actualmente, Pozo 2.

Pozo 2. Equipos actuales	
S8000N	
Caudal [BFPD]	6,893
No. Etapas	81
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	76
Carga del eje [%]	62
Potencia [HP]	292
Motor	Serie 562 de 563/3873/88
Voltaje [V]	3,201
Amperaje [Amps]	71
Carga del motor [%]	54
Eficiencia del motor [%]	86
Cable	#1 / Flat
Potencia [KVA]	407

Fuente: Autor.

Para el desarrollo de estos diseños se asume:

- Propiedades del fluido y del yacimiento son constantes.
- Se realiza un recañoneo del pozo que permite la producción de las dos formaciones simultáneamente empleando el mismo equipo de levantamiento artificial.

- Los fluidos de las dos formaciones son compatibles por lo tanto la unión no generará problemas en pozo.
- No existe flujo cruzado.

Para esta aplicación se aproximan las propiedades del yacimiento, se calcula un índice de productividad compuesto teniendo en cuenta la información de los pozos resumida en la Tabla 25:

**Tabla 25. Resumen de propiedades de los pozos.**

POZO 1		Wcut
IP A [BPD/psi]	0.7	52%
Pestática A [psi]	2317	
IP B[BPD/psi]	15	85%
Pestática B [psi]	2544	
POZO 2		Wcut
IP A [BPD/psi]	2.8	60%
Pestática A [psi]	2700	
IP B[BPD/psi]	7	90%
Pestática B [psi]	2830	

Fuente: Autor.

Para calcular el índice de productividad compuesto se deben seguir los siguientes pasos:

1. Calcular la presión estática empleando la siguiente ecuación:

**Ecuación 15. Cálculo de la presión estática compuesta.**

$$Pr_{Comp.} = \frac{IP_A \times Pr_A + IP_B \times Pr_B}{IP_A + IP_B}$$

2. Calcular la presión de fondo fluyente para producir diferentes caudales utilizando la Ecuación 16:

**Ecuación 16. Cálculo de la presión de fondo fluyente compuesta.**

$$Pwf_{Comp.} = \frac{IP_A \times Pr_A + IP_B \times Pr_B - Q_{Total}}{IP_A + IP_B}$$

3. Calcular el IP compuesto empleando la Ecuación 17:

**Ecuación 17. Cálculo del IP compuesto.**

$$IP_{Comp.} = \frac{Q_A + Q_B}{Pr_{Comp.} - Pr_{Comp.}}$$

4. Teniendo en cuenta los IP calculados determinar el valor de estabilización y asumir éste como el índice de productividad compuesto para el pozo.

Siguiendo los pasos anteriores se determinan las propiedades de los pozos.

La presión estática compuesta del Pozo 1 es:

$$Pr_{Comp.P1} = \frac{(0.7)(2317) + (15)(2544)}{0.7 + 15} = 2534 \text{ psi}$$

Siguiendo el proceso para el Pozo 2 se obtiene:

$$Pr_{Comp.P2} = \frac{(2.8)(2700) + (7)(2830)}{2.8 + 7} = 2793 \text{ psi}$$

Los resultados obtenidos de los pasos 2 y 3 se muestran en las Tablas 26 y 27 para los Pozos 1 y 2 respectivamente:

Tabla 26. Pwf y Pr compuestos, Pozo 1.

POZO 1				
Caudal de fluido [BFPD]	Caudal total [BFPD]		Pwf comp. [psi]	IP Comp. [BPD/psi]
	A	B		
5,000	71	4,929	2,215	15.37
8,000	205	7,795	2,024	15.57
11,000	339	10,661	1,833	15.63
13,000	428	12,572	1,706	15.65
16,000	562	15,438	1,515	15.67
19,000	695	18,305	1,324	15.68
22,000	829	21,171	1,133	15.68
25,000	963	24,037	942	15.69
28,000	1,097	26,903	750	15.69
31,000	1,230	29,770	559	15.69
34,000	1,364	32,636	368	15.69
37,000	1,498	35,502	177	15.69

Fuente:Autor.

Tabla 27. Pwf y Pr compuestos, Pozo 2.

POZO 2				
Caudal de fluido [BFPD]	Caudal total [BFPD]		Pwf comp. [psi]	IP Comp. [BPD/psi]
	A	B		
1,000	26	974	2,691	7.36
4,000	883	3,117	2,385	9.60
7,000	1,740	5,260	2,079	9.73
10,000	2,597	7,403	1,772	9.77
12,900	3,426	9,474	1,477	9.78
15,000	4,026	10,974	1,262	9.79
18,000	4,883	13,117	956	9.79
21,000	5,740	15,260	650	9.79
24,000	6,597	17,403	344	9.79
27,000	7,454	19,546	38	9.80

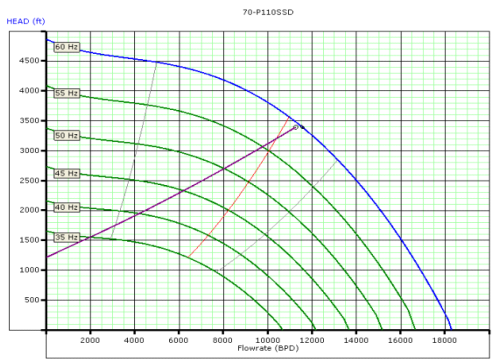
Fuente:Autor.

Se asume como índice de productividad 15,69 BFPD/psi para el Pozo 1 y 9.79 BFPD/psi para el Pozo 2. El caudal de producción deseado será aproximadamente la suma los caudales esperados en cada formación.

Se proponen los siguientes equipos para la producción del pozo:

Tabla 28. Propuesta alternativa, Pozo 1.

Pozo 1. Propuesta alternativa	
562P110	
Caudal [BFPD]	11,259
No. Etapas	70
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	71
Carga del eje [%]	50
Potencia [HP]	396
Motor	562 / 504hp 2810V 108A
Voltaje [V]	2,660
Amperaje [Amps]	90
Carga del motor [%]	79
Eficiencia del motor [%]	89
Cable	CELF / #2 / Flat
Potencia [KVA]	437

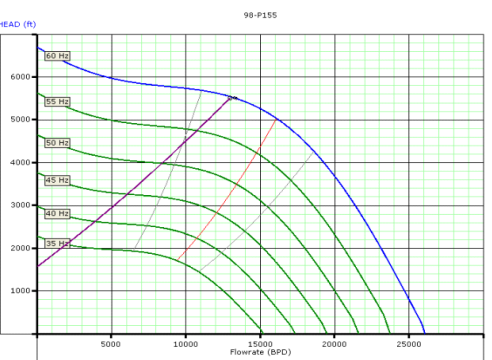


The graph for pump 562P110 (70-P110SSD) plots HEAD (ft) on the y-axis (0 to 4500) against Flow rate (BFPD) on the x-axis (0 to 18000). It shows multiple performance curves for different stages (60 Hz, 55 Hz, 50 Hz, 45 Hz, 40 Hz, 35 Hz). A red dashed line indicates the operating point at approximately 11,259 BFPD and 3960 ft head.

Fuente: Autor.

Tabla 29. Propuesta alternativa, Pozo 2.

Pozo 2. Propuesta alternativa	
562P155	
Caudal [BFPD]	12,966
No. Etapas	98
Frecuencia [Hz]	60
Eficiencia de la bomba [%]	70
Carga del eje [%]	93
Potencia [HP]	750
Motor	562 / 990hp 4290V 145A
Voltaje [V]	4,013
Amperaje [Amps]	115
Carga del motor	76
Eficiencia del motor	90
Cable	#1 / Flat
Potencia [KVA]	842



The graph for pump 562P155 (98-P155) plots HEAD (ft) on the y-axis (0 to 6000) against Flow rate (BFPD) on the x-axis (0 to 25000). It shows multiple performance curves for different stages (60 Hz, 55 Hz, 50 Hz, 45 Hz, 40 Hz, 35 Hz). A red dashed line indicates the operating point at approximately 12,966 BFPD and 5500 ft head.

Fuente: Autor.

Una vez desarrollados los diseños de las configuraciones duales y la opción alterna se realiza un análisis financiero comparativo para determinar el sistema a recomendar para la producción de cada uno de los pozos.

#### **4 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO**

El análisis financiero presentado a continuación determina la viabilidad de la implementación del proyecto desde el punto de vista de la compañía operadora. Se tienen en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- a) Se desarrollará el análisis en 24 meses, este tiempo corresponde a la vida útil de los equipos<sup>19</sup>.
- b) La tasa de oportunidad de la compañía operadora es 11.1% efectivo anual y los ingresos obtenidos en el desarrollo del proyecto son reinvertidos a la misma tasa de interés.
- c) El porcentaje de la producción propiedad de la nación por concepto de regalías es 6%.<sup>20</sup>
- d) Los precios mostrados corresponden a equipos nuevos exceptuando tuberías y accesorios que se asume son reutilizadas.
- e) Se considera la depreciación y agotamiento de los equipos correspondiente al desgaste de los mismos.
- f) No se tiene en cuenta la inflación, por lo tanto los precios de los equipos son constantes en el tiempo de análisis.
- g) Los precios y valores presentados en el análisis están expresados en dólares de los Estados Unidos de América.

---

<sup>19</sup> El MTBF promedio de los equipos en el campo es 730 días.

<sup>20</sup> Ver en anexos: Ley 141 de 1994.

El análisis financiero del proyecto se divide en dos partes:

1. Una comparación de ingresos y egresos de tres escenarios:

Escenario 1: Producción de los pozos obtenida con los equipos de levantamiento artificial instalados actualmente en los pozos.

Escenario 2: Producción alcanzada si producen fluidos de las formaciones simultáneamente.

Escenario 3: Producción de los pozos con la implementación del sistema dual.

La comparación se desarrolla bajo dos casos, el primero en el cual el pago del equipo es en el tiempo  $t=0$  y el segundo un pago diferido. El análisis se desarrolla considerando:

- a) El pago en tiempo  $t=0$  corresponde al 100% del precio de venta de los equipos. En cuanto al pago diferido se asume que la cuota inicial a pagar corresponde al 30% del precio del equipo y el 70% restante es financiado en 24 meses a una tasa de interés igual a 12% nominal anual.
  - b) El volumen de fluido corresponde al producido por la bomba en su punto de máxima eficiencia y es constante en el tiempo de análisis. Se considera un porcentaje de declinación de la producción de aceite de 20% anual para cada una de las formaciones, este porcentaje corresponde a un aumento en el corte de agua del pozo.
  - c) En el periodo de estudio el precio base del barril de crudo es 54 USD/Bbl<sup>21</sup>: 60 USD/Bbl menos 6 USD/Bbl ya que se trata de un crudo pesado.
  - d) Los costos operacionales asociados al proyecto son constantes en el tiempo de análisis (costo de levantamiento, tratamiento del agua asociada a la producción, transporte y movilización de la producción).
  - e) Por concepto de impuestos se reconoce el 33% de la utilidad operacional.
2. Un análisis de sensibilidad usando el programa "Crystal Ball" de ORACLE. El software determina la influencia de las variables consideradas en el análisis

---

<sup>21</sup> Precio usado por la compañía operadora en análisis financieros.

financiero proyecto: precio del crudo, costo de tratamiento de agua asociada a la producción, costo del transporte de fluido, corte de agua, caudal de fluido y precio de ESP.

Con el fin de determinar el proyecto que implica más beneficios financieros se evaluarán los siguientes indicadores financieros:

**Valor presente neto (VPN):** es el resultado de determinar el valor de los ingresos y egresos en el tiempo cero del estudio. Este será el parámetro comparativo principal para determinar la viabilidad del proyecto de inversión.

**Tasa interna de retorno (TIR):** es la tasa a la cual el valor presente neto de proyecto es cero, es decir, los ingresos y los egresos del proyecto son equivalentes. En el caso en el cual el pago del equipo está dado en cuotas este indicador es una tasa interna de retorno ajustada la cual adicionalmente tiene en cuenta el porcentaje de reinversión, esta TIR ajustada considera la tasa de oportunidad, la tasa de financiación del equipo y el flujo de caja.

**Límite financiero:** es el periodo en el cual los costos operativos superan a los ingresos recibidos por la producción del pozo.

## **1.1. ANÁLISIS GENERAL**

Los precios de venta de los equipos actuales son:

Tabla 30. Precios de los equipos instalados actualmente.

	Equipos actuales	
	Pozo 1	Pozo 2
Equipo de fondo	\$ 733,191	\$ 1,091,689
Equipo de superficie	\$ 323,712	\$ 323,712
<b>Total</b>	<b>\$ 1,056,903</b>	<b>\$ 1,415,401</b>

Fuente:Autor.

Los precios de venta de los equipos de la propuesta de diseño alternativa se muestran en la Tabla 31:

Tabla 31. Precios de los equipos de los diseños alternativos.

	Diseños alternativos	
	Pozo 1	Pozo 2
Equipo de fondo	\$ 539,259	\$ 1,519,094
Equipo de superficie	\$ 338,156	\$ 418,998
<b>Total</b>	<b>\$ 877,415</b>	<b>\$ 1,938,092</b>

Fuente:Autor.

Los precios de venta de los equipos electrosumergibles propuestos en la implementación del sistema dual son:

Tabla 32. Precios de los equipos propuestos para la implementación del dual.

	Configuración dual			
	Pozo 1		Pozo 2	
	Formación A	Formación B	Formación A	Formación B
Equipo de fondo	\$ 352,130	\$ 1,898,801	\$ 920,219	\$ 1,912,295
Equipo de superficie	\$ 144,532	\$ 323,712	\$ 213,558	\$ 323,712
<b>Total</b>	<b>\$ 496,662</b>	<b>\$ 2,222,513</b>	<b>\$ 1,133,777</b>	<b>\$ 2,236,007</b>
		\$ 2,719,175	\$	3,369,784

Fuente:Autor.

En las Tablas 30, 31 y 32 se denomina equipo de fondo a: bomba, sello, motor, sensor y cable. El equipo de superficie está conformado por transformador elevador, variador de frecuencia y caja de venteo.

#### **4.1.1 Caso 1: Pago del equipo en el tiempo t=0.**

Se inicia el análisis calculando el caudal de fluido (aceite y agua) producido en cada mes. Se determinan las regalías con base a la producción de aceite, de esta forma se obtiene la producción después de regalías y con ésta última multiplicada por el precio del barril de crudo la utilidad bruta.

El siguiente paso es considerar los costos operativos, estos son:

- a) Costo de levantamiento: 13 USD/Bbl. Este costo representa los gastos asociados a la producción de un barril para tenerlo en cabeza de pozo.
- b) Tratamiento de agua asociada a la producción: 3 USD/bbl.
- c) Transporte de la producción: 15 USD/Bbl. El transporte del petróleo producido se puede realizar por oleoducto o carrotanque siendo éste último el más costoso y es el que se asume en este análisis.

Adicionalmente se incluye la depreciación y agotamiento de los equipos, la depreciación considera el costo de la vida útil de los mismos, es decir, el desgaste que sufren por su uso. Se determina así:

**Ecuación 18. Depreciación de los equipos por periodo.**

$$DD\&AAi = \text{Precio del equipo} \times \frac{\text{Producción periodo } i}{\text{Producción Total}}$$

Restando a la utilidad bruta los costos operativos y la depreciación se obtiene la utilidad operacional o utilidad antes de impuestos. Se descuenta 33% y como resultado se tiene la utilidad después de impuestos. En este punto se suma el concepto que fue reconocido como depreciación y agotamiento de los equipos, esta figura se maneja con el fin de reducir el valor sobre el cual se calculan los impuestos en el flujo de caja. Finalmente, se considera la inversión en el equipo en el tiempo  $t=0$ .

Los valores obtenidos en cada uno de los periodos conforman el flujo de caja libre y con estos valores se obtiene el valor presente neto del proyecto.

