



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 8 de noviembre de 2018

Señores
CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
Ciudad

El (Los) suscrito(s):

CARLOS ANDRES PACHON ZAMBRANO con C.C. No. 1'111.202.427

JUAN NICOLAS VEGA TRUJILLO con C.C. No. 1'075.292.241

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado Titulado: ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR MEDIO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES O BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES CON CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DEL CAMPO CENCELLÁ – MANSOYÁ. Presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Ingeniero(a) de Petróleos.

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Juan Nicolas Vega Trujillo

Firma: Carlos Pachon

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR MEDIO DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES O BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES CON CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DEL CAMPO CENCELLÁ - MANSOYÁ

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
PACHON ZAMBRANO	CARLOS ANDRES
VEGA TRUJILLO	JUAN NICOLAS

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ARANDA ARANDA	ERVIN

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
DIAZ CLAROS	EDISSON

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO(A) DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA - HUILA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 196

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas_X___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros_X_

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Índice de productividad	productivity index	6. Levantamiento artificial	Artificial lift
2. Crudo pesado	heavy oil	7. Frecuencia	Frequency
3. Análisis de sensibilidad	sensitivity analysis	8. Gradiente geotérmico	Geothermal gradient
4. Optimización	optimization	9. Producción	Production
5. Evaluación financiera	financial evaluation	10. Subpump	Subpump

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Uno de los desafíos de la industria es la extracción de crudos pesados y extra pesados, los cuales hace unos años eran evitados en su mayoría por las dificultades que presentan en el proceso de extracción. Sin embargo, la innovación y el mejoramiento de tecnologías permiten ampliar aún más las posibilidades de producción de este tipo de crudos con surgimiento de nuevos y mejores sistemas de levantamiento artificial (ALS) y la experiencia. Para la implementación de un ALS en un pozo y realizar un análisis técnico-económico, en primer lugar, se tienen en cuenta las generalidades del campo Cencellá-Mansoyá, ubicación geográfica, modelo estructural, las características del crudo y el proceso de crudo, gas y agua de la batería a donde llega la producción del campo. Bajo esta contextualización, se seleccionan y evalúan los pozos de interés, teniendo en cuenta propiedades del fluido y reservorio, información geológica, estado mecánico, antecedentes de ALS y problemas especiales. Posteriormente se realizan los diseños de los sistemas ESP y ESPCP, para cada pozo, teniendo en cuenta que el sistema PCP es el que se encuentra instalado en los dos pozos del campo. Una vez realizados los diseños, se realiza la evaluación económica donde se determina los rendimientos de los recursos invertidos, con la finalidad de establecer si el proyecto es recomendable desde el punto de vista financiero en un periodo de evaluación de 24 meses.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

One of the challenges of the industry is the extraction of heavy and extra heavy oils, which a few years ago were mostly avoided due to the difficulties they present in the extraction process. However, innovation and the improvement of technologies allow us to further expand the production. For the implementation of an ALS in a well and perform a technical-economic analysis, first of all are taken into account the generalities of the Cencellá-Mansoyá field, the geographic location, the structural model, the characteristics of the crude oil and the process of crude oil, gas and water from the battery where the production of the field arrives. Based on this contextualization, the wells of interest are selected and evaluated, taking into account properties of the fluid and reservoir, geological information, mechanical status, ALS records and special problems. Subsequently ESP and ESPCP system designs are made for each well, taking into account that the PCP system is the one installed in the two wells of the field. Once the designs have been made, the economic evaluation is carried out where the returns on the resources invested are determined, in order to establish whether the project is advisable from the financial point of view in a 24-month evaluation period.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ

Firma:

Nombre Jurado: LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO

Firma:

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA CAMBIO DE SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR MEDIO DE BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES O BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES CON
CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DEL CAMPO CENCLLÁ -
MANSOYÁ**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2018**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA CAMBIO DE SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR MEDIO DE BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES O BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES CON
CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DEL CAMPO CENCELLÁ -
MANSOYÁ**

**JUAN NICOLÁS VEGA TRUJILLO
CARLOS ANDRÉS PACHON ZAMBRANO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA – HUILA
2018**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA CAMBIO DE SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR MEDIO DE BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES O BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES CON
CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DEL CAMPO CENCELLÁ -
MANSOYÁ**

**JUAN NICOLÁS VEGA TRUJILLO
CARLOS ANDRÉS PACHON ZAMBRANO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero de
Petróleos**

DIRECTOR

ERVIN ARANDA ARANDA

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA**

2018

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA CAMBIO DE SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR MEDIO DE BOMBAS
ELECTROSUMERGIBLES O BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES
CON CAVIDADES PROGRESIVAS EN POZOS DEL CAMPO
CENCELLÁ - MANSOYÁ**

**ÁREA DE INVESTIGACIÓN
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN**

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Director  _____

Ing. Ervin Aranda Aranda

Jurado  _____

Ing. Luis Fernando Bonilla

Jurado  _____

Ing. Javier Andrés Martínez

DEDICATORIA

Con todo mi amor, a mi madre, que en paz descanse.

A mi padre por su ininterrumpido apoyo.

A Fabiola Inés por darle claridad a la oscuridad.

- Juan Nicolas Vega Trujillo.

A Dios, mis padres y hermana.

- Carlos Andrés Pachon Zambrano

AGRADECIMIENTOS

Especialmente a nuestras familias por su apoyo en todo este proceso.

A Ecopetrol S. A. por habernos dado la oportunidad de realizar el proyecto de grado.

A nuestros directores de proyecto los ingenieros Edison Diaz y Ervin Aranda, por su excelente disposición a colaborarnos y guiarnos en cada etapa del proyecto, brindándonos su experiencia y conocimiento técnico al atender nuestras inquietudes.

A la Universidad Surcolombiana por la formación académica impartida en estos años y a sus docentes, compañeros y administrativos, quienes contribuyeron de forma importante en nuestra formación personal, para ser profesionales con sentido de pertenencia hacia nuestra alma máter.

1. Tabla de contenido

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN

1. GENERALIDADES.....	2
1.1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA.....	2
1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO CENCELLÁ - MANSOYÁ.....	4
1.2.1. Ubicación geográfica.....	4
1.2.2. Modelo estructural.....	5
1.2.3. Proceso de crudo, gas y agua.....	6
1.2.4. Características del crudo.....	7
1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (ESP –PCP – ESPCP).....	7
1.3.1. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. (ESP).....	9
1.3.2. BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS. (PCP).....	30
1.3.3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS. (ESP).....	55
1.4. METODOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN FINANCIERA.....	64
1.4.1. Valor presente neto (VPN).....	64
1.4.2. Tasa interna de rentabilidad (TIR).....	66
1.4.3. Relación beneficio costo (RB/C).....	67
1.5. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	68
1.6. CUADRO COMPARATIVO.....	69
2. SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE POZOS DE INTERÉS	70
2.1. CENCELLÁ-1.....	71
2.1.1. GENERALIDADES.....	71
2.1.2. PROPIEDADES DEL FLUIDO.....	71
2.1.3. PROPIEDADES DEL RESERVORIO.....	72
2.1.4. PROBLEMAS ESPECIALES.....	72
2.1.5. INFORMACIÓN GEOLÓGICA DE LA ROCA ALMACÉN.....	72
2.1.6. ESTADO MECÁNICO.....	73
2.1.7. ANTECEDENTES DE ALS.....	73
2.2. MANSOYÁ-1.....	75
2.2.1. GENERALIDADES.....	75
2.2.2. PROPIEDADES DEL FLUIDO.....	75

2.2.3.	IMPUREZAS DEL GAS	75
2.2.4.	PROPIEDADES DEL RESERVORIO	76
2.2.5.	PROBLEMAS ESPECIALES	76
2.2.6.	INFORMACIÓN GEOLÓGICA DE LA ROCA ALMACÉN.....	76
2.2.7.	ESTADO MECÁNICO.....	77
2.2.8.	ANTECEDENTES DE ALS	77
3.	DISEÑO	79
3.1.	DISEÑO DEL EQUIPO ESP.....	80
3.1.1.	DISEÑO POZO MANSOYÁ-1	80
4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	92
4.1.	CONSIDERACIONES.....	93
4.1.1.	Tiempo.....	93
4.1.2.	Precio del barril	96
4.1.3.	Costo de levantamiento, calidad y transporte.....	97
4.1.4.	Producción neta de cada pozo	98
4.1.5.	Costos propios de cada sistema	102
4.1.6.	Inversión.....	103
4.1.7.	Pérdidas de dinero debido a fallas.....	104
4.1.8.	Tasa de descuento anual.....	105
4.1.9.	Regalías.....	106
4.1.10.	Depreciación.....	107
4.1.11.	Impuesto de renta.....	107
4.2.	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	108
4.2.1.	INGRESOS	108
4.2.2.	EGRESOS.....	121
4.2.3.	Flujo de caja neto y acumulado.....	128
4.2.4.	VPN, TIR, R B/C y periodo de repago.....	135
5.	ANÁLISIS DEL PROYECTO.....	149
6.	CONCLUSIONES	178
7.	RECOMENDACIONES	180
8.	ANEXOS	181

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Bloque Área Nororiente.	5
Figura 2 Diagrama de Flujo Batería Mansoyá.	6
Figura 3 Diferentes sistemas de levantamiento artificial más comunes.	8
Figura 4 Sistema de bombeo electrosumergible	9
Figura 5 Componentes del motor.	11
Figura 6 Parte interna de un motor electrosumergible	12
Figura 7 Partes del motor ESP	13
Figura 8 Bomba centrífuga	17
Figura 9 Diferentes configuraciones de cable	18
Figura 10 Componentes de cable de potencia	19
Figura 11 Tipos de cables	19
Figura 12 Cable extensión del motor (MLE)	20
Figura 13 Transformadores.	23
Figura 14 Caja de venteo.	24
Figura 15 Variador de velocidad.	25
Figura 16 Cabeza de pozo.	26
Figura 17 Sistema de bombeo con cavidades progresivas.	30
Figura 18 Configuraciones de PCP.	37
Figura 19 Ubicación del rotor en diferentes puntos para una bomba de lóbulo simple	37
Figura 20 Niple de paro	38
Figura 21 Ancla de Torque	41
Figura 22 Ancla de tubería	41
Figura 23 Ancla de gas.	42
Figura 24 Centralizador de varillas de Acople	43
Figura 25 Varillas de bombeo convencionales y continuas.	44
Figura 26 Cabezales de rotación.	46
Figura 27 Sistema de transmisión.	47
Figura 28 Prensa-Estopas.	49
Figura 29 Componentes de un sistema PCP.	52
Figura 30 Sistema de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas.	55
Figura 31 Conversión de rotación del Eje flexible.	57
Figura 32 Sello.	58
Figura 33 Caja reductora.	60

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Amperajes máximos para cada diámetro de conductor	20
Tabla 2 Porcentajes de los datos de las fallas en operaciones de ESP en 180 pozos en operación en dos años.	28
Tabla 3 Características de los elastómeros	35
Tabla 4 Tipos de elastómeros y características.....	35
Tabla 5 Cuadro comparativo, características de los elastómeros.....	36
Tabla 6 <i>Frecuencia de tipo de fallas de 214 pozos con PCP</i>	54
Tabla 7 Relación RPM Motor-Bomba debido a la caja reductora Centrillift.....	59
Tabla 8 Relación Torque Motor-Bomba debido a la caja reductora Centrillift.....	59
Tabla 9 Resultados del valor presente neto.....	66
Tabla 10 Comparación de características de diferentes ALS (Meng 2010).....	69
Tabla 11 Propiedades del fluido del pozo Cencellá -1	71
Tabla 12 Impurezas del gas del pozo Cencellá -1.....	71
Tabla 13 Propiedades del reservorio del pozo Cencellá -1	72
Tabla 14 Problemas especiales del pozo Cencellá -1	72
Tabla 15 Información geológica de la roca almacén del pozo Cencellá -1.....	72
Tabla 16 Estado mecánico del pozo Cencellá -1	73
Tabla 17 Resumen de corridas y causas de falla del pozo Cencellá -1.....	74
Tabla 18 Propiedades del fluido del pozo Mansoyá -1	75
Tabla 19 Impurezas del gas del pozo Mansoyá -1.....	75
Tabla 20 Propiedades del reservorio del pozo Mansoyá -1	76
Tabla 21 Problemas especiales del pozo Mansoyá -1	76
Tabla 22 Información geológica de la roca almacén del pozo Mansoyá -1	76
Tabla 23 Estado mecánico del pozo Mansoyá -1	77
Tabla 24 Resumen de corridas y causas de falla del pozo Mansoyá -1.....	78
Tabla 25 Equipo recomendable para instalar en el pozo Mansoyá-1 Fuente: Ecopetrol	80
Tabla 26 Parámetros de operación del diseño para MAN-001	82
Tabla 27 Parámetros de operación de la bomba	84
Tabla 28 Condiciones de operación de la bomba	85
Tabla 29 Parámetros de operación del Separador.....	86
Tabla 30 Parámetros de operación del Sello ESP.....	86
Tabla 31 Parámetros de operación del Motor	86
Tabla 32 Parámetros de operación del cable # 2.....	87
Tabla 33 Equipo recomendable para instalar en el pozo Cencellá-1	88
Tabla 34 Parámetros de operación del diseño.....	88
Tabla 35 Parámetros de operación de la bomba	89
Tabla 36 Parámetros de operación del Separador.....	90
Tabla 37 Parámetros de operación del Sello ESP.....	90
Tabla 38 Parámetros de operación del Motor	90
Tabla 39 Parámetros de operación del cable # 2.....	91
Tabla 40 Índice de falla del sistema PCP en el Área Nororiente de la GPY	94
Tabla 41 Índice de falla del sistema ESP en el Área Nororiente de la GPY	95

Tabla 42	Histórico mínimo, máximo y promedio de precio crudo Brent. (Dólar web 2013-2018)...	96
Tabla 43	Promedio de datos de producción de los últimos dos años de producción en los pozos..	98
Tabla 44	Promedio de producción esperada con los diferentes ALS en diferentes pozos.....	99
Tabla 45	Consumo promedio en galones de Fuel Oil no 4 para cada ALS.	103
Tabla 46	Costo total de implementación (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para CEN-001 .	104
Tabla 47	Costo total de implementación (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para MAN-001	104
Tabla 48	Costo total de montaje (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para CEN-001.....	104
Tabla 49	Costo total de montaje (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para CEN-001.....	104
Tabla 50	Regalías por Hidrocarburos Ley 756 de 2002	106
Tabla 51	Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo CEN-001con ESP	109
Tabla 52	Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo CEN-001 con ESP*	110
Tabla 53	Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo CEN-001con PCP.....	111
Tabla 54	Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo CEN-001 con PCP*	112
Tabla 55	Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo CEN-001con ESPCP.	113
Tabla 56	Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo CEN-001 con ESPCP*	114
Tabla 57	Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo MAN-001 con ESP.....	115
Tabla 58	Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo MAN-001 con ESP*	116
Tabla 59	Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo MAN-001 con PCP	117
Tabla 60	Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo MAN-001 con PCP*	118
Tabla 61	Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo MAN-001 con ESPCP.	119
Tabla 62	Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo Mansoya-001 con ESPCP*	120
Tabla 63	Egresos totales del pozo CEN-001 con ESP*	122
Tabla 64	Egresos totales del pozo CEN-001 con PCP*	123
Tabla 65	Egresos totales del pozo CEN-001 con ESPCP*	124
Tabla 66	Egresos totales del pozo MAN-001 con ESP*	125
Tabla 67	Egresos totales del pozo MAN-001 con PCP**Consumo de combustible es de (21,000 USD/mes o 504,000 USD/24 meses) los cuales en la tabla ya están sumados junto a los otros egresos.	126
Tabla 68	Egresos totales del pozo MAN-001 con ESPCP*	127
Tabla 69	Flujo de caja acumulado para pozo CEN-001 con ESP.....	129
Tabla 70	Flujo de caja acumulado para pozo CEN-001 con PCP	130
Tabla 71	Flujo de caja acumulado para pozo CEN-001 con ESPCP.....	131
Tabla 72	Flujo de caja acumulado para pozo MAN-001 con ESP	132
Tabla 73	Flujo de caja acumulado para pozo MAN-001 con PCP.....	133
Tabla 74	Flujo de caja acumulado para pozo MAN-001 con ESPCP.....	134
Tabla 75	Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad de la Declinación mensual de producción.	153
Tabla 76	Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad para el Precio del barril de crudo.	153
Tabla 77	Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad para producción estimada de los tres ALS evaluados en el estudio para el pozo CEN-001.	154
Tabla 78	Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad para producción estimada de los tres ALS evaluados en el estudio para el pozo MAN-001.....	154

RESUMEN

En el presente proyecto se evaluará la viabilidad de implementar un bombeo electrosumergible o bombeo electrosumergible con cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial en pozos de crudo pesado.

