

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN SISTEMA DE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN UN CAMPO  
COLOMBIANO DE CRUDO MEDIANO.**

**DERRICK ARCHBOLD DE LA PEÑA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2020**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN SISTEMA DE BOMBEO  
ELECTROSUMERGIBLE PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN UN CAMPO  
COLOMBIANO DE CRUDO MEDIANO.**

**DERRICK ARCHBOLD DE LA PEÑA**

**Monografía como requisito para optar el título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**Ingeniero de Petróleos, MSc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2020**

## DEDICATORIA

*En primer lugar, agradezco a Dios todopoderoso por todas las cosas de la vida, por darme fuerza y salud para seguir adelante en los momentos más difíciles de la vida. Por ser mi guía y mi protector y el que siempre me levantó en mi continuo tropiezo durante el transcurrir de mis días. Mi más profundo y sincero amor; ya que, sin Él, esto no hubiera sido posible.*

*A mi madre Olinda, que me colaboró financiera y emocionalmente, dándome apoyo y consejos diarios para ser una mejor persona día a día. También a mi padre Higino Q.E.P.D que me acompaña y protege desde el cielo.*

*A mis hermanos y sobrinos Manuela, Allan y Julieta que me han dado lo mejor de sí para crecer emocional, espiritual y profesionalmente, gracias por sus consejos y enseñanzas, los quiero mucho.*

*Finalmente, a mis amigos que me acompañaron en este bonito proceso y que de una u otra manera me han brindado su sabiduría para culminar esta monografía.*

*Con sincero y profundo amor. Derrick*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander y en especial, a la escuela de Ingeniería de Petróleos y sus docentes por su apoyo y dedicación en cada momento, dentro y fuera del aula de clase. Todos ellos contribuyeron para mi crecimiento personal y profesional.

A mi director, el Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, que constantemente me corrigió y me acompañó durante este proceso. Siempre tuvo una respuesta positiva para poder mejorar el Trabajo de Grado en todos sus aspectos.

A mi amigo e Ingeniero Pedro Jiménez por su colaboración y la confianza depositada en mí.

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	13
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO UIS</b> .....	14
<b>1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN</b> .....	14
<b>1.1.1 Producción Pozo UIS1</b> .....	15
<b>1.1.2 Producción Pozo UIS2</b> .....	16
<b>1.2 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO UIS</b> .....	19
<b>1.2.1 Estado mecánico del pozo UIS1</b> .....	19
<b>1.2.2 Estado mecánico pozo UIS2</b> .....	21
<b>1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN</b> .....	22
<b>2.BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b> .....	23
<b>2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b> ...	25
<b>2.1.1 Ventajas</b> .....	25
<b>2.1.2 Desventajas</b> .....	25
<b>2.2 RANGOS ÓPTIMOS DE OPERACIÓN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b>	26
<b>3.MODELO DE SIMULACIÓN</b> .....	31
<b>3.1 DATOS PVT INGRESADOS</b> .....	32
<b>3.2 AJUSTE DE CORRELACIONES PVT CON LOS DATOS DE LABORATORIO</b> .....	33
<b>3.3 CONSTRUCCION CURVA IPR</b> .....	36
<b>3.4 COMPLETAMIENTO</b> .....	39

<b>3.5 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b> .....	41
<b>3.6 DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE</b> .....	43
<b>3.7 LEVANTAMIENTO DE PRESIÓN</b> .....	45
<b>3.8 CURVA IPR Y VLP</b> .....	46
<b>3.9 SENSIBILIZACION DE PARÁMETROS</b> .....	47
<b>4.EVALUACION FINANCIERA</b> .....	50
<b>4.1 PERFIL DE PRODUCCIÓN</b> .....	51
<b>4.2 ANÁLISIS DE INVERSION CAPEX</b> .....	53
<b>4.3 ANÁLISIS DE OPERACIÓN OPEX</b> .....	55
<b>4.4 ANÁLISIS DE INGRESOS</b> .....	56
<b>4.4.1 Análisis de Venta del Crudo</b> .....	56
<b>4.5 INDICADORES FINANCIEROS</b> .....	60
<b>4.5.1 Valor Presente Neto</b> .....	60
<b>4.5.2 Tasa Interna de Retorno</b> .....	64
<b>4.5.3 Relación Beneficio/Costo</b> .....	65
<b>4.5.4 Plazo de Recuperación</b> .....	66
<b>5.CONCLUSIONES</b> .....	68
<b>6. RECOMENDACIONES</b> .....	69
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	70

## LISTA DE TABLA

<b>Tabla 1</b> Producción Campo UIS .....	15
<b>Tabla 2</b> Producción pozo UIS2 año 2017 .....	18
<b>Tabla 3</b> Producción Promedio de Crudo.....	18
<b>Tabla 4</b> Propiedades de yacimiento y fluido de producción.....	22
<b>Tabla 5</b> Rango de BES según yacimiento, completamiento y datos de producción .....	27
<b>Tabla 6</b> Rangos según características de fluido para BES.....	29
<b>Tabla 7</b> Rangos de aplicación según las facilidades en superficie para BES.....	30
<b>Tabla 8</b> Costos Equipos de Fondo .....	53
<b>Tabla 9</b> Costo Inversión.....	54
<b>Tabla 10</b> Lifting Cost Promedio .....	55
<b>Tabla 11</b> Ganancia Producción con BES .....	57
<b>Tabla 12</b> Regalías .....	57
<b>Tabla 13</b> Producción Neta después de regalías .....	58
<b>Tabla 14</b> Ingresos Totales .....	59
<b>Tabla 15</b> Ingresos después de Impuestos.....	60
<b>Tabla 16</b> Datos Flujo Neto de Caja.....	62
<b>Tabla 17</b> Relación Beneficio/Costo.....	65
<b>Tabla 18</b> Plazo de Recuperación.....	66
<b>Tabla 19</b> Indicadores Financieros.....	67

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	Comportamiento de Producción UIS1. Pruebas Extensas.....	16
<b>Figura 2</b>	Comportamiento de Producción UIS2.Pruebas Extensas.....	17
<b>Figura 3</b>	Estado Mecánico pozo UIS1 .....	20
<b>Figura 4</b>	Estado Mecánico pozo UIS2.....	21
<b>Figura 5</b>	Sistema Bombeo Electrosumergible .....	24
<b>Figura 6</b>	Ventana Inicial Modelo Bombeo Electrosumergible UIS1 .....	31
<b>Figura 7</b>	Ventana PVT Software PROSPER .....	32
<b>Figura 8</b>	Datos PVT en el punto de burbuja .....	34
<b>Figura 9</b>	Tabla de Correlación de Parámetros .....	35
<b>Figura 10</b>	Ventana de Construcción Curva IPR .....	37
<b>Figura 11</b>	Datos de Prueba de Producción .....	38
<b>Figura 12</b>	Curva IPR Campo UIS.....	39
<b>Figura 13</b>	Completamiento pozo piloto UIS1.....	40
<b>Figura 14</b>	Parámetros de Diseño Bomba Electrosumergible .....	41
<b>Figura 15</b>	Resultados de diseño Bomba Electrosumergible.....	43
<b>Figura 16</b>	Punto de Operación Bomba SN8500.....	44
<b>Figura 17</b>	Levantamiento de Presión Bomba Electrosumergible.....	46
<b>Figura 18</b>	Curva IPR y VLP .....	47
<b>Figura 19</b>	Sensibilización de Variables .....	48
<b>Figura 20</b>	Sensibilización de Variables .....	49
<b>Figura 21</b>	Crudo Fiscalizado Campo UIS.....	51
<b>Figura 22</b>	Producción Pozo UIS1 .....	52
<b>Figura 23</b>	Flujo de Caja a precio actual.....	63
<b>Figura 24</b>	Flujo de Caja variando Precio del barril .....	64

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO DE CRUDO MEDIANO\*

**AUTOR:** DERRICK ARCHBOLD DE LA PEÑA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Bombeo electrosumergible, Prosper, diseño, levantamiento artificial, Crudo mediano

### DESCRIPCIÓN

Durante la explotación de un Campo petrolífero, el yacimiento va perdiendo energía gradualmente, por tal razón es importante considerar constantemente las caídas de presión del yacimiento con el fin de evaluar métodos artificiales que permitan el transporte de los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie sin interrupción.

Por tal razón, se hace indispensable la implementación de un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible en el campo de crudo mediano que permita contrarrestar aquellas fuerzas negativas que impiden la llegada de los hidrocarburos a superficie. Dada estas circunstancias, es necesario realizar un análisis de diseño que mejor se adapte a las condiciones presentes y futuras del campo durante la vida útil del proyecto. Este diseño tendrá como finalidad escoger la bomba electrosumergible óptima que permita alcanzar la producción de crudo requerida por la empresa operadora.

Una vez seleccionado el sistema de bombeo electrosumergible, se realiza una evaluación financiera que permita analizar la viabilidad del proyecto, tomando como base los indicadores financieros como el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno, el costo beneficio del proyecto y el plazo de recuperación teniendo en cuenta los costos de inversión, costos operacionales y regalías por el uso del subsuelo colombiano.

---

\* Monografía

\*\* Especialización en Producción de Hidrocarburos, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Director: MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## ABSTRACT

**TITLE.** TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF AN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP SYSTEM FOR THE IMPLEMENTATION IN A COLOMBIAN FIELD OF MEDIUM OIL\*.

**AUTHOR.** DERRICK ARCHBOLD DE LA PEÑA\*\*

**KEYWORDS** Electrical submersible Pump, Prosper, artificial lift, medium oil.

### DESCRIPTION

During the exploitation of an oil field the reservoir gradually loses energy, for this reason it is important to consider the reservoir pressure drops constantly in order to evaluate artificial methods that allow the transport of the fluids from the bottom of the well to the surface and not have to stop the production of hydrocarbons due to energy insufficiency of the well to take the hydrocarbons to surface.

For this reason, it is essential to implement an artificial lift system by means of electrical submersible pump in the medium crude field that will counteract those negative forces that impede the arrival of hydrocarbons on the surface. Given these circumstances, it is necessary to carry out a design analysis that best adapts to the present and future conditions of the field during the useful life of the project. The purpose of this design will be to choose the optimum electrical submersible pump that will allow the production of crude oil required by the Operating Company.

Once the electrical submersible pumping system has been selected, a financial evaluation is carried out to analyze the feasibility of the project, based on financial indicators such as the net present value, the internal rate of return, the cost of the project and the recovery period. in account the investment costs, operational costs and royalties for the use of the Colombian subsoil.

---

\* Monograph

\*\* Hydrocarbon Production Specialization, Chemicals-Physic Engineering Faculty, Petroleum Engineer School, Universidad Industrial de Santander. Director: MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## INTRODUCCIÓN

En la ardua y constante tarea de optimizar los procesos en la Industria del petróleo nos vemos en la continua búsqueda de soluciones que permitan dar viabilidad a sus proyectos.

No obstante, los procesos en la extracción de hidrocarburos deben cumplir operativa y financieramente de tal forma que sean llamativos para las empresas, permitiendo establecer alternativas que incrementen los beneficios en términos de rentabilidad y crecimiento financiero.

De tal manera, se hace indispensable realizar una evaluación detallada del sistema por bombeo electrosumergible que comprenda las diferentes variables que puedan influir en el diseño como lo son los fluidos de producción, las propiedades de yacimientos y la configuración del pozo para seleccionar de manera idónea los equipos y las condiciones de operación que permiten trabajar eficazmente durante la vida útil del proyecto.

Esta evaluación permitirá mejorar la producción de crudo del campo llevándolo a operar en condiciones óptimas y seguras, junto con la selección e instalación de equipos del sistema, como lo son la bomba electrosumergible, el motor, el cable, el variador de frecuencias, protectores, transformadores que pueden satisfacer la producción en superficie. Con posterioridad, y conociendo la producción óptima del campo y las partes del sistema por requerir, se hace necesario un análisis financiero que involucre los ingresos asociados a la venta del crudo, la inversión inicial, los gastos operacionales y las regalías, con el fin de obtener un resultado financiero que permita tomar decisiones relacionadas con la aprobación o desaprobación de un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO UIS**

El Campo UIS se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia. El primer pozo UIS 1 se perforó en el año 2013, el cual fue un pozo vertical exploratorio con una profundidad final de 8130 MD – 7595 TVDss, en el cual los objetivos principales eran la formación Mirador y Formación Une; en él la Formación Mirador mostró prospectividad de acuerdo con los registros eléctricos obtenidos y pruebas iniciales de producción STT.

En febrero de 2013 se corrió la herramienta MTD en el pozo UIS 1 a través de la sección de 8.5” en el intervalo ubicado entre 7295 –7383 ft (TVD), donde se tomaron 20 puntos de presión, escenario donde se pudo identificar la presencia de hidrocarburos con un gradiente de aceite de 0.357 psi/ft. Los puntos tomados en la zona de agua mostraron estabilidad con un gradiente calculado de 0.405 psi/ft. Debido a la presencia de la capa de arcilla separando a Mirador en dos zonas (superior e inferior), se estableció un intervalo de incertidumbre para la ubicación del nivel de agua comprendido entre 7317 – 7329 ft (TVD).

### **1.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN**

A la fecha se están llevando pruebas extensas de producción para los pozos UIS1 y UIS2, en el caso de UIS1 desde abril de 2013 y para el pozo UIS2 desde marzo de 2014. El pozo UIS1 ha producido de la formación Mirador un total de 327955 barriles de aceite de 26,7 API, mientras que el pozo UIS2 que fue perforado entre febrero y marzo de 2014 ha producido un total de 252573 barriles de aceite de 28 API. El Campo en la actualidad ha producido un total de 580528 barriles de aceite.

A continuación, en la se resume la producción acumulada de los pozos del Campo UIS.

**Tabla 1. Producción Campo UIS**

Pozo	Gravedad API	Producción Acumulada (bbl)	Total (bbl)
UIS 1	26,7	327955	580528
UIS 2	28	252573	

**Fuente:** CEPSA Colombia S.A

**1.1.1 Producción Pozo UIS1.** Al pozo UIS1 se le realizó una prueba inicial de producción entre el 29 de marzo y el 20 de abril de 2013. El intervalo probado fue 7287'-7290' TVD y 7295'-7306' TVD con un caudal de petróleo de 605 BOPD de 27.4° API y un corte de agua de 0.3%.