#### **4.1.1.1 Pozo 1**

##### a) Escenario 1: Equipos actuales

Siguiendo el procedimiento descrito se obtiene el flujo de caja para el Pozo 1 operando con los equipos instalados actualmente. La Tabla 33 muestra los cálculos realizados en este caso:

**Tabla 33. Flujo de caja del Pozo 1, Equipos actuales.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
								\$1,056,903	-\$1,056,903
1	258,420	36,437	\$1,967,610	\$1,679,213	\$244,359	\$163,721	\$44,038		\$207,758
2	258,420	35,879	\$1,937,487	\$1,665,374	\$228,075	\$152,810	\$44,038		\$196,848
3	258,420	35,330	\$1,907,825	\$1,651,747	\$212,040	\$142,067	\$44,038		\$186,105
4	258,420	34,789	\$1,878,617	\$1,638,328	\$196,251	\$131,488	\$44,038		\$175,526
5	258,420	34,257	\$1,849,856	\$1,625,115	\$180,704	\$121,071	\$44,038		\$165,109
6	258,420	33,732	\$1,821,536	\$1,612,104	\$165,394	\$110,814	\$44,038		\$154,852
7	258,420	33,216	\$1,793,649	\$1,599,293	\$150,319	\$100,714	\$44,038		\$144,751
8	258,420	32,707	\$1,766,190	\$1,586,677	\$135,475	\$90,768	\$44,038		\$134,806
9	258,420	32,206	\$1,739,150	\$1,574,255	\$120,858	\$80,975	\$44,038		\$125,012
10	258,420	31,713	\$1,712,525	\$1,562,023	\$106,464	\$71,331	\$44,038		\$115,369
11	258,420	31,228	\$1,686,307	\$1,549,978	\$92,291	\$61,835	\$44,038		\$105,873
12	258,420	30,750	\$1,660,490	\$1,538,117	\$78,335	\$52,485	\$44,038		\$96,522
13	258,420	30,279	\$1,635,069	\$1,526,438	\$64,593	\$43,277	\$44,038		\$87,315
14	258,420	29,816	\$1,610,037	\$1,514,938	\$51,061	\$34,211	\$44,038		\$78,249
15	258,420	29,359	\$1,585,388	\$1,503,614	\$37,737	\$25,283	\$44,038		\$69,321
16	258,420	28,910	\$1,561,117	\$1,492,463	\$24,616	\$16,493	\$44,038		\$60,530
17	258,420	28,467	\$1,537,217	\$1,481,483	\$11,696	\$7,836	\$44,038		\$51,874
18	258,420	28,031	\$1,513,683	\$1,470,671	-\$1,026	-\$1,026	\$44,038		\$43,012
19	258,420	27,602	\$1,490,509	\$1,460,025	-\$13,553	-\$13,553	\$44,038		\$30,484
20	258,420	27,179	\$1,467,690	\$1,449,542	-\$25,889	-\$25,889	\$44,038		\$18,149
21	258,420	26,763	\$1,445,221	\$1,439,219	-\$38,036	-\$38,036	\$44,038		\$6,002
22	258,420	26,354	\$1,423,095	\$1,429,054	-\$49,996	-\$49,996	\$44,038		-\$5,959
23	258,420	25,950	\$1,401,308	\$1,419,045	-\$61,774	-\$61,774	\$44,038		-\$17,736
24	258,420	25,553	\$1,379,855	\$1,409,189	-\$73,371	-\$73,371	\$44,038		-\$29,334

**Fuente: Autor.**

De la Tabla 33:

*BOPM*: Corresponde a la producción de aceite por mes expresada en barriles.

*BWPM*: Es la producción de agua por mes expresada en barriles.

*Wcut*: Es el corte de agua en cada periodo. [%].

*Producción después de regalías*: corresponde al 94% de la producción de aceite, el 6% de diferencia corresponde a las regalías. [BOPM].

*Utilidad bruta*: es el resultado de multiplicar la producción después de regalías por el precio del barril de crudo. [USD].

*Costos operativos*: es el resultado de sumar el costo del tratamiento de agua de producción, el costo de levantamiento de aceite y su transporte en cada mes. [USD].

*DD&AA*: corresponde a la depreciación y agotamiento de los equipos. [USD].

*Utilidad antes de impuestos:* es el resultado de restar los costos operativos a la utilidad bruta. [USD].

*Inversión:* es la inversión realizada en el equipo de bombeo electrosumergible, es decir, el precio de venta del equipo. [USD]

*Flujo de caja:* Es el flujo de caja libre del proyecto, es el resultado final de considerar ingresos y egresos en cada periodo. [USD].

La Tabla 33 muestra los cálculos realizados en el tiempo de análisis, se observa que a partir del periodo 17 se alcanza el límite financiero, esto sucede por dos razones: primero, a medida que pasa el tiempo la producción de aceite disminuye por lo tanto los ingresos del proyecto se reducen, adicionalmente un aumento en el volumen de agua producida representa costos operativos mayores que hacen inviable financiar la operación. El valor presente neto en este punto es 1.000 kUSD con una TIR de 15%.

a) Escenario 2: Diseño alternativo.

La Tabla 34 muestra el flujo de caja obtenido con la implementación del diseño propuesto para la producción conjunta de la Formación A y B en el Pozo 1:

**Tabla 34. Flujo de caja del Pozo 1, Diseño alternativo.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$877,415	-\$877,415
1	337,770	50,801	\$2,743,233	\$2,310,156	\$433,076	\$290,161	\$36,559		\$326,720
2	337,770	50,023	\$2,701,235	\$2,290,862	\$410,373	\$274,950	\$36,559		\$311,509
3	337,770	49,257	\$2,659,881	\$2,271,863	\$388,018	\$259,972	\$36,559		\$296,531
4	337,770	48,503	\$2,619,160	\$2,253,155	\$366,005	\$245,223	\$36,559		\$281,782
5	337,770	47,760	\$2,579,062	\$2,234,733	\$344,328	\$230,700	\$36,559		\$267,259
6	337,770	47,029	\$2,539,578	\$2,216,594	\$322,984	\$216,399	\$36,559		\$252,958
7	337,770	46,309	\$2,500,698	\$2,198,732	\$301,966	\$202,317	\$36,559		\$238,876
8	337,770	45,600	\$2,462,414	\$2,181,143	\$281,270	\$188,451	\$36,559		\$225,010
9	337,770	44,902	\$2,424,715	\$2,163,824	\$260,891	\$174,797	\$36,559		\$211,356
10	337,770	44,215	\$2,387,594	\$2,146,770	\$240,824	\$161,352	\$36,559		\$197,911
11	337,770	43,538	\$2,351,041	\$2,129,977	\$221,064	\$148,113	\$36,559		\$184,672
12	337,770	42,871	\$2,315,048	\$2,113,441	\$201,607	\$135,077	\$36,559		\$171,636
13	337,770	42,215	\$2,279,606	\$2,097,158	\$182,448	\$122,240	\$36,559		\$158,799
14	337,770	41,569	\$2,244,706	\$2,081,125	\$163,582	\$109,600	\$36,559		\$146,159
15	337,770	40,932	\$2,210,341	\$2,065,337	\$145,004	\$97,153	\$36,559		\$133,712
16	337,770	40,306	\$2,176,502	\$2,049,791	\$126,711	\$84,897	\$36,559		\$121,456
17	337,770	39,689	\$2,143,181	\$2,034,482	\$108,699	\$72,828	\$36,559		\$109,387
18	337,770	39,081	\$2,110,370	\$2,019,409	\$90,961	\$60,944	\$36,559		\$97,503
19	337,770	38,483	\$2,078,061	\$2,004,565	\$73,496	\$49,242	\$36,559		\$85,801
20	337,770	37,893	\$2,046,247	\$1,989,949	\$56,298	\$37,720	\$36,559		\$74,279
21	337,770	37,313	\$2,014,920	\$1,975,557	\$39,363	\$26,373	\$36,559		\$62,932
22	337,770	36,742	\$1,984,073	\$1,961,386	\$22,687	\$15,201	\$36,559		\$51,760
23	337,770	36,180	\$1,953,698	\$1,947,431	\$6,267	\$4,199	\$36,559		\$40,758
24	337,770	35,626	\$1,923,788	\$1,933,690	-\$9,902	-\$9,902	\$36,559		\$26,657
								VPN [USD]	\$2,898,519

**Fuente: Autor.**

En el mes 23 produciendo el pozo bajo estas condiciones se tiene un valor presente neto de 2.900 kUSD aproximadamente, con una TIR de 32%, continuar la producción del pozo después del periodo 23 no genera utilidades adicionales para el inversionista.

b) Escenario 3: Implementación del sistema dual.

La Tabla 35 muestra la producción de aceite y agua aportada por cada formación en el Pozo 1, la suma de la producción de las dos formaciones es el volumen de fluido producido con la implementación de los equipos en configuración dual.

**Tabla 35. Producción de fluidos y corte de agua en el Pozo 1 con la implementación del sistema dual.**

Mes	Formación A				Formación B				Total		
	BOPM	BWPM	BFPM	Wcut [%]	BOPM	BWPM	BFPM	Wcut [%]	BOPM	BFPM	Wcut [%]
1	16,114	17,456	33,570	52%	46,562	263,849	310,410	85%	62,675	343,980	82%
2	15,925	17,645	33,570	53%	45,948	264,462	310,410	85%	61,873	343,980	82%
3	15,738	17,832	33,570	53%	45,343	265,067	310,410	85%	61,081	343,980	82%
4	15,554	18,016	33,570	54%	44,746	265,664	310,410	86%	60,300	343,980	82%
5	15,372	18,198	33,570	54%	44,157	266,253	310,410	86%	59,528	343,980	83%
6	15,192	18,378	33,570	55%	43,575	266,835	310,410	86%	58,767	343,980	83%
7	15,014	18,556	33,570	55%	43,001	267,409	310,410	86%	58,015	343,980	83%
8	14,838	18,732	33,570	56%	42,435	267,975	310,410	86%	57,273	343,980	83%
9	14,664	18,906	33,570	56%	41,876	268,534	310,410	87%	56,540	343,980	84%
10	14,492	19,078	33,570	57%	41,325	269,085	310,410	87%	55,817	343,980	84%
11	14,322	19,248	33,570	57%	40,780	269,630	310,410	87%	55,103	343,980	84%
12	14,155	19,415	33,570	58%	40,243	270,167	310,410	87%	54,398	343,980	84%
13	13,989	19,581	33,570	58%	39,713	270,697	310,410	87%	53,702	343,980	84%
14	13,825	19,745	33,570	59%	39,190	271,220	310,410	87%	53,015	343,980	85%
15	13,663	19,907	33,570	59%	38,674	271,736	310,410	88%	52,337	343,980	85%
16	13,503	20,067	33,570	60%	38,165	272,245	310,410	88%	51,668	343,980	85%
17	13,345	20,225	33,570	60%	37,662	272,748	310,410	88%	51,007	343,980	85%
18	13,188	20,382	33,570	61%	37,166	273,244	310,410	88%	50,355	343,980	85%
19	13,034	20,536	33,570	61%	36,677	273,733	310,410	88%	49,711	343,980	86%
20	12,881	20,689	33,570	62%	36,194	274,216	310,410	88%	49,075	343,980	86%
21	12,730	20,840	33,570	62%	35,717	274,693	310,410	88%	48,447	343,980	86%
22	12,581	20,989	33,570	63%	35,247	275,163	310,410	89%	47,828	343,980	86%
23	12,434	21,136	33,570	63%	34,783	275,627	310,410	89%	47,216	343,980	86%
24	12,288	21,282	33,570	63%	34,325	276,085	310,410	89%	46,613	343,980	86%

Fuente: Autor.

En la Tabla 35:

*BOPM*: Corresponde a la producción de aceite por mes expresada en barriles.

*BWPM*: Es la producción de agua por mes expresada en barriles.

*BFPM*: Es la producción de fluido por mes expresada en barriles.

*Wcut*: Es el corte de agua en cada periodo. [%].

En la Tabla 36 se presentan los cálculos hechos para la determinación del flujo de caja del Pozo 1 con la implementación del sistema dual:

**Tabla 36. Flujo de caja del Pozo 1, implementación del sistema dual.**

Mes	Caudal de fluido total [BFFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$2,719,175	-\$2,719,175
1	343,980	58,915	\$3,181,388	\$2,606,822	\$574,566	\$384,959	\$113,299		\$498,258
2	343,980	58,013	\$3,132,683	\$2,584,446	\$548,236	\$367,318	\$113,299		\$480,617
3	343,980	57,124	\$3,084,723	\$2,562,413	\$522,310	\$349,948	\$113,299		\$463,247
4	343,980	56,250	\$3,037,498	\$2,540,717	\$496,781	\$332,843	\$113,299		\$446,142
5	343,980	55,389	\$2,990,995	\$2,519,353	\$471,643	\$316,000	\$113,299		\$429,299
6	343,980	54,541	\$2,945,204	\$2,498,316	\$446,889	\$299,416	\$113,299		\$412,715
7	343,980	53,706	\$2,900,115	\$2,477,601	\$422,514	\$283,085	\$113,299		\$396,384
8	343,980	52,884	\$2,855,716	\$2,457,203	\$398,513	\$267,004	\$113,299		\$380,303
9	343,980	52,074	\$2,811,996	\$2,437,117	\$374,879	\$251,169	\$113,299		\$364,468
10	343,980	51,277	\$2,768,946	\$2,417,339	\$351,607	\$235,576	\$113,299		\$348,875
11	343,980	50,492	\$2,726,555	\$2,397,864	\$328,691	\$220,223	\$113,299		\$333,522
12	343,980	49,719	\$2,684,813	\$2,378,687	\$306,126	\$205,104	\$113,299		\$318,403
13	343,980	48,958	\$2,643,710	\$2,359,804	\$283,906	\$190,217	\$113,299		\$303,516
14	343,980	48,208	\$2,603,236	\$2,341,209	\$262,027	\$175,558	\$113,299		\$288,857
15	343,980	47,470	\$2,563,382	\$2,322,900	\$240,482	\$161,123	\$113,299		\$274,422
16	343,980	46,743	\$2,524,138	\$2,304,870	\$219,267	\$146,909	\$113,299		\$260,208
17	343,980	46,028	\$2,485,495	\$2,287,117	\$198,378	\$132,913	\$113,299		\$246,212
18	343,980	45,323	\$2,447,443	\$2,269,636	\$177,807	\$119,131	\$113,299		\$232,430
19	343,980	44,629	\$2,409,974	\$2,252,422	\$157,552	\$105,560	\$113,299		\$218,859
20	343,980	43,946	\$2,373,079	\$2,235,471	\$137,607	\$92,197	\$113,299		\$205,496
21	343,980	43,273	\$2,336,748	\$2,218,780	\$117,968	\$79,038	\$113,299		\$192,337
22	343,980	42,611	\$2,300,974	\$2,202,345	\$98,629	\$66,081	\$113,299		\$179,380
23	343,980	41,958	\$2,265,747	\$2,186,161	\$79,586	\$53,322	\$113,299		\$166,621
24	343,980	41,316	\$2,231,059	\$2,170,225	\$60,834	\$40,759	\$113,299		\$154,058
								VPN [USD]	\$4,234,672

**Fuente: Autor.**

En la Tabla 36:

Trasladando el flujo de caja al tiempo cero se determina que el valor presente neto es \$4.200 kUSD aproximadamente y TIR 14%. Aparentemente la implementación de la configuración dual es un proyecto beneficioso para el inversionista, sin embargo se realizará el procedimiento de cálculos para las formaciones de manera independiente, de esta forma puede establecerse el aporte de cada una de ellas en términos de ganancias.

Las Tablas 37 y 38 presentan el flujo de caja aportado por cada una de las formaciones operando con el equipo propuesto en la configuración dual:

**Tabla 37. Flujo de caja Pozo 1, Formación A. Implementación sistema dual.**

Mes	Caudal de fluido [BPFM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$496,662	-\$496,662
1	33,570	15,147	\$817,926	\$497,173	\$320,753	\$214,904	\$20,694		\$235,599
2	33,570	14,915	\$805,404	\$491,421	\$313,984	\$210,369	\$20,694		\$231,063
3	33,570	14,687	\$793,074	\$485,756	\$307,318	\$205,903	\$20,694		\$226,597
4	33,570	14,462	\$780,932	\$480,178	\$300,755	\$201,506	\$20,694		\$222,200
5	33,570	14,240	\$768,977	\$474,685	\$294,292	\$197,175	\$20,694		\$217,870
6	33,570	14,022	\$757,204	\$469,277	\$287,928	\$192,911	\$20,694		\$213,606
7	33,570	13,808	\$745,612	\$463,951	\$281,661	\$188,713	\$20,694		\$209,407
8	33,570	13,596	\$734,197	\$458,707	\$275,490	\$184,578	\$20,694		\$205,273
9	33,570	13,388	\$722,957	\$453,543	\$269,414	\$180,507	\$20,694		\$201,202
10	33,570	13,183	\$711,889	\$448,458	\$263,431	\$176,499	\$20,694		\$197,193
11	33,570	12,981	\$700,990	\$443,451	\$257,539	\$172,551	\$20,694		\$193,245
12	33,570	12,783	\$690,258	\$438,521	\$251,738	\$168,664	\$20,694		\$189,358
13	33,570	12,587	\$679,691	\$433,666	\$246,025	\$164,837	\$20,694		\$185,531
14	33,570	12,394	\$669,285	\$428,885	\$240,400	\$161,068	\$20,694		\$181,762
15	33,570	12,204	\$659,039	\$424,178	\$234,861	\$157,357	\$20,694		\$178,051
16	33,570	12,018	\$648,949	\$419,542	\$229,407	\$153,702	\$20,694		\$174,397
17	33,570	11,834	\$639,014	\$414,978	\$224,036	\$150,104	\$20,694		\$170,798
18	33,570	11,652	\$629,231	\$410,484	\$218,747	\$146,561	\$20,694		\$167,255
19	33,570	11,474	\$619,598	\$406,058	\$213,540	\$143,072	\$20,694		\$163,766
20	33,570	11,298	\$610,112	\$401,700	\$208,412	\$139,636	\$20,694		\$160,330
21	33,570	11,125	\$600,772	\$397,409	\$203,363	\$136,253	\$20,694		\$156,947
22	33,570	10,955	\$591,574	\$393,183	\$198,391	\$132,922	\$20,694		\$153,616
23	33,570	10,787	\$582,517	\$389,023	\$193,495	\$129,642	\$20,694		\$150,336
24	33,570	10,622	\$573,599	\$384,925	\$188,674	\$126,412	\$20,694		\$147,106
								VPN [USD]	\$3,607,442

Fuente: Autor.