Dichos pozos se encuentran produciendo por medio de un bombeo de cavidades progresivas, el cual es eficiente para producir fluidos viscosos y abrasivos, pero que como todos los ALS, presenta algunas desventajas. En este proyecto la limitante de profundidad y las fallas en la continuidad de las varillas son los mayores problemas.

Con este proyecto se pretende dar solución al anterior problema planteado, mediante un análisis técnico donde se evaluaremos los beneficios de cambiar el ALS actual de los pozos, disponibilidad de equipos y presentaremos algunos posibles diseños, posteriormente se realiza una evaluación económica la cual incluye su costo inicial, costos operativos, capacidades de producción, precio del crudo, precio de levantamiento y otras consideraciones, usando los índices financieros de Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Tiempo de Repago y Relación de Costo-Beneficio.

El propósito de este análisis es reconsiderar si el sistema PCP actual es el más adecuado, y de no serlo encontrar cuál de los ALS evaluados en este proyecto debería reemplazarlo desde el punto de vista económico y técnico.

ABSTRACT

In the present project, the viability of implementing an electrosumergible pumping or electro-submersible pumping with progressive cavities as an artificial lift system in heavy oil wells will be evaluated.

These wells are produced by means of a progressive cavities pumping, which is efficient to produce viscous and abrasive fluids, but which, like all ALS, has some disadvantages. In this project the depth limitation and the failure of the continuity of the Rods are the biggest problems.

This project aims to solve the previous problem, through a technical analysis where the benefits of changing the current ALS of the wells, equipment availability and some possible designs are presented, then an economic evaluation is made which includes its initial cost , operating costs, production capacity, crude oil price, lifting cost and other considerations, using the financial indices of Net Present Value, Internal Rate of Return, Repayment Time and Cost-Benefit Ratio.

The purpose of this analysis is to rethink whether the current PCP system is the most appropriate, and if not, to find which of the ALS evaluated in this project should replace it from the economic and technical point of view.

INTRODUCCIÓN

Una de las principales ramas en la ingeniería de petróleos es la producción de hidrocarburos, ya que es el objetivo primordial y está directamente relacionada con el beneficio económico, por tal motivo siempre se busca mejorar u optimizar los sistemas de producción para mantener niveles de rentabilidad competentes en el negocio de la extracción de hidrocarburos.

Los sistemas de levantamiento artificial tienen una gran importancia en la producción de hidrocarburos, por lo tanto, se requiere la elaboración de un buen diseño técnico para que sea exitosa la aplicación del mismo teniendo en cuenta las características principales de los yacimientos, pozos y fluidos producidos, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas que ofrece cada sistema de levantamiento

Actualmente en la industria del petróleo se está trabajando con crudos pesados y extra pesados, crudos que antiguamente eran evitados por las dificultades que estos presentan, pero gracias al desarrollo e innovación cada vez es más común la producción de este tipo de crudos.

En este proyecto se busca conocer la eficiencia y rentabilidad de la implementación de algunos ALS, mediante un estudio técnico-económico para algunos pozos del campo Cencellá-Mansoyá. Gracias a la información teórica recopilada de diferentes fuentes, la información técnica suministrada por la empresa BORETS y la información del campo de interés aportada por la empresa ECOPETROL.

1. GENERALIDADES

En el área nororiente de la Gerencia de Putumayo de Ecopetrol, se encuentra el campo Cencellá - Mansoyá productor de crudo pesado que a diferencia de la mayoría de campos de crudo pesado, éstos no son someros; la formación productora de este es Villeta donde se encuentran las arenas N a una profundidad de 8900 ft.

1.1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

Ecopetrol es una empresa de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el artículo 1º de la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C., modificados por la Escritura Pública No. 560 del 23 de mayo de 2011, otorgada en la Notaría Cuarenta y Seis del Círculo Notarial de Bogotá D.C. y la Escritura Pública No. 666 del 7 de mayo de 2013, otorgada en la Notaría Sesenta y Cinco del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

El surgimiento de la empresa tuvo lugar de los activos revertidos de la Concesión de Mares⁸ que adjudicó el presidente Rafael Reyes Prieto a la Tropical Oil Company, la cual empezó a operar en 1921 el pozo Infantas 2 y la posterior puesta en producción del Campo La Cira-Infantas, ubicado a 22 km al sur de la ciudad de Barrancabermeja y a unos 300 km aproximadamente al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una empresa industrial y comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó a su operación.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

En septiembre de 1983, en Arauquita (Arauca) se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento —en asociación con Occidental de Colombia Inc.— del Campo Caño Limón, un yacimiento con reservas estimadas en 1100 millones de barriles. Gracias a este campo, la empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser un país exportador de petróleo.

En los años noventa, Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la BP Exploration Colombia Ltd.

La estatal petrolera asume la operación de Cupiagua y de Cusiana en los años 2010 y 2016, respectivamente, por terminación de los contratos de asociación suscritos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de junio de 2003 se modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S. A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de Octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S. A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

A partir de 2003, Ecopetrol S. A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial. Actualmente, Ecopetrol S. A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$5,25 billones registrada en 2009 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

El 23 de septiembre de 2007, Ecopetrol presentó la primera oferta pública inicial para la compra de acciones en la Bolsa de Valores de Colombia, el 12 de septiembre de 2008 a través de JP Morgan Chase Ecopetrol logró autorización de la Securities and Exchange Commission para iniciar la venta de sus acciones mediante ADRs en la Bolsa de Nueva

York con el símbolo EC, a partir del 18 de septiembre de 2008, con un precio inicial equivalente al de 20 acciones ordinarias.

En julio de 2011, Ecopetrol, lanzó una segunda emisión de acciones por un importe de \$2.500 billones de pesos.

La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

De acuerdo con los Estatutos Sociales, el objeto social de Ecopetrol S.A. *"es el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos."*

1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO CENCELLÁ - MANSOYÁ.

CAMPO CENCELLÁ-MANSOYÁ

Área de la Concesión: 24513.8094 Hectáreas

Concesionario: EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS S.A.

Campo Cencellá-Mansoyá: Descubierta en 1989 (Pozo Mansoyá-1)

Operador actual: ECOPETROL S.A.

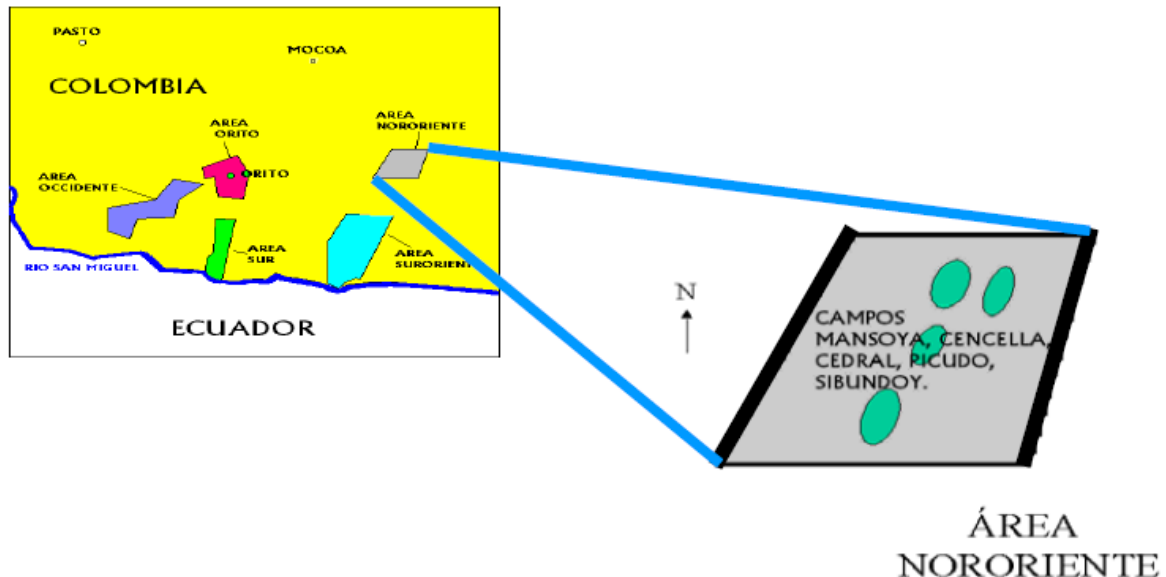
Estado: Convenio de explotación (Área en producción)

1.2.1. Ubicación geográfica.

El Área Nororiente de la Gerencia de Producción y Operaciones del Putumayo, está ubicada en el Departamento del Putumayo a 25 Km al Noreste del municipio de Puerto Asís. De ésta área, hacen parte los campos Mansoyá- Cencellá, Alborada, Sibundoy y Yurilla. En ésta área,

el horizonte productor corresponde a la Formación Villeta, en la cual encontramos las Arenas N (productoras de crudo pesado), Arenas U (constituidas por las Arenas U Superior y U Inferior) y la Arena T. En el área existen 8 pozos, ubicados entre los campos de interés. El área, puede ser dividida en dos zonas básicamente (refiriéndose a su posición geográfica), la primera zona la comprenderían los campos Mansoyá- Cencellá y Alborada, campos que se encuentran hacia el norte del área. La segunda zona estaría conformada por los campos Sibundoy y Yurilla (hacia el sur del área). Entre estas dos zonas hay una distancia cercana a los 8 kilómetros. En el área, se cuentan además con una batería, la batería Mansoya. En la próxima figura se encuentra la posición geográfica del Área Nororiente.

Figura 1 Bloque Área Nororiente.



Fuente: Ecopetrol S.A

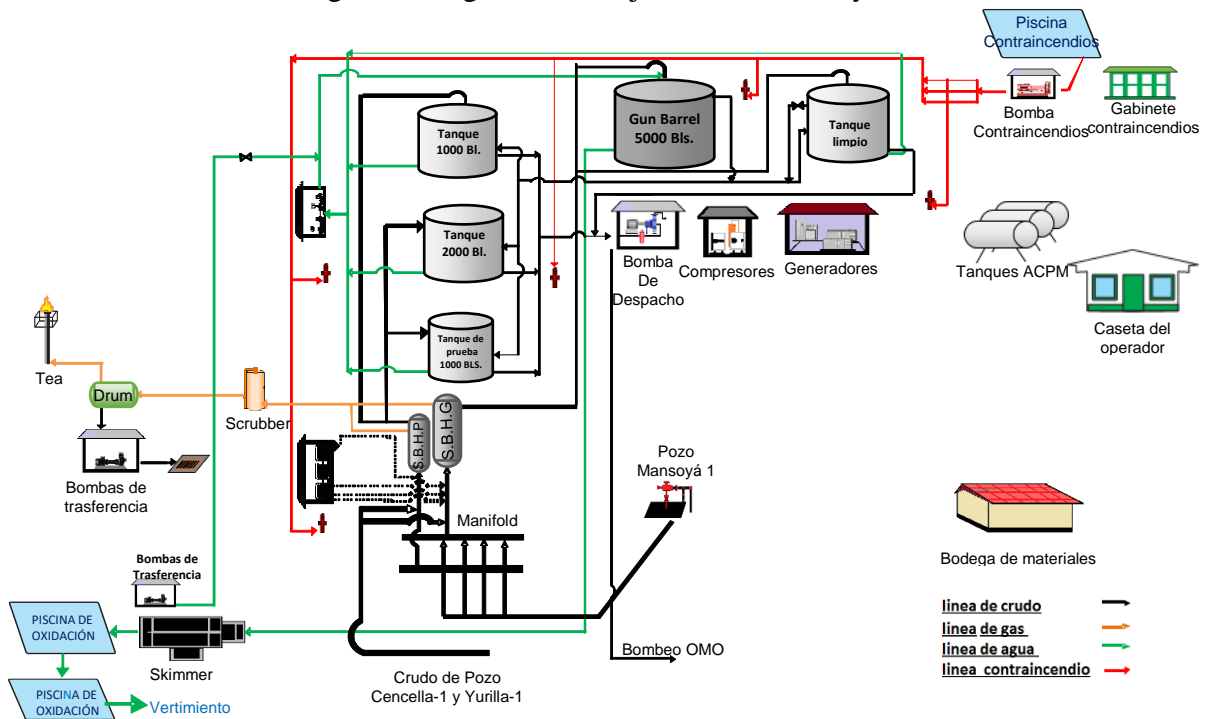
1.2.2. Modelo estructural.

La Formación Villeta, Objetivo principal de este estudio, se encuentra depositada a lo largo de toda la cuenca del Putumayo. Está compuesta principalmente por Areniscas, Calizas y Arcillolitas depositadas en ambientes fluviales, deltaicos y marinos de plataforma, producto de la transgresión marina del Cretáceo. A ésta Formación se le Asigna una Edad Albiano - Santoniano. En el área de estudio la Formación Villeta, descansa discordantemente sobre el basamento cristalino del Escudo de la Guyana. La presencia de los paleoaltos mencionados anteriormente, controlaron areálmente la deposición de los intervalos más inferiores

convirtiendo el contacto entre el basamento y la formación Villeta en una superficie diacrónica. La Formación Caballos, principal yacimiento en otros sectores de la cuenca, se encuentra ausente en el área de estudio debido al acuñaamiento de las unidades Cretáceas contra el Basamento hacia el Oriente. La ciclicidad de eventos deposicionales como consecuencia de cambios en el Nivel del mar cretáceo, generó la intercalación de diferentes ambientes sedimentarios al interior de la formación Villeta. Con base en lo anterior, dicha formación está subdividida en diferentes unidades informales que al nivel de yacimientos constituyen distintos reservorios y sellos. Los reservorios que han sido probados en el área, corresponden de Tope a base a los intervalos: Arena N, Arena U y Arena T. Litológicamente, son cuarzoarenitas, con bajos contenidos de micas; de colores pardos y grises, con una selección media a buena; los granos son subredondeados y el tamaño de grano varía de conglomerático a grano muy fino.

1.2.3. Proceso de crudo, gas y agua

Figura 2 Diagrama de Flujo Batería Mansoyá.



Fuente: Ecopetrol S.A

Procesos desarrollados en la Batería Mansoyá:

- ***Proceso de recolección***
 - Sistema de recepción de fluidos a través del manifold.
- ***Proceso de tratamiento y almacenamiento***

Sistema de:

 - Inyección de químicos.
 - Separación.
 - Deshidratación.
 - Almacenamiento.
 - Prueba.
 - Deshidratación del gas.
 - Drenaje.
 - Auxiliares (Descargadero y Contraincendios)
- ***Proceso entrega de crudo***
 - Sistema de bombas transferencia.
 - Sistema de fiscalización y medición.