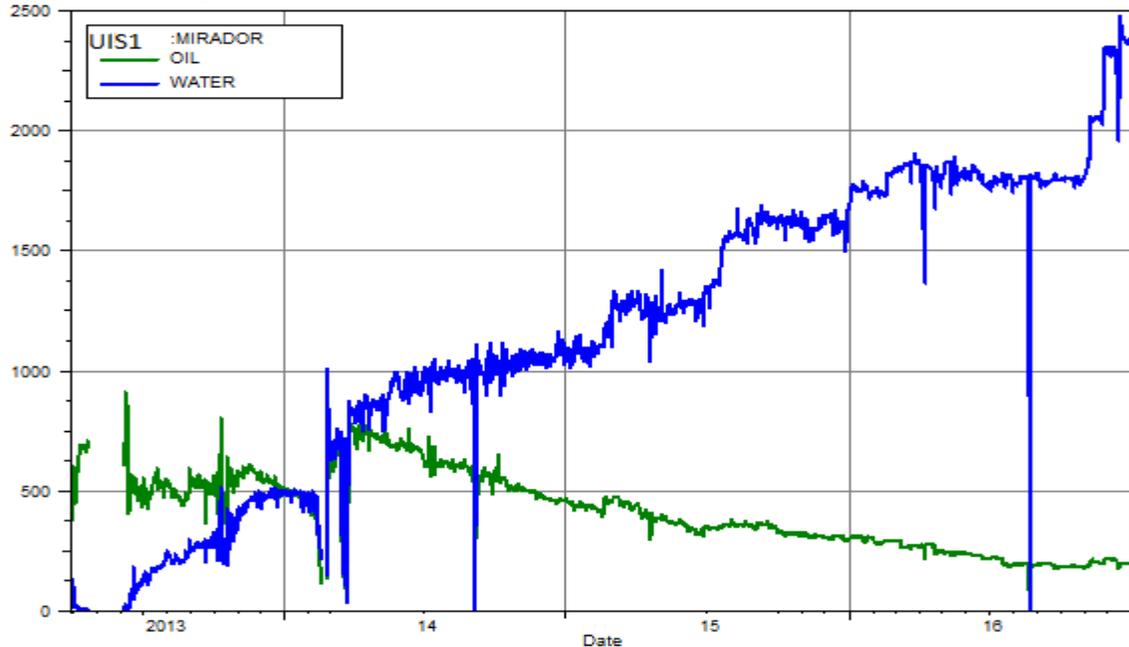
Además, el pozo UIS1 estuvo en pruebas extensas de producción LTT, desde el 6 de junio de 2013 hasta el 4 de septiembre de 2014, con un caudal de 537 barriles de crudo por día y corte de agua de 65% al final de este periodo.

Actualmente, el pozo UIS1 se encuentra en etapa de explotación. En el 2016 el pozo tuvo un caudal promedio de 229 BOPD y un corte de agua de 89%.

La producción promedio de petróleo actual del pozo UIS1 es del orden de 194 BOPD con un corte de agua de 92.4%. La producción acumulada a 31 de diciembre de 2016 fue de 546403 bbl de Crudo y 1560922 bbl de Agua.

En la figura 1 que se observa a continuación, se muestra el comportamiento de producción del pozo UIS1 desde el año 2013 hasta el año 2016.

**Figura 1.** Comportamiento de Producción UIS1. Pruebas Extensas



**Fuente:** CEPSA Colombia S.A

Posteriormente, en el año 2017 no se presentó ninguna producción de barriles de crudo y gas por parte del pozo UIS1, debido a problemas sobre la disposición del agua de producción, por lo cual se tuvo que interrumpir la producción de los hidrocarburos, específicamente en el lapso comprendido entre los meses de enero a diciembre de 2017. Lo anterior con el fin de no infringir con las normas ambientales colombianas.

**1.1.2 Producción Pozo UIS2.** La prueba inicial de producción se realizó entre el 30 de marzo y el 11 de abril de 2014. El intervalo probado fue 7584'-7587' TVD y 7593'-7597' MD con un caudal de petróleo promedio de 850 BOPD de 27° API y un corte de agua de 3.3%.

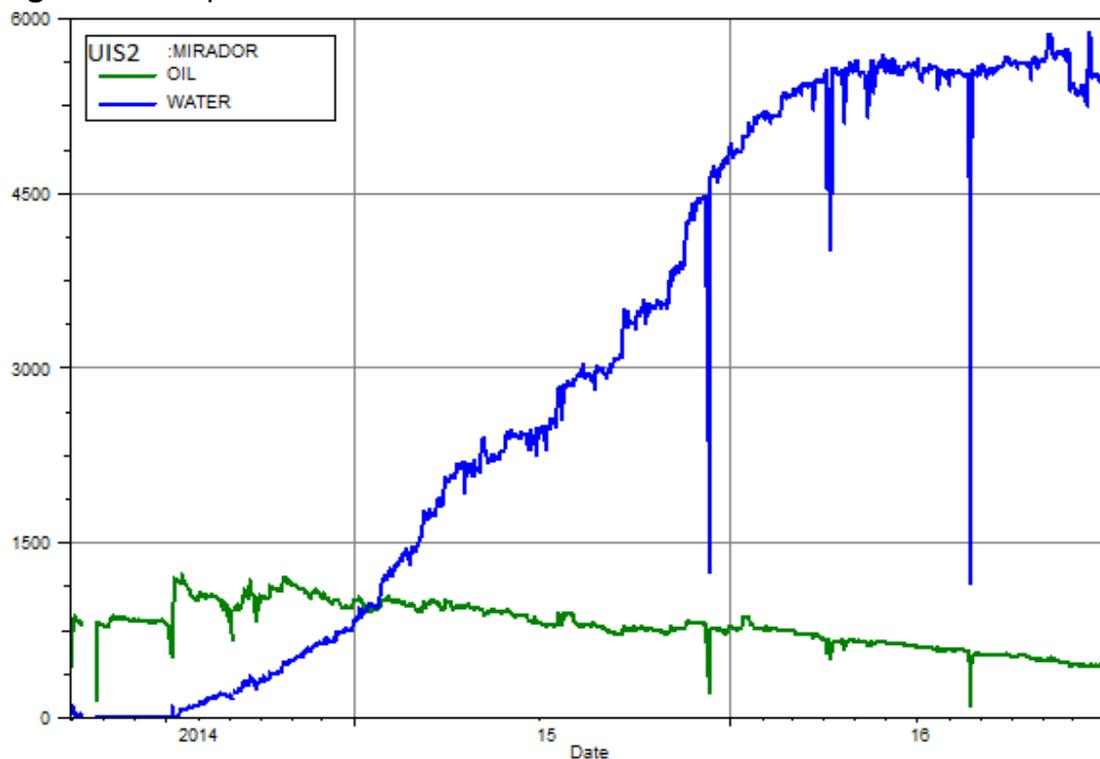
El pozo estuvo en prueba extensa de producción LTT, desde el 23 de abril de 2014 hasta el 4 de septiembre de 2014, con un caudal de 800 barriles de crudo por día y corte de agua de 16%, al final de este periodo.

Actualmente el pozo UIS2 se encuentra en etapa de explotación. En el 2016 el pozo tuvo un caudal promedio de 605 BOPD con un corte de agua de 90%.

La producción promedio de petróleo actual es del orden de 762 BOPD con un corte de agua de 86.4%. La producción acumulada a 31 de diciembre de 2015 fue de 563863 STB de Crudo y 1023625 STB de Agua.

A continuación, en la figura 2 se presenta el comportamiento de la producción del pozo UIS2 desde el año 2014 hasta el año 2016.

**Figura 2.** Comportamiento de Producción UIS2.Pruebas Extensas



**Fuente:** CEPESA Colombia S.A

En la tabla 2 se presenta el perfil de producción del pozo UIS2 para el año 2017, el cual estuvo inactivo desde enero a julio de 2017 y presentó actividad de producción

en los meses de agosto a diciembre. Esta inactividad se presentó debido a problemas relacionados a la disposición del agua de producción, la cual es un factor importante, ya que los pozos del Campo tienen un alto valor de BS&W alcanzando un 93% de la producción.

**Tabla 2.** Producción pozo UIS2 año 2017

UIS2		
Date	BOPD	KPCD
ene-17	0	0
feb-17	0	0
mar-17	0	0
abr-17	0	0
may-17	0	0
jun-17	0	0
jul-17	0	0
ago-17	876	0
sep-17	859	0
oct-17	842	0
nov-17	1012	0
dic-17	1002	0

**Fuente.** CEPSA Colombia S.A

A continuación, en la tabla 3 se realiza un resumen de la producción promedio de los pozos y el porcentaje de agua presentado durante la producción de los pozos del campo UIS.

**Tabla 3.** Producción Promedio de Crudo

Pozo	Producción promedio diaria (BOPD)	Porcentaje de Agua %
UIS1	229	89
UIS2	605	90

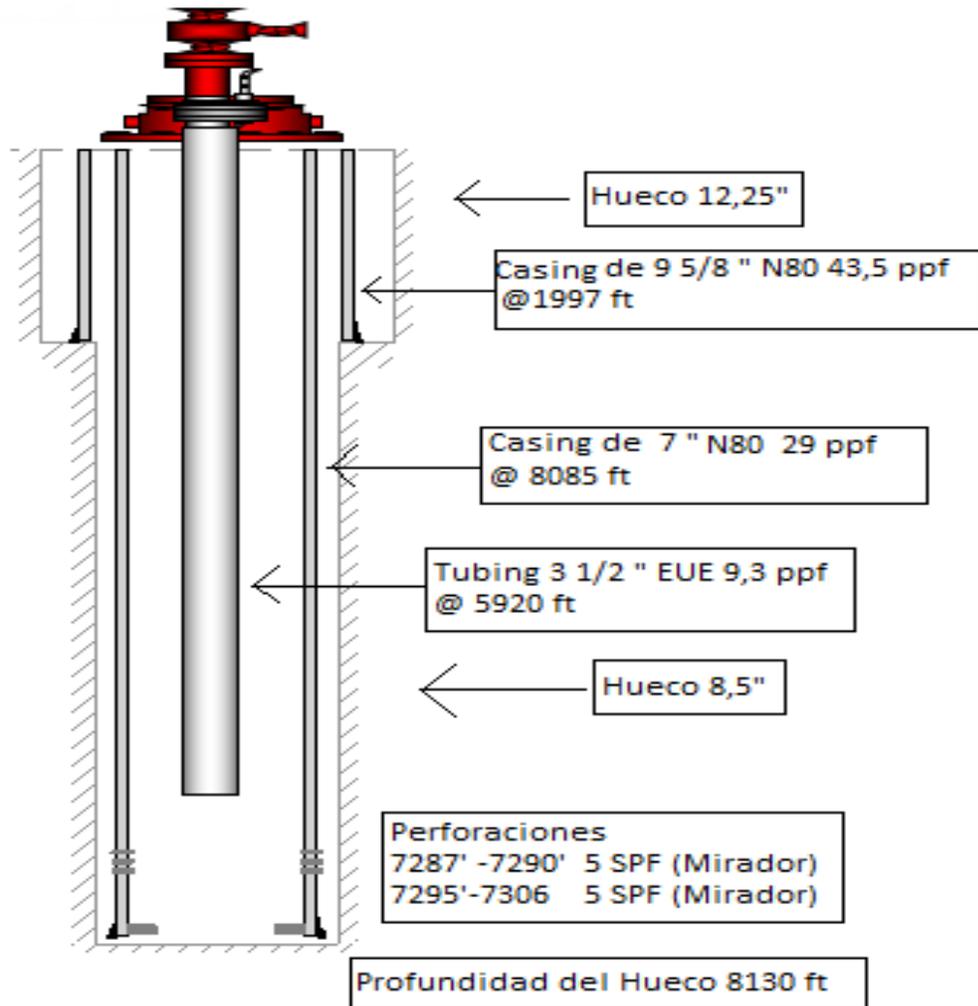
**Fuente.** CEPSA Colombia S.A

## **1.2 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS DEL CAMPO UIS**

A continuación, se muestran los completamientos de los pozos UIS1 y UIS2 que permiten la conexión y la producción de la formación Mirador en la Cuenca de los Llanos Orientales.

**1.2.1 Estado mecánico del pozo UIS1.** A continuación, en la Figura 3 se muestra el completamiento realizado para el pozo UIS1 con el fin de alcanzar la formación Mirador y producir los fluidos esperados de la formación.