En el mes 24 se han obtenido ganancias de 3.600 kUSD y se tiene una TIR de 45% con la producción obtenida con el equipo propuesto para la Formación A.

**Tabla 38. Flujo de caja Pozo 1, Formación B. Implementación del sistema dual.**

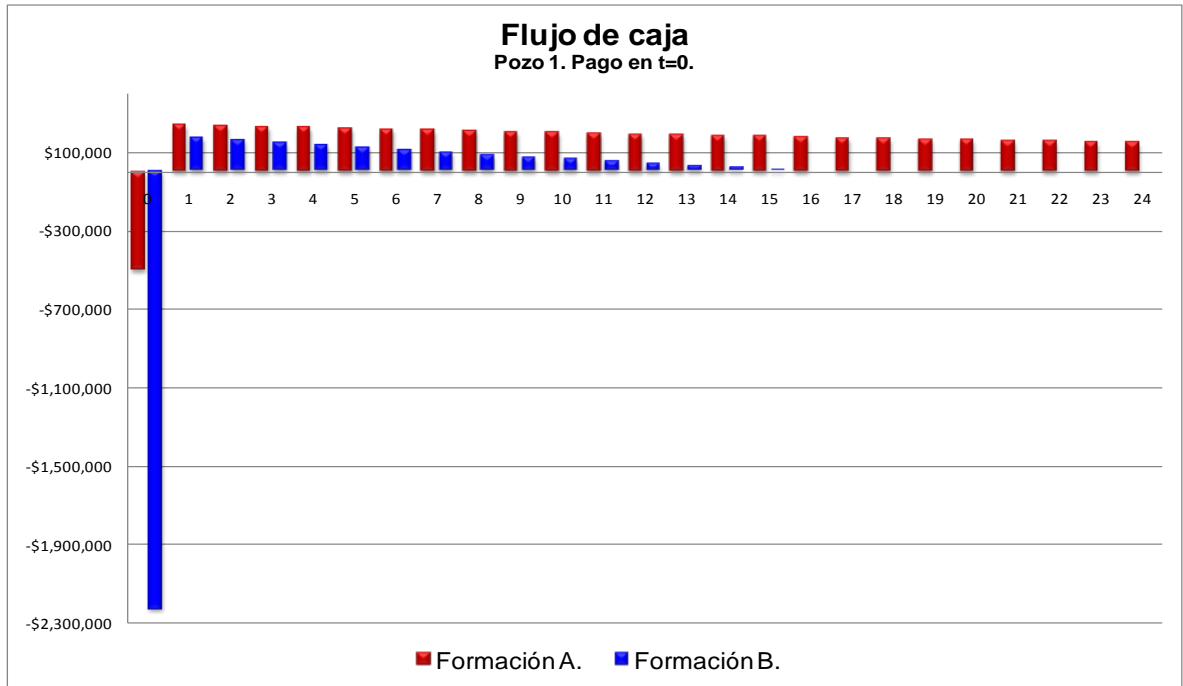
Mes	Caudal de fluido [BFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$2,222,513	-\$2,222,513
1	310,410	43,768	\$2,363,462	\$2,109,649	\$253,813	\$170,055	\$92,605		\$262,659
2	310,410	43,098	\$2,327,278	\$2,093,026	\$234,253	\$156,949	\$92,605		\$249,554
3	310,410	42,438	\$2,291,649	\$2,076,657	\$214,992	\$144,045	\$92,605		\$236,649
4	310,410	41,788	\$2,256,565	\$2,060,539	\$196,026	\$131,338	\$92,605		\$223,942
5	310,410	41,148	\$2,222,018	\$2,044,667	\$177,351	\$118,825	\$92,605		\$211,430
6	310,410	40,519	\$2,188,000	\$2,029,039	\$158,961	\$106,504	\$92,605		\$199,109
7	310,410	39,898	\$2,154,503	\$2,013,650	\$140,853	\$94,372	\$92,605		\$186,976
8	310,410	39,287	\$2,121,519	\$1,998,496	\$123,023	\$82,425	\$92,605		\$175,030
9	310,410	38,686	\$2,089,040	\$1,983,575	\$105,465	\$70,661	\$92,605		\$163,266
10	310,410	38,094	\$2,057,057	\$1,968,882	\$88,176	\$59,078	\$92,605		\$151,683
11	310,410	37,510	\$2,025,565	\$1,954,413	\$71,152	\$47,672	\$92,605		\$140,276
12	310,410	36,936	\$1,994,555	\$1,940,167	\$54,388	\$36,440	\$92,605		\$129,045
13	310,410	36,371	\$1,964,019	\$1,926,138	\$37,881	\$25,380	\$92,605		\$117,985
14	310,410	35,814	\$1,933,951	\$1,912,324	\$21,627	\$14,490	\$92,605		\$107,095
15	310,410	35,266	\$1,904,343	\$1,898,722	\$5,621	\$3,766	\$92,605		\$96,371
16	310,410	34,726	\$1,875,189	\$1,885,328	-\$10,139	-\$10,139	\$92,605		\$82,465
17	310,410	34,194	\$1,846,481	\$1,872,139	-\$25,658	-\$25,658	\$92,605		\$66,946
18	310,410	33,671	\$1,818,212	\$1,859,152	-\$40,940	-\$40,940	\$92,605		\$51,665
19	310,410	33,155	\$1,790,376	\$1,846,364	-\$55,988	-\$55,988	\$92,605		\$36,617
20	310,410	32,648	\$1,762,966	\$1,833,771	-\$70,805	-\$70,805	\$92,605		\$21,800
21	310,410	32,148	\$1,735,976	\$1,821,371	-\$85,395	-\$85,395	\$92,605		\$7,210
22	310,410	31,656	\$1,709,399	\$1,809,162	-\$99,762	-\$99,762	\$92,605		-\$7,157
23	310,410	31,171	\$1,683,229	\$1,797,139	-\$113,909	-\$113,909	\$92,605		-\$21,305
24	310,410	30,694	\$1,657,460	\$1,785,300	-\$127,840	-\$127,840	\$92,605		-\$35,235

Fuente: Autor.

En cuanto a la formación B, en el mes 15 se alcanza el límite financiero, en este punto el valor presente neto es 300 kUSD con una TIR de 3%, muy por debajo de la tasa de oportunidad del inversionista.

La Figura 30 muestra el flujo de caja por formación:

**Figura 30. Flujo de caja por formación, Pozo 1.**



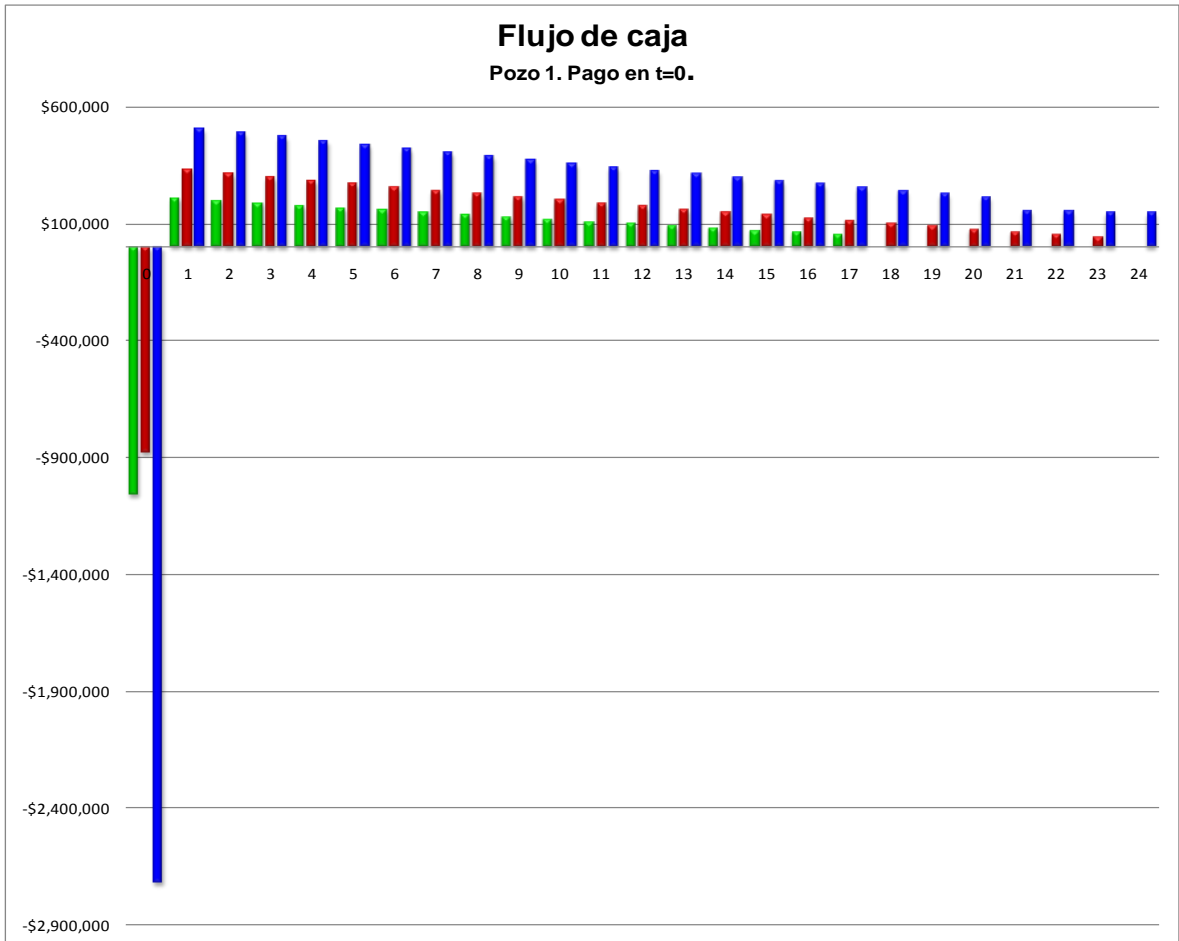
**Fuente: Autor.**

El flujo de caja independiente muestra que la producción de la Formación B tiene un límite financiero menor que la Formación A. En caso de implementar la configuración dual en el Pozo 1 la producción de la zona inferior debe ser detenida en el periodo 15 a diferencia de la producción de la Formación A que puede continuar hasta su límite financiero. Los análisis siguientes consideran que la producción de la Formación B es detenida en el periodo indicado.

### **Comparación de los escenarios**

La Figura 31 esquematiza los flujos de caja para cada uno de los escenarios. Para todos los casos el egreso en el periodo cero representa la inversión hecha en el equipo electrosumergible.

**Figura 31. Comparación del flujo de caja por escenario.**



**Fuente: Autor.**

En la Figura 31 los colores representan:

- Verde: es el escenario 1, en el cual el pozo continúa su producción con los equipos que se encuentran instalados en la actualidad, se trunca en el periodo 17 donde se alcanza el límite financiero.
- Rojo: representa el flujo de caja obtenido en el escenario dos, que considera la implementación de un sistema de levantamiento artificial para producir las zonas en conjunto, se limita al MTBF. Se realiza una inversión

baja en los equipos obteniendo flujos de caja positivos en el tiempo de análisis.

- Azul: muestra el flujo de caja del Pozo 1 con la implementación del sistema dual, se considera que el equipo dispuesto para producir la formación B es detenido en el periodo 15 que corresponde con su límite financiero. Este escenario tiene la inversión mayor en equipos y a su vez los flujos de caja mayores a lo largo del análisis.

Para cada uno de los casos se determina el límite financiero realizando el mismo proceso de cálculo hasta que los costos operativos sobrepasan la utilidad bruta.

La Tabla 39 muestra los resultados obtenidos con el cálculo del flujo de caja de los escenarios en el límite financiero:

**Tabla 39. Indicadores financieros del proyecto. Pozo 1.**

	Pozo 1				
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3		
Formación	B	A y B	A	B	Total
Retorno de inversión [meses]	7	3	3	13	7
Límite financiero [meses]	17	23	93	15	15 y 93
Wcut en lim. Financiero [%]	89	89	89	89	89
TIR en lim. Financiero [%]	15	32	44	3	14
Relación Costo/Beneficio	0.0044	0.4364	0.0793	0.8889	0.3067
VPN en lim. Financiero [kUSD]	\$1,100	\$2,900	\$5,800	\$300	\$6,100

**Fuente:**Autor.

De la Tabla 39 se observa que el retorno de la inversión se presenta primero en el escenario 2, mientras que en los otros escenarios toma un mayor tiempo recuperar la inversión debido al precio elevado de los equipos. El límite financiero no es directamente influenciado por del equipo seleccionado, por el contrario está limitado por la cantidad de agua que se produce en el pozo. Se demuestra que bajo las condiciones de este estudio no es financieramente viable producir un pozo

con un corte de agua mayor a 89%, cuando se llega a este límite los costos asociados al tratamiento de agua de producción no pueden ser cubiertos con los ingresos recibidos por la venta del aceite producido en el pozo.

La TIR de todos los escenarios es superior a la tasa de oportunidad de la compañía operadora por esto los tres escenarios son atractivos para el inversionista.

La mejor relación Costo/Beneficio se tiene con los equipos instalados actualmente, ya que la inversión inicial es significativamente menor haciendo una comparación con los precios de venta de los demás escenarios.

Aunque el proyecto debe ser desarrollado en un lapso de tiempo mucho mayor, la producción de los pozos con la configuración dual tiene mayor valor presente neto.

En conclusión, para la producción del Pozo 1 se recomienda la implementación de la configuración dual ya que los ingresos obtenidos al final del proyecto son mayores y éste el parámetro determinante en la selección de un proyecto de inversión.

#### **4.1.1.2 Pozo 2**

a) Escenario 1: Equipos actuales.

Siguiendo el procedimiento descrito se determina el flujo de caja libre para el Pozo 2 produciendo con el equipo instalado:

**Tabla 40. Flujo de caja libre Pozo 2, equipos actuales.**

Mes	Caudal de fluido [BFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
							\$1,415,401	-\$1,415,401
1	206,790	19,438	\$1,049,666	\$1,161,579	-\$111,913	\$58,975		-\$52,938
2	206,790	35,879	\$1,033,596	\$1,154,197	-\$120,600	\$58,975		-\$61,625
3	206,790	35,330	\$1,017,772	\$1,146,927	-\$129,154	\$58,975		-\$70,179
4	206,790	34,789	\$1,002,191	\$1,139,768	-\$137,578	\$58,975		-\$78,603
5	206,790	34,257	\$986,848	\$1,132,720	-\$145,872	\$58,975		-\$86,897
6	206,790	33,732	\$971,740	\$1,125,779	-\$154,039	\$58,975		-\$95,064
7	206,790	33,216	\$956,863	\$1,118,944	-\$162,081	\$58,975		-\$103,106
8	206,790	32,707	\$942,214	\$1,112,214	-\$170,000	\$58,975		-\$111,025
9	206,790	32,206	\$927,789	\$1,105,587	-\$177,798	\$58,975		-\$118,823
10	206,790	31,713	\$913,585	\$1,099,061	-\$185,476	\$58,975		-\$126,501
11	206,790	31,228	\$899,599	\$1,092,636	-\$193,037	\$58,975		-\$134,062
12	206,790	30,750	\$885,826	\$1,086,309	-\$200,482	\$58,975		-\$141,507
13	206,790	30,279	\$872,265	\$1,080,078	-\$207,813	\$58,975		-\$148,838
14	206,790	29,816	\$858,911	\$1,073,943	-\$215,032	\$58,975		-\$156,057
15	206,790	29,359	\$845,761	\$1,067,902	-\$222,141	\$58,975		-\$163,166
16	206,790	28,910	\$832,813	\$1,061,953	-\$229,140	\$58,975		-\$170,165
17	206,790	28,467	\$820,063	\$1,056,096	-\$236,033	\$58,975		-\$177,058
18	206,790	28,031	\$807,508	\$1,050,328	-\$242,820	\$58,975		-\$183,845
19	206,790	27,602	\$795,146	\$1,044,648	-\$249,503	\$58,975		-\$190,528
20	206,790	27,179	\$782,973	\$1,039,056	-\$256,083	\$58,975		-\$197,108
21	206,790	26,763	\$770,986	\$1,033,549	-\$262,563	\$58,975		-\$203,588
22	206,790	26,354	\$759,182	\$1,028,126	-\$268,944	\$58,975		-\$209,969
23	206,790	25,950	\$747,560	\$1,022,787	-\$275,227	\$58,975		-\$216,252
24	206,790	25,553	\$736,115	\$1,017,529	-\$281,414	\$58,975		-\$222,439

Fuente: Autor.