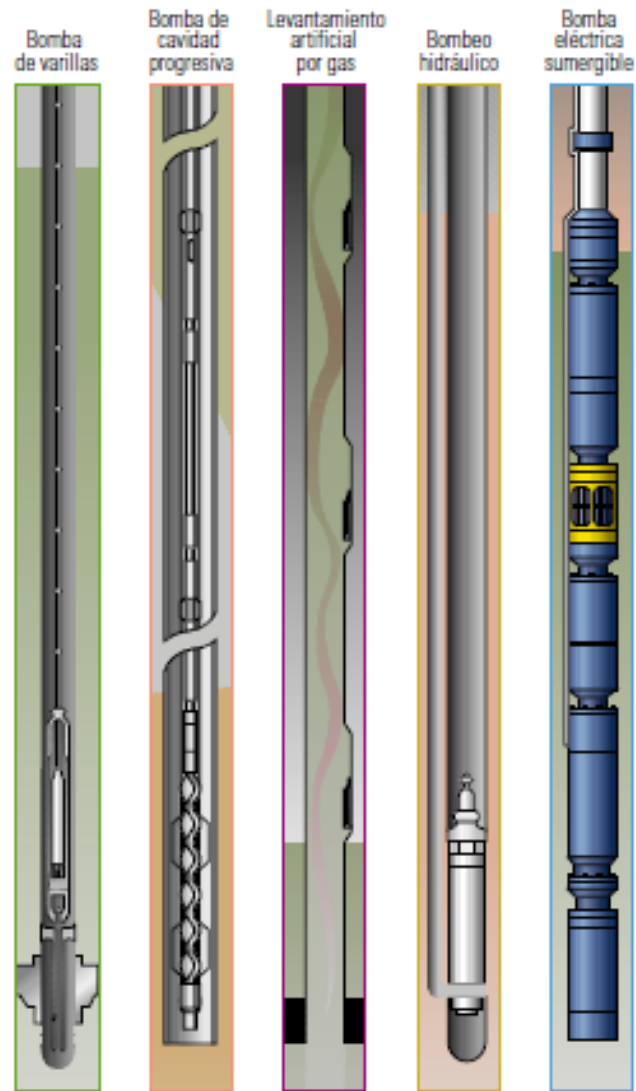
1.2.4. Características del crudo

En el Área Nororiente, se encontraron dos tipos diferentes de petróleo. El primero de ellos, hace referencia a un crudo pesado de 14° API, proveniente de la Arena N. El segundo, es un crudo liviano, con una gravedad API que varía entre 30 a 34° API, Correspondiente a los horizontes productores de las Areniscas U Superior, U Inferior y Arenisca T.

1.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (ESP –PCP – ESPCP).

La industria petrolera agrupa sus actividades básicamente en cuatro etapas tales como exploración, perforación, producción y refinación. La etapa de producción, puede dividirse en dos clases dentro de una clasificación de tipos de levantamiento del crudo, flujo natural y/o mediante extracción artificial.

Figura 3 Diferentes sistemas de levantamiento artificial más comunes.



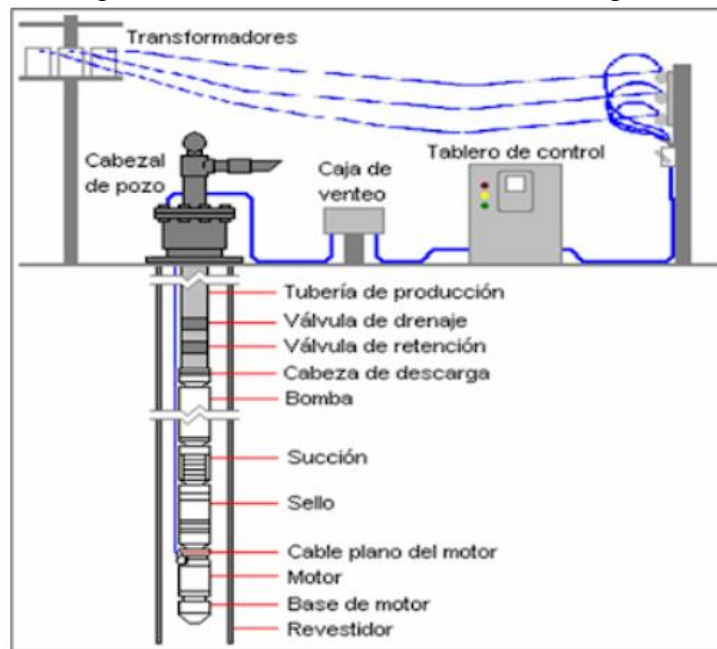
Fuente: Bates, Ron. Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP.

Los pozos donde el crudo fluye desde el yacimiento a superficie sin ningún tipo de intervención o aporte de energía adicional a la energía propia del yacimiento, son yacimientos donde se puede decir que el crudo se produce por flujo natural. Esta energía proviene de la expansión de los fluidos del yacimiento, provocada por el cambio repentino de la presión inicial del yacimiento. Esta energía es tal, que vence incluso la presión ejercida por la columna hidrostática que resulta proporcional a la profundidad del pozo y la densidad del fluido. Sin embargo, cuando la energía del yacimiento no resulta suficiente para que el pozo produzca por flujo natural o no resulta rentable producir con la energía propia del yacimiento,

se puede recurrir a un sistema de levantamiento artificial, que aporta la energía necesaria para producir en el pozo con parámetros económicamente rentables.

1.3.1. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE. (ESP)

Figura 4 Sistema de bombeo electrosumergible



Fuente: http://producciondecrudoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_1.html

- **PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.**

El sistema de ESP consiste básicamente en una bomba centrífuga multietapas impulsada por un motor eléctrico sumergido. Su implementación requiere de la utilización de variedad de equipos tanto en fondo de pozo como en superficie. Es un sistema considerado como un medio efectivo y económico para levantar altos volúmenes de fluidos, en pozos profundos, donde el porcentaje de agua sea alto y la relación gas-aceite sea baja.

- **COMPONENTES.**

Los componentes del sistema de ESP pueden ser clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie.

✓ *Equipos de fondo:*

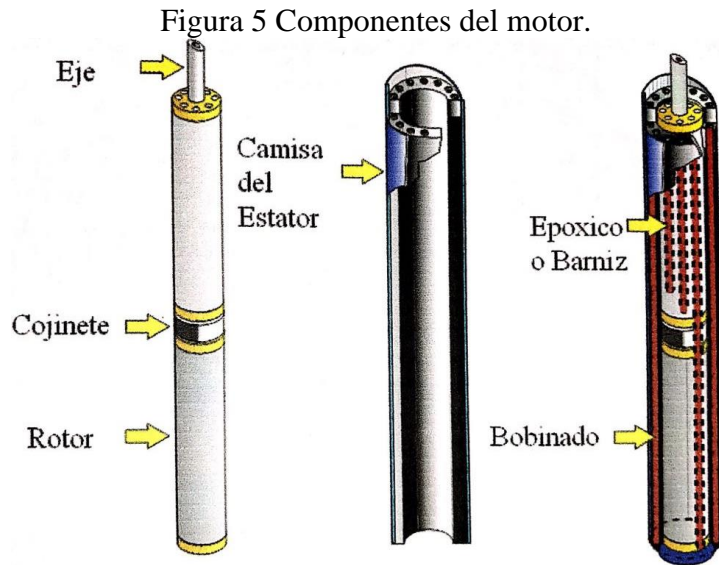
El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de aumentar la presión en el punto donde se encuentre la bomba y así vencer la columna de fluido necesaria para producir el pozo. El equipo de fondo cuenta principalmente de un motor electrosumergible, protector o sección sellante, separador de gas (si es necesario), bomba multietapas o bomba electrocentrífuga, cable de boca del pozo hasta el motor y opcionalmente un sensor de presión y temperatura de fondo.

✓ *Motor:*

Un motor típico de ESP, es un motor eléctrico de inducción bipolar trifásico, tipo jaula de ardilla el cual opera a una velocidad típica de 3600 revoluciones por minuto (rpm) a una frecuencia de 60 Hz. La parte interior del motor es llenada con un aceite mineral altamente refinado el cual posee una considerable rigidez dieléctrica. El voltaje de operación puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje están en un rango de 22 a 123 amperios. La potencia (HP) desarrollada por un motor es proporcional al largo y al diámetro del mismo.

El motor electrosumergible opera mediante el uso de una corriente alterna de tres fases el cual crea un campo magnético que gira en el estator. Este campo magnético rotativo induce un voltaje en los conductores de la jaula de ardilla del rotor, lo que genera una corriente que fluye en las barras del rotor. Esta corriente de inducción en el rotor, establece un segundo campo magnético el cual es atraído al campo magnético rotativo del estator induciendo al rotor y al eje a girar dentro del estator.

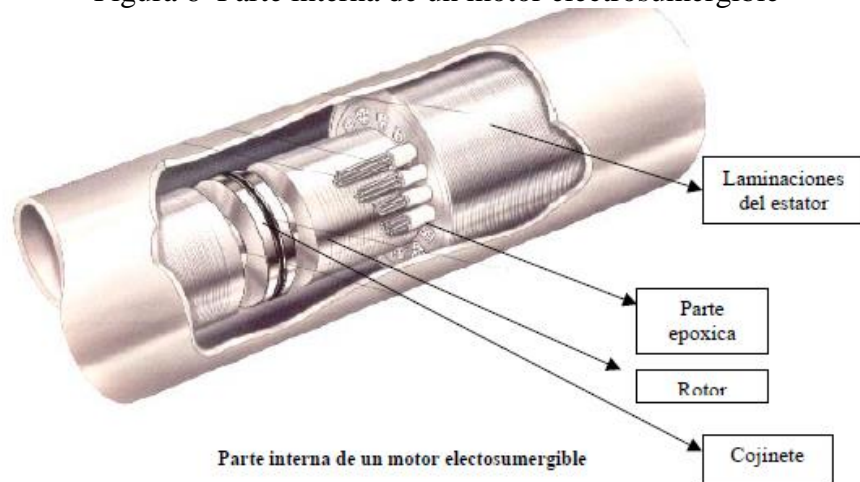
Estos motores poseen varios rotores que generalmente son de 12 a 18 pulgadas de largo, los cuales se encuentran montados sobre un eje y localizados en un campo magnético (estator) ensamblado dentro de una carcasa de acero. En motores sencillos más grandes de serie 562, diseñados por Centrilift, pueden desarrollar una potencia de 506 HP. Mientras que, motores ensamblados en tándem pueden proporcionar 920 P de potencia a una frecuencia de 60 HZ.



Fuente: Baker Hughes.

Su función principal es la de generar la fuerza que es transmitida a la bomba donde es impulsado el fluido. Está constituido por rotores que giran sobre el estator que abarca el grupo de partes inmóviles y, todo el conjunto va dentro de una camisa de acero al carbón con láminas de acero y bronce; posee además un cojinete que soporta las cargas generadas por los rotores que abarcan el grupo de partes giratorias. Todo está ensamblado a un eje de acero de alta resistencia. El motor debe ser diseñado para resistir temperaturas hasta 500°F. Es un motor de inducción bipolar trifásico que opera a una velocidad típica de 3500 RPM cuando la frecuencia aplicada es de 60 ciclos por segundo (60 Hz) o a 2900 rpm para 50 Hz.

Figura 6 Parte interna de un motor electrosumergible

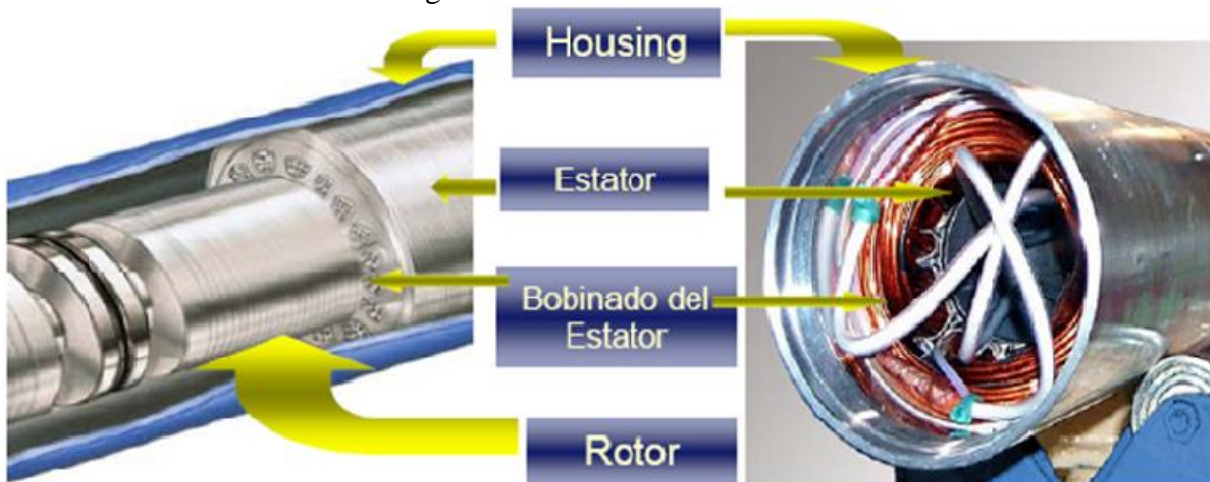


Fuente: Ramírez, Marto. Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting. (2004).

El motor lleva consigo aceite mineral altamente refinado el cual es aislado a través de una camisa o cámara de expansión que provee la dilatación por medio de dos sellos mecánicos y cumple la función de proporcionar la fuerza dieléctrica, lubricar los cojinetes y transferir el calor generado en el motor a la camisa del mismo, en donde es absorbido por el fluido producido que pasa por la superficie de éste. Para obtener una refrigeración efectiva se suele recomendar que la velocidad del fluido del pozo en el espacio anular no sea inferior a 1 ft/s.

Los motores están diseñados con ciertas tolerancias para permitir la expansión térmica. Si ocurre demasiada expansión (tal como sobrecalentamiento), las tolerancias podrían ser sobrepasadas con la posibilidad de falla de los cojinetes o cualquier otro daño.

Figura 7 Partes del motor ESP



Fuente: Peña, Fredy. BES- Descripción, diseño y monitoreo. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga: 2005.

✓ Estator

El estator, es el núcleo del campo eléctrico del motor, está compuesto por el bastidor o carcasa, el núcleo del estator y el bobinado, cada estator es bobinado en tres fases para desarrollar el voltaje y amperaje apropiado de acuerdo al diseño. El estator toma la energía eléctrica de la superficie y la convierte a energía magnética, la cual induce corriente (energía eléctrica) en el rotor, generándole un torque, haciendo que entre en movimiento.

✓ Rotor

El rotor es un dispositivo que rota dentro del núcleo del estator, los rotores son del tipo jaula de ardilla, usualmente de 12 a 18 pulgadas (0.30 a 0.46 m) de longitud, los cuales se encuentran montados sobre un eje y localizados en el estator ensamblado dentro de una carcasa de acero.

La potencia requerida se obtiene simplemente incrementando la longitud del motor (Cantidad de rotores). En motores simples (una sola sección) se pueden obtener potencias máximas de hasta 400 HP con un largo máximo de aproximadamente 33 ft (10 m), mientras que en los motores en tándem se pueden lograr potencias del orden de los 750 HP con un largo total de aproximadamente 90 ft (27 m).

✓ Cojinetes del motor

Son componentes internos del motor electrosumergible y elementos estáticos, cuya función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores. En toda configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

El motor también tiene un cojinete de empuje (thrust bearing) que absorbe las cargas sobre el eje. A pesar que los rotores pueden girar en ambas direcciones, dependiendo de la secuencia de fases eléctrica, el cojinete de empuje del rotor debe girar en el sentido correcto para prevenir fallas prematuras.