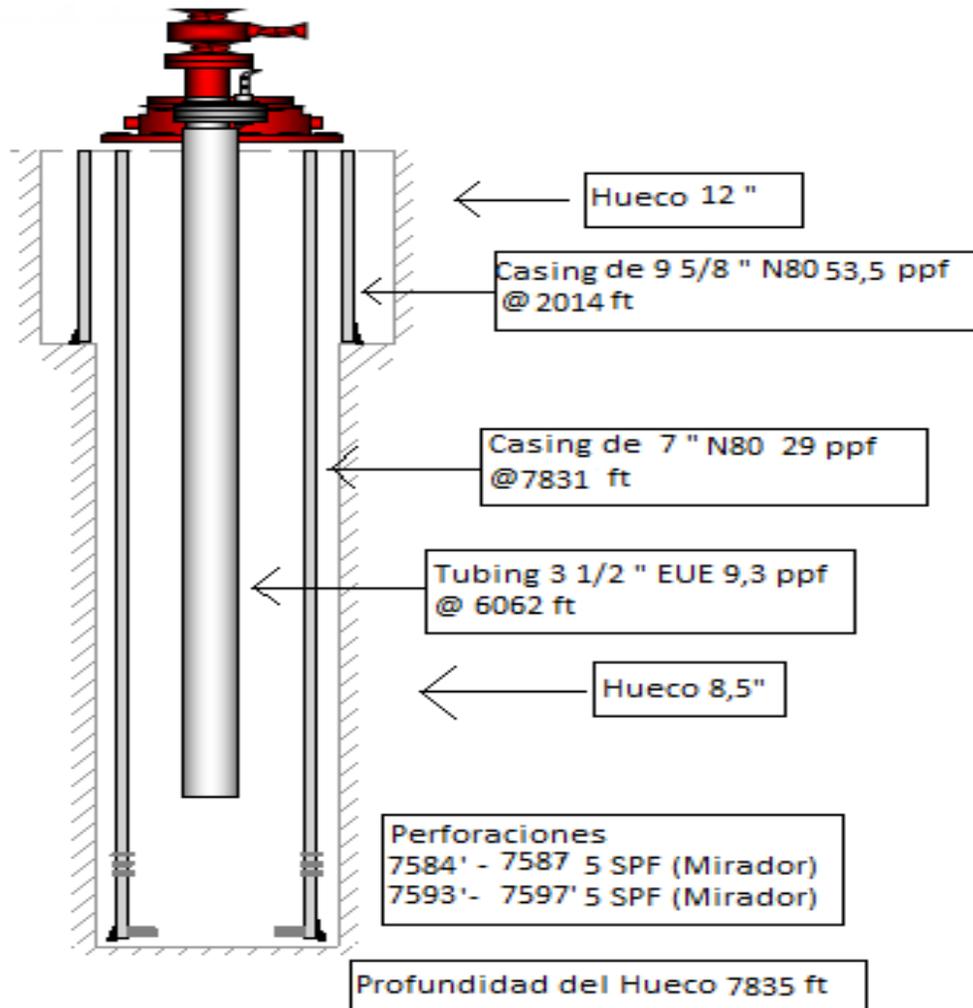
**Figura 3.** Estado Mecánico pozo UIS1



**Fuente.** CEPISA Colombia S.A. Modificado por autor

**1.2.2 Estado mecánico pozo UIS2.** A continuación, se presenta en la Figura 4 el completamiento del pozo UIS2 con el fin de alcanzar la formación Mirador y poder producir los fluidos que se encuentran el yacimiento.

**Figura 4** Estado Mecánico pozo UIS2



**Fuente.** CEPSA Colombia S.A. Modificado por autor

### 1.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN

A continuación, la tabla 4 muestra las características principales del yacimiento y del fluido de producción, esenciales para considerar en la selección e implementación del método de levantamiento artificial para el campo UIS1 ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales.

**Tabla 4.** Propiedades de yacimiento y fluido de producción

Parámetro/ Variable	
Presión de Yacimiento (psi)	3033 @ 6781 TVDss
Temperatura de Yacimiento (F)	207
Presión de fondo fluyendo (psi)	UIS1 2255 @ 5331,8 TVDss UIS2 2120 @ 5290 TVDss
Permeabilidad (md)	750-2000
Porosidad (%)	22
Profundidad (TVD)	7600
Caudal de aceite promedio (BOPD)	1000
BSW (%)	92-86
Índice de Productividad (STBD/psi)	12-11
Gravedad API	28-26,7
Dogleg (ft/100 ft)	UIS1 Max 1,32 UIS2 Max 3,46
GOR (scfd/stb)	0

**Fuente.** CEPSA Colombia S.A

## 2.BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de bombeo electrosumergible es un sistema multietapas que consta de diferentes bombas centrífugas en serie dentro del pozo, el cual está conectado a un motor electrosumergible que está ubicado en el fondo del pozo y que a la vez está conectado a un cable que conduce la energía eléctrica a través del pozo como lo afirma Fleshman y Lekic<sup>1</sup>. En cuanto a la operación el bombeo electrosumergible convierte la energía eléctrica que viene de superficie en energía mecánica a través de las bombas que ejerce un efecto centrífugo sobre los fluidos que entran a ella.

El bombeo electrosumergible es uno de los tipos de levantamiento más versátiles y eficientes en la industria petrolera, ya que puede trabajar con altos caudales y en diversidad de situaciones.

Aunque no se recomienda para pozos con altos volúmenes de gas debido a que pueden destruir la bomba, se le pueden hacer adiciones como desgasificadores que permitan un trabajo óptimo de la bomba. Además, este sistema permite trabajar en ambientes corrosivos, abrasivos, de altas temperaturas y de alta inclinación si se hacen las modificaciones pertinentes.

Como lo indican Maroto, Viera y Enrique,<sup>2</sup> una de las grandes desventajas de este tipo de levantamiento artificial es el alto costo de inversión y de mantenimiento, lo cual es indispensable considerar a la hora de tomar decisiones sobre la implementación de este tipo de bombeo.

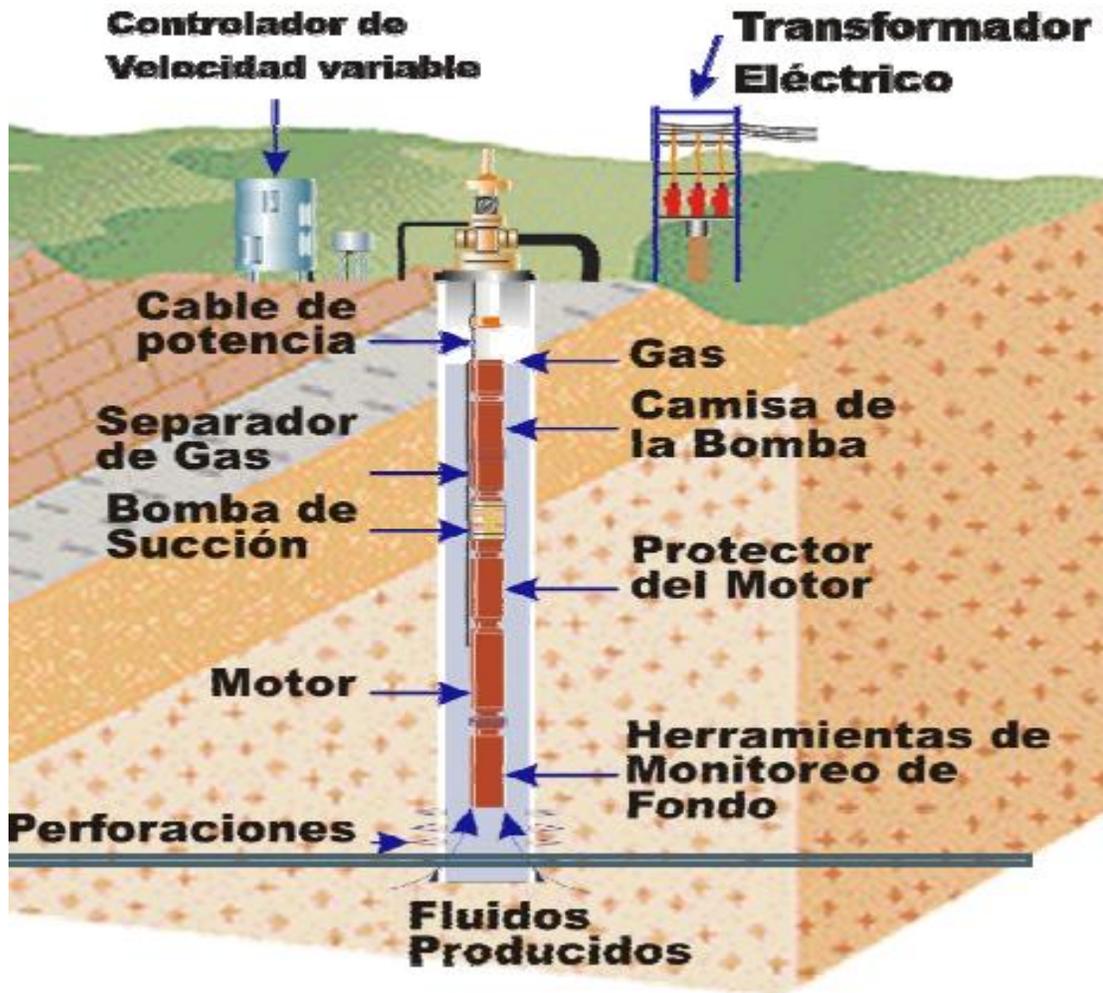
---

<sup>1</sup> FLESHMAN, R., & LEKIC, H. O. Artificial lift for high-volume production. Oilfield review, 11(1), 49-63. [Imagen]Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors99/spr99/lift.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors99/spr99/lift.pdf).1999.

<sup>2</sup> MAROTO LLERENA, H. L., VIERA, V., & ENRIQUE, D. Estudio para Optimizar el Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Libertador (Bachelor's thesis, Quito, 2012.

En la Figura 5 se muestra una imagen de un bombeo electrosumergible el cual cuenta con las distintas partes que forman el sistema de producción.

**Figura 5.** Sistema Bombeo Electrosumergible



**Fuente.** MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS. 2007

## 2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Se presentan a continuación algunas de las ventajas y desventajas que presenta el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible de acuerdo con Muñoz y Torres<sup>3</sup>

**2.1.1 Ventajas.** A continuación, se presentan las diferentes ventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo electrosumergible.

- ✓ Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos alrededor de 20.000 barriles de fluido sin dificultad y a bajo costo.
- ✓ Elevado aporte de energía al fluido
- ✓ Alta eficiencia alrededor del 70%
- ✓ El sistema no se ve afectado por la desviación
- ✓ Buena recolección de datos e información relacionada
- ✓ Sistema fácil de controlar.
- ✓ No ocupa grandes espacios en superficie, e igualmente puede ser aplicado en plataformas costa afuera.
- ✓ Permite una fácil aplicación de inhibidores de corrosión e inhibidores de escamas
- ✓ Disponibles en diversidad de tamaños

**2.1.2 Desventajas.** A continuación, se presentan las diferentes desventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo electrosumergible.

- ✓ Tolerancia limitada a la arena.
- ✓ Baja tolerancia a altas relaciones gas-liquido (sin separador).

---

<sup>3</sup> MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS. 2007

- ✓ Se requiere de taladro en caso de falla.
- ✓ Posibles fallas eléctricas comúnmente asociadas al cable.
- ✓ El cable eléctrico puede ocasionar problemas con la tubería.
- ✓ Vida útil corta del proyecto, si existe un diseño, instalación y operación deficiente.
- ✓ Tolerancia limitada a altas temperaturas.
- ✓ No aplicable a completamientos múltiples.
- ✓ Poco práctico en pozos someros.
- ✓ Las unidades son costosas para ser reemplazadas a medida que el yacimiento se depleta.
- ✓ Presenta cierto grado de limitación por profundidad debido a costos del cable y capacidad de la bomba.

En conclusión, y como lo afirman Maroto, Viera y Enrique,<sup>4</sup> el sistema por bombeo electrosumergible permite obtener altos caudales de fluido en superficie la cual es una de sus principales características, además se puede acomodar a plataformas costa afuera, lo que significa que el espacio en superficie no es una limitante, pero sus costos iniciales son relativamente altos, a la vez los costos por mantenimiento.

## **2.2 RANGOS ÓPTIMOS DE OPERACIÓN BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

En la tabla 5 se muestran los rangos de aplicación del bombeo electrosumergible de acuerdo con las características del yacimiento, datos de producción y completamiento.

---

<sup>4</sup> MAROTO LLERENA, H. L., VIERA, V., & ENRIQUE, D. Estudio para Optimizar el Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Libertador (Bachelor's thesis, Quito, 2012).

**Tabla 5.** Rango de BES según yacimiento, completamiento y datos de producción

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Número de Pozos					1	>1
Tasa de producción (BPD)	<100	100	201 a 300	301 a 1000	1001 a	10001
	y	a	y	y	10000	a
	>60000	200	50001	30001	y	20000
			a	a	20001	
			60000	50000	a	
Profundidad del pozo (ft)	>15000	12501	10001	7501	5001	1
		a	a	a	a	a
		15000	12000	10000	7500	5000
Tamaño de Casing (In ID)	2 3/8	4 1/2		5 1/2	7	>7
Grado de Inclinación Pozo Respecto a la Vertical	>80		71 a 80	41 a 70	11 a 40	0 a 10
Severidad Dogleg (ft/100 ft)			>10		4 a 10	0 a 3
Temperatura (°F)	>450	351 a	326	251	1 a 70	71 a 150
		450	a	a	y	
			350	325	151 a 250	
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (psi)				14 a 300	301 a 500	>500
Tipo de Completamiento	Múltiple					Simple
Tipo de Recobro			Terciario		Secundario	Primario

**Fuente.** MUNOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS. 2007

En la tabla 6 se muestra los rangos de aplicación según las características del fluido de producción para el bombeo electrosumergible.

**Tabla 6.** Rangos según características de fluido para BES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
BSW (%)				91 a	71 a 90	0,1 a 70
				99,9		
Viscosidad del fluido producido (cp)	>5000	201 a	101 a 200	51 a	11 a 50	0,1 a 10
		5000		100		
Presencia de fluidos corrosivos			Si			No
Contenido de Arena	>200	101 a 200	51 a 100	16 a	6 a 15	0 a 5
				50		
Abrasiva (ppm)						
GOR (scf/stb)	>5000	4001 a	1501 a	501 a	51 a 500	0 a 50
		5000	4000	1500		
Presencia de Contaminantes			Severa	Media	Leve	Nula
Tratamiento Aplicado			Ácidos			Sin tratamiento
			Solventes			
			Inhibidores			

**Fuente.** MUNOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS. 2007.

En la tabla 7 se muestran los rangos de aplicación del bombeo electrosumergible según las condiciones de las facilidades en superficie.

**Tabla 7.** Rangos de aplicación según las facilidades en superficie para BES

VARIABLES	RANGOS					
	No Aplicable	Limitado	Aceptable	Bueno	Excelente	Optimo
Tipo de				Remoto	Offshore	Onshore
Locación						
Energía	Generada					Comprada
Eléctrica						
Espacio				Reducido	Amplio	Standard

**Fuente.** MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS. 2007

### 3. MODELO DE SIMULACIÓN

A continuación, se muestra el proceso de construcción de un modelo de sistema de bombeo electrosumergible mediante el software PROSPER desarrollado por Petroleum Expert Ltda para la implementación posterior en un Campo ubicado en los Llanos Orientales

En la figura 6 se muestra la ventana inicial con la cual se da comienzo al desarrollo del modelo de sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible en un pozo piloto en el Campo UIS.