Los costos operativos asociados a la producción del Pozo 2 sugieren que es financieramente inviable la explotación del mismo, el corte de agua de 90% de la Formación B al inicio del estudio implica gastos que no son cubiertos con los ingresos recibidos por la producción de aceite. Es por esto que actualmente la producción del pozo fue detenida.

### **b) Escenario 2: Diseño alternativo.**

La Tabla 41 muestra el flujo de caja del Pozo 2 operando con la bomba P155 para producir las Formaciones A y B en conjunto.

**Tabla 41. Flujo de caja Pozo 2, diseño alternativo.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$1,938,092	-\$1,938,092
1	388,980	65,815	\$3,554,032	\$2,880,476	\$673,556	\$451,283	\$80,754		\$532,036
2	388,980	64,808	\$3,499,622	\$2,855,479	\$644,143	\$431,576	\$80,754		\$512,330
3	388,980	63,816	\$3,446,045	\$2,830,865	\$615,180	\$412,170	\$80,754		\$492,924
4	388,980	62,839	\$3,393,288	\$2,806,627	\$586,660	\$393,062	\$80,754		\$473,816
5	388,980	61,877	\$3,341,338	\$2,782,761	\$558,577	\$374,247	\$80,754		\$455,001
6	388,980	60,929	\$3,290,184	\$2,759,260	\$530,924	\$355,719	\$80,754		\$436,473
7	388,980	59,997	\$3,239,813	\$2,736,119	\$503,694	\$337,475	\$80,754		\$418,229
8	388,980	59,078	\$3,190,213	\$2,713,332	\$476,882	\$319,511	\$80,754		\$400,265
9	388,980	58,174	\$3,141,373	\$2,690,893	\$450,479	\$301,821	\$80,754		\$382,575
10	388,980	57,283	\$3,093,280	\$2,668,799	\$424,481	\$284,402	\$80,754		\$365,156
11	388,980	56,406	\$3,045,924	\$2,647,042	\$398,881	\$267,250	\$80,754		\$348,004
12	388,980	55,542	\$2,999,292	\$2,625,619	\$373,673	\$250,361	\$80,754		\$331,115
13	388,980	54,692	\$2,953,375	\$2,604,524	\$348,851	\$233,730	\$80,754		\$314,484
14	388,980	53,855	\$2,908,160	\$2,583,752	\$324,408	\$217,354	\$80,754		\$298,107
15	388,980	53,030	\$2,863,638	\$2,563,297	\$300,340	\$201,228	\$80,754		\$281,982
16	388,980	52,218	\$2,819,797	\$2,543,156	\$276,641	\$185,349	\$80,754		\$266,103
17	388,980	51,419	\$2,776,627	\$2,523,323	\$253,304	\$169,714	\$80,754		\$250,468
18	388,980	50,632	\$2,734,118	\$2,503,794	\$230,325	\$154,317	\$80,754		\$235,071
19	388,980	49,857	\$2,692,261	\$2,484,564	\$207,697	\$139,157	\$80,754		\$219,911
20	388,980	49,093	\$2,651,043	\$2,465,628	\$185,416	\$124,228	\$80,754		\$204,982
21	388,980	48,342	\$2,610,457	\$2,446,982	\$163,475	\$109,529	\$80,754		\$190,282
22	388,980	47,602	\$2,570,493	\$2,428,622	\$141,871	\$95,054	\$80,754		\$175,808
23	388,980	46,873	\$2,531,140	\$2,410,542	\$120,598	\$80,800	\$80,754		\$161,554
24	388,980	46,155	\$2,492,389	\$2,392,740	\$99,650	\$66,765	\$80,754		\$147,519
								VPN [USD]	\$5,300,562

Fuente: Autor.

Ya que la producción de la Formación B del Pozo 2 es financieramente inviable con los equipos instalados actualmente es posible que el valor presente neto mostrado en la Tabla 41 sea obtenido únicamente con la producción de la Formación A, sin embargo, con un único equipo produciendo el Pozo 2 es imposible determinar el aporte de cada una de las formaciones.

### c) Escenario 3: Implementación del sistema dual.

La Tabla 42 muestra la producción de agua y aceite y el corte de agua por formación para el Pozo 2:

**Tabla 42. Producción de fluidos del Pozo 2 con la implementación del sistema dual**

Mes	Formación A				Formación B				Total		
	BOPM	BWPM	BFPM	Wcut [%]	BOPM	BWPM	BFPM	Wcut [%]	BOPM	BFPM	Wcut [%]
1	51,240	76,860	128,100	60%	27,999	251,991	279,990	90%	79,239	408,090	81%
2	50,456	77,644	128,100	61%	27,570	252,420	279,990	90%	78,026	408,090	81%
3	49,683	78,417	128,100	61%	27,148	252,842	279,990	90%	76,831	408,090	81%
4	48,922	79,178	128,100	62%	26,733	253,257	279,990	90%	75,655	408,090	81%
5	48,173	79,927	128,100	62%	26,323	253,667	279,990	91%	74,497	408,090	82%
6	47,436	80,664	128,100	63%	25,920	254,070	279,990	91%	73,356	408,090	82%
7	46,710	81,390	128,100	64%	25,524	254,466	279,990	91%	72,233	408,090	82%
8	45,995	82,105	128,100	64%	25,133	254,857	279,990	91%	71,127	408,090	83%
9	45,291	82,809	128,100	65%	24,748	255,242	279,990	91%	70,039	408,090	83%
10	44,597	83,503	128,100	65%	24,369	255,621	279,990	91%	68,966	408,090	83%
11	43,914	84,186	128,100	66%	23,996	255,994	279,990	91%	67,910	408,090	83%
12	43,242	84,858	128,100	66%	23,629	256,361	279,990	92%	66,871	408,090	84%
13	42,580	85,520	128,100	67%	23,267	256,723	279,990	92%	65,847	408,090	84%
14	41,928	86,172	128,100	67%	22,911	257,079	279,990	92%	64,839	408,090	84%
15	41,286	86,814	128,100	68%	22,560	257,430	279,990	92%	63,846	408,090	84%
16	40,654	87,446	128,100	68%	22,215	257,775	279,990	92%	62,869	408,090	85%
17	40,032	88,068	128,100	69%	21,875	258,115	279,990	92%	61,906	408,090	85%
18	39,419	88,681	128,100	69%	21,540	258,450	279,990	92%	60,959	408,090	85%
19	38,815	89,285	128,100	70%	21,210	258,780	279,990	92%	60,025	408,090	85%
20	38,221	89,879	128,100	70%	20,885	259,105	279,990	93%	59,106	408,090	86%
21	37,636	90,464	128,100	71%	20,565	259,425	279,990	93%	58,202	408,090	86%
22	37,060	91,040	128,100	71%	20,251	259,739	279,990	93%	57,310	408,090	86%
23	36,493	91,607	128,100	72%	19,941	260,049	279,990	93%	56,433	408,090	86%
24	35,934	92,166	128,100	72%	19,635	260,355	279,990	93%	55,569	408,090	86%

Fuente: Autor.

El flujo de caja libre para la implementación del sistema dual en el Pozo 2 muestra un escenario diferente:

**Tabla 43. Flujo de caja Pozo 2, implementación configuración dual**

Mes	Caudal de fluido total [BFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$3,369,784	-\$3,369,784
1	408,090	74,485	\$4,022,172	\$3,212,531	\$809,640	\$542,459	\$140,408		\$682,867
2	408,090	73,344	\$3,960,594	\$3,184,241	\$776,353	\$520,156	\$140,408		\$660,564
3	408,090	72,221	\$3,899,960	\$3,156,385	\$743,575	\$498,195	\$140,408		\$638,603
4	408,090	71,116	\$3,840,253	\$3,128,955	\$711,299	\$476,570	\$140,408		\$616,978
5	408,090	70,027	\$3,781,461	\$3,101,945	\$679,516	\$455,276	\$140,408		\$595,684
6	408,090	68,955	\$3,723,569	\$3,075,348	\$648,221	\$434,308	\$140,408		\$574,716
7	408,090	67,899	\$3,666,563	\$3,049,159	\$617,405	\$413,661	\$140,408		\$554,069
8	408,090	66,860	\$3,610,430	\$3,023,370	\$587,060	\$393,330	\$140,408		\$533,738
9	408,090	65,836	\$3,555,156	\$2,997,976	\$557,180	\$373,310	\$140,408		\$513,718
10	408,090	64,828	\$3,500,729	\$2,972,971	\$527,757	\$353,597	\$140,408		\$494,005
11	408,090	63,836	\$3,447,134	\$2,948,349	\$498,785	\$334,186	\$140,408		\$474,594
12	408,090	62,859	\$3,394,361	\$2,924,104	\$470,256	\$315,072	\$140,408		\$455,479
13	408,090	61,896	\$3,342,395	\$2,900,230	\$442,165	\$296,250	\$140,408		\$436,658
14	408,090	60,949	\$3,291,224	\$2,876,722	\$414,503	\$277,717	\$140,408		\$418,125
15	408,090	60,016	\$3,240,837	\$2,853,573	\$387,264	\$259,467	\$140,408		\$399,875
16	408,090	59,097	\$3,191,222	\$2,830,779	\$360,443	\$241,497	\$140,408		\$381,905
17	408,090	58,192	\$3,142,366	\$2,808,334	\$334,032	\$223,802	\$140,408		\$364,209
18	408,090	57,301	\$3,094,258	\$2,786,232	\$308,026	\$206,377	\$140,408		\$346,785
19	408,090	56,424	\$3,046,887	\$2,764,469	\$282,418	\$189,220	\$140,408		\$329,628
20	408,090	55,560	\$3,000,240	\$2,743,039	\$257,202	\$172,325	\$140,408		\$312,733
21	408,090	54,709	\$2,954,308	\$2,721,937	\$232,372	\$155,689	\$140,408		\$296,097
22	408,090	53,872	\$2,909,079	\$2,701,158	\$207,922	\$139,307	\$140,408		\$279,715
23	408,090	53,047	\$2,864,543	\$2,680,697	\$183,846	\$123,177	\$140,408		\$263,584
24	408,090	52,235	\$2,820,688	\$2,660,549	\$160,139	\$107,293	\$140,408		\$247,701
								VPN [USD]	\$6,562,298

Fuente: Autor.

El valor presente neto para este caso es 6.500 kUSD aproximadamente.

En el tiempo de análisis el flujo de caja es positivo por lo que aparentemente la implementación del sistema es favorable, sin embargo se desarrollará el mismo proceso para cada formación con el objetivo de determinar el aporte real de cada una.

**Tabla 44. Flujo de caja Pozo 2, Formación A. Implementación del sistema dual.**

Mes	Caudal de fluido [BFFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$1,133,777	-\$1,133,777
1	128,100	48,166	\$2,600,942	\$1,626,457	\$974,485	\$652,905	\$47,241		\$700,146
2	128,100	47,428	\$2,561,123	\$1,608,164	\$952,959	\$638,483	\$47,241		\$685,723
3	128,100	46,702	\$2,521,914	\$1,590,150	\$931,763	\$624,282	\$47,241		\$671,522
4	128,100	45,987	\$2,483,305	\$1,572,413	\$910,892	\$610,298	\$47,241		\$657,538
5	128,100	45,283	\$2,445,287	\$1,554,947	\$890,340	\$596,528	\$47,241		\$643,769
6	128,100	44,590	\$2,407,851	\$1,537,748	\$870,103	\$582,969	\$47,241		\$630,210
7	128,100	43,907	\$2,370,988	\$1,520,812	\$850,175	\$569,617	\$47,241		\$616,858
8	128,100	43,235	\$2,334,689	\$1,504,136	\$830,553	\$556,470	\$47,241		\$603,711
9	128,100	42,573	\$2,298,946	\$1,487,715	\$811,231	\$543,525	\$47,241		\$590,765
10	128,100	41,921	\$2,263,751	\$1,471,546	\$792,205	\$530,777	\$47,241		\$578,018
11	128,100	41,280	\$2,229,094	\$1,455,624	\$773,470	\$518,225	\$47,241		\$565,465
12	128,100	40,648	\$2,194,968	\$1,439,946	\$755,022	\$505,865	\$47,241		\$553,105
13	128,100	40,025	\$2,161,364	\$1,424,508	\$736,856	\$493,694	\$47,241		\$540,934
14	128,100	39,412	\$2,128,274	\$1,409,306	\$718,969	\$481,709	\$47,241		\$528,950
15	128,100	38,809	\$2,095,692	\$1,394,337	\$701,355	\$469,908	\$47,241		\$517,148
16	128,100	38,215	\$2,063,608	\$1,379,597	\$684,011	\$458,287	\$47,241		\$505,528
17	128,100	37,630	\$2,032,015	\$1,365,083	\$666,932	\$446,845	\$47,241		\$494,085
18	128,100	37,054	\$2,000,906	\$1,350,791	\$650,115	\$435,577	\$47,241		\$482,818
19	128,100	36,487	\$1,970,273	\$1,336,717	\$633,556	\$424,482	\$47,241		\$471,723
20	128,100	35,928	\$1,940,109	\$1,322,860	\$617,250	\$413,557	\$47,241		\$460,798
21	128,100	35,378	\$1,910,407	\$1,309,214	\$601,193	\$402,799	\$47,241		\$450,040
22	128,100	34,836	\$1,881,160	\$1,295,777	\$585,383	\$392,206	\$47,241		\$439,447
23	128,100	34,303	\$1,852,360	\$1,282,546	\$569,814	\$381,775	\$47,241		\$429,016
24	128,100	33,778	\$1,824,002	\$1,269,518	\$554,484	\$371,504	\$47,241		\$418,745
								VPN [USD]	\$10,860,276

Fuente: Autor.

**Tabla 45. Flujo de caja Pozo 2, Formación B. Implementación del sistema dual.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$2,236,007	-\$2,236,007
1	279,990	26,319	\$1,421,229	\$1,586,074	-\$164,844	-\$164,844	\$93,167		-\$71,677
2	279,990	25,916	\$1,399,471	\$1,576,078	-\$176,607	-\$176,607	\$93,167		-\$83,440
3	279,990	25,519	\$1,378,046	\$1,566,234	-\$188,189	-\$188,189	\$93,167		-\$95,022
4	279,990	25,129	\$1,356,949	\$1,556,542	-\$199,593	-\$199,593	\$93,167		-\$106,426
5	279,990	24,744	\$1,336,174	\$1,546,998	-\$210,824	-\$210,824	\$93,167		-\$117,657
6	279,990	24,365	\$1,315,718	\$1,537,600	-\$221,882	-\$221,882	\$93,167		-\$128,715
7	279,990	23,992	\$1,295,575	\$1,528,346	-\$232,771	-\$232,771	\$93,167		-\$139,604
8	279,990	23,625	\$1,275,741	\$1,519,234	-\$243,493	-\$243,493	\$93,167		-\$150,326
9	279,990	23,263	\$1,256,210	\$1,510,261	-\$254,051	-\$254,051	\$93,167		-\$160,884
10	279,990	22,907	\$1,236,978	\$1,501,426	-\$264,448	-\$264,448	\$93,167		-\$171,281
11	279,990	22,556	\$1,218,041	\$1,492,725	-\$274,685	-\$274,685	\$93,167		-\$181,518
12	279,990	22,211	\$1,199,393	\$1,484,158	-\$284,765	-\$284,765	\$93,167		-\$191,598
13	279,990	21,871	\$1,181,031	\$1,475,722	-\$294,692	-\$294,692	\$93,167		-\$201,525
14	279,990	21,536	\$1,162,950	\$1,467,416	-\$304,466	-\$304,466	\$93,167		-\$211,299
15	279,990	21,206	\$1,145,146	\$1,459,236	-\$314,090	-\$314,090	\$93,167		-\$220,923
16	279,990	20,882	\$1,127,614	\$1,451,182	-\$323,568	-\$323,568	\$93,167		-\$230,401
17	279,990	20,562	\$1,110,351	\$1,443,251	-\$332,900	-\$332,900	\$93,167		-\$239,733
18	279,990	20,247	\$1,093,352	\$1,435,441	-\$342,089	-\$342,089	\$93,167		-\$248,922
19	279,990	19,937	\$1,076,614	\$1,427,751	-\$351,138	-\$351,138	\$93,167		-\$257,971
20	279,990	19,632	\$1,060,131	\$1,420,179	-\$360,048	-\$360,048	\$93,167		-\$266,881
21	279,990	19,332	\$1,043,901	\$1,412,723	-\$368,822	-\$368,822	\$93,167		-\$275,655
22	279,990	19,036	\$1,027,920	\$1,405,381	-\$377,461	-\$377,461	\$93,167		-\$284,294
23	279,990	18,744	\$1,012,183	\$1,398,151	-\$385,968	-\$385,968	\$93,167		-\$292,801
24	279,990	18,457	\$996,687	\$1,391,032	-\$394,345	-\$394,345	\$93,167		-\$301,178
								VPN [USD]	-\$6,302,344

Fuente: Autor.