✓ Eje

Es el componente interno del motor electrosumergible que hace girar el sistema. La configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento. Los ejes son fabricados de diferentes materiales.

Protector o sección sellante:

El protector en un sistema ESP funciona como un alojamiento de reserva para el aceite del motor, se instala entre el separador de gas y el motor, y como una cámara igualadora balanceando la presión interna del motor con la presión del pozo.

Está diseñado para proteger al motor por medio de las siguientes funciones básicas:

- Acoplar el motor a la bomba, transmitir el torque a través del eje.
- Proveer capacidad de almacenamiento para la expansión y contracción del aceite del motor debido a los cambios de temperaturas.
- Proveer el cojinete de empuje para absorber el empuje generado por la bomba.
- Actuar como una cámara de sello para prevenir la entrada de fluidos al motor.
- Igualar las presiones entre el motor y el pozo.

Una de las funciones más importantes es que permite la expansión térmica del aceite del motor durante la operación y previene la migración del fluido del pozo hacia el motor. Utiliza un sistema que puede ser de laberinto o bolsa como barrera para evitar el retroceso del fluido y dos sellos mecánicos previenen el desplazamiento del fluido a lo largo del eje. Cuando se utiliza el sistema de bolsa, y el equipo está operando, el aceite se expande debido al

incremento de la temperatura del motor y se desplaza por el interior de la bolsa elástica dilatándola parcialmente sin ejercer presión sobre ella. Cuando el motor para y se enfría, el aceite reduce su volumen y la bolsa se contrae permitiendo el desplazamiento del fluido del pozo por el espacio anular entre la camisa del protector y la bolsa. Si se utiliza el sistema de laberinto, la entrada del fluido se controla por medio de dos tubos en direcciones opuestas en cada cámara, uno de ellos permite la entrada del fluido hasta la parte inferior de ésta, y una vez el fluido alcance el nivel de entrada del segundo tubo, éste lo comunicará a la cámara siguiente. Toda sección sellante está dotada de cojinetes de empuje de alta capacidad de deslizamiento capaces de soportar el esfuerzo axial generado por la bomba. La parte inferior de la sección sellante comunica con el eje del motor y es diseñada para controlar las posibles elongaciones del eje del motor debido a los cambios de temperaturas. El extremo superior está ensamblado al eje de la bomba de modo que el peso del eje, la carga hidráulica longitudinal del mismo eje y en algunos casos la carga longitudinal por el desbalance de los impulsores, sea transmitida al ensamblaje de la sección sellante y a su vez al cojinete de empuje.

Algunas aplicaciones de ESP requieren más de un protector, haciéndose necesaria la instalación en tándem de los mismos, sin embargo existen protectores de tipo modular en los cuales se combinan múltiples secciones en una sola unidad.

Separador de gas:

Para evitar inconvenientes en el funcionamiento del sistema de ESP, se emplean los separadores de gas. Estos, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tienen como finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos, su uso permite una operación de bombeo más eficiente en pozos con alta producción de gas, ya que reduce los efectos que produce la presencia de gas libre.

Normalmente está ubicado entre el protector y la bomba, y muchas veces opera como separador y como intake o cabeza de entrada a la vez.

Hay separadores de flujo inverso y separadores centrífugos, entonces podemos decir que básicamente se emplean dos métodos para separar el gas, los cuales difieren en su sistema de funcionamiento.

En un separador de flujo inverso o método estático, el fluido al entrar al separador con presencia de gas, se desplaza hacia arriba y hacia abajo cuando el impeller pick up, trata de absorberlo, lo cual causa turbulencia dentro del fluido generando un vórtice que permite que el gas se desplace a lo largo del eje, y el fluido se mueva por el anular entre el eje y el diámetro interno del separador. Esta operación provee de fluido de alta densidad de la primera etapa de la bomba, así como también permite la separación previa del gas el cual pasa al anular y por allí se ventea hasta la cabeza del pozo.

En el separador de gas centrífugo o dinámico, el fluido al pasar a través de la malla del intake, es llevado por el inducido hasta el centrífugo que le imparte una fuerza con la cual las partículas líquidas de mayor densidad son desplazadas a la periferia de éste, mientras las partículas gaseosas van hacia el centro donde son enviadas por el conducto de gas hacia el anular.

Bomba centrífuga:

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multietapas. Cada etapa consiste en un impulsor que rota y un difusor estacionario. El tipo de etapa usada determina el volumen de fluido a ser producido, y el número de ellas determina la cabeza total generada y el caballaje requerido. Cada etapa maneja el mismo volumen de fluido en ausencia de gas libre, y levanta una cabeza determinada, siendo la cabeza dinámica total la suma del número de etapas y la cabeza generada por cada una de ellas.

Cuando se trata de una bomba flotante, el impulsor se mueve axialmente. En posición de operación el impulsor descansa sobre el cojinete superior o inferior dependiendo de la rata de flujo. En una bomba combinada un cierto porcentaje de etapas es flotante y el otro fijo, y está diseñada de tal forma que el empuje hidráulico desarrollado por los impellers es distribuido para cada uno.

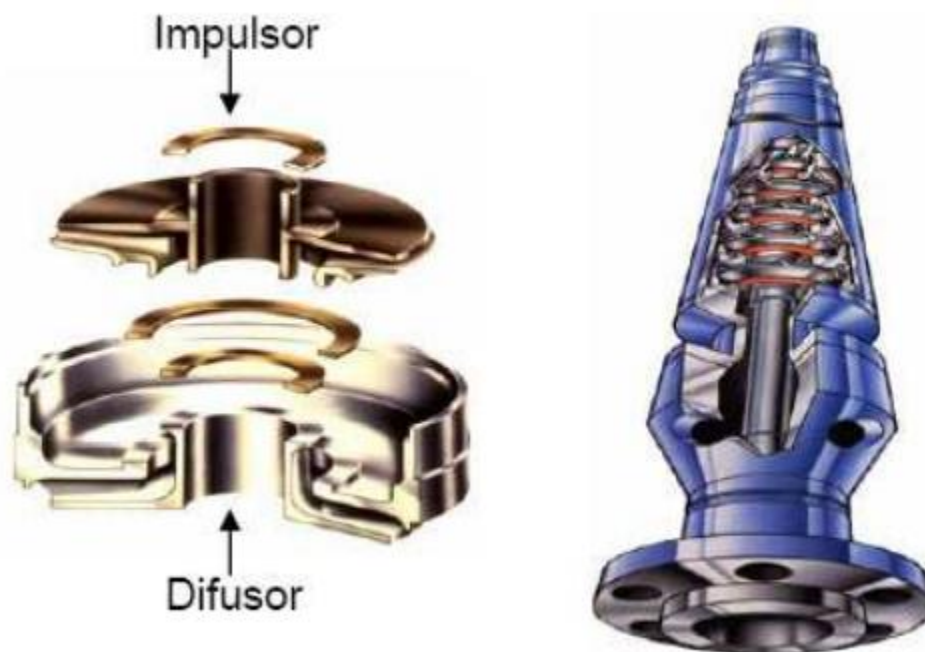
Un impulsor operando a una rata menor a la de diseño presenta desgaste inferior (down thrust), debido a que la fuerza generada es mayor en la descarga que en la succión. Inversamente un impeller operando a una rata mayor a la de diseño presenta desgaste superior (up thrust), debido a que la fuerza es menor en la descarga que en la succión de la bomba; por esta razón las bombas deben ser operadas dentro del rango de capacidad para obtener un óptimo funcionamiento de las mismas, con el fin de evitar dichos empujes la bomba debe

operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75% al 95% del gasto de mayor eficiencia de bomba, si las bombas funcionan fuera de este rango, tendrán una vida útil reducida y pueden tener un efecto negativo en los otros componentes del sistema electrosumergible. Las bombas multietapas se encuentran en una gran variedad de diámetros y una capacidad de levantamiento de hasta 15.000 ft.

Dependiendo del número de etapas, la longitud de la camisa de una bomba puede variar desde 40 hasta 344 in, en tanto que el diámetro esta entre 3.5 y 10 in. En algunos casos la bomba puede ser ensamblada en 2, 3 e incluso 4 housing conectados en tandem, llegando a obtener longitudes mayores de 75 ft.

Las etapas generalmente están constituidas de níquel y un acero especial, resistente a la corrosión y a la abrasión. El eje es construido de monel o de acero inoxidable, en tanto que la camisa se construye de acero al carbón.

Figura 8 Bomba centrífuga



Fuente: Mendoza, Erick. Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga: 2005.

Cable:

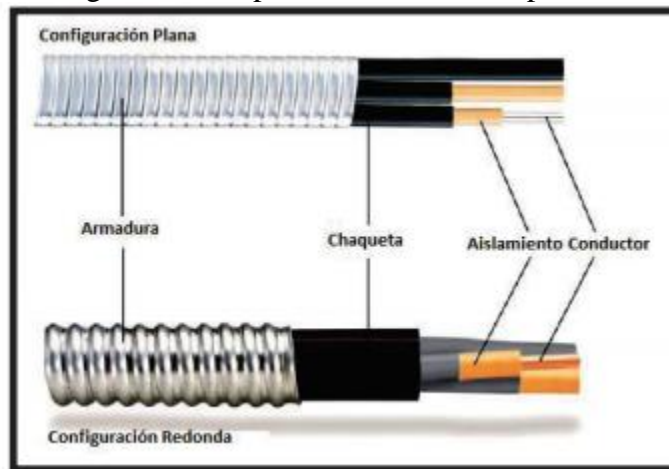
Es el encargado de conducir la corriente a lo largo del sistema además de trasladar las señales de presión, temperatura, entre otras, desde el instrumento sensor de fondo a la superficie. Es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema de ESP. Está compuesto por una armadura de acero, bronce o monel (aleaciones comerciales con razones níquel-cobre de aproximadamente 2:1 de peso) que debe soportar elevadas presiones y temperaturas, y la abrasión de los fluidos; chaqueta de nitrilo, un trenzado de plomo o EPDM (Etileno Propileno Dieno tipo M ASTM) que recubre total o individualmente los tres conductores; y un material aislante dispuesto a limitaciones de temperatura. Los cables sumergibles pueden ser de configuración plana (conductores dispuestos en línea) o redonda; utilizándose este último cuando no se tienen limitaciones de espacio anular. Los conductores son sólidos o con varios hilos dependiendo del diseño del cable. En la actualidad Baker Centrilift en Colombia suministra 3 tipos de cable; cable de potencia plano, cable de potencia plano con capilar y cable de potencia redondo.

Figura 9 Diferentes configuraciones de cable



Fuente: <https://production-technology.org/esp-cable/>

Figura 10 Componentes de cable de potencia



Fuente: Baker Hughes. Submersible Pump Handbook. Ninth Edition, Centrilift, 2009.

La sección de los conductores y consecuentemente del cable, se dimensiona teniendo en cuenta la profundidad de la bomba (presión y temperatura a condiciones de operación), condiciones especiales de operación, tipo de fluido, tratamientos químicos, gas, la corriente necesaria para el accionamiento del motor y la caída de la tensión a través de los conductores. La caída de tensión no debe superar los 30 V por cada 1000 ft (300 m) de cable.

Figura 11 Tipos de cables



Fuente: <https://production-technology.org/esp-cable/>

Los conductores son de cobre o de aluminio, presentando resistividades a 20°C de 10,37 ohm-m para el cobre y 17 ohm-m para el aluminio, además de una vida útil de 10 años de temperatura máxima de 167°F.

Los calibres más utilizados en la industria para conductores de cobre son el 1, 2,4, y el 6, y para conductores de aluminio, el 2 y el 4, los cuales se encuentran disponibles en diferentes longitudes comerciales de acuerdo a la profundidad del pozo.

La capacidad de conducción es función de su diámetro, siendo los máximos amperajes recomendados para cada uno de los que se muestran en la tabla.

Tabla 1 Amperajes máximos para cada diámetro de conductor

Número	Material conductor	Amperaje máximo
1	Cobre	115
2	Aluminio	115
2	Cobre	95
1	Aluminio	95

Fuente: Brown, Kermit E. The technology of artificial lift methods.

Cable de extensión del motor

Este cable es el conector del cable de potencia a la mufa del motor, está protegido por una carcasa de monel, ésta carcasa es resistente a la acción de los ácidos y de la corrosión y más bien débil para la protección mecánica. Las fases son sólidas y se conectan al cable de potencia principal por el empalme o junta. El cable de extensión del motor va desde el motor a lo largo del protector, el separador de gas, y la bomba, más un mínimo de 6 pies por encima de la cabeza de descarga de la bomba.

Figura 12 Cable extensión del motor (MLE)



Fuente: Hughes, Baker. Submersible Pump Handbook Ninth Edition, Centrilift. 2009.

Es muy importante que no se deje demasiada longitud de cable de extensión en la sarta de producción debido a su limitación del monel (coraza del cable) en la protección mecánica. Así mismo prever el empalme del cable de extensión con el cable de potencia no quede frente al equipo ESP de fondo, para evitar problemas posteriores a la introducción del equipo ESP.

Existe una amplia gama de diseños de cables planos y redondos para los requerimientos del motor. Dependiendo del espacio disponible en el pozo, estos cables aislados pueden ser instalados en temperaturas de pozos que exceden los 300°F.

Sensor de presión y temperatura:

Es el encargado de monitorear constantemente la presión de fondo y temperatura, protegiendo el motor de sobrecalentamientos, detectando fallas eléctricas y leyendo la temperatura de operación del motor. Los registros de presión suministrados por el sensor son de gran utilidad, ya que permiten determinar el índice de productividad, la permeabilidad de la formación, la presión y los límites del yacimiento, así como también el daño del pozo, y una vez correlacionados ayudan a establecer cuando es necesario un cambio de bomba, un cambio en la rata de inyección o trabajos de workover.

Cabeza de descarga:

Se usa para adaptar el cabezal de la bomba o de la válvula de drenaje con la tubería de producción cuando la columna de tubería existente es de distinto diámetro al del cabezal de la bomba. En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal-metal por medio de pernos como el resto del equipo ESP y en su parte superior es roscado. Existen diferentes tipos de roscado de acuerdo a las necesidades del pozo así como los diámetros suministrados. El tipo de medidas de rosca que se usa mayormente es el 3 ½ EUE y 4 ½ EUE. Como componente del sistema ESP, este acople guarda las mismas condiciones de fabricación que el resto del equipo ESP en lo que se refiere al tamaño y material.

Válvulas de retención:

Una válvula de retención, normalmente se ubica dos o tres juntas por encima de la bomba, para mantener una columna de fluido completa sobre ésta. Si no se le ha instalado, cuando la bomba se detenga, la pérdida de fluido desde la tubería a través de la bomba puede originar una rotación inversa de la unidad sumergible. Si se intenta poner en marcha durante esta rotación inversa, puede quemar el motor o el cable, o romper el eje. En las instalaciones donde no se usa esta válvula, se debe dar el tiempo necesario para que el fluido equilibre niveles antes de intentar volver a arrancar. Esta válvula es ubicada dos o tres tubos por encima de la bomba.

Válvulas de drenaje:

Se coloca de uno a tres tubos por encima de la válvula de retención. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el aparejo del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

Y-tool o Bypass

Esta herramienta permite intervenir el pozo con cable (wireline) o tubería flexible sin tener que sacar la unidad ESP del pozo. Esta se instala junto con la bomba y está diseñada para no afectar el funcionamiento normal de la misma. Entre las aplicaciones de la herramienta se tiene: el monitoreo de movimiento del agua, la aplicación dirigida de ácidos, la perforación de nuevos horizontes, y el completamiento en configuración múltiple de equipo ESP.