**Figura 6.** Ventana Inicial Modelo Bombeo Electrosumergible UIS1

System Summary (1.An1)

Done	Cancel	Report	Export	Help	Datestamp	
Fluid Description			Calculation Type			
Fluid	Oil and Water	Predict	Pressure and Temperature (on land)			
Method	Black Oil	Model	Rough Approximation			
Separator	Single-Stage Separator	Range	Full System			
Emulsions	No	Output	Hide calculating data			
Hydrates	Disable Warning					
Water Viscosity	Use Default Correlation					
Viscosity Model	Newtonian Fluid					
Well			Well Completion			
Flow Type	Tubing Flow	Type	Cased Hole			
Well Type	Producer	Sand Control	None			
Artificial Lift			Reservoir			
Method	Electrical Submersible Pump	Inflow Type	Single Branch			
			Gas Coning	No		
User information			Comments (Cntl-Enter for new line)			
Company	UIS					
Field	UIS1					
Location	UIS1					
Well	UIS1-1					
Platform						
Analyst	Derrick Archbold					
Date	miércoles, 1 de mayo de 2019					

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

### 3.1 DATOS PVT INGRESADOS

A continuación, en la Figura 7 se muestra la ventana PVT del software PROSPER donde se ingresan datos tales como el GOR en solución, la gravedad API del aceite, la gravedad del gas y la salinidad del agua de producción.

**Figura 7.** Ventana PVT Software PROSPER

PVT - INPUT DATA (1.An1) (Oil - Black Oil matched)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables Export

**PVT is MATCHED**

Input Parameters		
Solution GOR	9.3	scf/STB
Oil Gravity	25	API
Gas Gravity	1.05	sp. gravity
Water Salinity	100	ppm

Correlations	
Pb, Rs, Bo	Glaso
Oil Viscosity	Beal et al

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent

Pump Data

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

- ✓ **GOR en solución:** 9,3 scf/STB. El dato se obtiene del análisis PVT realizado a la muestra de crudo de la formación, donde se evidencia que siendo un petróleo negro (Black Oil) posee valores bajos de gas disuelto dentro del mismo.

- ✓ **Gravedad API:** 25 °API. El dato proviene del análisis PVT. Corresponde a la gravedad medida a presión atmosférica y 60°F.
  
- ✓ **Gravedad Específica del Gas:** 1.05. El dato proviene del análisis composicional realizado al gas liberado en la prueba de liberación flash. Corresponde a gravedad específica del aire igual a uno, presión atmosférica y temperatura de 60°F.
  
- ✓ **Salinidad del Agua:** 100 ppm. El dato proviene de las pruebas de laboratorio realizadas al agua de producción obtenida durante la realización del DST.

### **3.2 AJUSTE DE CORRELACIONES PVT CON LOS DATOS DE LABORATORIO**

A partir de los parámetros ingresados anteriormente como lo son el GOR, la gravedad API del crudo, la gravedad específica del gas y la salinidad del agua de producción, el software construye con correlaciones las curvas PVT, que se ajustaron a los datos de laboratorio.

Para el ajuste de correlaciones el software recomienda utilizar las propiedades en el punto de burbuja que de acuerdo con el Campo es de 95 psi para el cual se ingresaron el factor volumétrico del aceite de formación (FVF), el GOR y la viscosidad.

Adicionalmente, se adicionaron las viscosidades del crudo con respecto a la presión por encima del punto de burbuja. A continuación, en la figura 8 se muestran los datos ingresados solicitados por el software.

**Figura 8.** Datos PVT en el punto de burbuja

PVT - Match Data (UIS1.Out) (Oil - Black Oil matched)

The screenshot shows a software window titled "PVT Match Data (UIS1.Out) (Oil - Black Oil matched)". At the top, there is a menu bar with buttons: Done, Main, Cancel, Reset, Copy, Clip, Import, PVTP Import, Transfer, Plot, and Help. Below the menu bar, the window is divided into sections. The top section is labeled "PVT Match data" and contains a "Table 1" selector and two input fields: "Temperature" set to 207 deg F and "Bubble Point" set to 95 psig. The main section is a table with 15 rows and 4 columns: Pressure (psig), Gas Oil Ratio (scf/STB), Oil FVF (RB/STB), and Oil Viscosity (centipoise). The data for the first 7 rows is as follows:

	Pressure psig	Gas Oil Ratio scf/STB	Oil FVF RB/STB	Oil Viscosity centipoise
1	95	9.3	1.076	2.842
2	300			2.915
3	700			3.055
4	1000			3.161
5	2000			3.512
6	3000			3.863
7	3018			3.87
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

Luego de ingresados estos datos, se verifican los pasos de cálculo realizados en las correlaciones existentes a través de los parámetros de ajuste que posee el software, los cuales minimizan la diferencia general entre el dato real y el calculado, como se muestra en la Figura 9.

**Figura 9.** Tabla de Correlación de Parámetros

PVT - Correlation Parameters (UIS1.Out) (Oil - Black Oil matched)

Done    Cancel    Main    Export    Report    Reset All    Help						
<b>Bubble Point</b>						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	2.89529	1.5394	1.21936	1.35379	1	1.06358
Parameter 2	39.4593	20.2332	13.425	17.3638	0	5.24465
Std Deviation	0.0001					
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
<b>Solution GOR</b>						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.17945	0.8442	0.55258	0.69639	1	0.96688
Parameter 2	-22.0537	-4.70744	-0.0075143	-1.59033	0	-1.182
Std Deviation	0.072077	2.8284e-5	1.4142e-5	7.0711e-6		0.071391
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
<b>Oil FVF</b>						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.73099	0.99002	0.99002	1.08163	0.99025	0.95397
Parameter 2	-0.73955	0.0095953	0.0095871	-0.081627	-0.0099453	0.042396
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8
Std Deviation					0.041069	
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset
<b>Oil Viscosity</b>						
	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al	Egbogah et al	Bergman-Sutton	
Parameter 1	1.12938	0.15666	1.17641	38.1604	0.26479	
Parameter 2	-1.76466	2.36325	-2.12085	-804.018	0.09162	
Std Deviation	0.0002979	0.13098	0.00035907	0.034525		
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

En PROSPER existen 2 parámetros: el Parámetro 1 es el multiplicador y el Parámetro 2 es el ajuste que se aplicó a la correlación con el fin de hacer coincidir los datos reales y los calculados. Para evaluar los parámetros se establecerá la proximidad del multiplicador (Parámetro 1) a 1,0 y la del ajuste a 0,0 (Parámetro 2) a través de la desviación estándar calculada.

Siendo el factor volumétrico del crudo (FVF, por sus siglas en inglés) el parámetro principal por tenerse en cuenta en la selección de la correlación más adecuada será el primero por ser revisado.

Como se muestra en la figura 4, la correlación que más se ajusta al comportamiento del FVF del Campo es Petrosky et al, pero al no existir variación en los parámetros de las otras propiedades, significa que la correlación Petrosky et al no se ajusta a los datos suministrados, por tal razón se sigue con la correlación Glaso y la que mejor se ajusta al comportamiento de la viscosidad es la de Beal et al.

### **3.3 CONSTRUCCION CURVA IPR**

El simulador PROSPER posee diferentes modelos para la creación de la curva IPR en el cual es necesario datos de una prueba de producción para poder obtener el índice de productividad. Para este caso y considerando que se trabaja con un pozo vertical y teniendo información de una prueba de flujo tal como la presión de fondo fluyente y el caudal, se utilizará la ecuación de Vogel.

Este modelo presenta la ventaja de sencillez para su creación dentro del software al únicamente requerir una prueba de flujo y el dato correspondiente de presión de fondo fluyente.

**Figura 10.** Ventana de Construcción Curva IPR

Inflow Performance Relation (IPR) - Select Model

Model and Global Variable Selection	Mechanical / Geometrical Skin	Deviation and Partial Penetration Skin
<b>Reservoir Model</b>		
PI Entry		
<b>Vogel</b>		
Composite		
Darcy		
Fetkovich		
MultiRate Fetkovich		
Jones		
MultiRate Jones		
Transient		
Hydraulically Fractured Well		
Horizontal Well - No Flow Boundaries		
Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary		
MultiLayer Reservoir		
External Entry		
Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore		
MultiLayer - dP Loss In WellBore		
SkinAide (ELF)		
Dual Porosity		
Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures		
SPDT		

Reservoir Pressure	3010	psig
Reservoir Temperature	207	deg F
Water Cut	93.8	percent
Total GOR	9.3	scf/STB
Compaction Permeability Reduction Model	No	
Relative Permeability	No	

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

Como se mencionó anteriormente, para crear la curva IPR por el método de Vogel se necesitan los datos de una prueba de producción. En la figura 11 se muestran los datos de la prueba de producción necesarios para la creación de la curva.

**Figura 11. Datos de Prueba de Producción**

Inflow Performance Relation (IPR) - Input Data

Done	Validate	Calculate	Report	Transfer Data	Sand Failure	Select Model
Cancel	Reset	Plot	Export			Input Data
Help		Test Data	Sensitivity			

Vogel Reservoir Model

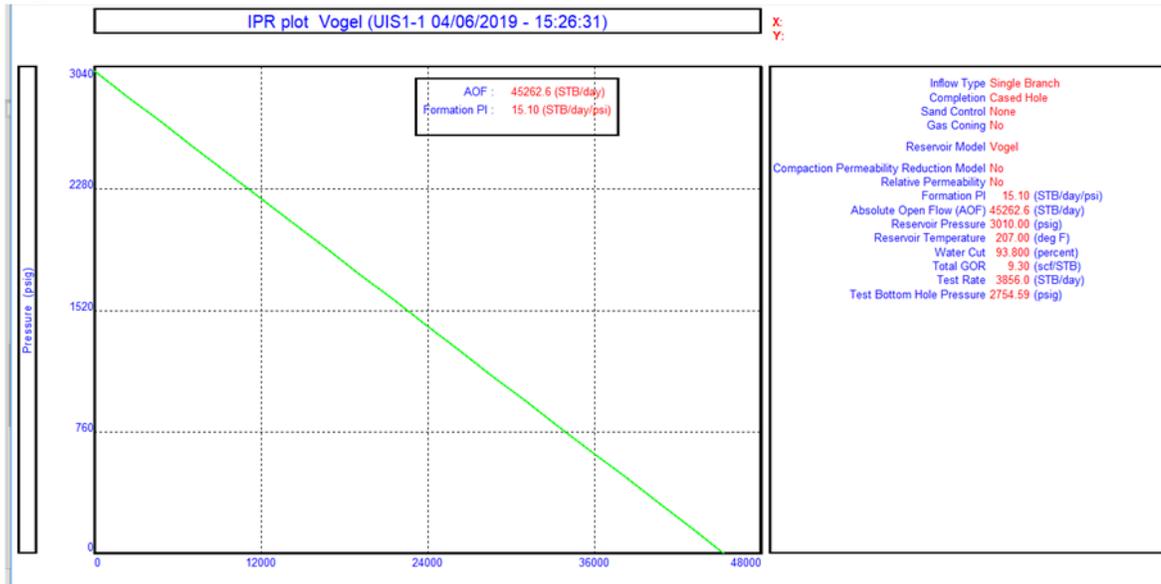
Test Rate	3856	STB/day
Test Bottom Hole Pressure	2754.59	psig

Reservoir Model | Mech/Geom Skin | Dev/PP Skin | Sand Control | Rel Perms | Viscosity | Compaction

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

Teniendo en cuenta los datos de producción para la creación de la curva, en la figura 12 se muestra la IPR para el Campo UIS.

**Figura 12** Curva IPR Campo UIS



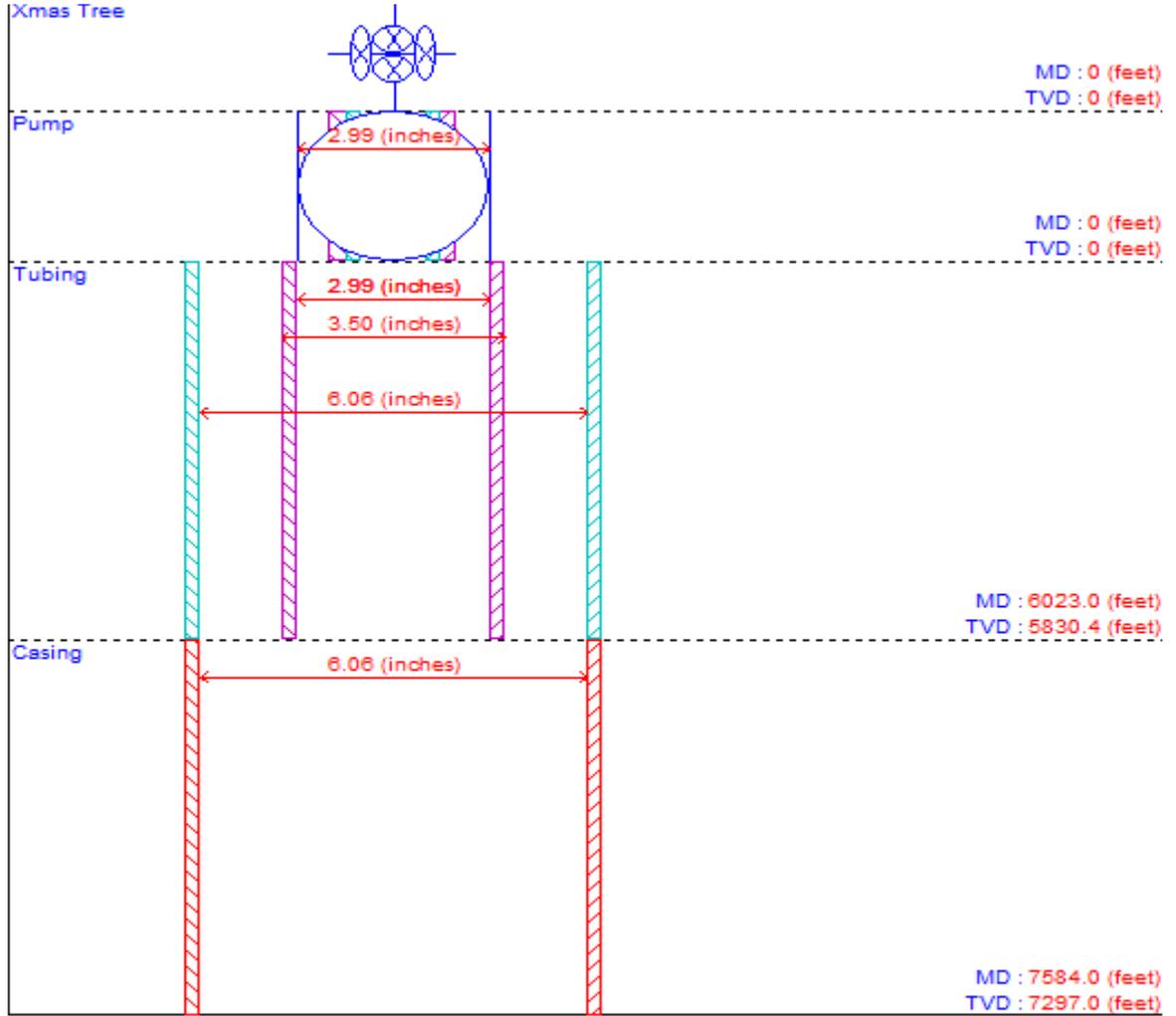
**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

De acuerdo con la gráfica 13, se observa que el índice de productividad es de 15,10 STB/dia/psi lo cual indica que la formación tiene un alto potencial, dato que permite considerar la implementación de una bomba electrosumergible y aumentar la producción tal como lo requiere la compañía operadora.