El flujo de caja libre de la formación A produciendo con el equipo propuesto genera un valor presente neto de 10.900 kUSD. Por su parte, la producción de la formación B del Pozo 2 muestra un escenario diferente, desde el inicio de la producción los costos operativos superan la utilidad bruta obtenida por la producción de aceite.

Aunque aparentemente el valor presente neto general es positivo, la producción de la formación B genera pérdidas al operador debido a los altos costos operativos que implica producir la zona.

La producción de la Formación B del Pozo 2 es inviable financieramente con cualquiera de los escenarios propuestos, se recomienda emplear la bomba P43 con el equipo seleccionado para la producción de la Formación A en el Pozo 2, con éste se obtienen 16.600 kUSD de valor presente neto en el mes 83 de

producción con una TIR de 59%, muy por encima de la tasa de oportunidad de la empresa operadora. Este periodo es el límite financiero del proyecto y al igual que en casos anteriores corresponde a un corte de agua de 89% de la producción.

#### **4.1.2 Caso 2: Pago del equipo financiado.**

El pago de un equipo financiado se lleva a cabo cuando el inversionista no cuenta con el flujo de caja necesario para realizar la inversión al inicio de proyecto.

La financiación del equipo es el único factor a modificar con respecto al desarrollo presentado en la sección 4.1.1 Pago del equipo en el tiempo  $t=0$ ; la diferencia radica en la forma de considerar el pago del equipo; la financiación de un equipo representa una ventaja para el inversionista ya que puede hacerse partícipe de un proyecto de inversión involucrando un flujo de caja menor a si la inversión se hiciera en el momento del inicio del proyecto. Adicional a esto, la financiación es una figura que puede emplearse para disminuir el concepto que se reconoce como impuestos y debe ser entregado al estado, la forma de hacerlo es reconociendo los intereses que deben ser cancelados por el pago de los equipos en la utilidad antes de impuestos y restando únicamente el valor correspondiente a la cuota de pago del equipo a la utilidad después de impuestos. La Tabla 46 ejemplifica el planteamiento desarrollado para el Pozo 1 bajo el Escenario 1.

##### **4.1.2.1 Pozo 1**

###### **a) Escenario 1: Equipos actuales.**

La Tabla 46 muestra el flujo de caja para el Pozo 1 produciendo con los equipos actuales cuando el pago de los mismos es diferido en 24 periodos.

**Tabla 46. Flujo de caja Pozo 1, sistema actual. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFBM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0									\$317,071	-\$317,071
1	258,420	36,437	\$1,967,610	\$1,723,251	\$7,398	\$236,961	\$158,764	\$44,038	\$27,428	\$175,373
2	258,420	35,879	\$1,937,487	\$1,709,412	\$7,124	\$220,951	\$148,037	\$44,038	\$27,702	\$164,372
3	258,420	35,330	\$1,907,825	\$1,695,785	\$6,847	\$205,193	\$137,480	\$44,038	\$27,979	\$153,538
4	258,420	34,789	\$1,878,617	\$1,682,366	\$6,567	\$189,684	\$127,088	\$44,038	\$28,259	\$142,867
5	258,420	34,257	\$1,849,856	\$1,669,153	\$6,285	\$174,419	\$116,861	\$44,038	\$28,542	\$132,356
6	258,420	33,732	\$1,821,536	\$1,656,142	\$5,999	\$159,395	\$106,795	\$44,038	\$28,827	\$122,005
7	258,420	33,216	\$1,793,649	\$1,643,330	\$5,711	\$144,608	\$96,887	\$44,038	\$29,116	\$111,809
8	258,420	32,707	\$1,766,190	\$1,630,715	\$5,420	\$130,055	\$87,137	\$44,038	\$29,407	\$101,768
9	258,420	32,206	\$1,739,150	\$1,618,293	\$5,126	\$115,732	\$77,540	\$44,038	\$29,701	\$91,877
10	258,420	31,713	\$1,712,525	\$1,606,060	\$4,829	\$101,636	\$68,096	\$44,038	\$29,998	\$82,136
11	258,420	31,228	\$1,686,307	\$1,594,015	\$4,529	\$87,763	\$58,801	\$44,038	\$30,298	\$72,541
12	258,420	30,750	\$1,660,490	\$1,582,155	\$4,226	\$74,110	\$49,654	\$44,038	\$30,601	\$63,090
13	258,420	30,279	\$1,635,069	\$1,570,476	\$3,920	\$60,673	\$40,651	\$44,038	\$30,907	\$53,782
14	258,420	29,816	\$1,610,037	\$1,558,976	\$3,611	\$47,451	\$31,792	\$44,038	\$31,216	\$44,614
15	258,420	29,359	\$1,585,388	\$1,547,652	\$3,299	\$34,438	\$23,073	\$44,038	\$31,528	\$35,583
16	258,420	28,910	\$1,561,117	\$1,536,501	\$2,983	\$21,633	\$14,494	\$44,038	\$31,843	\$26,688
17	258,420	28,467	\$1,537,217	\$1,525,521	\$2,665	\$9,031	\$6,051	\$44,038	\$32,162	\$17,927
18	258,420	28,031	\$1,513,683	\$1,514,709	\$2,343	-\$3,369	-\$3,369	\$44,038	\$32,483	\$8,185
19	258,420	27,602	\$1,490,509	\$1,504,063	\$2,018	-\$15,572	-\$15,572	\$44,038	\$32,808	-\$4,342
20	258,420	27,179	\$1,467,690	\$1,493,579	\$1,690	-\$27,579	-\$27,579	\$44,038	\$33,136	-\$16,678
21	258,420	26,763	\$1,445,221	\$1,483,256	\$1,359	-\$39,395	-\$39,395	\$44,038	\$33,468	-\$28,824
22	258,420	26,354	\$1,423,095	\$1,473,092	\$1,024	-\$51,021	-\$51,021	\$44,038	\$33,802	-\$40,785
23	258,420	25,950	\$1,401,308	\$1,463,082	\$686	-\$62,460	-\$62,460	\$44,038	\$34,140	-\$52,563
24	258,420	25,553	\$1,379,855	\$1,453,226	\$345	-\$73,716	-\$73,716	\$44,038	\$34,482	-\$64,160
									VPN [USD]	\$1,025,075

Fuente: Autor.

La financiación del equipo considera cuotas mensuales fijas, en la Tabla 47 "Pago". Esta cuota está compuesta por el aporte a capital y los intereses cobrados por el vendedor por la financiación de los equipos; estos intereses se reconocen antes de impuestos con el fin de tener un valor base menor para el descuento del 33% , mientras que el capital se reconocerá después.

Tabla 47. Financiación de equipos. Pozo 1.

Mes	Saldo [USD]	Pago [USD]	Intereses [USD]	Capital [USD]	Saldo final [USD]
1	\$739,832	\$34,826	\$7,398	\$27,428	\$712,404
2	\$712,404	\$34,826	\$7,124	\$27,702	\$684,702
3	\$684,702	\$34,826	\$6,847	\$27,979	\$656,722
4	\$656,722	\$34,826	\$6,567	\$28,259	\$628,463
5	\$628,463	\$34,826	\$6,285	\$28,542	\$599,921
6	\$599,921	\$34,826	\$5,999	\$28,827	\$571,094
7	\$571,094	\$34,826	\$5,711	\$29,116	\$541,978
8	\$541,978	\$34,826	\$5,420	\$29,407	\$512,572
9	\$512,572	\$34,826	\$5,126	\$29,701	\$482,871
10	\$482,871	\$34,826	\$4,829	\$29,998	\$452,873
11	\$452,873	\$34,826	\$4,529	\$30,298	\$422,575
12	\$422,575	\$34,826	\$4,226	\$30,601	\$391,975
13	\$391,975	\$34,826	\$3,920	\$30,907	\$361,068
14	\$361,068	\$34,826	\$3,611	\$31,216	\$329,852
15	\$329,852	\$34,826	\$3,299	\$31,528	\$298,324
16	\$298,324	\$34,826	\$2,983	\$31,843	\$266,481
17	\$266,481	\$34,826	\$2,665	\$32,162	\$234,319
18	\$234,319	\$34,826	\$2,343	\$32,483	\$201,836
19	\$201,836	\$34,826	\$2,018	\$32,808	\$169,028
20	\$169,028	\$34,826	\$1,690	\$33,136	\$135,892
21	\$135,892	\$34,826	\$1,359	\$33,468	\$102,424
22	\$102,424	\$34,826	\$1,024	\$33,802	\$68,622
23	\$68,622	\$34,826	\$686	\$34,140	\$34,482
24	\$34,482	\$34,826	\$345	\$34,482	\$0

Fuente: Autor.

**b) Escenario 2: Diseños alternativos.**

A continuación del flujo de caja para el Pozo 1 con los equipos dispuesto para producir conjuntamente los fluidos de las Formaciones A y B.

**Tabla 48. Flujo de caja Pozo 1, diseño alternativo. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0									\$263,225	-\$263,225
1	337,770	50,801	\$2,743,233	2310156.38	\$6,142	\$426,935	\$286,046	\$36,559	\$22,770	\$299,835
2	337,770	50,023	\$2,701,235	2290862.05	\$5,914	\$404,459	\$270,988	\$36,559	\$22,998	\$284,549
3	337,770	49,257	\$2,659,881	2271863.1	\$5,684	\$382,334	\$256,163	\$36,559	\$23,228	\$269,495
4	337,770	48,503	\$2,619,160	2253155.02	\$5,452	\$360,553	\$241,570	\$36,559	\$23,460	\$254,669
5	337,770	47,760	\$2,579,062	2234733.35	\$5,217	\$339,111	\$227,204	\$36,559	\$23,695	\$240,069
6	337,770	47,029	\$2,539,578	2216593.7	\$4,980	\$318,003	\$213,062	\$36,559	\$23,932	\$225,690
7	337,770	46,309	\$2,500,698	2198731.76	\$4,741	\$297,225	\$199,141	\$36,559	\$24,171	\$211,529
8	337,770	45,600	\$2,462,414	2181143.28	\$4,499	\$276,771	\$185,437	\$36,559	\$24,413	\$197,583
9	337,770	44,902	\$2,424,715	2163824.07	\$4,255	\$256,636	\$171,946	\$36,559	\$24,657	\$183,848
10	337,770	44,215	\$2,387,594	2146770.01	\$4,009	\$236,816	\$158,666	\$36,559	\$24,903	\$170,322
11	337,770	43,538	\$2,351,041	2129977.03	\$3,760	\$217,305	\$145,594	\$36,559	\$25,152	\$157,001
12	337,770	42,871	\$2,315,048	2113441.15	\$3,508	\$198,099	\$132,726	\$36,559	\$25,404	\$143,881
13	337,770	42,215	\$2,279,606	2097158.42	\$3,254	\$179,194	\$120,060	\$36,559	\$25,658	\$130,961
14	337,770	41,569	\$2,244,706	2081124.98	\$2,997	\$160,584	\$107,591	\$36,559	\$25,915	\$118,236
15	337,770	40,932	\$2,210,341	2065336.99	\$2,738	\$142,266	\$95,318	\$36,559	\$26,174	\$105,703
16	337,770	40,306	\$2,176,502	2049790.71	\$2,477	\$124,235	\$83,237	\$36,559	\$26,435	\$93,361
17	337,770	39,689	\$2,143,181	2034482.44	\$2,212	\$106,486	\$71,346	\$36,559	\$26,700	\$81,205
18	337,770	39,081	\$2,110,370	2019408.53	\$1,945	\$89,016	\$59,641	\$36,559	\$26,967	\$69,233
19	337,770	38,483	\$2,078,061	2004565.39	\$1,676	\$71,820	\$48,120	\$36,559	\$27,236	\$57,442
20	337,770	37,893	\$2,046,247	1989949.5	\$1,403	\$54,895	\$36,779	\$36,559	\$27,509	\$45,830
21	337,770	37,313	\$2,014,920	1975557.36	\$1,128	\$38,235	\$25,617	\$36,559	\$27,784	\$34,392
22	337,770	36,742	\$1,984,073	1961385.56	\$850	\$21,837	\$14,631	\$36,559	\$28,062	\$23,128
23	337,770	36,180	\$1,953,698	1947430.73	\$570	\$5,698	\$3,817	\$36,559	\$28,342	\$12,034
24	337,770	35,626	\$1,923,788	1933689.53	\$286	-\$10,188	-\$10,188	\$36,559	\$28,626	-\$2,255
									VPN [USD]	\$2,914,028

Fuente: Autor.

**c) Escenario 3: Implementación del sistema dual.**

La tabla muestra los valores obtenidos para la determinación del flujo de caja del pozo 1 con la implementación del sistema dual.

Tabla 49. Flujo de caja Pozo 1, implementación del sistema dual. Pago diferido.

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0									\$815,752	-\$815,752
1	343,980	58,915	\$3,181,388	\$2,606,822	\$19,034	\$555,532	\$372,206	\$113,299	\$70,566	\$414,939
2	343,980	58,013	\$3,132,683	\$2,584,446	\$18,329	\$529,908	\$355,038	\$113,299	\$71,272	\$397,065
3	343,980	57,124	\$3,084,723	\$2,562,413	\$17,616	\$504,694	\$338,145	\$113,299	\$71,985	\$379,459
4	343,980	56,250	\$3,037,498	\$2,540,717	\$16,896	\$479,885	\$321,523	\$113,299	\$72,705	\$362,117
5	343,980	55,389	\$2,990,995	\$2,519,353	\$16,169	\$455,474	\$305,167	\$113,299	\$73,432	\$345,034
6	343,980	54,541	\$2,945,204	\$2,498,316	\$15,435	\$431,454	\$289,074	\$113,299	\$74,166	\$328,207
7	343,980	53,706	\$2,900,115	\$2,477,601	\$14,693	\$407,821	\$273,240	\$113,299	\$74,908	\$311,632
8	343,980	52,884	\$2,855,716	\$2,457,203	\$13,944	\$384,569	\$257,661	\$113,299	\$75,657	\$295,303
9	343,980	52,074	\$2,811,996	\$2,437,117	\$13,187	\$361,691	\$242,333	\$113,299	\$76,413	\$279,219
10	343,980	51,277	\$2,768,946	\$2,417,339	\$12,423	\$339,183	\$227,253	\$113,299	\$77,178	\$263,374
11	343,980	50,492	\$2,726,555	\$2,397,864	\$11,651	\$317,039	\$212,416	\$113,299	\$77,949	\$247,766
12	343,980	49,719	\$2,684,813	\$2,378,687	\$10,872	\$295,254	\$197,820	\$113,299	\$78,729	\$232,390
13	343,980	48,958	\$2,643,710	\$2,359,804	\$10,085	\$273,821	\$183,460	\$113,299	\$79,516	\$217,243
14	343,980	48,208	\$2,603,236	\$2,341,209	\$9,289	\$252,737	\$169,334	\$113,299	\$80,311	\$202,322
15	343,980	47,470	\$2,563,382	\$2,322,900	\$8,486	\$231,996	\$155,437	\$113,299	\$81,114	\$187,622
16	343,980	46,743	\$2,524,138	\$2,304,870	\$7,675	\$211,592	\$141,767	\$113,299	\$81,925	\$173,140
17	343,980	46,028	\$2,485,495	\$2,287,117	\$6,856	\$191,522	\$128,319	\$113,299	\$82,745	\$158,874
18	343,980	45,323	\$2,447,443	\$2,269,636	\$6,029	\$171,779	\$115,092	\$113,299	\$83,572	\$144,819
19	343,980	44,629	\$2,409,974	\$2,252,422	\$5,193	\$152,360	\$102,081	\$113,299	\$84,408	\$130,972
20	343,980	43,946	\$2,373,079	\$2,235,471	\$4,349	\$133,259	\$89,283	\$113,299	\$85,252	\$117,330
21	343,980	43,273	\$2,336,748	\$2,218,780	\$3,496	\$114,471	\$76,696	\$113,299	\$86,105	\$103,890
22	343,980	42,611	\$2,300,974	\$2,202,345	\$2,635	\$95,993	\$64,316	\$113,299	\$86,966	\$90,649
23	343,980	41,958	\$2,265,747	\$2,186,161	\$1,765	\$77,820	\$52,139	\$113,299	\$87,835	\$77,603
24	343,980	41,316	\$2,231,059	\$2,170,225	\$887	\$59,947	\$40,165	\$113,299	\$88,714	\$64,750
									VPN [USD]	\$ 4,282,973

Fuente: Autor.

Al igual que en los casos anteriores, en las Tablas 50 y 51 se discrimina por formación para determinar el aporte real de cada una.