Flejes o sunchos:

El cable de extensión del motor y cable de potencia se mantienen sujetos a la tubería de producción por bandas metálicas selladas llamadas flejes o sunchos, estas aseguran el cable para que éste no se deslice y forme curvaturas que pueden causar daños en el mismo. Otra función de estos accesorios, además de la de sostener a los cables mencionados, es de mantenerlos lo más vertical posible con respecto a la tubería de producción. El número de flejes que se instala depende del tipo de cable de potencia que se usa y el peso (libra/pie) del mismo, se instalan dos flejes por cada tubería de producción. Si el cable de potencia es muy pesado y adicionalmente tiene tubo capilar puede usar hasta tres flejes por cada tubería de producción. Otro uso es disminuir los esfuerzos de tensión mecánica, ya que el cable no soporta este tipo de esfuerzos.

Centralizadores:

Los centralizadores se utilizan para centrar el motor, la bomba y el cable durante la instalación, se emplean en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado y así permitir un enfriamiento adecuado, también evitan que el cable se dañe por roce con el casing a medida que es bajado en el pozo.

Equipos de superficie:

El equipo de superficie, como su nombre lo indica se encuentra en la superficie, por lo general se encuentra junto a la cabeza de pozo y tiene como finalidad darle la energía que necesita el motor electrosumergible y además controlar su funcionamiento.

Transformadores:

El equipo electrosumergible funciona con voltajes entre 25 y 4000 voltios, por lo que el voltaje entregado por la red de distribución no es el adecuado, entonces, se emplea un conjunto de transformadores para convertir el voltaje de la red de distribución al requerido por los equipos de superficie para alimentar eléctricamente al motor en el fondo del pozo

Los tableros de control o VSD, requieren una tensión de entrada de 440-480V generalmente. Esta tensión se logra con el transformador reductor (SDT) que baja el voltaje desde las líneas de distribución de 13.8kV o 34.5kV.

Figura 13 Transformadores.



Fuente: Ramírez, Marto. Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting. 2004.

Si se emplea un variador de frecuencia, la tensión de salida del mismo es generalmente inferior a la requerida por el motor, y por ello es necesario emplear en este caso un transformador elevador (SUT) que eleva el voltaje hasta el valor requerido por el motor (1000V – 3760V). Algunos transformadores están equipados con interruptores taps que les

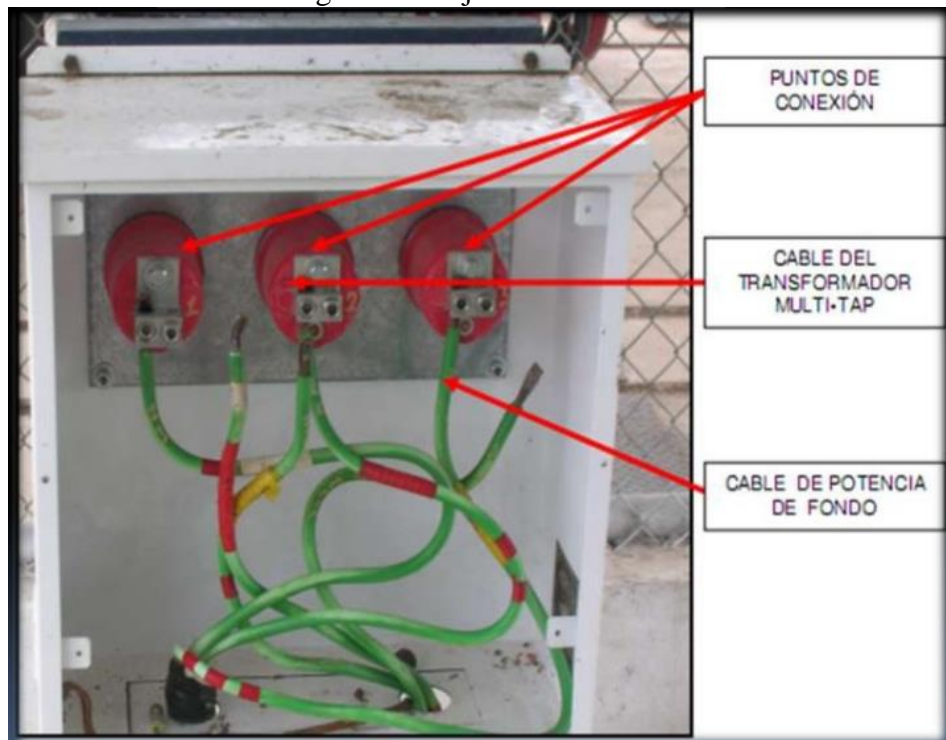
dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.

Caja de venteo:

Está localizada a unos 15 ft de la cabeza del pozo, y a 2 o 3 metros de la superficie. Su función es eliminar el gas que viaja a través del cable, pues al alcanzar éste el controlador del motor (VSD o switchboard), se podría originar una explosión. La caja de conexiones, algunas veces llamada caja de venteo realiza tres funciones:

- Proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo.
- Proporcionar un desfogue a la atmosfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo.
- Proporcionar puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de fondo.

Figura 14 Caja de venteo.



Fuente: <https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jrpoc>

Variador de velocidad (VSD):

El sistema puede ser modificado incluyendo un variador de frecuencia, el cual permite operar dentro de un amplio rango de capacidad, cabeza y eficiencia, ayudando a:

- Incrementar el tiempo entre servicio del equipo y el rediseño.
- Reducir el calentamiento en el fondo del pozo.
- Incrementar la producción a través del casing reducido.
- Reducir o eliminar la producción por ciclos o cabeceo.
- Mantener la producción del campo cuando un pozo va en declinación.

La mayoría de los sistemas ESP utilizan un motor de inducción cuya velocidad es proporcional a la frecuencia de la energía o corriente suministrada. El VSD puede ser usado para mejorar la eficiencia, en algunos casos incluyendo crudos altamente viscosos y pozos con corte de agua elevado.

Figura 15 Variador de velocidad



Fuente: <https://www.shopbakerhughes.com/artificial-lift/variable-speed-drive-vsd-esp>

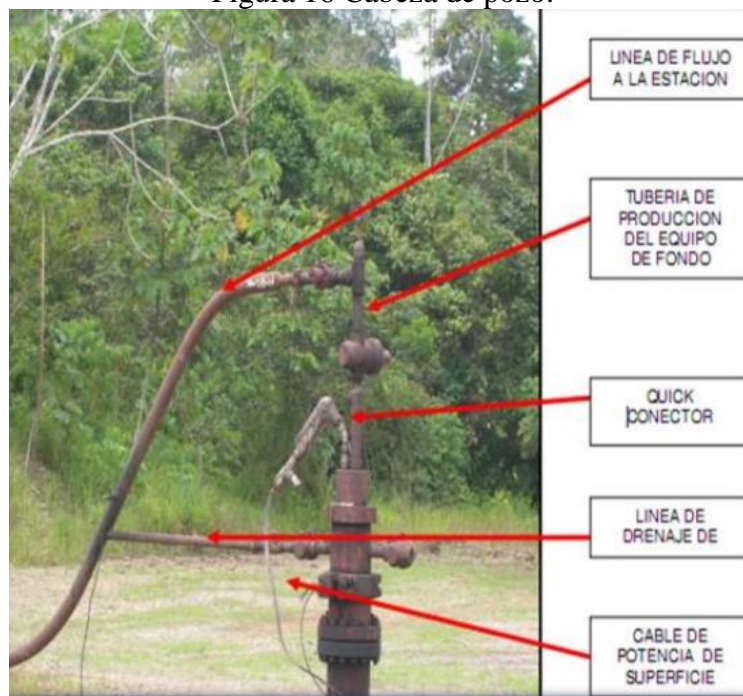
El sistema de ESP es poco flexible cuando opera a una frecuencia fija, por esta razón se emplea el variador de frecuencia (VSD), estos permiten que el motor de la bomba trabaje a diferentes velocidades, variando la frecuencia de la corriente AC, con lo cual se puede variar el caudal de fluido producido, la altura de columna dinámica o ambas, dependiendo de la aplicación. Para evitar daños en el motor, el VSD también varía el voltaje con la frecuencia manteniendo constante la relación Voltio/Hertzio. El VSD puede ser analizado en términos de variador de frecuencia o en términos de mantenimiento de la columna constante.

Cabezal de Pozo:

El cabezal de pozo está diseñado para soportar el peso del equipo de subsuelo y mantener el control del pozo en el anular y tubing. Provee las facilidades para instalar el cable de potencia con un sello, que proporciona hermeticidad y control de fluidos del pozo. Incluye estranguladores ajustables, colgadores de la tubería de producción y válvulas de alivio.

La conexión del cable de potencia que proviene de la caja de venteo, se realiza mediante un conector llamado “Quick connector”, donde se realiza el empalme de los cables eléctricos de superficie y de fondo.

Figura 16 Cabeza de pozo.



Fuente: <https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jrpc>

- **VENTAJAS**

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Presenta una alta eficiencia (>70 %)
- El sistema no se ve afectado por la desviación del pozo.
- Sistema fácil de controlar
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable a plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

- **DESVENTAJAS**

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas-Líquido (sin separador de gas)
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con la tubería.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Poco práctico en pozos con bajo caudal.
- Solo aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido a costos del cable y capacidad de la bomba.

- **FALLAS COMUNES**

La evaluación constante del punto de comportamiento de la bomba es de mucha trascendencia debido a que del análisis que arroje la evaluación, permitirá realizar ciertos ajustes o correcciones para evitar las fallas prematuras que impactan negativamente en la economía del proyecto.

Hay fallas prematuras que ocurren por no haber realizado las medidas preventivas durante la operación, para citar como ejemplo algunos casos reales de operación tales como:

- Si se está produciendo normalmente y se incrementa la producción de sólidos, la alternativa en este caso será de bajar frecuencia para no acelerar el efecto abrasivo y erosivo en las etapas de la bomba, más aun si el material de fabricación de los impulsores es standard, ya que para pozos que producen arena hay otras alternativas de optimización referente al material de fabricación más resistente y al tipo de bomba que se debe diseñar.
- Si repentinamente hay mayor producción de gas de lo esperado y se refleja en la carta amperimétrica, lo que se tiene que hacer inmediatamente es, realizar los ajustes en los parámetros de operación, control y protección del variador de frecuencia y parámetros hidráulicos.

El control estadístico de las fallas y un banco de datos es de vital importancia en cualquier proyecto ESP, para realizar los correspondientes análisis de falla, cálculos de tiempo de vida promedio, proyecciones de logística, proyecciones de alquiler de taladro de perforación o reparación, reclamo de garantía, evaluación económica y rentabilidad del proyecto, entre otros conceptos. En el siguiente cuadro se muestra una estadística real de fallas en las operaciones de ESP en 180 pozos en operación.

Tabla 2 Porcentajes de los datos de las fallas en operaciones de ESP en 180 pozos en operación en dos años.

	AÑO 1	AÑO 2
Motor	14%	20%
Protector	24%	15%
Bomba	12%	29%
Cable	7%	5%
Empalme (Splice)	18%	13%
Otros	25%	18%

Fuente: Ramírez, Marto. Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting. 2004. p. 98.

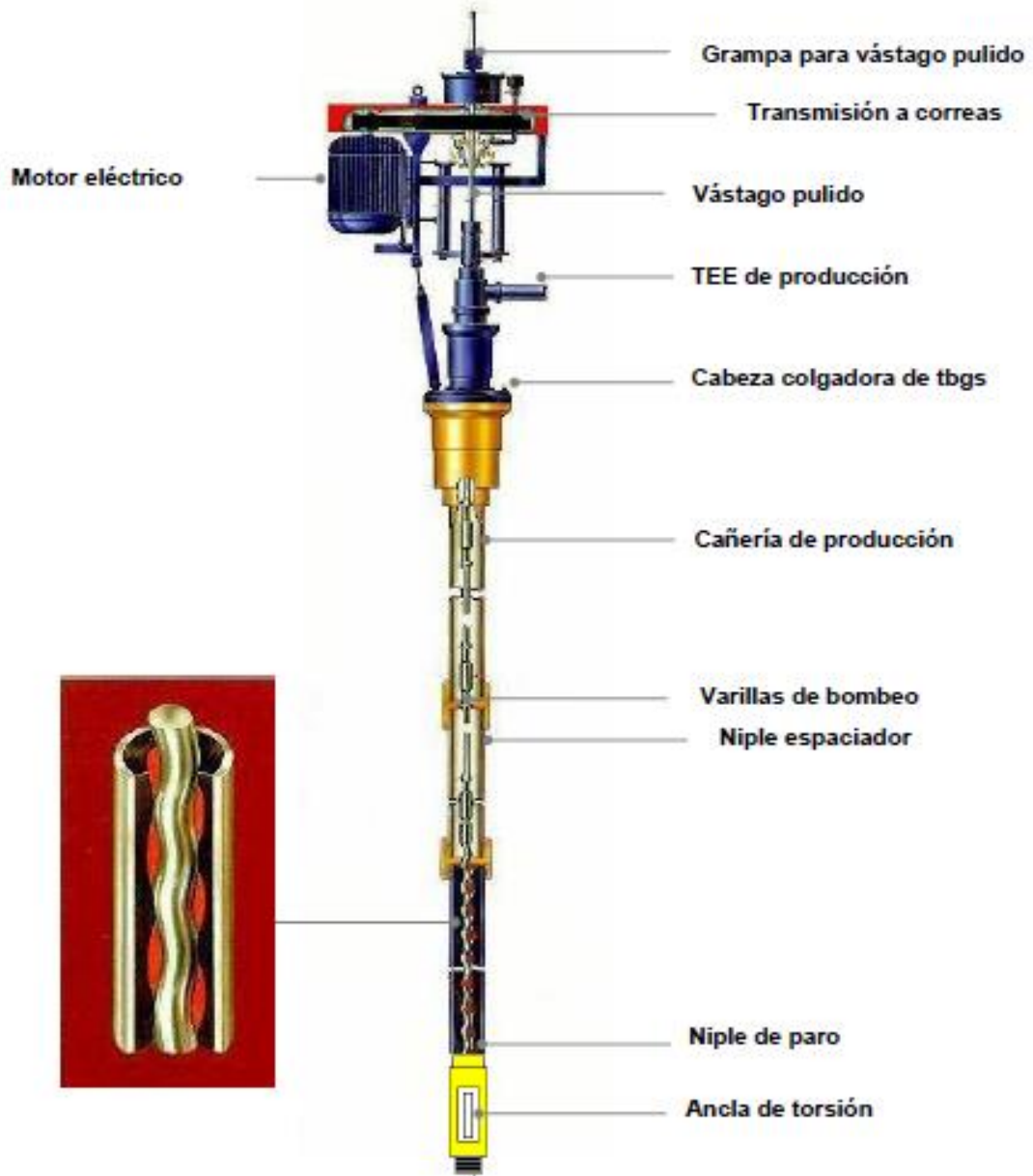
Todos los diseños de los equipos ESP están orientados a que trabajen durante la operación de la mejor forma y la manera más óptima, independientemente de que material estén usando,

las modificaciones en la nueva construcción, optimización de componentes, etc. Pero hay situaciones difíciles o condiciones que no se esperan al inicio de la operación ESP tales como:

- Producción de sólidos.
- Incremento del GOR.
- Mayor viscosidad de la que se esperaba.
- Valor del índice de productividad menor del que se esperaba.
- Incremento rápido del corte de agua.
- Caída brusca de la presión estática del reservorio.
- Problemas de represionamiento en el sistema.
- Problemas de generación con múltiples interrupciones eléctricas.
- Problemas de producción menor a la que se esperaba.
- Cierre de producción por problemas de coyuntura de la industria de petróleo respecto al precio del barril de petróleo, como ha ocurrido en los últimos años.
- Problemas de corrosión.
- Problemas de depositación de asfáltenos, parafinas, etc. Entre otras condiciones o problemas que se presentan en este tipo de operaciones ESP.