### 3.4 COMPLETAMIENTO

Para el diseño de un sistema de levantamiento artificial, y en lo puntual para este caso, es importante considerar el completamiento del pozo al cual se le va a hacer el estudio, considerando las profundidades de la tubería y del revestimiento, además de los diámetros tanto externos como internos de la tubería. En la gráfica 13 se muestra el diseño el pozo UIS1 por medio de la herramienta PROSPER, el cual relaciona el diámetro de la tubería con las profundidades tanto en MD como en TVD.

**Figura 13.** Completamiento pozo piloto UIS1



**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

### 3.5 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DEL COMPLETAMIENTO CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Para el diseño de un sistema por bombeo electrosumergible, el software PROSPER tiene en cuenta ciertos parámetros que deben ser ingresados, como se visualiza en Figura 14, la cual se detalla a continuación.

**Figura 14.** Parámetros de Diseño Bomba Electrosumergible

The screenshot shows a software window titled "ESP Design (uis1.An1) (Matched PVT)". At the top, there is a toolbar with buttons for "Calculate", "Design", "Done", "Cancel", "Report", "Export", and "Help". Below the toolbar is a section labeled "Input Data" containing a table of parameters. The parameters are listed in the first column, their values in the second column, and their units in the third column. The last three rows have dropdown menus for selecting correlation models.

Parameter	Value	Unit
Pump depth (Measured)	6023	feet
Operating Frequency	50	Hertz
Maximum OD	5.38	inches
Length Of Cable	6060	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Design Rate	6000	STB/day
Water Cut	93.3	percent
Total GOR	9.3	scf/STB
Top Node Pressure	32	psig
Motor Power Safety Margin	20	percent
Pump Wear Factor	0	fraction
Pipe Correlation	Beggs and Brill	
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2	
Gas DeRating Model	<none>	

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

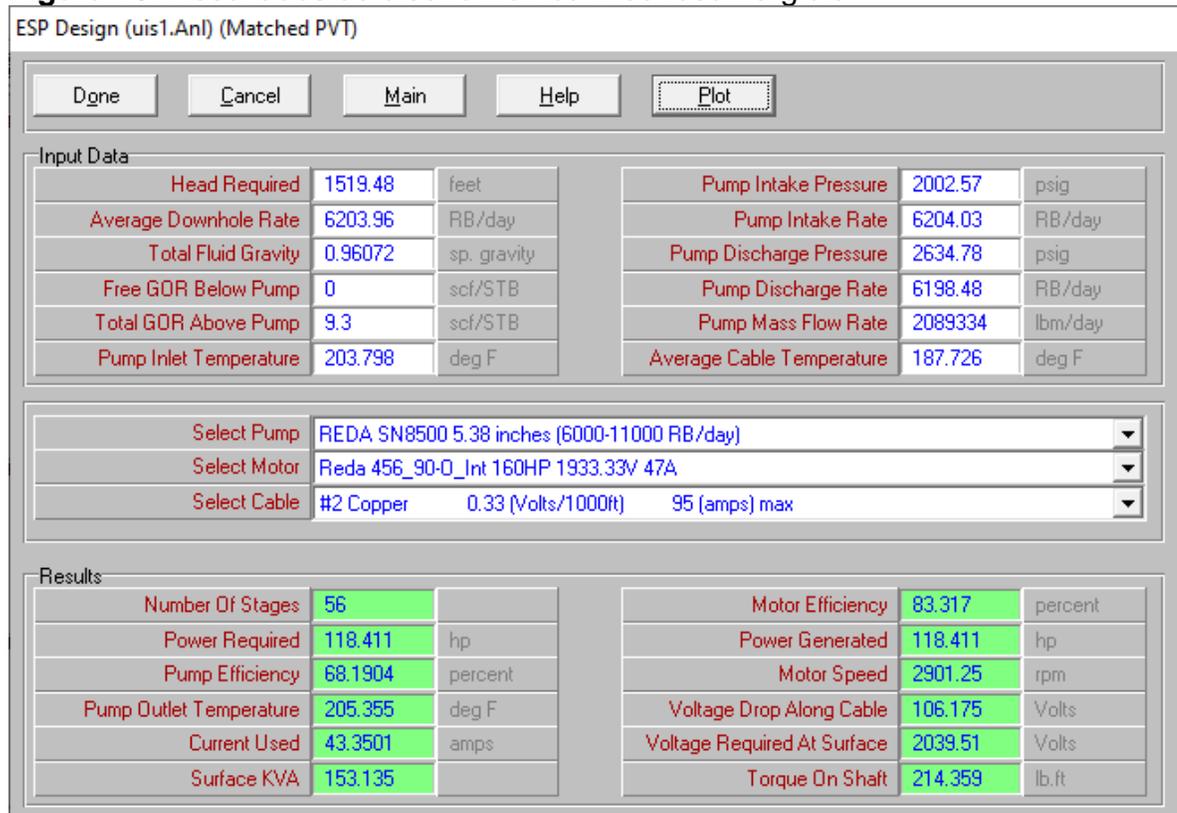
- ✓ **Profundidad de la Bomba:** 6023 pies MD. Profundidad de asentamiento a 6023 pies con el fin de garantizar sumergencia del equipo. Parámetro establecido por la compañía.

- ✓ **Frecuencia de Operación:** 50 Hz. Se diseña a 50 Hz, para tener un rango de operación tanto hacia arriba como hacia abajo al variar este parámetro, manteniendo las mejores condiciones operativas. Recomendación de la compañía.
  
- ✓ **Máximo OD de la Bomba:** 5,38 pulgadas.
  
- ✓ **Longitud del Cable:** 6060 pies. Igual a la profundidad de la bomba, no hay limitaciones en este parámetro para el diseño.
  
- ✓ **Eficiencia del Separador de Gas:** 0. Debido a que el fluido no presenta altas cantidades de gas la empresa operadora decide no instalar un separador de gas.
  
- ✓ **Tasa de Diseño:** 6000 STB/día. Valor esperado de producción.
  
- ✓ **Corte de Agua:** 93,3%. Valor obtenido de la prueba de flujo, esperado al inicio de la producción con bomba.
  
- ✓ **GOR Total:** 9,3 scf/STB. Igual al GOR en solución del análisis PVT.
  
- ✓ **Presión en Cabeza de Pozo:** 32 psi. Valor de diseño solicitado por la compañía, basándose en los requerimientos de presión en superficie
  
- ✓ **Margen de Seguridad de la Potencia del Motor:** 20% el motor de una bomba electrosumergible puede ser sobre cargado hasta un 20% al momento de descargar el pozo

### 3.6 DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

De acuerdo con los parámetros ingresados en la Figura 15, el software PROSPER calculó parámetros como la presión de entrada a la bomba, el caudal de entrada a la bomba, el caudal de salida de la bomba, temperatura de la bomba, entre otros. A continuación, en la figura se muestra los resultados para el diseño de la bomba.

**Figura 15.** Resultados de diseño Bomba Electrosumergible



**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

De acuerdo con los resultados obtenidos mediante el simulador PROSPER, en los cuales se calculó la presión de entrada de la bomba, la presión de salida de la bomba, la tasa de entrada de la bomba, la tasa de salida de la bomba, entre otros, permitió

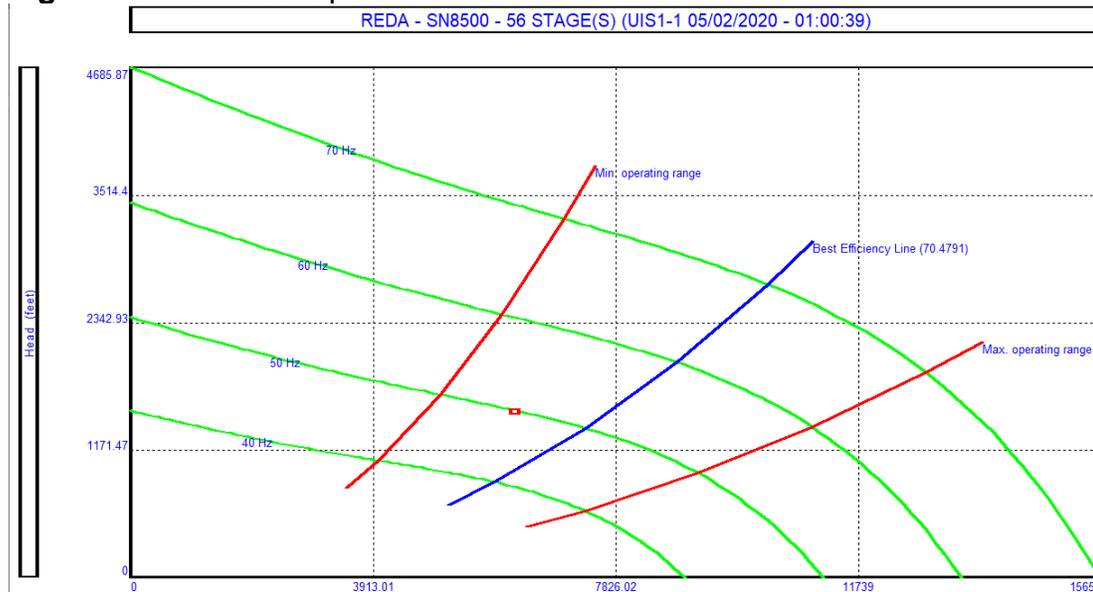
limitar la selección a aquellas bombas que cumplieran con los requerimientos de operación.

Teniendo en cuenta la preselección dada por el simulador PROSPER, se eligió la Bomba REDA SN8500 de 5.38 pulgadas y con una capacidad de producir de 6000 a 11000 barriles diarios de fluido, lo cual permite realizar un aumento en la producción en el momento de que la compañía operadora lo requiera.

Con respecto a los resultados, esta bomba necesita de 56 etapas y de 119 caballos de fuerza para su funcionamiento con una eficiencia de 68,19%

En la figura 16 se muestra el punto de operación de la Bomba REDA SN8500 la cual está muy cercana a la curva de operación de mayor eficiencia de la bomba en cuestión.

**Figura 16.** Punto de Operación Bomba SN8500



**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

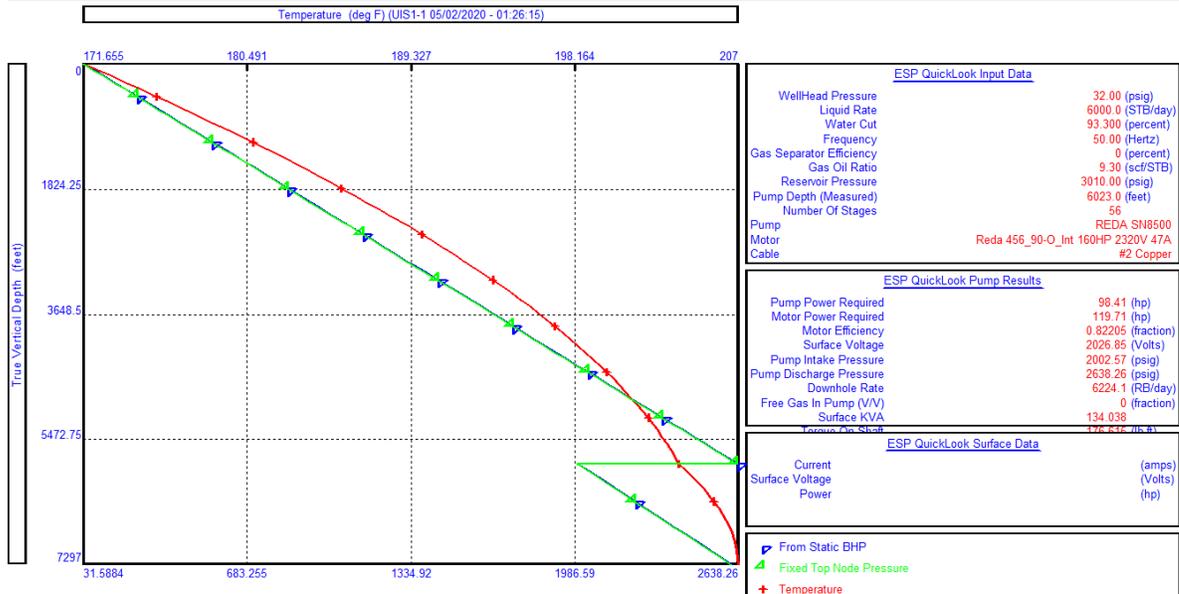
Posteriormente, para la selección del motor, se buscó un motor que cumpliera con los requisitos de potencia que necesita la bomba para su funcionamiento la cual es de 119 hp y que tuviera la menor cantidad de exigencia de corriente eléctrica (Amperaje). Con respecto a estas dos variables, se escogió el Motor Reda 456\_90-O\_Int 160HP con un amperaje de 47 A.