**Tabla 50 Flujo de caja Formación A, Pozo 1, implementación del sistema dual. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0									\$148,999	-\$148,999
1	33,570	15,147	\$817,926	\$497,173	\$3,477	\$317,276	\$212,575	\$20,694	\$12,889	\$220,380
2	33,570	14,915	\$805,404	\$491,421	\$3,348	\$310,636	\$208,126	\$20,694	\$13,018	\$215,802
3	33,570	14,687	\$793,074	\$485,756	\$3,218	\$304,101	\$203,747	\$20,694	\$13,148	\$211,294
4	33,570	14,462	\$780,932	\$480,178	\$3,086	\$297,669	\$199,438	\$20,694	\$13,280	\$206,853
5	33,570	14,240	\$768,977	\$474,685	\$2,953	\$291,338	\$195,197	\$20,694	\$13,412	\$202,479
6	33,570	14,022	\$757,204	\$469,277	\$2,819	\$285,108	\$191,023	\$20,694	\$13,547	\$198,170
7	33,570	13,808	\$745,612	\$463,951	\$2,684	\$278,977	\$186,915	\$20,694	\$13,682	\$193,927
8	33,570	13,596	\$734,197	\$458,707	\$2,547	\$272,943	\$182,872	\$20,694	\$13,819	\$189,747
9	33,570	13,388	\$722,957	\$453,543	\$2,409	\$267,005	\$178,894	\$20,694	\$13,957	\$185,631
10	33,570	13,183	\$711,889	\$448,458	\$2,269	\$261,162	\$174,978	\$20,694	\$14,097	\$181,576
11	33,570	12,981	\$700,990	\$443,451	\$2,128	\$255,411	\$171,125	\$20,694	\$14,238	\$177,582
12	33,570	12,783	\$690,258	\$438,521	\$1,986	\$249,752	\$167,334	\$20,694	\$14,380	\$173,648
13	33,570	12,587	\$679,691	\$433,666	\$1,842	\$244,183	\$163,603	\$20,694	\$14,524	\$169,773
14	33,570	12,394	\$669,285	\$428,885	\$1,697	\$238,703	\$159,931	\$20,694	\$14,669	\$165,956
15	33,570	12,204	\$659,039	\$424,178	\$1,550	\$233,311	\$156,318	\$20,694	\$14,816	\$162,197
16	33,570	12,018	\$648,949	\$419,542	\$1,402	\$228,005	\$152,763	\$20,694	\$14,964	\$158,494
17	33,570	11,834	\$639,014	\$414,978	\$1,252	\$222,784	\$149,265	\$20,694	\$15,113	\$154,846
18	33,570	11,652	\$629,231	\$410,484	\$1,101	\$217,646	\$145,823	\$20,694	\$15,265	\$151,253
19	33,570	11,474	\$619,598	\$406,058	\$948	\$212,591	\$142,436	\$20,694	\$15,417	\$147,713
20	33,570	11,298	\$610,112	\$401,700	\$794	\$207,618	\$139,104	\$20,694	\$15,571	\$144,227
21	33,570	11,125	\$600,772	\$397,409	\$639	\$202,724	\$135,825	\$20,694	\$15,727	\$140,792
22	33,570	10,955	\$591,574	\$393,183	\$481	\$197,909	\$132,599	\$20,694	\$15,884	\$137,409
23	33,570	10,787	\$582,517	\$389,023	\$322	\$193,172	\$129,425	\$20,694	\$16,043	\$134,076
24	33,570	10,622	\$573,599	\$384,925	\$162	\$188,512	\$126,303	\$20,694	\$16,204	\$130,794
									VPN [USD]	\$ 3,616,265

Fuente: Autor.

**Tabla 51. Flujo de caja, Formación B, Pozo 1, Implementación del sistema dual. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0									\$666,754	-\$666,754
1	310,410	46,562	\$2,363,462	\$2,109,649	\$15,558	\$238,255	\$159,631	\$92,605	\$57,677	\$194,558
2	310,410	92,410	\$2,327,278	\$2,093,026	\$14,981	\$219,272	\$146,912	\$92,605	\$58,254	\$181,263
3	310,410	137,557	\$2,291,649	\$2,076,657	\$14,398	\$200,594	\$134,398	\$92,605	\$58,837	\$168,166
4	310,410	182,012	\$2,256,565	\$2,060,539	\$13,810	\$182,216	\$122,085	\$92,605	\$59,425	\$155,265
5	310,410	225,787	\$2,222,018	\$2,044,667	\$13,216	\$164,135	\$109,971	\$92,605	\$60,019	\$142,556
6	310,410	268,892	\$2,188,000	\$2,029,039	\$12,615	\$146,346	\$98,052	\$92,605	\$60,620	\$130,037
7	310,410	311,337	\$2,154,503	\$2,013,650	\$12,009	\$128,844	\$86,326	\$92,605	\$61,226	\$117,705
8	310,410	353,132	\$2,121,519	\$1,998,496	\$11,397	\$111,626	\$74,789	\$92,605	\$61,838	\$105,556
9	310,410	394,288	\$2,089,040	\$1,983,575	\$10,779	\$94,686	\$63,440	\$92,605	\$62,456	\$93,588
10	310,410	434,813	\$2,057,057	\$1,968,882	\$10,154	\$78,022	\$52,275	\$92,605	\$63,081	\$81,798
11	310,410	474,717	\$2,025,565	\$1,954,413	\$9,523	\$61,628	\$41,291	\$92,605	\$63,712	\$70,184
12	310,410	514,011	\$1,994,555	\$1,940,167	\$8,886	\$45,502	\$30,486	\$92,605	\$64,349	\$58,742
13	310,410	552,704	\$1,964,019	\$1,926,138	\$8,243	\$29,638	\$19,858	\$92,605	\$64,992	\$47,470
14	310,410	590,803	\$1,933,951	\$1,912,324	\$7,593	\$14,034	\$9,403	\$92,605	\$65,642	\$36,365
15	310,410	628,320	\$1,904,343	\$1,898,722	\$6,936	-\$1,315	-\$1,315	\$92,605	\$66,299	\$24,991
16	310,410	665,262	\$1,875,189	\$1,885,328	\$6,273	-\$16,413	-\$16,413	\$92,605	\$66,962	\$9,230
17	310,410	701,639	\$1,846,481	\$1,872,139	\$5,604	-\$31,262	-\$31,262	\$92,605	\$67,631	-\$6,289
18	310,410	737,459	\$1,818,212	\$1,859,152	\$4,927	-\$45,867	-\$45,867	\$92,605	\$68,308	-\$21,570
19	310,410	772,730	\$1,790,376	\$1,846,364	\$4,244	-\$60,232	-\$60,232	\$92,605	\$68,991	-\$36,618
20	310,410	807,462	\$1,762,966	\$1,833,771	\$3,554	-\$74,359	-\$74,359	\$92,605	\$69,681	-\$51,435
21	310,410	841,661	\$1,735,976	\$1,821,371	\$2,858	-\$88,253	-\$88,253	\$92,605	\$70,377	-\$66,025
22	310,410	875,337	\$1,709,399	\$1,809,162	\$2,154	-\$101,916	-\$101,916	\$92,605	\$71,081	-\$80,392
23	310,410	908,498	\$1,683,229	\$1,797,139	\$1,443	-\$115,352	-\$115,352	\$92,605	\$71,792	-\$94,540
24	310,410	941,151	\$1,657,460	\$1,785,300	\$725	-\$128,565	-\$128,565	\$92,605	\$72,510	-\$108,470
									VPN [USD]	\$ 484,955

Fuente: Autor.

Los valores son similares a los obtenidos con el pago al inicio del proyecto, se evidencia que la Formación A presenta mejores resultados en términos de valor presente neto.

#### 4.1.2.2 Pozo 2

##### a) Escenario 1: Equipos actuales.

La tabla 52 muestra el flujo de caja del Pozo 2 con produciendo con los equipos instalados actualmente.

**Tabla 52. Flujo de caja Pozo 2, sistema actual. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$424,620	-\$424,620
1	206,790	19,438	\$1,049,666	\$1,161,579	\$9,908	-\$121,821	\$58,975	\$36,732	-\$99,578
2	206,790	19,141	\$1,033,596	\$1,154,197	\$9,540	-\$130,141	\$58,975	\$37,099	-\$108,265
3	206,790	18,848	\$1,017,772	\$1,146,927	\$9,170	-\$138,324	\$58,975	\$37,470	-\$116,819
4	206,790	18,559	\$1,002,191	\$1,139,768	\$8,795	-\$146,372	\$58,975	\$37,845	-\$125,242
5	206,790	18,275	\$986,848	\$1,132,720	\$8,416	-\$154,288	\$58,975	\$38,223	-\$133,536
6	206,790	17,995	\$971,740	\$1,125,779	\$8,034	-\$162,073	\$58,975	\$38,605	-\$141,703
7	206,790	17,720	\$956,863	\$1,118,944	\$7,648	-\$169,729	\$58,975	\$38,991	-\$149,746
8	206,790	17,448	\$942,214	\$1,112,214	\$7,258	-\$177,258	\$58,975	\$39,381	-\$157,665
9	206,790	17,181	\$927,789	\$1,105,587	\$6,864	-\$184,662	\$58,975	\$39,775	-\$165,462
10	206,790	16,918	\$913,585	\$1,099,061	\$6,467	-\$191,943	\$58,975	\$40,173	-\$173,141
11	206,790	16,659	\$899,599	\$1,092,636	\$6,065	-\$199,102	\$58,975	\$40,575	-\$180,702
12	206,790	16,404	\$885,826	\$1,086,309	\$5,659	-\$206,141	\$58,975	\$40,980	-\$188,147
13	206,790	16,153	\$872,265	\$1,080,078	\$5,249	-\$213,063	\$58,975	\$41,390	-\$195,478
14	206,790	15,906	\$858,911	\$1,073,943	\$4,835	-\$219,868	\$58,975	\$41,804	-\$202,697
15	206,790	15,662	\$845,761	\$1,067,902	\$4,417	-\$226,558	\$58,975	\$42,222	-\$209,805
16	206,790	15,422	\$832,813	\$1,061,953	\$3,995	-\$233,135	\$58,975	\$42,644	-\$216,805
17	206,790	15,186	\$820,063	\$1,056,096	\$3,569	-\$239,601	\$58,975	\$43,071	-\$223,697
18	206,790	14,954	\$807,508	\$1,050,328	\$3,138	-\$245,958	\$58,975	\$43,501	-\$230,484
19	206,790	14,725	\$795,146	\$1,044,648	\$2,703	-\$252,206	\$58,975	\$43,937	-\$237,167
20	206,790	14,499	\$782,973	\$1,039,056	\$2,264	-\$258,347	\$58,975	\$44,376	-\$243,748
21	206,790	14,278	\$770,986	\$1,033,549	\$1,820	-\$264,383	\$58,975	\$44,820	-\$250,228
22	206,790	14,059	\$759,182	\$1,028,126	\$1,372	-\$270,316	\$58,975	\$45,268	-\$256,608
23	206,790	13,844	\$747,560	\$1,022,787	\$919	-\$276,146	\$58,975	\$45,721	-\$262,891
24	206,790	13,632	\$736,115	\$1,017,529	\$462	-\$281,875	\$58,975	\$46,178	-\$269,078
								VPN [USD]	-\$4,432,817

Fuente: Autor.

**b) Escenario 2: Diseños alternativos.**

La Tabla 53 muestra los valores obtenido de flujo de caja del Pozo 2 produciendo con un único equipo de bombeo electrosumergible.

**Tabla 53. Flujo de caja Pozo 2, diseño alternativo. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$581,428	-\$581,428
1	388,980	65,815	\$3,554,032	\$2,880,476	\$13,567	\$659,990	\$80,754	\$50,296	\$472,651
2	388,980	64,808	\$3,499,622	\$2,855,479	\$13,064	\$631,079	\$80,754	\$50,799	\$452,778
3	388,980	63,816	\$3,446,045	\$2,830,865	\$12,556	\$602,624	\$80,754	\$51,307	\$433,205
4	388,980	62,839	\$3,393,288	\$2,806,627	\$12,043	\$574,618	\$80,754	\$51,820	\$413,927
5	388,980	61,877	\$3,341,338	\$2,782,761	\$11,524	\$547,053	\$80,754	\$52,338	\$394,941
6	388,980	60,929	\$3,290,184	\$2,759,260	\$11,001	\$519,923	\$80,754	\$52,862	\$376,240
7	388,980	59,997	\$3,239,813	\$2,736,119	\$10,472	\$493,222	\$80,754	\$53,390	\$357,822
8	388,980	59,078	\$3,190,213	\$2,713,332	\$9,939	\$466,943	\$80,754	\$53,924	\$339,681
9	388,980	58,174	\$3,141,373	\$2,690,893	\$9,399	\$441,080	\$80,754	\$54,464	\$321,814
10	388,980	57,283	\$3,093,280	\$2,668,799	\$8,855	\$415,627	\$80,754	\$55,008	\$304,215
11	388,980	56,406	\$3,045,924	\$2,647,042	\$8,305	\$390,577	\$80,754	\$55,558	\$286,882
12	388,980	55,542	\$2,999,292	\$2,625,619	\$7,749	\$365,924	\$80,754	\$56,114	\$269,809
13	388,980	54,692	\$2,953,375	\$2,604,524	\$7,188	\$341,663	\$80,754	\$56,675	\$252,993
14	388,980	53,855	\$2,908,160	\$2,583,752	\$6,621	\$317,787	\$80,754	\$57,242	\$236,429
15	388,980	53,030	\$2,863,638	\$2,563,297	\$6,049	\$294,292	\$80,754	\$57,814	\$220,115
16	388,980	52,218	\$2,819,797	\$2,543,156	\$5,471	\$271,170	\$80,754	\$58,392	\$204,045
17	388,980	51,419	\$2,776,627	\$2,523,323	\$4,887	\$248,417	\$80,754	\$58,976	\$188,217
18	388,980	50,632	\$2,734,118	\$2,503,794	\$4,297	\$226,028	\$80,754	\$59,566	\$172,626
19	388,980	49,857	\$2,692,261	\$2,484,564	\$3,701	\$203,996	\$80,754	\$60,162	\$157,269
20	388,980	49,093	\$2,651,043	\$2,465,628	\$3,100	\$182,316	\$80,754	\$60,763	\$142,142
21	388,980	48,342	\$2,610,457	\$2,446,982	\$2,492	\$160,984	\$80,754	\$61,371	\$127,242
22	388,980	47,602	\$2,570,493	\$2,428,622	\$1,878	\$139,993	\$80,754	\$61,985	\$112,564
23	388,980	46,873	\$2,531,140	\$2,410,542	\$1,258	\$119,339	\$80,754	\$62,605	\$98,107
24	388,980	46,155	\$2,492,389	\$2,392,740	\$632	\$99,018	\$80,754	\$63,231	\$83,865
								VPN [USD]	\$5,334,989

Fuente: Autor.

**c) Escenario 3: Implementación del sistema dual.**

La Tabla 54 muestra el flujo de caja del Pozo 2 con la implementación del sistema dual.

**Tabla 54. Flujo de caja Pozo2, Implementación del sistema dual. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0									\$1,010,935	-\$1,010,935
1	128,100	74,485	\$4,022,172	\$3,238,837	\$23,588	\$759,747	\$509,030	\$166,713	\$87,451	\$588,293
2	128,100	73,344	\$3,960,594	\$3,207,995	\$22,714	\$729,886	\$489,023	\$164,161	\$88,325	\$564,859
3	128,100	72,221	\$3,899,960	\$3,177,625	\$21,831	\$700,504	\$469,338	\$161,648	\$89,208	\$541,777
4	128,100	71,116	\$3,840,253	\$3,147,720	\$20,939	\$671,595	\$449,968	\$159,173	\$90,101	\$519,041
5	128,100	70,027	\$3,781,461	\$3,118,273	\$20,038	\$643,150	\$430,911	\$156,736	\$91,002	\$496,645
6	128,100	68,955	\$3,723,569	\$3,089,277	\$19,128	\$615,164	\$412,160	\$154,336	\$91,912	\$474,585
7	128,100	67,899	\$3,666,563	\$3,060,725	\$18,209	\$587,630	\$393,712	\$151,974	\$92,831	\$452,855
8	128,100	66,860	\$3,610,430	\$3,032,609	\$17,280	\$560,540	\$375,562	\$149,647	\$93,759	\$431,450
9	128,100	65,836	\$3,555,156	\$3,004,925	\$16,343	\$533,889	\$357,706	\$147,356	\$94,697	\$410,365
10	128,100	64,828	\$3,500,729	\$2,977,664	\$15,396	\$507,669	\$340,138	\$145,100	\$95,644	\$389,595
11	128,100	63,836	\$3,447,134	\$2,950,820	\$14,439	\$481,875	\$322,856	\$142,879	\$96,600	\$369,135
12	128,100	62,859	\$3,394,361	\$2,924,388	\$13,473	\$456,500	\$305,855	\$140,691	\$97,566	\$348,980
13	128,100	61,896	\$3,342,395	\$2,898,360	\$12,498	\$431,537	\$289,130	\$138,537	\$98,542	\$329,126
14	128,100	60,949	\$3,291,224	\$2,872,730	\$11,512	\$406,982	\$272,678	\$136,416	\$99,527	\$309,567
15	128,100	60,016	\$3,240,837	\$2,847,493	\$10,517	\$382,827	\$256,494	\$134,328	\$100,522	\$290,300
16	128,100	59,097	\$3,191,222	\$2,822,643	\$9,512	\$359,068	\$240,575	\$132,271	\$101,528	\$271,319
17	128,100	58,192	\$3,142,366	\$2,798,172	\$8,496	\$335,697	\$224,917	\$130,246	\$102,543	\$252,621
18	128,100	57,301	\$3,094,258	\$2,774,077	\$7,471	\$312,710	\$209,516	\$128,252	\$103,568	\$234,200
19	128,100	56,424	\$3,046,887	\$2,750,350	\$6,435	\$290,101	\$194,368	\$126,289	\$104,604	\$216,053
20	128,100	55,560	\$3,000,240	\$2,726,987	\$5,389	\$267,865	\$179,469	\$124,356	\$105,650	\$198,175
21	128,100	54,709	\$2,954,308	\$2,703,981	\$4,333	\$245,995	\$164,817	\$122,452	\$106,706	\$180,562
22	128,100	53,872	\$2,909,079	\$2,681,327	\$3,266	\$224,487	\$150,406	\$120,577	\$107,774	\$163,210
23	128,100	53,047	\$2,864,543	\$2,659,020	\$2,188	\$203,335	\$136,234	\$118,731	\$108,851	\$146,114
24	128,100	52,235	\$2,820,688	\$2,637,055	\$1,099	\$182,534	\$122,298	\$116,913	\$109,940	\$129,271
									VPN [USD]	\$ 6,628,618

Fuente: Autor.