1.3.2. BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS. (PCP)

Figura 17 Sistema de bombeo con cavidades progresivas.



Fuente: Hirschfeldt, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas.

- ***PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.***

Las PCP son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de la sarta de varillas desde la superficie por acondicionamiento de una fuente de energía externa permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo, el cual permite que el fluido se desplace verticalmente por su interior hacia la superficie del pozo. Los equipos de superficie, de distintas capacidades y dimensiones se seleccionen en función de los requerimientos que exige cada sistema.

Los sistemas de PCP están compuestos básicamente por el equipo de superficie, la bomba de cavidad progresiva en sí misma, la sarta de la varilla de bombeo y la tubería de producción, más otros accesorios menores de fondo y superficie. Por lo general, el estator está conectado al extremo de la sarta de tubería, mientras que el rotor está conectado a la sarta de varilla de bombeo. La energía requerida para bombear se transmite desde el equipo de superficie a través de la sarta de varilla a la bomba.

La PCP es una bomba de desplazamiento positivo que tiene dos partes: el estator y el rotor. El rotor es la única parte móvil de la bomba y está hecho de acero de alta resistencia recubierto de cromo y tiene "n" lóbulos. El estator es el componente estático, hecho de un tubo de acero que se ha inyectado en polímero de alta densidad (elastómero) en forma de doble hélice ("n + 1" lóbulos). La geometría más común es 1: 2. Tres cavidades cerradas forman una etapa. La capacidad de elevación (presión nominal) de la bomba es una función directa del número de etapas. Otro concepto asociado al rendimiento de la bomba es la interferencia, que es la estanqueidad entre el rotor y el estator, y depende del hinchamiento del elastómero y del diámetro del rotor para cada tipo de fluido.

- **COMPONENTES.**

Equipos de fondo

Bomba

Las bombas PCP están compuestas por un rotor helicoidal de una sola hélice que gira dentro de un estator de doble hélice. El estator esta moldeado con un elastómero resistente que le va a brindar sello mecánico durante su funcionamiento.

Al funcionar el rotor con el estator se forman dos cadenas de cavidades progresivas, lo cual quiere decir que al girar el rotor, las cavidades selladas entre si se mueven espiralmente en sentido ascendente, transportando el fluido hacia la superficie.

✓ Rotor:

El rotor se fabrica con acero altamente resistente, mecanizado con precisión en un tomo especial y se recubre con una capa de material con alta resistencia a la abrasión por medio de un proceso electroquímico de cromado. El rotor a diferencia de los elastómeros se mecanizan a diferentes diámetros y espesores de cromado, la variación de estos dos parámetros permiten un ajuste fino de la interferencia. Este se conecta a una sarta de varillas de bombeo, las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor).

✓ Estator:

El estator es un cilindro de acero (o tubo) revestido internamente con un elastómero sintético (Polímero de alto peso molecular), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. (Chacín 2003; 22)

✓ Elastómero:

“Son la base del sistema PCP en el que esta moldeado el perfil de doble hélice del estator”. (Hirschfeldt 2008; 9). El elastómero constituye el elemento más “delicado” de la PCP y de su adecuada selección depende en una gran medida al éxito o fracaso de esta aplicación. El elastómero que complementa el armado de la bomba ayuda a soportar las partículas abrasivas como la arena presenta en el fluido del pozo, las cuales son comprimidas dentro de la pared elástica que forma este elastómero.

El elastómero es un compuesto que posee propiedades “visco-elásticas”, dicho en otras palabras, en un proceso de deformación cíclica el elastómero tiene la habilidad única de almacenar y disipar energía simultáneamente. Las gomas sintéticas, en la mayoría de sus aplicaciones, son sometidas a cierto grado de deformación cíclica o absorción de cargas, situación típica observada en la operación de la PCP. Los elastómeros en la PCP son generalmente alguna goma de “Nitrilo”. Otro nombre común es Buna N o N.B.R. Y es un co-polimero de Acrilonitrilo (ACN) y Butadieno. Variando el % de ACN, las propiedades del elastómero también cambiarán. Otro compuesto de elastómero frecuentemente usado en la bomba son los Fluoroelastómeros. Este componente es comercialmente conocido como **Viton™**.

➤ Tipos de elastómeros para hidrocarburos.

Los elastómeros más utilizados en la aplicación de PCP, poseen bases nítricas (convencionales), hidrogenación catalítica (elastómeros hidrogenados) y Fluoroelastómero.

Elastómeros convencionales (CHACÍN, 2003; 84)

- **Bajo contenido de Acrilonitrilo.**
 - Buenas propiedades mecánicas (muy elástico).
 - Máxima resistencia a la temperatura: 200 °F
 - Muy buena resistencia a la abrasión.
 - Buena resistencia al ampollamiento por gas.
 - Moderada resistencia a los aromáticos.
 - Moderada resistencia a los crudos agrios.
 - Moderada/pobre resistencia al H_2S .
 - Moderada/pobre resistencia al agua caliente.
 - Recomendado para crudos pesados.
- **Mediano contenido de Acrilonitrilo.**
 - Muy buena resistencia mecánica.
 - Máxima resistencia a la temperatura: 200 °F.
 - Buena resistencia a la abrasión.
 - Moderada resistencia al ampollamiento por gas.
 - Moderada resistencia a crudos agrios.

- Moderada resistencia al H_2S .
- Moderada/pobre resistencia al agua caliente.
- Crudo pesado/mediano.
- **Alto contenido de Acrilonitrilo.**
 - Moderada resistencia mecánica.
 - Máxima resistencia a la temperatura: 225 °F.
 - Moderada resistencia a la abrasión.
 - Buena resistencia al ampollamiento por gas.
 - Buena resistencia a los aromáticos.
 - Moderada resistencia a crudos agrios.
 - Muy pobre resistencia al H_2S .
 - Pobre resistencia al agua caliente.
 - Crudo liviano.
- **Elastómeros hidrogenados.**
 - Muy buena resistencia mecánica.
 - Máxima resistencia a la temperatura: 350 °F.
 - Buena resistencia a la abrasión.
 - Buena resistencia al ampollamiento por gas.
 - Moderada/pobre resistencia a los aromáticos.
 - Moderada/pobre resistencia a crudos agrios.
 - Buena resistencia al H_2S .
 - Moderada resistencia al agua caliente.
- **Flu elastómeros.**
 - Pobre resistencia mecánica.
 - Máxima resistencia a la temperatura: 350 °F.
 - Pobre resistencia a la abrasión.
 - Baja resistencia al gas disuelto.
 - Excelente resistencia a los aromáticos.
 - Moderada/pobre resistencia al H_2S .
 - Elastómero muy costoso.
 - Recomendado para altas temperaturas.

Tabla 3 Características de los elastómeros

Características	Acilonitrílo Bajo	Acilonitrílo Medio	Hidrogenados	Acilonitrílo Alto	Fluoe elastómero
Abrasión	B	A	A	C	B
Ampollas de gas	A	B	B	A	A
Aromáticos	B	C	C	A	A
Crudos Pesados	A	A	B	C	B
Crudos medianos	A	B	B	A	B
Crudos livianos	C	C	C	A	A
Pozos de agua	B	C	C	C	C
Prop. Mecánicas	B	A	A	B	C
CO2	B	C	B	B	A
H2S	B	B	A	B	A
Max. Temp. (°F)	248	212	320	230	176
Escala: A:Excelente B: Aceptable C: Insatisfactorio					

En el siguiente cuadro se muestran 2 tipos de elastómeros que se emplea en Baker Hughes dependiendo de las características físicas y químicas del pozo.

Tabla 4 Tipos de elastómeros y características

ELASTOMERO	Aplicaciones y Características
LT2000 – High Nitrile	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alto contenido de ACN. ➤ Resistencia a aceites y solventes. ➤ Buena resistencia a la abrasión. ➤ Buenas propiedades mecánicas. ➤ Temp Max 210 °F (100°C)
LT3000 – Hydrogenated Nitrile (Highly Saturated Nitrile or HSN)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alto contenido de ACN. ➤ Resistencia a aceites y solventes. ➤ Resistente al H_2S y FeS. ➤ Buena resistencia a la abrasión. ➤ Buenas propiedades mecánicas. ➤ Temp Max 300°F (149°C).
LT3001 – Hydrogenated Nitrile (Highly Saturated Nitrile or HSN)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alto contenido de ACN. ➤ Resistencia a aceites y solventes. ➤ Resistente al H_2S y al FeS. ➤ Buena resistencia a la abrasión. ➤ Buenas propiedades mecánicas. ➤ Temp Max 320°F (160°C)

Fuente: LIFTEQ

En los siguientes cuadros se ubican en ranking de 0 a 5 dependiendo de la efectividad del tipo de elastómero; LT2000, LT2001, LT3000 y LT3001.

Tabla 5 Cuadro comparativo, características de los elastómeros
Ranking: 5: Excelente.4: Muy bueno.3: Bueno. 2: Regular. 1: Pobre.

	LT2000	LT2001	LT3000	LT3001	Escala
Propiedades mecánicas	3	5	4	4	(0-5)
Resistencia a la abrasión	4	5	4	4	(0-5)
Resistencia al agua	4	5	5	5	(0-5)
Resistencia a los aromáticos	2.8	3.5	4.5	4.5	(0-5)
Resistencia al H₂S	2	2	5	5	(0-5)
Resistencia a la temperatura	100	100	145	160	°C

Fuente: LIFTEQ, Modificado.

Fuente: Modificado de: Chacín, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva, Venezuela. ESP OIL. (2003)

✓ Geometría de la PCP

La geometría de la bomba viene definida fundamentalmente por la relación de lóbulo entre rotor y estator. Por ejemplo, la geometría de una bomba con rotor externamente helicoidal simple y estator internamente helicoidal doble se conoce como “bomba 1:2”.

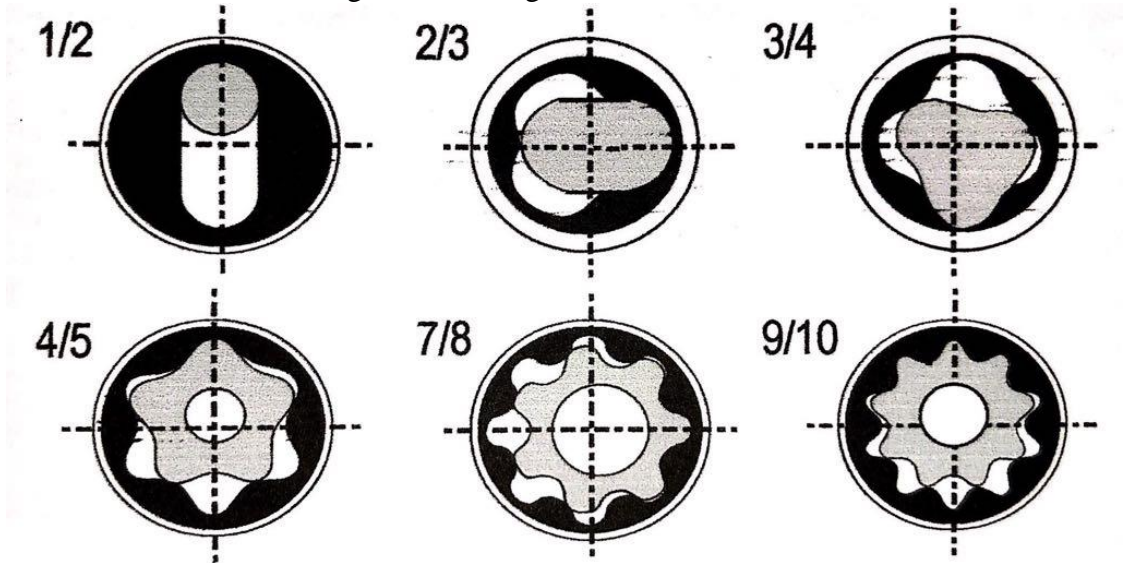
El rotor no es concéntrico con el estator. Por tanto, el movimiento del rotor dentro del estator resulta en la combinación de dos movimientos:

- ❖ La rotación alrededor de su propio eje en una dirección (en sentido de las agujas del reloj).
- ❖ La rotación en sentido contrario de su eje longitudinal alrededor al eje del estator.

Para garantizar un sello total y efectivo en la bomba, la longitud ajustada del rotor dentro del estator debe ser al menos igual al paso de este último. Esta relación dependerá directamente de la relación de lóbulos entre ambas piezas. La línea continua de contacto entre rotor y estator es lo que se conoce como “línea de sello” y su eficiencia dependerá de la presión diferencial existente entre las dos cavidades consecutivas separadas por dicha línea. En la

Figura 28 se muestran las formas tridimensionales de diversas piezas helicoidales generadas a partir de envolventes de las curvas hipocicloides.

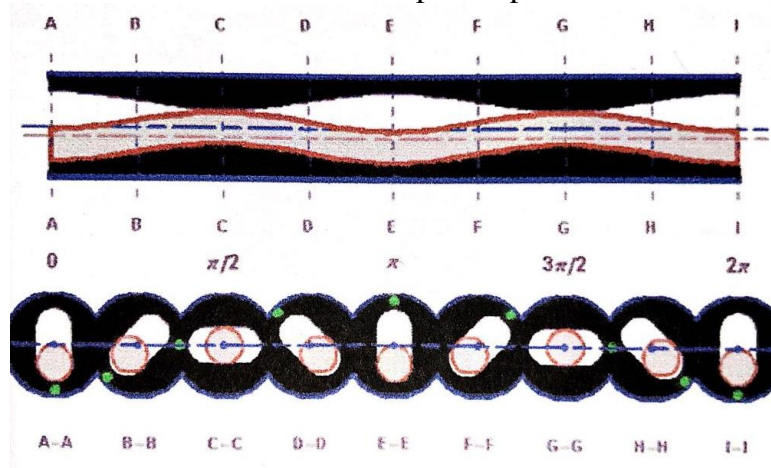
Figura 18 Configuraciones de PCP.



Fuente: Baker Hughes.

Las cavidades selladas se forman de manera tal que están separadas 180 grados una de otra y avanzan desde la succión hasta el extremo de la descarga de la bomba. Estas cavidades se abren y se cierran simultáneamente dando como resultado un flujo constante no pulsatorio. El flujo en el área de la sección transversal se mantiene igual sin importar la posición del rotor en el estator.

Figura 19 Ubicación del rotor en diferentes puntos para una bomba de lóbulo simple



Fuente. Baker Hughes

Las partículas abrasivas son expulsadas de la bomba a medida que el rotor se desplaza por las cavidades progresivas de la bomba.

Niple de paro.

El niple de paro es un tubo de pequeña longitud, el cual se instala bajo el estator. Es parte componente de la bomba y sus funciones son:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciamiento del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera que permita la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas o anti-torque, filtros de arena, etc.
- Como succión de la bomba.

Los más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torque o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamiento. (Hirschfeldt 2008; 12).

Figura 20 Niple de paro



Fuente. Hernández Lisandro. Presentación.

<https://es.slideshare.net/LisandroHernandezPea/bombas-de-cavidad-progresiva-bcp-sistema-de-recuperacin-de-petroleo-y-gas>

Niple de maniobra o intermedio.

Su utilización es obligatoria. El movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con el acople de unión a la primera varilla, describe un círculo de diámetro mayor que su propio diámetro. El diámetro que permitiría este movimiento es de $D+2E$, donde:

- “D” es el mayor de los dos diámetros, el de la cabeza del rotor o el diámetro externo del acople.
- “E” es la excentricidad de la bomba (dato suministrado por el fabricante).