Para la selección del cable del sistema por bombeo electrosumergible, se eligió aquel que cumpliera con el requerimiento de corriente eléctrica el cual es de 47 y se tuvo en cuenta la caída de voltaje en el cable, factor que determina principalmente el voltaje requerido en superficie. Por lo cual se decidió escoger un cable de material de cobre con una caída de voltaje de 0.33 voltios cada 1000 pies y una corriente eléctrica de 95 amperios como máximo.

### **3.7 LEVANTAMIENTO DE PRESIÓN**

A continuación, en la Figura 17 se muestra el comportamiento de presión a través del pozo, en el cual se puede observar el aumento de presión generada por la bomba, con el fin de alcanzar la producción deseada de 6000 barriles, con una presión en cabeza de pozo de 32 psi como lo estipula la empresa operadora.

**Figura 17. Levantamiento de Presión Bomba Electrosumergible**

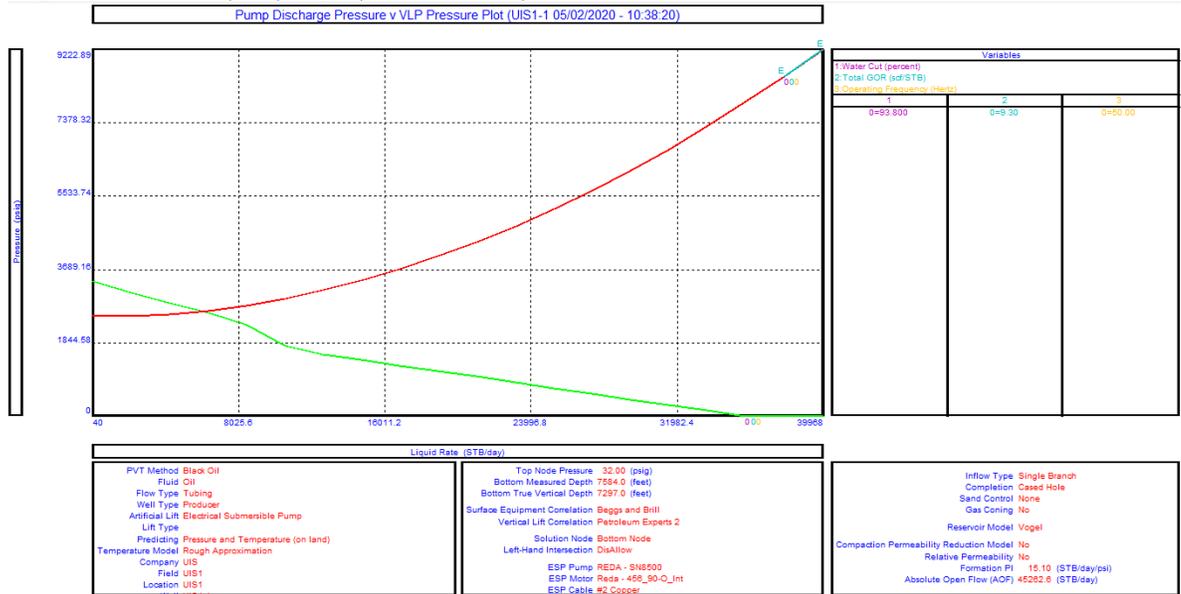


**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

### 3.8 CURVA IPR Y VLP

A continuación, en la Figura 18 se puede observar la curva VLP y IPR teniendo la Bomba REDA SN8500 en funcionamiento en el pozo, operando con un caudal de 6016,3 barriles de líquido (agua y aceite) y una presión de descarga de la bomba de 2639 psi con un caudal de crudo de 373 barriles diarios.

**Figura 18. Curva IPR y VLP**



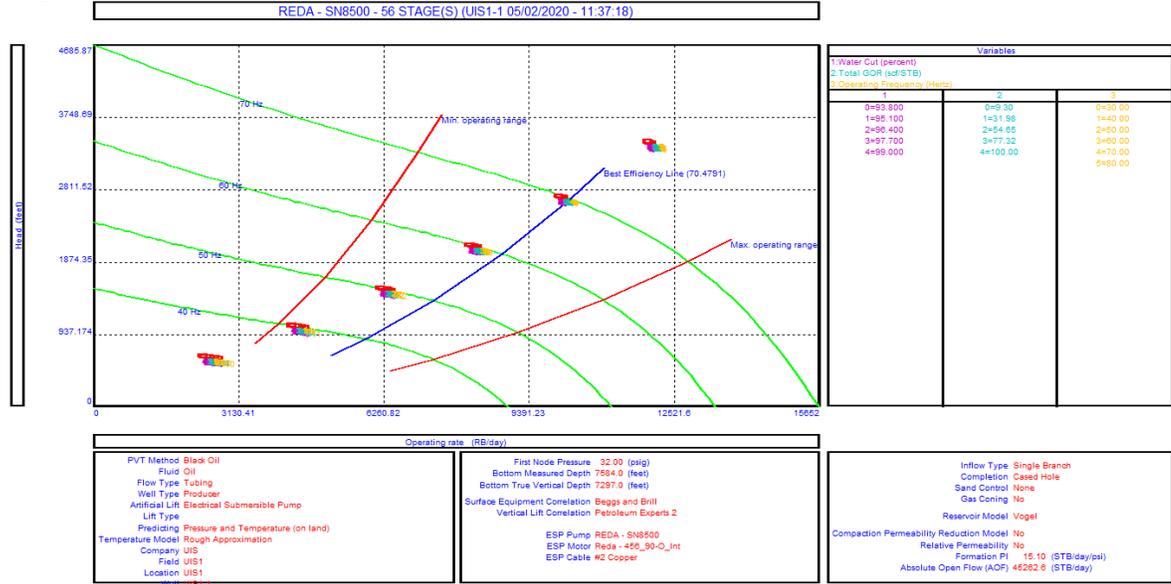
**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

### 3.9 SENSIBILIZACION DE PARÁMETROS

Por medio de la herramienta PROSPER se tomaron diferentes variables que pueden afectar la producción final de hidrocarburos, como lo son la frecuencia de operación, el GOR del fluido y el BS&W, donde se evaluó diferentes BS&W desde el 93% hasta un 99%, además se tomaron diferentes rangos de operación de frecuencia de la bomba desde 30 Hz hasta 80 Hz permitiendo conocer las condiciones óptimas de frecuencia y poder operar eficazmente de acuerdo a las especificaciones de la bomba, adicionalmente se varió el GOR de 9,3 a 100 scf/STB, variable que puede afectar el funcionamiento de la bomba durante su vida útil por tal se varió el GOR con el fin de analizar el impacto de esta importante variable durante la producción del Campo.

En la Figura 19 se muestra el comportamiento de la bomba electrosumergible al variar los parámetros de BS&W, GOR y frecuencia.

**Figura 19. Sensibilización de Variables**



**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

De acuerdo con los datos obtenidos en la sensibilización de parámetros, se tomaron los datos obtenidos a un corte de agua de 93,8 una operación de frecuencia de 50 Hertz y un GOR de 9,3 scf/STB con el cual se obtuvo una tasa de líquido de 6016,3 STB/día en donde 373,0 STB/día son de petróleo y el restante es de agua de producción. Estos serán los datos seleccionados para la evaluación financiera. A continuación, en la Figura 20 se muestran los datos obtenidos con posterioridad a la sensibilización de parámetros.

**Figura 20. Sensibilización de Variables**

SYSTEM 3 VARIABLES (uis1.An1) (Matched PVT)

Done Main Report Export Help Pump Plot

Outflow			
	WellHead	First Node	
Liquid Density	60.3942	60.3942	lb/ft3
Gas Density	0.21163	0.21163	lb/ft3
Liquid Viscosity	0.74493	0.74493	centipoise
Gas Viscosity	0.011257	0.011257	centipoise
Superficial Liquid Velocity	8.24667	8.24667	ft/sec
Superficial Gas Velocity	0.30894	0.30894	ft/sec
Gas Z Factor	0.98811	0.98811	
Interfacial Tension	31.3972	31.3972	dyne/cm
Pressure	32	32	psig
Temperature	171.338	171.338	deg F

Variables			
Water Cut	93.8		(percent)
Total GOR	9.3		(scf/STB)
Operating Frequency	50		(Hertz)

Solution			
Liquid Rate	6016.3		STB/day
Gas Rate	0.003469		MMscf/day
Oil Rate	373.0		STB/day
Water Rate	5643.3		STB/day
Solution Node Pressure	2611.49		psig
dP Friction	178.814		psi
dP Gravity	3038.6		psi

Inflow		
Total Skin	0	
Completion Skin	0	
dP Total Skin	0	psi
dP Perforation	0	psi
dP Damage	0	psi
dP Completion	0	psi

Pump		
Pump Intake Pressure	2001.13	psig
Pump Discharge Pressure	2639.05	psig
Average Rate Through Pump	6215.15	RB/day
Pump Head Generated	1530.96	feet
Pump Power Requirement	98.6786	hp
Pump Efficiency	67.5759	percent
Motor Amps Requirement	38.2519	amps
Motor Power Generated	98.6786	hp
Motor Efficiency	82.2191	percent
Motor Speed	2926.07	rpm
Voltage @ Surface	2027	Volts
Free Gas In Pump (V/V)	0	fraction
Torque On Shaft	177.125	lb.ft

**Fuente.** PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

#### **4.EVALUACION FINANCIERA**

Actualmente el Campo UIS cuenta con dos pozos de producción, pero estos no alcanzan la tasa de petróleo para cumplir con las expectativas de la compañía operadora. Debido a esto, se hace necesario la implementación de un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible que permita mejorar las tasas de crudo y sostenerlas durante la vida útil del proyecto, esto con el fin de mejorar los índices de rentabilidad y satisfacer las demandas de los accionistas.

En efecto, se debe realizar un estudio detallado que considere los costos asociados al completamiento del pozo en el cual se debe involucrar los costos a la bomba electrosumergible, protectores, cables de poder, variador de frecuencias, transformador, sensores, válvulas y aquellos aditamentos tanto en fondo de pozo y en superficie que permitan el eficaz funcionamiento del sistema de bombeo electrosumergible en el campo UIS1.

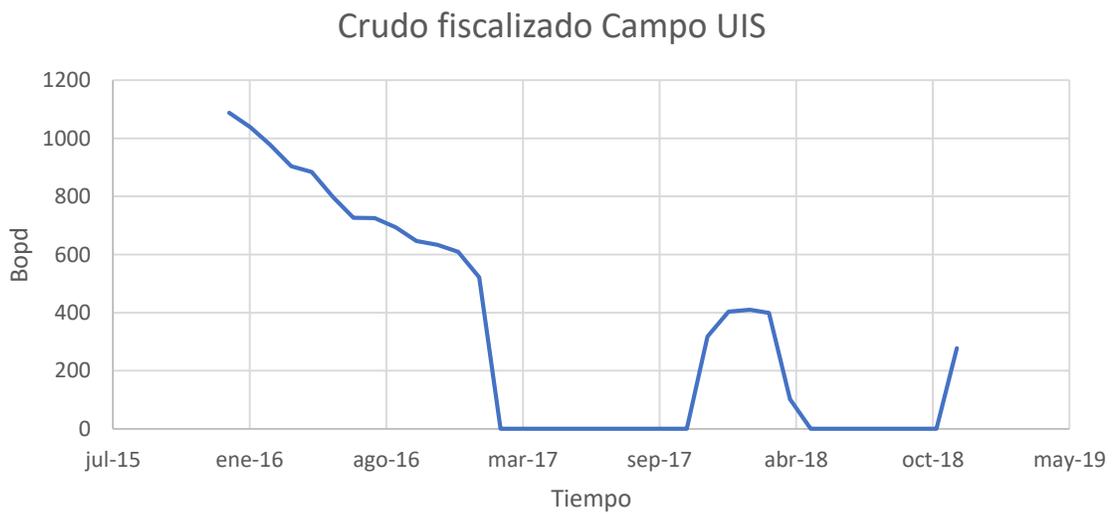
Esta evaluación financiera se realiza teniendo en cuenta los indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), relación costo/beneficio y el plazo de recuperación o PayBack. Esta evaluación se realizará tomando como moneda el dólar estadounidense USD, escogiendo un valor constante para el análisis del proyecto. Además, la tasa de interés de oportunidad usado por la empresa operadora es de 12%, por lo cual se debe realizar un análisis de la TIR para determinar la viabilidad del proyecto. Asimismo, la evaluación tendrá un periodo de evaluación de 6 meses, periodo definido debido a la vida útil promedio de una bomba electrosumergible.

## 4.1 PERFIL DE PRODUCCIÓN

Para la construcción del perfil de producción del Campo UIS durante los tres años siguientes a la instalación del Sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, se tomó en cuenta información suministrada por el área de producción de Campos cercanos y con características similares. Esto con el fin de predecir de la manera más cercana al comportamiento futuro del Campo dentro de los tres años siguiente. De acuerdo con la información suministrada por el área de producción de la Compañía, los Campos presentan una declinación entre el 7% y 8% anual. Para el caso de determinar la viabilidad financiera se tomará el dato con mayor porcentaje de declinación.

A continuación, en la Figura 21 se muestra el comportamiento que ha tenido el Campo UIS1, el cual durante su vida productiva ha presentado diversos problemas debido a la disposición del agua de producción, ya que este campo produce un 93% de agua, lo que ha llevado a cerrar los pozos en épocas donde no se puede disponer el agua.