Las Tablas 55 y 56 muestran el flujo de caja por formación del Pozo 2 con la implementación del sistema dual.

**Tabla 55. Flujo de caja Formación A, Pozo 2, Implementación del sistema dual. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPMI]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	Utilidad después de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0									\$340,133	-\$340,133
1	128,100	48,166	\$2,600,942	\$1,626,457	\$7,936	\$966,548	\$647,587	\$47,241	\$29,423	\$665,405
2	128,100	47,428	\$2,561,123	\$1,608,164	\$7,642	\$945,317	\$633,363	\$47,241	\$29,717	\$650,886
3	128,100	46,702	\$2,521,914	\$1,590,150	\$7,345	\$924,418	\$619,360	\$47,241	\$30,015	\$636,586
4	128,100	45,987	\$2,483,305	\$1,572,413	\$7,045	\$903,847	\$605,578	\$47,241	\$30,315	\$622,504
5	128,100	45,283	\$2,445,287	\$1,554,947	\$6,742	\$883,598	\$592,011	\$47,241	\$30,618	\$608,634
6	128,100	44,590	\$2,407,851	\$1,537,748	\$6,436	\$863,667	\$578,657	\$47,241	\$30,924	\$594,974
7	128,100	43,907	\$2,370,988	\$1,520,812	\$6,126	\$844,049	\$565,513	\$47,241	\$31,233	\$581,520
8	128,100	43,235	\$2,334,689	\$1,504,136	\$5,814	\$824,739	\$552,575	\$47,241	\$31,546	\$568,270
9	128,100	42,573	\$2,298,946	\$1,487,715	\$5,499	\$805,732	\$539,841	\$47,241	\$31,861	\$555,220
10	128,100	41,921	\$2,263,751	\$1,471,546	\$5,180	\$787,025	\$527,307	\$47,241	\$32,180	\$542,368
11	128,100	41,280	\$2,229,094	\$1,455,624	\$4,858	\$768,612	\$514,970	\$47,241	\$32,501	\$529,709
12	128,100	40,648	\$2,194,968	\$1,439,946	\$4,533	\$750,489	\$502,827	\$47,241	\$32,826	\$517,242
13	128,100	40,025	\$2,161,364	\$1,424,508	\$4,205	\$732,651	\$490,876	\$47,241	\$33,155	\$504,962
14	128,100	39,412	\$2,128,274	\$1,409,306	\$3,873	\$715,095	\$479,114	\$47,241	\$33,486	\$492,868
15	128,100	38,809	\$2,095,692	\$1,394,337	\$3,538	\$697,816	\$467,537	\$47,241	\$33,821	\$480,957
16	128,100	38,215	\$2,063,608	\$1,379,597	\$3,200	\$680,811	\$456,143	\$47,241	\$34,159	\$469,224
17	128,100	37,630	\$2,032,015	\$1,365,083	\$2,859	\$664,074	\$444,929	\$47,241	\$34,501	\$457,669
18	128,100	37,054	\$2,000,906	\$1,350,791	\$2,514	\$647,602	\$433,893	\$47,241	\$34,846	\$446,288
19	128,100	36,487	\$1,970,273	\$1,336,717	\$2,165	\$631,391	\$423,032	\$47,241	\$35,194	\$435,078
20	128,100	35,928	\$1,940,109	\$1,322,860	\$1,813	\$615,436	\$412,342	\$47,241	\$35,546	\$424,037
21	128,100	35,378	\$1,910,407	\$1,309,214	\$1,458	\$599,735	\$401,823	\$47,241	\$35,902	\$413,162
22	128,100	34,836	\$1,881,160	\$1,295,777	\$1,099	\$584,284	\$391,470	\$47,241	\$36,261	\$402,450
23	128,100	34,303	\$1,852,360	\$1,282,546	\$736	\$569,078	\$381,282	\$47,241	\$36,623	\$391,899
24	128,100	33,778	\$1,824,002	\$1,269,518	\$370	\$554,114	\$371,256	\$47,241	\$36,990	\$381,507
									VPN [USD]	\$ 10,880,416

Fuente: Autor.

**Tabla 56. Flujo de caja, Formación B, Pozo 2, Implementación del sistema dual. Pago diferido.**

Mes	Caudal de fluido [BFBPM]	Producción después de regalías [BOPM]	Utilidad bruta [USD]	Costos operativos y DD&AA [USD]	Intereses de la financiación [USD]	Utilidad antes de impuestos [USD]	DD&AA [USD]	Inversión [USD]	Flujo de caja [USD]
0								\$670,802	-\$670,802
1	279,990	26,319	\$1,421,229	\$1,586,074	\$15,652	-\$180,496	\$93,167	\$58,028	-\$145,357
2	279,990	25,916	\$1,399,471	\$1,576,078	\$15,072	-\$191,678	\$93,167	\$58,608	-\$157,119
3	279,990	25,519	\$1,378,046	\$1,566,234	\$14,486	-\$202,674	\$93,167	\$59,194	-\$168,701
4	279,990	25,129	\$1,356,949	\$1,556,542	\$13,894	-\$213,487	\$93,167	\$59,786	-\$180,106
5	279,990	24,744	\$1,336,174	\$1,546,998	\$13,296	-\$224,119	\$93,167	\$60,384	-\$191,336
6	279,990	24,365	\$1,315,718	\$1,537,600	\$12,692	-\$234,574	\$93,167	\$60,988	-\$202,394
7	279,990	23,992	\$1,295,575	\$1,528,346	\$12,082	-\$244,853	\$93,167	\$61,597	-\$213,283
8	279,990	23,625	\$1,275,741	\$1,519,234	\$11,466	-\$254,959	\$93,167	\$62,213	-\$224,006
9	279,990	23,263	\$1,256,210	\$1,510,261	\$10,844	-\$264,895	\$93,167	\$62,836	-\$234,564
10	279,990	22,907	\$1,236,978	\$1,501,426	\$10,216	-\$274,663	\$93,167	\$63,464	-\$244,960
11	279,990	22,556	\$1,218,041	\$1,492,725	\$9,581	-\$284,266	\$93,167	\$64,099	-\$255,197
12	279,990	22,211	\$1,199,393	\$1,484,158	\$8,940	-\$293,705	\$93,167	\$64,740	-\$265,278
13	279,990	21,871	\$1,181,031	\$1,475,722	\$8,293	-\$302,984	\$93,167	\$65,387	-\$275,204
14	279,990	21,536	\$1,162,950	\$1,467,416	\$7,639	-\$312,105	\$93,167	\$66,041	-\$284,979
15	279,990	21,206	\$1,145,146	\$1,459,236	\$6,978	-\$321,069	\$93,167	\$66,701	-\$294,603
16	279,990	20,882	\$1,127,614	\$1,451,182	\$6,311	-\$329,879	\$93,167	\$67,368	-\$304,080
17	279,990	20,562	\$1,110,351	\$1,443,251	\$5,638	-\$338,538	\$93,167	\$68,042	-\$313,413
18	279,990	20,247	\$1,093,352	\$1,435,441	\$4,957	-\$347,047	\$93,167	\$68,722	-\$322,602
19	279,990	19,937	\$1,076,614	\$1,427,751	\$4,270	-\$355,408	\$93,167	\$69,410	-\$331,651
20	279,990	19,632	\$1,060,131	\$1,420,179	\$3,576	-\$363,624	\$93,167	\$70,104	-\$340,561
21	279,990	19,332	\$1,043,901	\$1,412,723	\$2,875	-\$371,697	\$93,167	\$70,805	-\$349,334
22	279,990	19,036	\$1,027,920	\$1,405,381	\$2,167	-\$379,628	\$93,167	\$71,513	-\$357,974
23	279,990	18,744	\$1,012,183	\$1,398,151	\$1,452	-\$387,420	\$93,167	\$72,228	-\$366,481
24	279,990	18,457	\$996,687	\$1,391,032	\$730	-\$395,074	\$93,167	\$72,950	-\$374,858

Fuente: Autor.

En general los resultados de pago diferido son similares a los calculados con el pago de los equipos al inicio del proyecto. La Tabla 57 compara los resultados obtenidos únicamente para el Pozo 1, donde es viable la implementación de los sistemas en el tiempo de análisis.

**Tabla 57. Comparación de resultados pago t=0 y pago diferido.**

		Pozo 1				
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3		
Formación		B	A y B	A	B	Total
t=0	VPN [kUSD]	\$970	\$2,900	\$3,610	\$450	\$4,280
Cuotas	VPN [kUSD]	\$1,030	\$2,910	\$3,620	\$480	\$4,280
t=0	TIR [%]	13	32	45	4	14
Cuotas	TIR [%]	6	11	15	3	9

Fuente: Autor.

La implementación de cualquiera de los escenarios genera utilidades similares para el inversionista, la diferencia se hace evidente en la TIR, debido a parte del capital invertido no es de propiedad del inversionista y este debe pagar un interés por concepto de la financiación, es por esto que la tasa interna retorno será diferente para el caso del equipo financiado. La escogencia de un sistema de pago está en función de la solvencia que pueda tener la compañía operadora, de la existencia o escasas de proyectos de inversión más rentable, etc.

En cuanto al Pozo, si se inicia la producción de la formación A con el equipo sugerido para la misma, después de 7 años se obtiene un valor presente neto de 16.600 kUSD, con una TIR de 59%, muy por encima de la tasa de oportunidad de la empresa operadora.

#### **4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

Se emplea el complemento de Microsoft Excell Crystal Ball de la empresa ORACLE para realizar un análisis de la influencia de cada una de las variables asociadas en el análisis financiero. Crystal Ball es un complemento que da una visión confiable para toma de decisiones en proyectos de inversión.

Crystal Ball emplea diferentes distribuciones de probabilidad para cada uno de los parámetros a sensibilizar, mediante simulación Montecarlo genera escenarios aleatorios y los almacena, finalmente muestra una curva de distribución de frecuencia que indica los escenarios más frecuentes y por tanto más probables. Estas distribuciones de frecuencia, así como las variaciones de los parámetros y el número de iteraciones son seleccionadas por el usuario.

En este caso se sensibilizarán los siguientes parámetros:

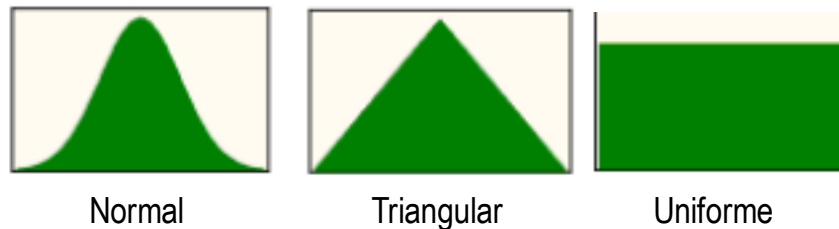
**Tabla 58. Parámetros del análisis de sensibilidad.**

Parámetros		Variación		Distribución
Precio del crudo [USD/bbl]	54	50	80	Uniforme
Lifting cost [USD/Bbl]	13	12	14	Normal
Tto agua producción [USD/Bbl]	3	3	4	Triangular
Transporte petróleo [USD/Bbl]	15	7	15	Normal
Caudal de fluido @ Hz	60	45	65	Normal
Corte de agua	Actual	Actual	Máximo	Normal
Precio de ESP [% del real]	100	70	100	Normal

Fuente: Autor.

Las distribuciones de probabilidad que se usarán son:

**Figura 32. Distribuciones de probabilidad.**

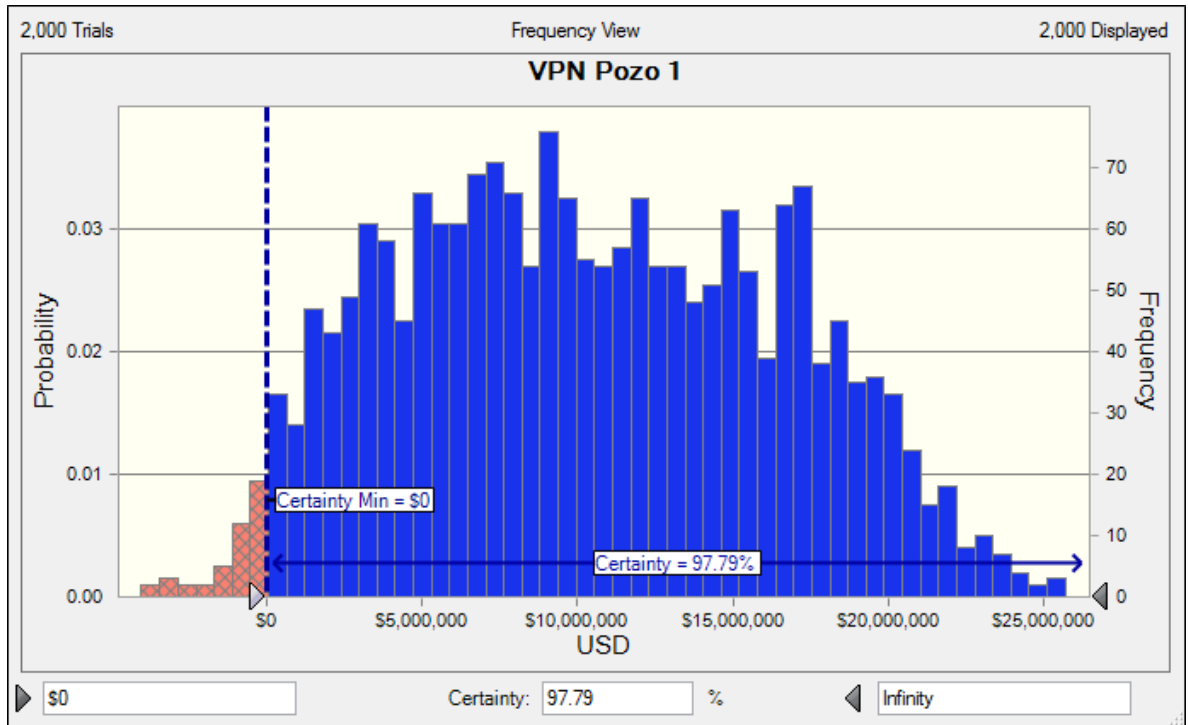


Fuente: Modificado de Crystal Ball, galería de distribuciones de probabilidad.

La selección de la distribución está en función del parámetro que representa y la probabilidad que tiene de adoptar los valores máximos y mínimos establecidos.

El complemento arroja una gráfica que indica la frecuencia con la que se repite un valor obtenido de VPN.

Figura 33. Gráfica de frecuencia, Pozo 1.