El niple de maniobra debe contar con un diámetro interno mayor que el resultado obtenido con la expresión $D+2E$. En cuanto a su longitud, la misma deberá ser la suficiente de manera de garantizar que la cabeza del rotor (en condiciones de operación) se encuentre en el interior de dicho niple.

Otra ventaja de este niple intermedio o niple de maniobra es que durante las operaciones (bajada de completamiento del pozo) las cuñas, mordazas, llaves de apriete, etc.; se colocaran en él, en lugar del cuerpo del estator, evitando así cualquier daño a este último.

Niple de drenaje:

Generalmente se utiliza un niple de drenaje para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba, por ejemplo cuando falla la sarta de varillas y no se puede “pescar” la misma. Es importante no tener crudo en la tubería al momento de sacar la sarta, ya que de otra manera se corre el riesgo de originar derrames de crudo indeseados en la superficie contaminando así el medio ambiente y generando riesgos al personal. La mayoría de los niples de drenaje se activan aplicando presión interna a la tubería de producción. En el caso de crudos extra pesados, se ha subestimado, en algunos casos, la presión de descarga de la bomba, originando que el sistema de drenaje se active durante la operación, con lo cual es necesario recuperar la tubería.

Es importante mencionar que cuando se cuenta con un cabezal de eje hueco, se acostumbra a colocar una barra pulida más larga que la longitud del rotor, con lo cual se puede sacar el rotor del estator con una operación muy sencilla cuando se desea circular el pozo.

Niple “X”:

Con el fin de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería, se acostumbra a realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba se puede instalar un niple de asiento “X”, sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, la cual es fácil de recuperar luego de la prueba.

Si el pozo presenta problemas de corrosión y la tubería es re-utilizada es recomendable asentar la válvula en el niple “X” e ir probando a medida que se bajan los tubulares, por ejemplo, cada 10 tubos; de esa manera es más fácil detectar y corregir la existencia de algún tubo defectuoso. (Chacín 2003; 32).

Tubo filtro:

Se utiliza para evitar, en el caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero, trozos de tamaño regular del mismo que queden dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con un equipo de pulling y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba. La condición para su instalación es que la suma de las áreas de sus orificios sea igual o mayor a seis (6) veces el área de succión de la bomba, es decir seis veces el área del niple de paro.

Ancla de torque:

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de los tubos. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator. Vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba.

La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento del tubing. El ancla de torque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y/o se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos. (Hirschfeldt 2008; 12).

Figura 21 Ancla de Torque



Fuente: Rico, Naydu. Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A.

Ancla de tubería:

Es un dispositivo que fija la tubería de producción al revestidor, limitando el movimiento axial y rotativo de la sarta. A diferencia de una empacadura, no realiza un sello en el espacio anular, permitiendo el libre paso de fluidos a través del anclaje mecánico.

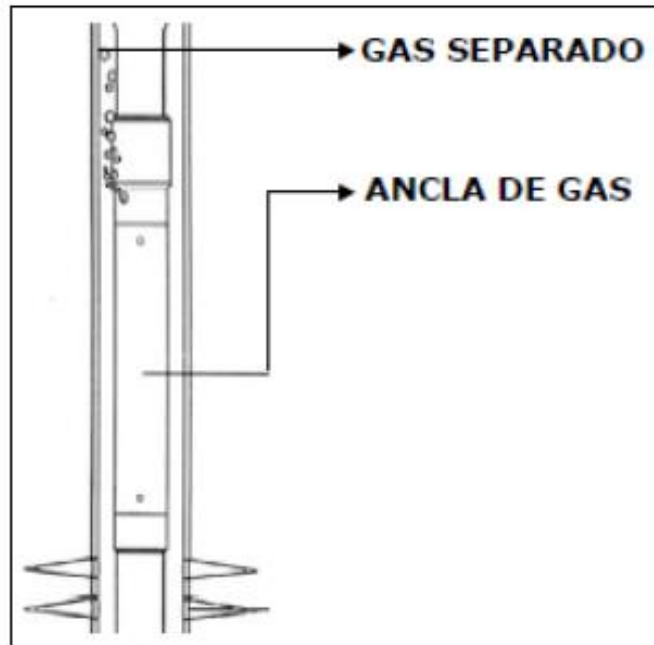
Figura 22 Ancla de tubería



Fuente. <http://pumpequipo.com/4-3-tubing-anchor/>

Ancla de gas:

Figura 23 Ancla de gas



Fuente: Chacín, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva, Venezuela. ESP OIL.

(2003)

La eficiencia volumétrica del PCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Anclas de gas es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo. Generalmente la separación gas-líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción y el líquido es enviado a la bomba. Sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba. Adicionalmente dentro del ancla, por los diferenciales de presión que allí se originan, ocurren separaciones adicionales de gas el cual también es conducido a la bomba. Algunos diseños consideran el desalojo de este gas al espacio anular revestidor-reductor.

Centralizador de varillas:

Figura 24 Centralizador de varillas de Acople



Fuente: Chacín, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva, Venezuela. ESP OIL. (2003)

Los centralizadores de varillas se suelen colocar solo en aquellos pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas. Hasta ahora no existe un acuerdo validado respecto a los criterios para la ubicación de estos dispositivos. Sin embargo el programa del C-FER ofrece una rutina para estimar la colocación más adecuada de los mismos en la sarta de varillas. (Chacín 2003; 31).

Zapato probador de hermeticidad:

En caso de ser instalado (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del niple intermedio, para poder probar toda la tubería y además como su diámetro interno es menor que el del tubing no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor, impidiendo su paso en la bajada.

La interferencia entre el rotor y el estator es suficiente sello para probar la hermeticidad aunque siempre existe escurrimiento, tanto mayor cuanto mayor sea la presión total resultante de la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba, para evitar dañarla.

Tubing:

En caso de haber instalado un ancla de torque, la columna se arma con torque óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aun con ancla de torque, se debe ajustar con el torque máximo API. De este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de liberarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay

ancla de torque, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque del tubing.

Trozo de maniobra:

Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una varilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 rpm. Cuando se instala una varilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes del último tubing. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la varilla, se dobla menos o no se dobla dependiendo de su diámetro.

Varillas de bombeo API:

Son varillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de uniones, formando la sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de las tuberías. Su longitud puede ser de 25 o 30 ft.

Figura 25 Varillas de bombeo convencionales y continuas.



Fuente: Ávila Erika, presentación, Bomba de cavidad progresiva-BCP,
<https://es.slideshare.net/LisandroHernandezPea/bombas-de-cavidad-progresiva-bcp-sistema-de-recuperacin-de-petroleo-y-gas>

Varillas continuas:

Consta de una sarta continua de varillas libres de uniones, juntas o acoples. Para su almacenamiento, manipulación y transporte se requiere la utilización de carretes de gran tamaño; los operadores o personal requerido para su operación deben contar con el

entrenamiento adecuado, pues requieren de equipos particulares para instalación/desinstalación y soldadura. Estas varillas pueden ser redondas o semielípticas (Salas 2015:17).

Equipos de superficie

Una vez obtenidos los parámetros de operación mínimos necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que deben ser capaces de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en el vástago o varilla pulida.
- Rotar el vástago a la velocidad requerida.
- Prevenir la fuga de fluidos a la superficie.

Existen diferentes configuraciones de cabezales y a su vez un amplio rango de accesorios y tecnologías para cada una de estas configuraciones.

Cabezal de rotación:

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (“Stuffing box”) para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

Además, algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas. (Hirschfeldt 2008; 14).

Motor:

Los sistemas de PCP, pueden utilizarse tanto con motores eléctricos como de combustión interna. El motor eléctrico es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización.

La principal función del motor en el sistema es proveer la potencia requerida para generar el movimiento de rotación que se le debe suministrar al rotor. La potencia es función directa del torque y esta relación esta expresada por la siguiente ecuación:

$$P_{requerida} = \frac{C * T_{sarta} * N}{\mu_{transmisión}}$$

Donde:

$P_{requerida}$ = Potencia total requerida por el sistema (KW o BP).

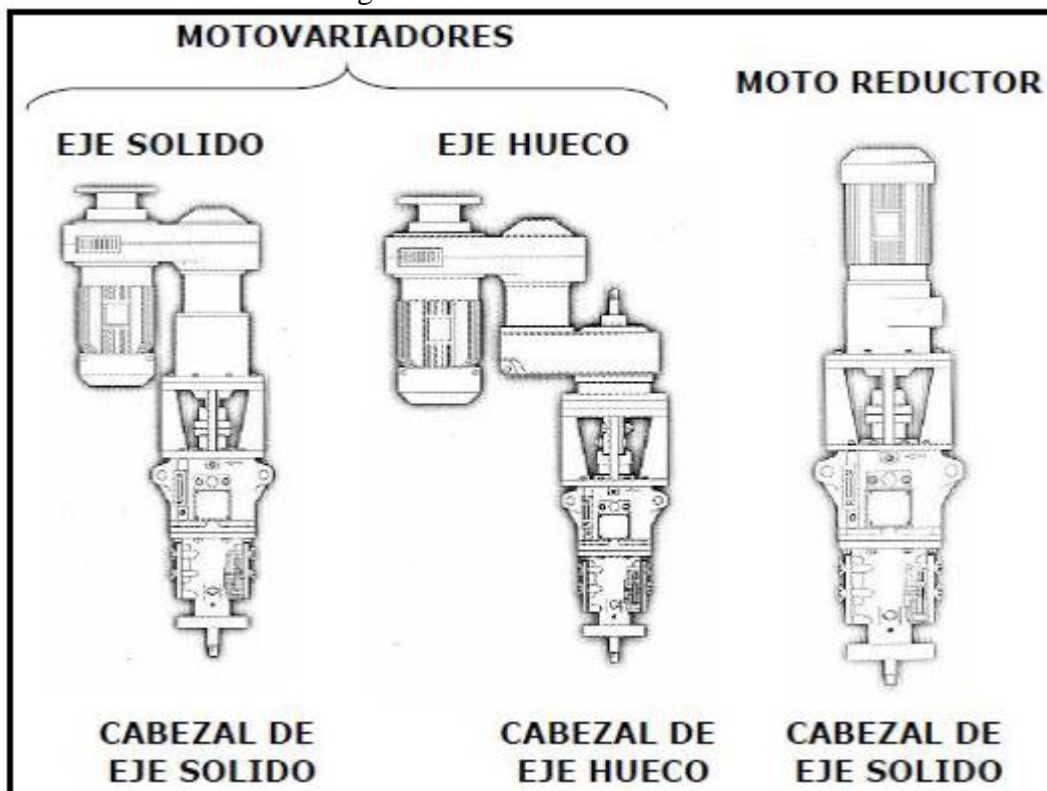
T_{sarta} = Torque total sobre la sarta de varillas (N*m o Lb.*ft).

N = Velocidad de rotación del sistema (rpm).

$\mu_{transmisión}$ = Eficiencia de transmisión (%).

C = Constante (Métrico: $1.504 * 10^{-2}$ o Ingles: $1.917 * 10^{-5}$). (Ramírez 2004; 53).

Figura 26 Cabezales de rotación.



Fuente: Chacín, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva, Venezuela. ESP OIL. (2003)

Sistema de transmisión:

Es el dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

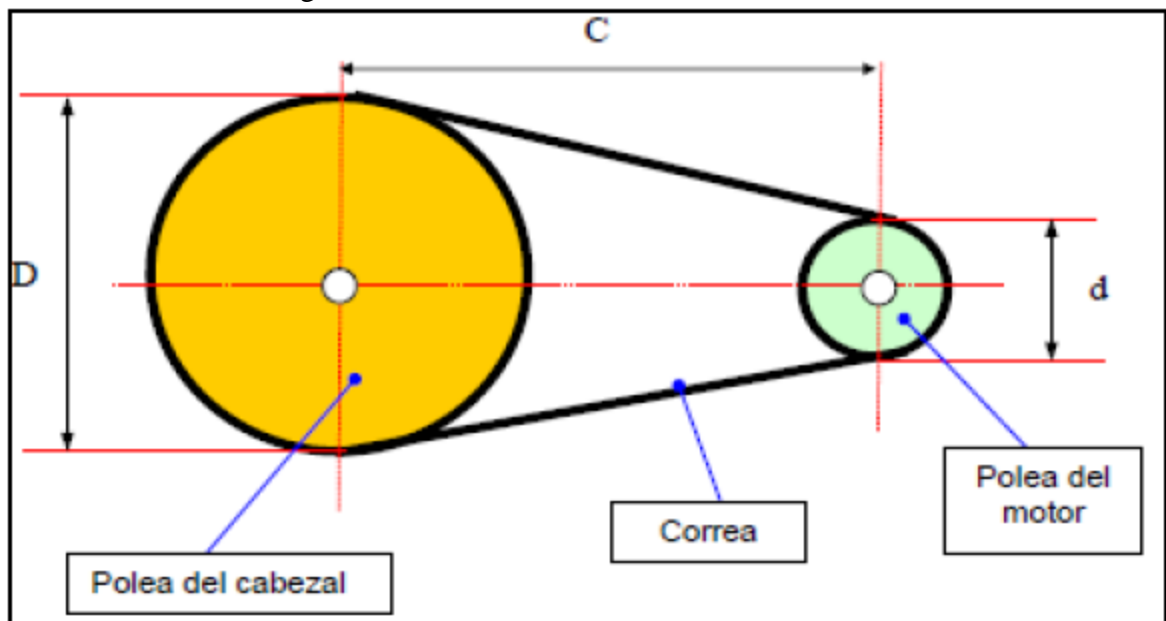
Existen tres tipos de sistema de transmisión tradicionalmente utilizados:

- Sistema con poleas y correas.
- Sistema de transmisión a engranajes.
- Sistema de transmisión hidráulica.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 rpm, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas RPM, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo debido a la insuficiente disipación de calor.

A continuación se mencionan algunos criterios importantes para el diseño de los sistemas de transmisión antes mencionados:

Figura 27 Sistema de transmisión.



Fuente: Hirschfeldt, M. (2008). Manual de bombeo de cavidades progresivas, Argentina. oilproduction.net

Donde:

D= Diámetro de la polea del cabezal.

C= Distancia entre centros de poleas.

D= Diámetro de la polea del motor.

Sistema de frenado.

La segunda función importante del cabezal es la de frenado que requiere el sistema una vez y rota en marcha inversa, llamado “Back-Spin”. Cuando un sistema PCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas.

Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción (Tubing) y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de Back-Spin, se puede alcanzar velocidades de rotación muy altas. Al perder el control del Back-Spin, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta rotura violenta de la polea del cabezal, pudiendo ocasionar esta situación daños severos al personal de operación.

De los frenos utilizados se pueden destacar los siguientes:

✓ Freno de accionamiento por fricción.

Compuesto tradicionalmente por un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el giro a la inversa. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio que se ajusta al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado para potencias transmitidas menores a 75 HP.

✓ Freno de accionamiento hidráulico.

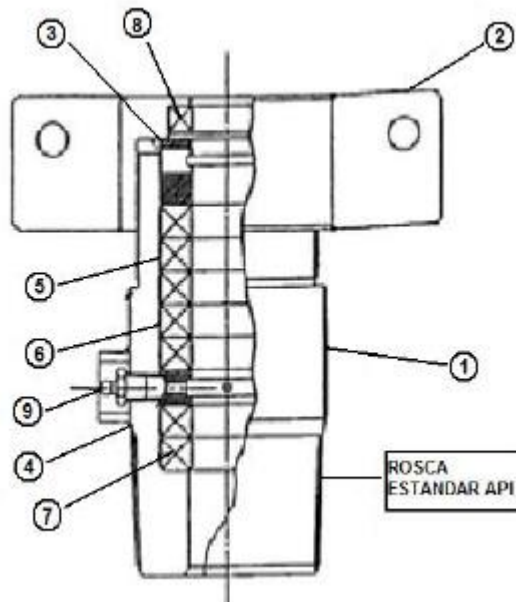
Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal que gira libremente en el sentido de las agujas del reloj (operación de la PCP). Al ocurrir el Back-Spin, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que

permite que se reduzca considerablemente la velocidad inversa y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc. (Hirschfeldt 2008; 17).