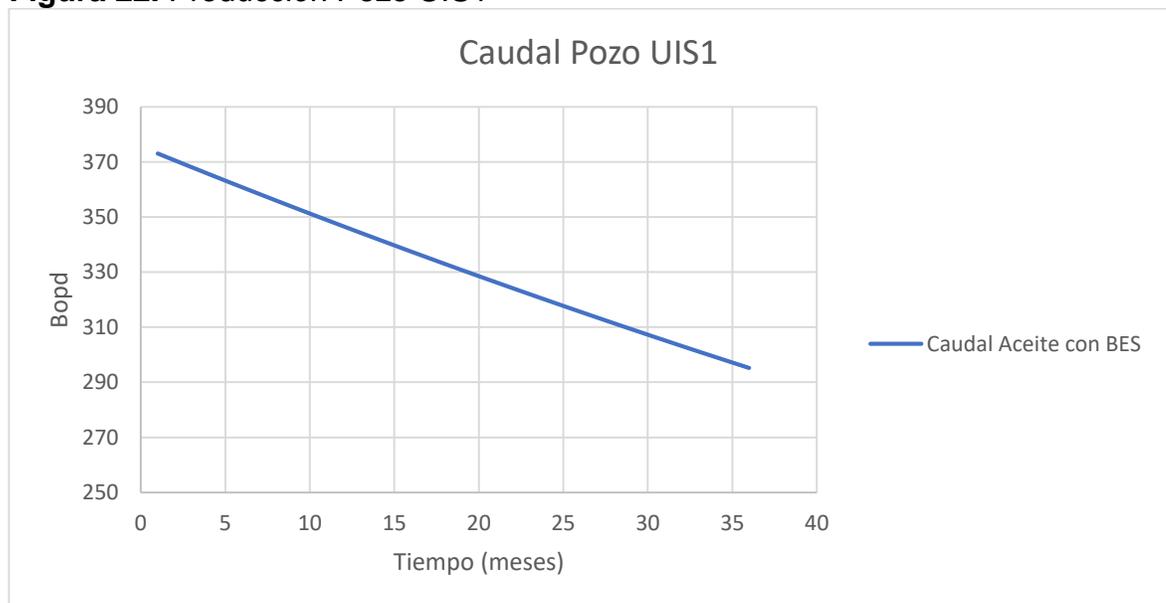
**Figura 21.** Crudo Fiscalizado Campo UIS



La implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible permitirá incrementar la producción a una tasa de líquido de 6016,3 STB/día donde 373,0 STB/día son de petróleo y 5643,3 STB/día son de agua, sin embargo, es necesario recalcar que el pozo UIS1 antes de la implementación de la bomba electrosumergible, tiene un caudal promedio diario de 229 de barriles de aceite, por lo cual es importante considerar el diferencial de aceite que dará con la bomba electrosumergible, ya que este será el efecto real de la bomba en el pozo

A continuación, en la Figura 22 se muestra el comportamiento de producción del pozo UIS 1 posterior a la instalación de la bomba electrosumergible.

**Figura 22.** Producción Pozo UIS1



## 4.2 ANÁLISIS DE INVERSIÓN CAPEX

Para la implementación del sistema de bombeo electrosumergible por bombeo electrosumergible se deben asumir costos iniciales que permitan el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil, estos costos corresponden a la compra de equipos de fondo y superficie que garanticen la producción esperada en superficie del pozo. A continuación, en la tabla 8 se muestran los costos asociados a los equipos necesarios en fondo en el sistema de bombeo electrosumergible.

**Tabla 8.** Costos Equipos de Fondo

	EQUIPO	ESTADO	CANTIDAD	PRECIO (USD)	PRECIO FINAL (USD)
EQUIPO DE FONDO	POWER CABLE	NUEVO	6023	\$ 7,73	\$ 46.557,79
	MLE	NUEVO	1	\$ 2.879,00	\$ 2.879,00
	DISCHARGE HEAD	NUEVO	1	\$ 537,28	\$ 537,28
	V. Cheque	NUEVO	1	\$ 307,28	\$ 307,28
	PUMP	NUEVO	1	\$ 17.693,00	\$ 17.693,00
	INTAKE	NUEVO	1	\$ 2.008,35	\$ 2.008,35
	PROTECTOR	NUEVO	1	\$ 10.992,00	\$ 10.992,00
	PROTECTOR	NUEVO	1	\$ 10.992,00	\$ 10.992,00
	MOTOR	NUEVO	1	\$ 12.831,00	\$ 12.831,00
	SENSOR	NUEVO	1	\$ 10.683,00	\$ 10.683,00
				<b>TOTAL, EQUIPO DE FONDO</b>	<b>\$ 115.480,70</b>

**Fuente.** CEPESA Colombia S.A

Además de los equipos de fondo, el sistema de bombeo electrosumergible requiere de equipos en superficie que permitan su óptima operación, tales como los variadores de frecuencia, transformadores entre otros. En la tabla 9 se muestran los valores de los equipos en superficie, además de los servicios para la puesta en funcionamiento del sistema de levantamiento artificial.

**Tabla 9. Costo Inversión**

	EQUIPO	ESTADO	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO FINAL	
EQUIPOS DE SUPERFICIE Y OTROS	Protectores	NUEVO	5	\$ 823,21	\$ 4.116,03	
	Bottom Plug	NUEVO	1	\$ 329,54	\$ 329,54	
	Superficie	NUEVO	1	\$ 5.519,14	\$ 5.519,14	
	Superficie Multisensor	NUEVO	1	\$ 1.782,19	\$ 1.782,19	
	Transformador	NUEVO	1	\$ 29.536,84	\$ 29.536,84	
	Variador	NUEVO	1	\$ 59.570,00	\$ 59.570,00	
	Protectores de Cable sobre tubería	NUEVO	195	\$ 76,15	\$ 14.849,25	
	Protectores de Cable sobre tubería	NUEVO	195	\$ 126,99	\$ 24.763,05	
	WorkOver + Movilización + Desmovilización		15 días	\$ 500.000,00	\$ 500.000,00	
	TOTAL ESTIMADO COSTO SE SERVICIO Y EQUIPOS					\$ 755.946,74

Fuente. CEPESA Colombia S.A

### 4.3 ANÁLISIS DE OPERACIÓN OPEX

Para determinar los costos operacionales por producción, se hace necesario conocer el lifting cost promedio del campo, dato que es suministrado por la empresa operadora del campo. El lifting cost es el valor necesario para producir y tratar un barril de petróleo en campo, por lo cual se debe considerar el salario de los trabajadores, tratamiento del crudo, tratamiento del agua de producción, estudios de superficie, costos de combustibles, transporte de trabajadores, alimentación de personal, mantenimientos locativos, gestión ambiental, seguridad y vigilancia, Intervención a pozos y el monitoreo de los pozos, entre otros. Para realizar el estudio, la empresa operadora suministró el lifting cost de 3 meses anteriores al análisis, los cuales se muestran a continuación en la Tabla 10.

**Tabla 10.**Lifting Cost Promedio

	Mes	Valor
Lifting Cost (\$/bbls)	1	13,9
	2	12,7
	3	14,3
Lifting Cost Promedio (\$/bbls)	<b>13,63</b>	

**Fuente.** CEPESA Colombia S.A

## 4.4 ANÁLISIS DE INGRESOS

**4.4.1 Análisis de Venta del Crudo.** Para la venta del crudo se toma un valor fijo de 54,06 USD/Bbl, el cual es el valor actual del precio del barril WTI en el momento del desarrollo de la monografía, pero debido a que la venta del crudo no se hace en Campo, sino en puerto, se debe realizar un pago de 8 USD/Bbl por el transporte del crudo en el oleoducto, lo que corresponde a un precio de venta final de 46,06 USD/Bbl.

**4.4.2 Regalías.** Con el fin de establecer la producción Neta del Campo es necesario realizar el descuento por regalías según lo establece la Ley Colombiana 756 de 2002, por concepto de explotación del subsuelo del Estado Colombiano. Dado que el Campo tiene una producción menor a 5000 barriles el porcentaje de regalías que le corresponde al Campo UIS es del 8%.

Teniendo en cuenta que el pozo UIS 1 producirá con la bomba electrosumergible instalada un caudal de 373,0 barriles diarios en superficie de crudo con una tasa de declinación mensual de 0,667% mensual, se calculó la producción diferencial por el aporte de la bomba electrosumergible mes a mes con el fin de calcular el incremento de producción anual del pozo.

A continuación, en la Tabla 11 se muestra la producción de crudo que se obtendría anualmente a partir de la instalación del sistema de bombeo electrosumergible hasta su periodo final de funcionamiento que corresponde a tres años.

**Tabla 11. Ganancia Producción con BES**

Tiempo (Años)	Producción de Crudo (Barriles)
1	49980,81
2	46125,75
3	42568,03

Teniendo en cuenta la ganancia en producción de crudo debido a la implementación del sistema de bombeo electrosumergible, se calcula el volumen de regalías, estipulado por la Ley colombiana, que para el caso del Campo UIS1 es del 8%, utilizando la Ecuación (1).

$$\text{Vol Regalías (BOPD)} = \text{Produccion de Crudo} * 8\% \quad (1)$$

En donde para el primer año y tomando la Ecuación 1 se tiene

$$\text{Vol. Regalías (BOPD)} = 49980,81 \text{ bls} * 8\% = 3998,47 \text{ barriles}$$

A continuación, en la Tabla 12 se muestra el descuento del volumen que corresponde al pago de regalías según lo estipula la Ley colombiana. Tomando la Ecuación 1.

**Tabla 12. Regalías**

Tiempo (Años)	Producción de Crudo (barriles)	Regalías %8
1	49980,81	3998,47
2	46125,75	3690,06
3	42568,03	3405,44

Teniendo en cuenta el volumen de regalías que por Ley se deberá descontar a la producción de Crudo del Pozo, se obtiene la Producción Neta de Petróleo, la cual se concluye por medio de la Ecuación 2.

$$\text{Produccion Neta (bls)} = \text{Produccion de Crudo} - \text{Vol. Regalias} \quad (2)$$

La producción neta del pozo UIS1 para el año 1 con Bombeo Electrosumergible se calcula tomando la Ecuación 2.

$$\text{Produccion Neta (bbl)} = 49980,81 - 3998,47 = 45982,35 \text{ barriles}$$

En la Tabla 13 se muestra los resultados obtenidos para los tres años siguientes a la implementación del sistema de levantamiento artificial.

**Tabla 13.** Producción Neta después de regalías

Tiempo (Años)	Producción de Crudo (barriles)	Regalías %8	Producción Neta (bbl)
1	49980,81	3998,47	45982,35
2	46125,75	3690,06	42435,64
3	42568,03	3405,44	39162,59

Teniendo la producción Neta del pozo UIS1 después de la implementación del sistema de bombeo electrosumergible, en el cual se descontaron los volúmenes de regalías exigidos por Ley del Estado colombiano, se procede a realizar el cálculo de los ingresos en dólares por medio de la Ecuación 3.

$$\text{Total Ingresos (USD)} = \text{Produccion Neta} * \text{Precio del Crudo (WTI)} \quad (3)$$

$$\text{Total Ingresos} = 45982,35 * 46,06 = 2.117.947 \text{ USD}$$

Teniendo la producción neta de los tres periodos en el cual se proyecta la duración del sistema de bombeo electrosumergible, se toma la Ecuación 3 para calcular los ingresos en dólares por la implementación del sistema de levantamiento para el primer año de la aplicación, tomando como precio de referencia 46,06 dólares el barril.

A continuación, en la Tabla 14 se muestran los ingresos totales para los tres años de vida útil del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

**Tabla 14.** Ingresos Totales

Tiempo (Años)	Producción Neta (bbl)	Precio Crudo (bbl/USD)	Ingresos \$ (USD)
1	45982,35	46,06	2.117.947
2	42435,64	46,06	1.954.588
3	39162,59	46,06	1.803.829

Posteriormente de determinar los ingresos netos, debido al incremental de producción por la implementación del sistema de bombeo electrosumergible ,se realiza a determinar el impuesto de renta sobre las ganancias obtenidas que según lo dispuesto en el inciso primero del artículo 240 del ET modificado por el artículo 80 de Ley 1943 del 28 de diciembre de 2018, la tarifa general del impuesto de renta de las personas jurídicas para el año gravable 2019 será del 33 %.Sin embargo, según lo dispuesto en esta Ley de financiamiento se verá una reducción gradual para los años 2020, 2021 y 2022 en los cuales aplicarán las tarifas del 32 %, 31 % y 30 % respectivamente.

A continuación, en la Tabla 15 se muestra los ingresos después de descontar el impuesto de renta según lo estipula el Estado Colombiano.

**Tabla 15.** Ingresos después de Impuestos

Tiempo (Años)	Producción Neta (bbl)	Precio Crudo (bbl/USD)	Ingresos \$ (USD)	Ingresos después de Impuesto de Renta \$(USD)
1	45982,35	46,06	\$ 2.117.947	\$ 1.440.204
2	42435,64	46,06	\$ 1.954.588	\$ 1.348.666
3	39162,59	46,06	\$ 1.803.829	\$ 1.262.680

#### 4.5 INDICADORES FINANCIEROS

La evaluación financiera permitirá conocer la viabilidad del proyecto para los inversionistas, con el fin de poder discernir entre la implementación del sistema de levantamiento artificial o no iniciar la ejecución del proyecto. Esta evaluación se hará mediante los índices financieros como el Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Relación costo/beneficio y el plazo de recuperación (PayBack).

**4.5.1 Valor Presente Neto.** El Valor Presente Neto consiste en traer todos los ingresos y egresos futuros de un flujo de caja a valor presente es decir a pesos de hoy utilizando una tasa de interés<sup>5</sup>.

Si el valor presente de los ingresos es mayor que el valor presente de los egresos el VAN > 0 el proyecto es viable toda vez que se obtendría una ganancia en dólares de hoy.

Si el valor presente de los ingresos es menor al valor presente de los egresos el VAN < 0 el proyecto no es viable porque en dólares de hoy habría una pérdida.

---

<sup>5</sup> BACCA. C. Guillermo. Ingeniería Económica. Octava Edición. Colombia. Fondo Educativo Panamericano. 2005.p.338

Si el valor presente de los ingresos es igual al valor presente de los egresos VAN=0 desde el punto de vista financiero es indiferente realizar o no el proyecto.

Como dice Bacca<sup>6</sup> se debe tener en cuenta que el Valor Presente Neto depende de una tasa de interés que traiga a valor presente el flujo de ingresos y egresos, por eso se debe precisar sobre la tasa de oportunidad (TIO), la cual y como afirma Bacca<sup>7</sup>, está asociada al costo de mejor alternativa que se realiza o se sacrifica en fin de hacer otra actividad que genere ingresos.