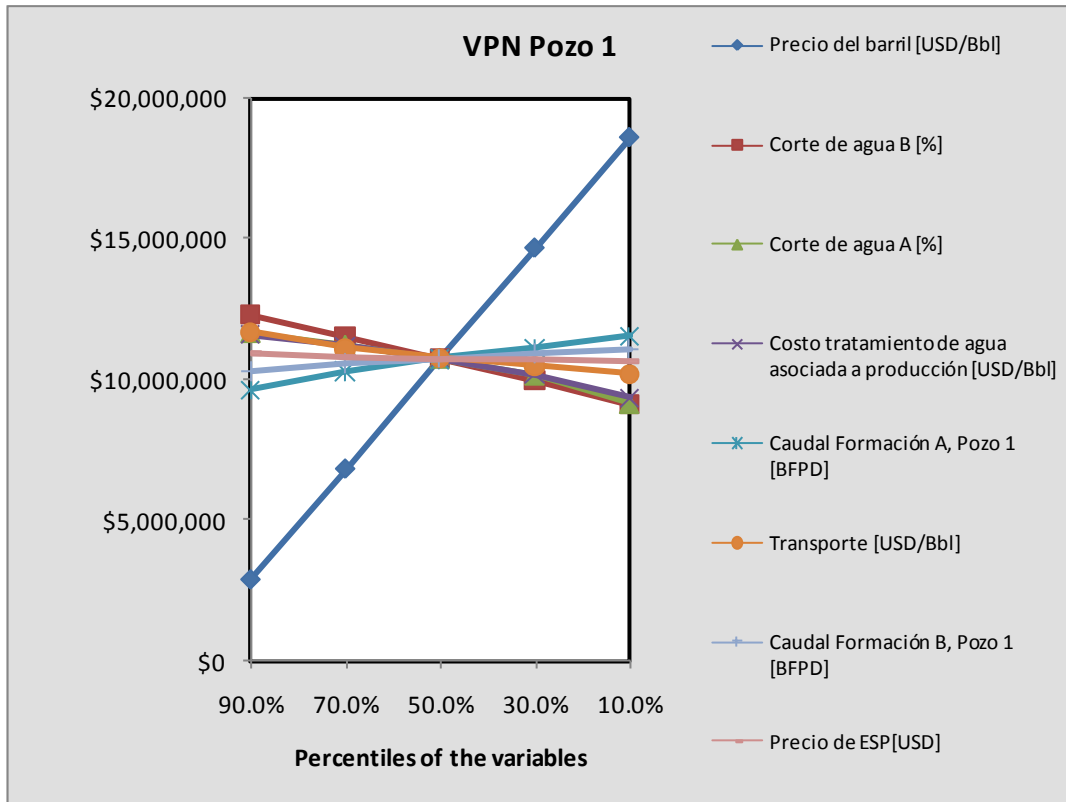


Fuente:CrystalBall ®

Cada barra representa la probabilidad de recibir un ingreso determinado, el complemento determina la frecuencia con la que se obtuvo un resultado y determina la probabilidad teniendo en cuenta el número de iteraciones totales. En la parte inferior se indica el rango que se ha seleccionado, en este caso la probabilidad de tener un VPN entre cero e infinito es de 98%, es decir, se puede asegurar éxito de la inversión.

Adicionalmente, se muestra una gráfica de sensibilidad, la Figura 33 muestra la influencia que cada celda sensibilizada tiene sobre el valor presente neto calculado.

Figura 34. Sensibilidad a los parámetros, Pozo 1.



Fuente:CrystalBall ®

Esta gráfica muestra el cambio que tendría el VPN del proyecto si se modifica un parámetro independientemente, los percentiles en el eje de las X indican la magnitud de la variación del parámetro, siendo el percentil 50% el caso base.

Las líneas que tienen mayor pendiente serán los parámetros más sensibles del VPN, una línea de pendiente positiva representa la variación de un parámetro directamente proporcional a éste, por el contrario, las pendientes negativas indican parámetros inversamente proporcionales al VPN.

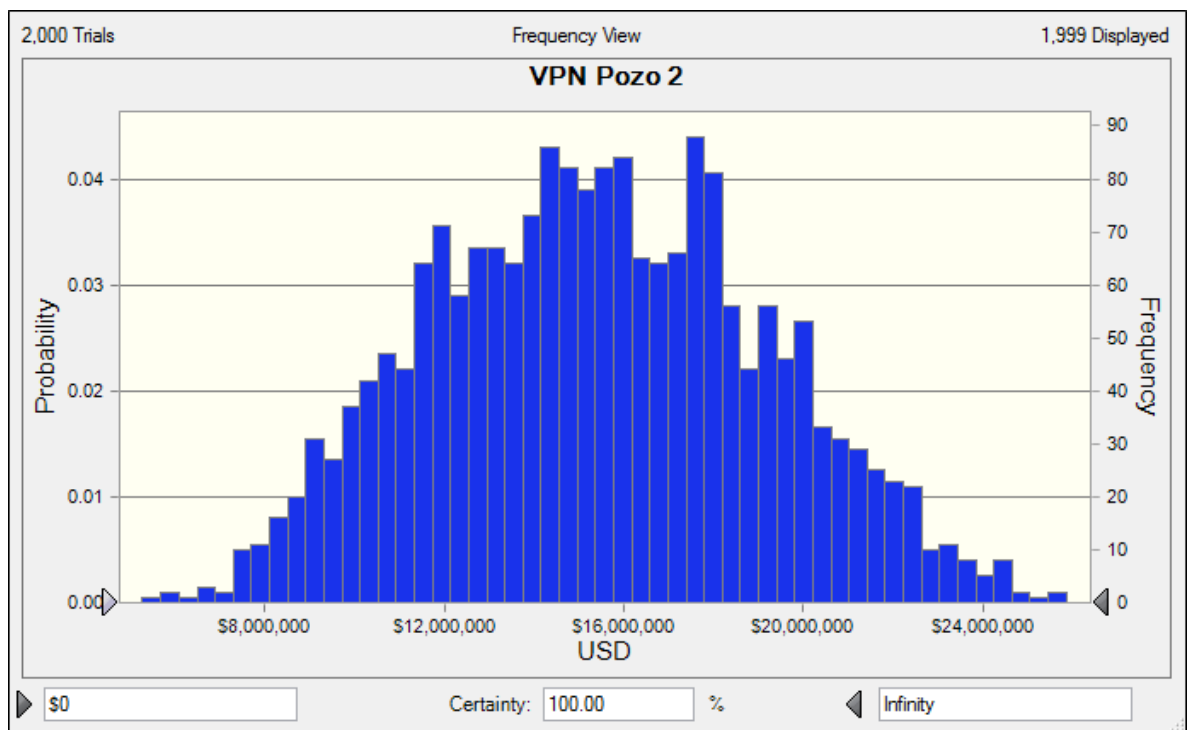
En el caso del Pozo 1 la variable más influyente será el precio del barril de crudo, seguido del corte de agua de las formaciones que estará influyendo directamente en los costos operativos del proyecto.

Se evidencia que los costos operativos y la inversión hecha en el equipo son factores secundarios en la determinación de los ingresos totales del proyecto, siendo el precio del sistema de bombeo el factor menos influyente.

Si se decide invertir en la aplicación dual la variable a clave es el corte de agua producido en las formaciones, si se emplean métodos para controlar parcialmente la producción de agua podría obtenerse mejores resultados en términos de ingresos del proyecto.

En el caso del Pozo 2 las posibilidades de éxito son del 100%, la producción de la Formación A produce grandes beneficios a la empresa operadora.

**Figura 35. Distribución de frecuencia, Pozo 2.**

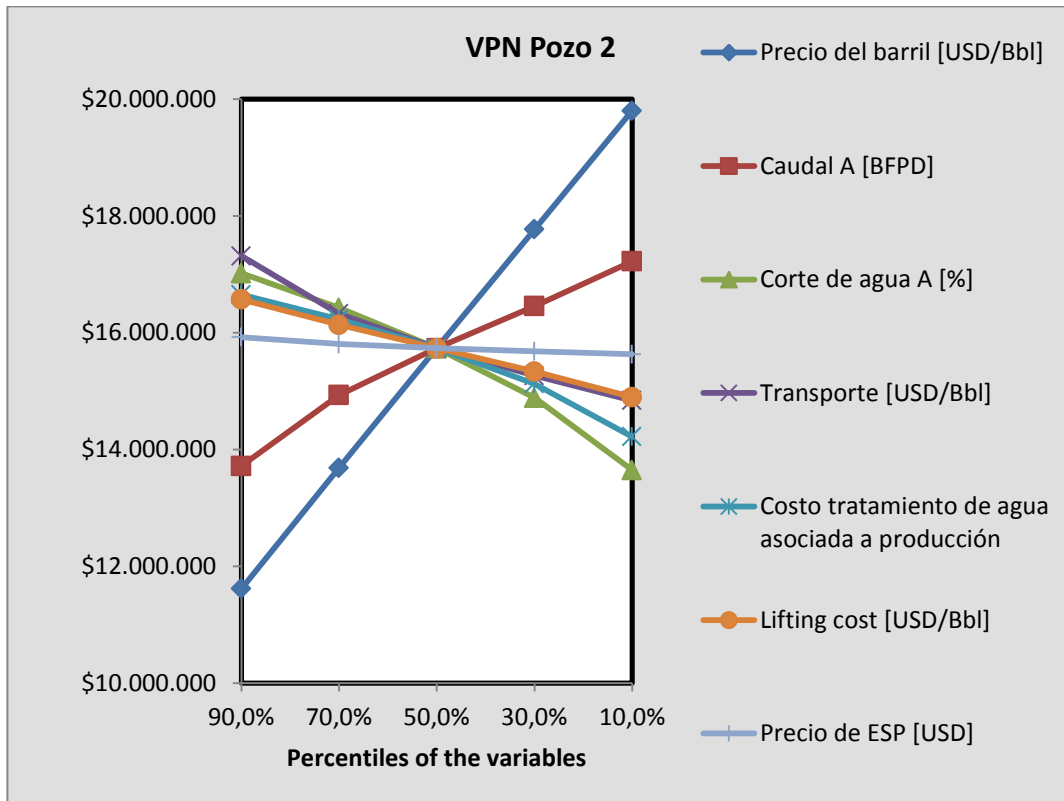


Fuente:CrystalBall ®

La Figura 34 indica que la mayor probabilidad es tener ingresos en el rango de 14.000 kUSD y 18.000 kUSD.

La figura 36 muestra en la sensibilización a algunos parámetros:

**Figura 36. Sensibilidad a los parámetros, Pozo 2.**



Fuente:CrystalBall ©

El igual que para el Pozo 1, el factor determinante es el precio del barril de crudo, seguido por la producción de fluido del pozo.

Los costos operativos tienen una relación inversa al VPN del proyecto y su influencia está por encima de la que tiene la inversión realizada en el equipo de bombeo electrosumergible.

En caso de producir el Pozo 2 con los equipos propuestos, la variable a optimizar para obtener mejores resultados es la producción del pozo. Al aumentar la producción el incremento en el volumen de agua producida afectará los costos operativos, podría considerarse invertir en tecnologías para controlar la cantidad de agua o hacer más económico su tratamiento.

## 5 RECOMENDACIONES

Reunir la mayor cantidad de información confiable del pozo y yacimiento ya que el éxito de la implementación de un sistema de levantamiento artificial está en función de la veracidad de la información con la que se haya diseñado.

Se recomienda producir los pozos con los equipos diseñados para cada aplicación teniendo en cuenta las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos, de esta forma se obtuvieron mejores resultados en términos de producción e ingresos.

Se recomienda producir el Pozo 1 con el sistema dual propuesto, interrumpiendo la producción de la Formación B en el periodo 15 y continuando la producción de la Formación A hasta su límite financiero.

Se sugiere mantener detenida la producción de la Formación B del Pozo 2 y recañonear el pozo para iniciar la producción de la Formación A ya que su potencial puede ser aprovechado.

Se recomienda considerar la implementación de algún mecanismo para reducir el porcentaje de agua de producción en la Formación B y reactivar su producción nuevamente.

## 6 CONCLUSIONES

La implementación de la configuración dual es técnicamente viable para la producción de los dos pozos. Las condiciones individuales permiten la instalación de los equipos en el arreglo propuesto, obteniendo un aumento en el caudal de producción.

El manejo de agua es un factor crítico en el análisis de viabilidad financiera de la producción de estos pozos; cortes de agua mayores a 89% hacen inviable la producción de estos pozos, debido a que los ingresos obtenidos por la producción de aceite no cubren los costos de tratamiento de agua.

La utilización de un índice de productividad compuesto permite representar la producción de las formaciones en conjunto. Esta alternativa de producción es técnica y financieramente viable, sin embargo, la implementación de sistemas independientes permite la producción selectiva de las formaciones haciendo posible interrumpir la operación de uno de los dos equipos cuando sea necesario.

La optimización de la producción de los Pozos 1 y 2 debe enfocarse en aumentar el caudal de fluido y disminuir los costos operativos ya que éstos son los parámetros determinantes del análisis financiero. Aunque la inversión inicial realizada en el sistema de levantamiento puede parecer elevada, no es el factor más influyente en la viabilidad financiera de este proyecto.

El estudio de la viabilidad técnico-financiera de la implementación de una configuración dual es un ejercicio independiente en cada aplicación. Se demostró que se obtienen resultados diferentes al realizar el análisis para dos pozos

pertenecientes a un campo, que producen de las mismas formaciones, con características similares y bajo las mismas condiciones de producción.

## 7 BIBLIOGRAFIA

ALVAREZ N, BARRERO D, AGUIA Y, ROBLEDO A, HERNANDEZ C, MARTINEZ J, ROJAS O, VALENCIA E, ALVAREZ M, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, ANH. High potential moderately explored basin.

BAKER HUGHES CENTRILIFT SUBMERSIBLE PUMP HANDBOOK. Ninth Edition.

BENNETT E.O., Multiple-Zone Completions. Continental Oil Co.

DAVIES DR, NARAYANASAMY R, KRISTENSEN B, SOMERVILLE J.M, Analysis of Possible Application of Dual ESPs – A Reservoir-Engineering Perspective. SPE Heriot-Watt University.

DUARTE T, JIMENEZ R, RUIZ M. Análisis económico de proyectos de inversión. Universidad Tecnológica de Pereira.

DUNN CLEGG J. High-rate Artificial lift. SPE, Shell Oil Co.

PANEL: NEELY B, GIPSON J, CLEGG J, CAPPS B, WILSON P. Selection of Artificial Lift Method.

GLANDT, C.A., Reservoir Aspects of Smart Wells. Shell Internation E&P.

ALI M.A., Integrating ESPs with intelligent Completions: Options, Benefits and Risk. Schlumberger.

HARPER GM, Concentric Completions of Oil and Gas Wells. Union Oil SO. Of California.

HODGES J.W., New Tool Permits Simultaneous Production of Two Reservoirs Through the Same Flow String.

MERCADO O, ECOPETROL, VELEZ J, HALLIBURTON, FIPKE S, HALLIBURTON. "Multilateral Wells in the Castilla Field of Eastern Colombia: A case History of the Guadalupe Reservoir". 2009. SPE/iadc 119458.

MILLER E.B., A Survey of Dual Completions. Tide Water Associated Oil Co.

REPUBLICA DE COLOMBIA. SECRETARIA DEL SENADO. Ley 141 de 1994. Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones.

REPUBLICA DE COLOMBIA. SECRETARIA DEL SENADO. Ley 756 de 2002. Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones

SHIRALL C. MORADL, An Innovative Single-Completion Design With Y-Block and ESP for Multiple Reservoirs. SPE, Atlantic Richfield Intl. Inc.

TAKACS G. Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations and Maintenance.

VARGAS C. Presentación: "Características cuenca de los llanos orientales y descripción de bloques" Vargas, Carlos. Presentada en el Taller Para Empresas Pre-calificadas. Proceso Licitatorio Proyecto DCP-Zona Oriental. Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

ZABA J, SCHAEFER H, ONEAL G. Producing Dually Completed Wells. Pan American Petroleum Corp.

## 8 ANEXOS

### **ANEXO A: RESOLUCION 18-1495 DEL 2 DE SEPTIMBRE DE 2009**

Por medio de esta resolución se establecen normas en relación con la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

Esta resolución indica en su artículo 42 que los yacimientos de petróleo o gas deberán explotarse individualmente, sin embargo el Ministerio de Minas y Energía puede autorizar la producción a través de un mismo pozo bajo alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando se tengan intervalos productores con características litológicas, propiedades de los fluidos y presiones similares.
- Cuando la producción independiente no sea económicamente viable y la producción en conjunto no afecte el recobro final de ninguna de las zonas.

Es importante tener en cuenta que la ley establece que cuando se están produciendo formaciones simultáneamente debe reportarse el aporte de fluidos de cada zona como mínimo cada 6 meses.

## ANEXO B: LEY 141 DE 1994

El artículo 16 de ley 141 de 1994, modificado por la ley 756 de 2002 establece el monto de las regalías que corresponden al Gobierno Nacional por la explotación de hidrocarburos en Colombia. El porcentaje de propiedad nacional se determina según el valor de la producción en boca de pozo como se muestra a continuación:

Producción [KBPD]	Porcentaje [%]
<=5	8%
5-125	$X\% = 8 + (\text{Producción KBPD} - 5 \text{ KBPD})(0.1)$
125-400	20%
400-600	$Y\% = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD})(0.025)$
>600	25%

Esta norma aplica para nuevos descubrimientos, proyectos de producción incremental en campos ya existentes y campos descubiertos sin ser desarrollados. El párrafo 10 de la ley vigente indica que en el caso en que el hidrocarburo se considere pesado, 15 grados API o menos, las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de las regalías correspondientes a hidrocarburos livianos.