Con la finalidad de utilizar el indicador financiero VPN se aplicó la ecuación 4.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+i)^n} \quad (4)$$

Donde

$I_0$  = Inversión Inicial

n= Periodo de tiempo

i= Tasa de interés de oportunidad (TIO)

FC= Flujo de Caja

Para calcular el Valor Presente Neto del proyecto de implementar el sistema de bombeo electrosumergible, es necesario conocer los ingresos durante los tres años, los costos iniciales y los costos operacionales; estos costos operacionales van relacionados con la producción de crudo y el lifting cost establecido por la operación propia de la compañía operadora. La Ecuación 5 muestra el cálculo de los costos operacionales para el primer año de operación de la bomba electrosumergible.

$$\text{Costos Operacionales(USD)Produccion de Crudo (Bbl) * Lifting Cost } \left(\frac{\text{Bbl}}{\text{USD}}\right) \quad (5)$$

---

<sup>6</sup> Ibid.p.338.

<sup>7</sup> Ibid.p.339

$$\text{Costos Operacionales(USD)} = 49980,81 \text{ bls} * 13,63 \frac{\text{bbl}}{\text{USD}} = 681238,48 \text{ USD}$$

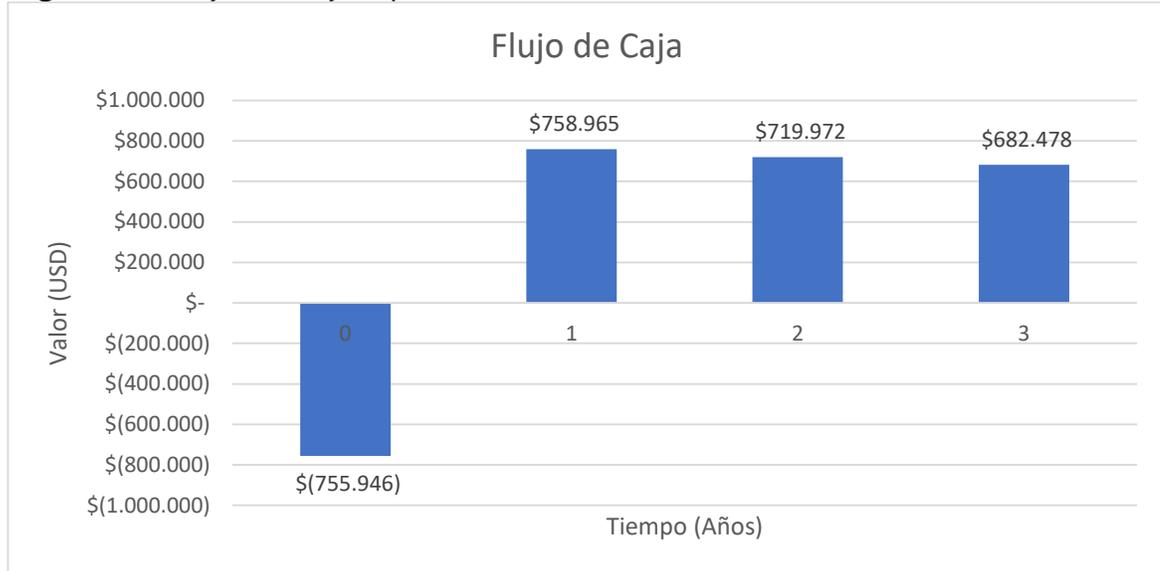
Teniendo los Ingresos netos para cada año, el costo inicial de la implementación del sistema de bombeo y los costos operacionales de cada año, se realiza el flujo de caja neto, el cual se establece tomando los ingresos netos y restándoles los costos asociados en el año correspondiente. En la tabla 16 se muestra el flujo neto correspondiente a cada año de la vida útil del sistema.

**Tabla 16.** Datos Flujo Neto de Caja

Año	Ingresos después de Impuesto de Renta	Costos de operación	Costos Iniciales	Total Egresos	Flujo Neto
0	\$ -	\$ -	\$ 755.946	\$ 755.946	-\$ 755.946
1	\$ 1.440.204	\$ 681.238	-	\$ 681.283	\$ 758.965
2	\$ 1.348.666	\$ 628.693	-	\$ 628.693	\$ 719.971
3	\$ 1.262.680	\$ 580.202	-	\$ 580.202	\$ 682.477

A continuación, en la figura 23 se muestra el flujo de caja neto para el estudio y análisis de la implementación de un sistema de bombeo electrosumergible en el pozo UIS1.

**Figura 23. Flujo de Caja a precio actual**

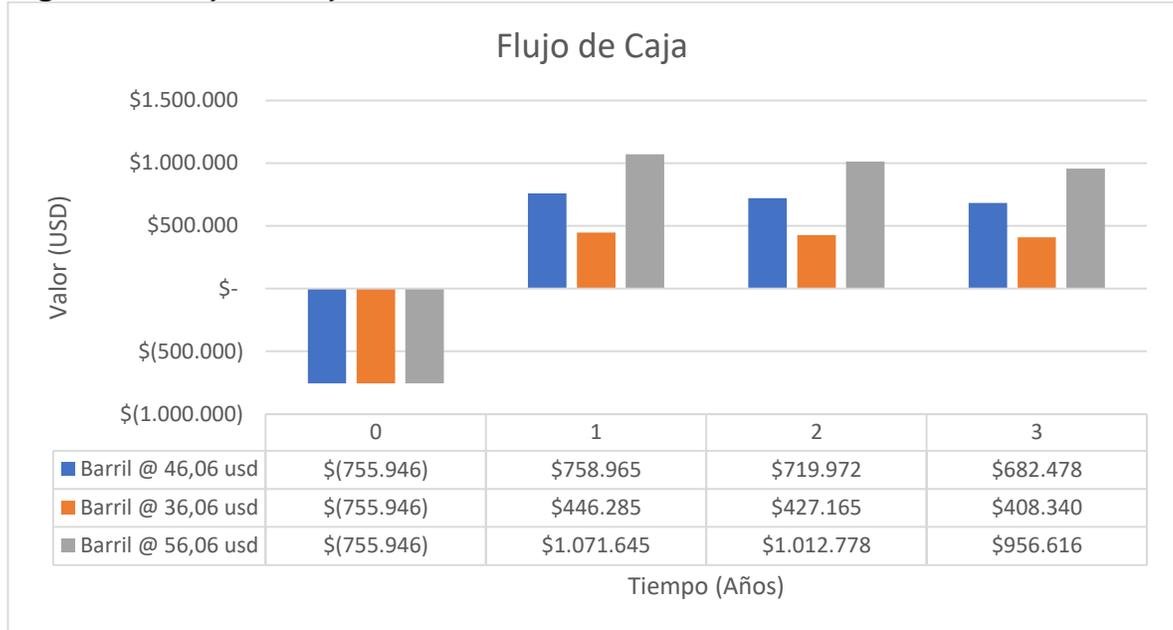


El valor obtenido del VPN para el proyecto de implementación de un sistema de bombeo electrosumergible es de \$ 981.432 USD tomando un valor de precio del crudo de 56,06 USD el barril mediante por medio de la Ecuación 4.

$$VPN = -755.946,74 + \frac{758956}{(1 + 0.12)^1} + \frac{719972}{(1 + 0.12)^2} + \frac{682478}{(1 + 0.12)^3} = 981.432 \text{ USD}$$

Teniendo en cuenta diferentes escenarios con respecto al valor del barril de crudo con referencia al dólar, se tomaron dos casos hipotéticos en caso de que el precio del barril de crudo cambie; por tanto, el análisis se hizo para tres casos, el cual se trabajó con un precio de venta en puerto de 46,06 USD, de 36,06 USD y de 56,06 USD. En la figura 24 se muestra el flujo de caja para los tres casos en el cual la variable primordial fue el precio del barril de crudo.

**Figura 24. Flujo de Caja variando Precio del barril**



**4.5.2 Tasa Interna de Retorno.** La tasa interna de retorno es, según Bacca,<sup>8</sup> uno de los índices más usados porque determina la rentabilidad del proyecto.

La TIR es un indicador financiero que para calcularlo se debe llevar el valor presente neto a un valor de 0. Es un proceso de prueba, ensayo y error donde se cambia la tasa interés hasta que el VPN sea igual a cero

En caso de que la TIR sea mayor a la TIO el proyecto es rentable para los inversionistas, en el caso contrario no es viable implementar el proyecto.

Valor TIR= 80,73%

<sup>8</sup> Ibid. p385.

**4.5.3 Relación Beneficio/Costo.** Esta relación está representada por la relación Ingresos/Egresos que se generen en la ejecución del proyecto. Este indicador se evalúa teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

Si  $B/C > 1$ , el proyecto es rentable, ya que indica que los Ingresos son Mayores a los Egresos.

Si  $B/C = 1$ , es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra, ya que los ingresos son iguales a los egresos.

Si  $B/C < 1$ , el proyecto no resulta rentable ya que los ingresos son menores que los egresos

En la tabla 17 se muestra la relación Beneficio - Costo de la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible a un precio de venta de crudo en puerto de 46,06 USD

**Tabla 17.** Relación Beneficio/Costo

Relación Beneficio Costo	
Ingresos a año cero	\$ 3.259.795,09
Egresos a año cero	\$ 1.522.416,11
Costos +inversión inicial	\$ 2.278.362,11
B/C	\$ 1,43

**4.5.4 Plazo de Recuperación.** Como lo plantea Seco<sup>9</sup> el periodo de recuperación de una inversión es el tiempo necesario para que las entradas de caja generadas por la inversión hasta el momento, compensen las salidas que estas han originado. Es decir, es el tiempo que se necesita para que la inversión sea recuperada.

A continuación, en la tabla 18 se muestra el plazo de recuperación del sistema de bombeo electrosumergible tomando como referencia un precio de venta en puerto de 46,06 USD

**Tabla 18.** Plazo de Recuperación

Año	Flujo Neto	VP	Periodo de Recuperación descontado
0	-\$ 755.946	-\$ 755.946	-\$ 755.946
1	\$ 758.965	\$ 677.647	-\$ 78.298
2	\$ 719.972	\$573.956	\$ 495.659
3	\$ 682.478	\$ 485.774	\$981.433
Periodo de Recuperación			1,12

El periodo de recuperación de la inversión es de 1,12 lo que sucedería aproximadamente a 1 año y 44 días de haber sido instalado el sistema, ello corresponde a 1 mes y 14 días aproximadamente.

<sup>9</sup> SECO Maite. Análisis de Inversión y proyectos de Inversión. Escuela de Organización Industrial

**4.5.5 Resumen Financiero.** A continuación, en la Tabla 19 se muestra los resultados de los indicadores financieros obtenidos para la implementación del sistema por bombeo electrosumergible tomando tres valores diferentes para el precio del crudo en puerto.

**Tabla 19.** Indicadores Financieros

Indicadores Financieros			
	46,06 USD	36,06 USD	56,06 USD
TIO	12%	12%	12%
TIR	80,73%	32,47%	125,88%
VPN	\$ 981.432	\$ 273.705	\$ 1.689.160
Periodo de Recuperación	1,12	2.06	0.79
B/C	1,43	1.12	1.74

La implementación de un sistema de bombeo electrosumergible financieramente en el pozo UIS1 es viable financieramente, ya que cumple con las expectativas de los inversionistas por lo que supera satisfactoriamente el costo de oportunidad de la empresa operadora para los tres casos con relación al precio del crudo.

## 5.CONCLUSIONES

La implementación del sistema por bombeo electrosumergible en el Campo de Crudo Mediano, permitirá incrementar la producción de petróleo en 144 barriles diarios con una tasa de declinación de 8 % anual, lo que permitirá producir 138674 barriles de crudo adicional en el pozo para el periodo de tres años.

Por medio de la sensibilización de variables se evidencio que no es necesario la implementación de un separador de gas, ya que la cantidad que el pozo produce no afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

La bomba seleccionada para alcanzar la producción deseada fue la REDA SN8500 de 5, 38 pulgadas de diámetro la cual puede producir entre 6000 a 10000 barriles de fluido con 56 etapas y una eficiencia del 68 %, lo que permite a la operadora subir la producción de fluidos cuando se requiera.

La bomba operará inicialmente con una frecuencia de 50 Hz, la cual se encuentra cerca a la curva de mayor eficiencia, en el momento que la empresa requiera, puede aumentar la frecuencia a 70 Hz el cual es un punto bueno de operación según la sensibilidad de variables.

Con respecto al análisis financiero, la inversión supera las expectativas de la Empresa, tomando en cuenta el valor actual del crudo WTI de 54,06 USD durante el desarrollo de la monografía. En consecuencia, es llamativo considerar la instalación de una bomba electrosumergible para el pozo y demás pozos aledaños.

## **6. RECOMENDACIONES**

Se recomienda la instalación de una bomba electrosumergible en los pozos que vayan a ser perforados posteriormente, ya que se evidenció que el sistema BES se adapta de una manera eficiente a las condiciones presentes y futuras del Campo.

Debido a la alta producción de agua del Campo se recomienda realizar un estudio de reinyección al yacimiento como alternativa para el manejo de los volúmenes

## BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Las regalías en el sector de los hidrocarburos (Online).2008. Disponible en <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>

ALVARADO, Douglas; BANZER, Carlos. Recuperación térmica de petróleo. Reeditado y corregido por Rincón M., Adafel C., Caracas Venezuela, 2002.

ARPS, J. (1944). Analysis of decline curves. SPE 945219. E.U.A., Texas. pg. 228-247

BACCA. C. Guillermo. Ingeniería Económica. Octava Edición. Colombia. Fondo Educativo Panamericano. 2005.

DE FERRER, Magdalena Paris. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones astro data SA, 2001.

FLESHMAN, R., & LEKIC, H. O. Artificial lift for high-volume production. Oilfield review, 11(1), 49-63. 1999

JIMENEZ, Francisco. Ingeniería Económica. Costa Rica: Editorial tecnológica de Costa Rica. 2007, 254 p

MAROTO LLERENA, H. L., VIERA, V., & ENRIQUE, D. Estudio para Optimizar el Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Libertador (Bachelor's thesis, Quito, 2012.

MUÑOZ, A y TORRES, E. Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Tesis de grado. UIS.2007

OROZCO, Jhonny. Matemáticas Financieras Aplicadas. V3, 2008, 331 p.

PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Suite V8.0. Software PROSPER 12.0. Edimburgo, 2012.

SECO Maite. Análisis de Inversión y proyectos de Inversión. Escuela de Organización Industrial