Prensa-Estopas.

Finalmente, el cabezal cuenta con una caja de prensa-estopas cuya función es la de aislar el cabezal de los fluidos del pozo, en él, gira la barra pulida. Contiene un juego de siete empaquetaduras mecánicas preformadas hechas de aramida, teflón o grafito. Esta combinación resistente a los fluidos abrasivos, optimiza la vida del sello. Un anillo de ajuste sobre las empaquetaduras ciñe estas, a la barra pulida y por lo tanto se utiliza para reducir fugas por el prensa-estopas. Las posibles fugas son drenadas por una manguera hasta un envase. (Mcnaughton 1999; 82).

Figura 28 Prensa-Estopas.



Fuente: Chacín, Nelvy. Bombeo por cavidad progresiva, Venezuela. ESP OIL. (2003).

Vástago.

El extremo superior de la sarta se completa con un vástago cromado enroscado a las varillas, el cual va empaquetado en superficie, por medio de un dispositivo “prensa”, todo esto se

conecta al puente de producción. El vástago puede ser de diferentes medidas, algunas de las que se utilizan son 1 ¼"; 1 ½" en macizos, o bien 48 mm en vástagos huecos; dependiendo de la sarta que se tenga en el pozo y del cabezal que se utilice en superficie. (Hirschfeldt 2008; 13).

Variadores de frecuencia.

Estos equipos son utilizados en conjunto con los motor-reductores y con los equipos de polea-correa en los cuales la velocidad es constante (a menos que se cambie la caja reductora o la relación de poleas) para brindar la flexibilidad del cambio de velocidad en muy breve tiempo y sin recurrir a las modificaciones mecánicas en los equipos.

El variador de frecuencia rectifica la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales, finalmente varía la velocidad de operación, varía la producción.

La gran ventaja de estos equipos está representada por las funciones que brinda. Entre ellas se destacan:

- Ajuste de velocidad: Este equipo permite variar la velocidad en un rango más amplio que los demás sistemas y en un tiempo relativamente corto.
- Ajuste de arranque y parada: Permiten el ajuste de las rampas de arranque y parada reduciendo los picos de corriente y controlando el torque en el sistema.
- Ajuste de torque: Se puede ajustar el torque de arranque para permitir arranques seguros, así mismo pueden mantener el torque a bajas velocidades.
- Entradas/Salidas analógicas y digitales: Estos equipos poseen puertos para señales analógicas y/o digitales, a manera de captar alguna variable medida en el pozo o en el cabezal y sobre las cuales se pueden tomar decisiones y acciones a nivel del programa interno del variador de frecuencia o generar una señal de salida.
- Facilita la optimización: La mayoría de las acciones de campo (supervisión y control) se pueden ejecutar de manera remota.
- Se reduce la cantidad de equipos montados sobre el cabezal del pozo.

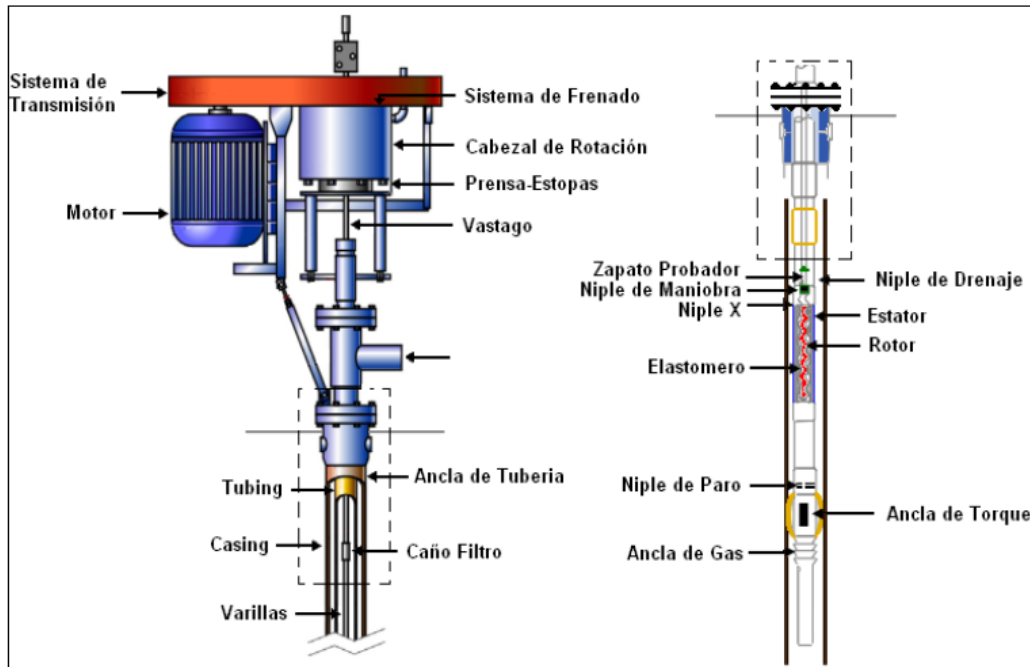
Por otra parte, también existen algunas desventajas entre las que se pueden mencionar:

- Fragilidad de los equipos: Estos equipos continúan mejorándose para las exigentes aplicaciones en campo (intemperie, altas temperaturas, humedad, polvo, corrosión, etc.), por lo tanto algunas de las fallas presentadas por los mismos pueden estar asociadas a estos factores ambientales.
- Poca experiencia por parte de los operadores en este tipo de tecnología (esto puede superarse con el adiestramiento adecuado).
- Generación de armónicos que se alimentan a la línea de suministro del fluido eléctrico y que pueden causar daños en los generadores y en las líneas de transmisión.

Poseen pantallas de cristal líquido (LCD) con iluminación nocturna y con panel (consola) desmontable. En estas pantallas se pueden leer las siguientes variables de operación:

- Frecuencia de salida (Hz).
- Velocidad de la bomba en RPM (revolutions per minute) o SPM (steps per minute).
- Referencia de velocidad en RPM o SPM.
- Corriente de salida (Amp).
- Tensión en el bus de corriente continua (Voltios).
- Potencia activa (HP o KW)
- Torque (N-m o Lb.-ft)
- Tensión eléctrica a la entrada y salida del variador (Voltios)
- Registro y presentación de las últimas fallas. Indicando en algunos equipos, fecha y hora de ocurrencia de las mismas.
- Tiempo de servicio desde la puesta en operación del variador.
- Temperatura del variador y del motor.
- Energía total consumida (KW acumulados). (Chacín 2003; 43).

Figura 29 Componentes de un sistema PCP.



Fuente: Buitrago, José. Análisis técnico y económico de la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) para crudo pesado en campos colombianos.

- **VENTAJAS.**

- ALS de mayor eficiencia.
- Alta tolerancia a la producción de sólidos.
- Excelente para producción de crudo altamente viscoso.
- Capacidad de manejar altos contenidos de sólidos y moderado contenido de gas libre.
- No tiene válvulas, evitando bloqueos por gas.
- Buena resistencia de abrasión.
- Buena eficiencia energética.
- Bajo costo de operación (potencia requerida) y costo inicial.
- Equipo de superficie relativamente pequeño.
- Consumo continuo de energía de bajo costo.
- Fácil de instalar y operar
- Bajo mantenimiento de operación.
- Bajo nivel de ruido.

- **DESVENTAJAS.**

- Capacidad de desplazamiento real hasta 2000 bpd (máximo de 4000 bpd).
- Capacidad de levantamiento real hasta 6000 ft de profundidad (máximo de 10500 ft dependiendo el tipo de fluido).
- Tasa de producción limitada.
- Baja tolerancia a altas temperaturas, resistencia a la temperatura hasta 280°F (máximo de 350°F).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos, los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo.
- Capacidad de operar cuando se producen cantidades de gas libre considerable.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste del contacto entre las varillas y la tubería de producción puede generar un problema grave en pozos direccionales.
- Se requiere de una unidad de workover para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas.
- No compatible con CO₂, ni demás fluidos de tipo ácido.
- Difícil detección de fallas en subsuelo.
- No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que éstos lo pueden deteriorar.

- **FALLAS COMUNES.**

Se identificaron los modos de falla que presentaron 214 pozos con el sistema PCP instalado en ellos. (Rodríguez 2012). Cada pozo fue estudiado y se organizaron los datos de las fallas más comunes en todos los pozos. El compilado de estos datos se resume en la siguiente tabla:

Tabla 6 *Frecuencia de tipo de fallas de 214 pozos con PCP*

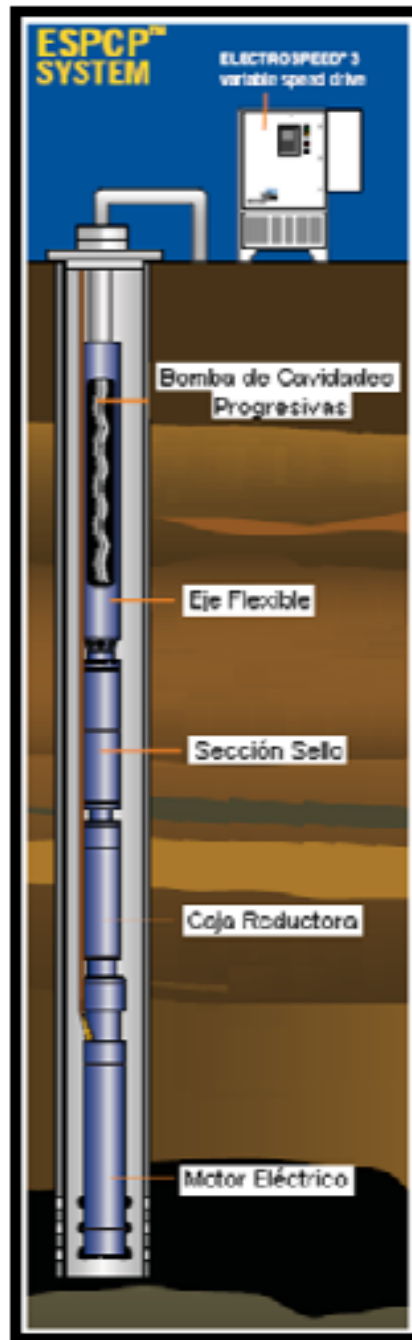
Tipo de falla PCP	%
Elastómero desprendido	37
Varillas rota	32
Desgaste de varillas	22
Desgaste del rotor	9

Fuente: Rodríguez, Francis. Propuestas de mejoras para la disminución de fallas operacionales en los trabajos de rehabilitación y mantenimiento de pozos petroleros de la empresa COMANPA C.A. Modificado por los autores.

Según los resultados en primer lugar se encuentra el elastómero desprendido (37%), y en segundo lugar las varillas rotas (32%), siendo estos los dos modos de fallas que concentran casi el 70% de las fallas mecánicas, por su parte el desgaste de varillas y rotor partido solo se ha encontrado en un 22% y 9 % respectivamente como el modo de falla menos usual en pozos PCP.

1.3.3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE CAVIDADES PROGRESIVAS. (ESPCP)

Figura 30 Sistema de bombeo electrosumergible con cavidades progresivas.



Fuente: Rico, Naydu. Estudio de perfectibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A.

- ***PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.***

El sistema de bombeo ESPCP es una combinación entre el bombeo PCP y el ESP. Es muy parecido al método de ESP descrito anteriormente, con la diferencia de que en lugar de la bomba centrífuga, se instala una PCP. El equipo opera muy similar al ESP pero con algunas importantes diferencias, las cuales son:

- La bomba es de cavidades progresivas y no una bomba centrífuga.
- Se requiere una caja de velocidades con reductor para ajustar la velocidad del motor a los requerimientos de menor velocidad de la PCP.
- Una junta o eje flexible es requerida debido a la excentricidad de la PCP.

Aunque el equipo de fondo tiene una configuración distinta a la del ESP, el equipo de superficie del ESPCP es el mismo que el del ESP.

La principal aplicación del ESPCP es la producción de crudos pesados en general, debido a que en estos tipos de crudos las cantidades de gas asociado son bajas, el gas no será un problema. Aunque el ESPCP puede manejar cantidades limitadas de gas libre sin dificultad, en el caso de ser necesario se puede instalar un separador de gas en fondo, si lo que se desea es aumentar la eficiencia del sistema y/o prevenir situaciones adversas.

La PCP que se utiliza en este sistema tiene más resistencia para producción de arenas y provee alta eficiencia de producción de fluidos viscosos a comparación que la bomba centrífuga utilizada en el ESP. Aunque se recomienda utilizar una PCP multi-lóbulo, es decir, con más de dos cavidades por sección transversal, con el fin de reducir la vibración y, de esta forma, aumentar la vida útil de la caja de velocidades y el motor, al mismo tiempo se consiguen tasas de producción más altas.

- ***COMPONENTES.***

Equipos de fondo

Bombas de cavidades progresivas (PCP)

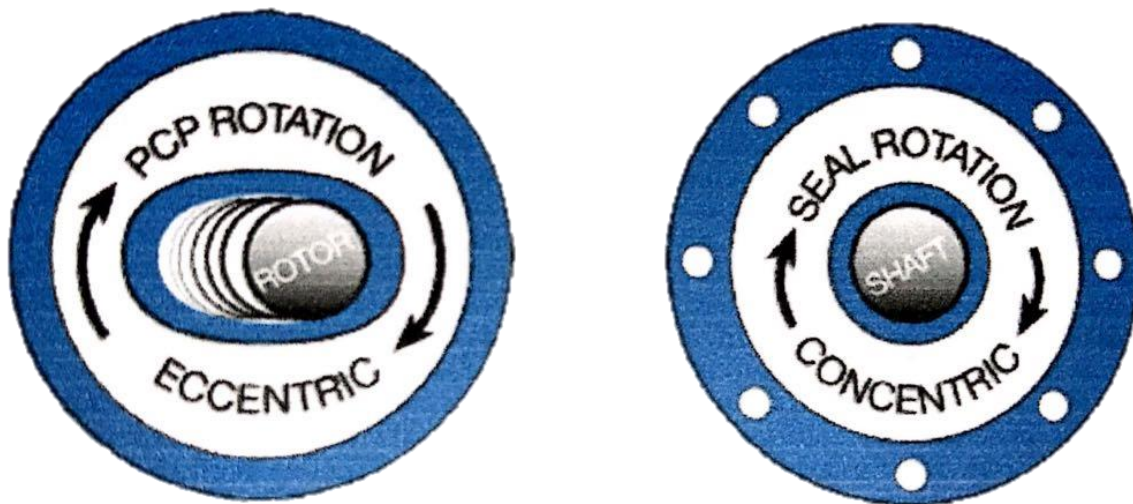
La descripción de este componente se realiza en el apartado *1.3.2 Bombas de cavidades progresivas*, en la sección de componentes.

Eje flexible (flex shaft) & intake

El montaje del eje de flexión se diseña para convertir la rotación concéntrica del eje de la sección del sello a la rotación excéntrica requerida por la PCP.

- El montaje del eje de flexión transfiere el empuje de la bomba al cojinete de empuje situado en la sección sellante.
- Flujos anulares del líquido, libremente a través del intake en el PCP.
- Usa cojinetes resistentes a la abrasión en el intake para reducir desgaste por sólidos presentes.
- Al igual que el intake se pueden adaptar separadores de gas para aplicaciones en donde el nivel de gas que se quiera tener en superficie junto con el petróleo sea lo deseado.
- Soportan altos torques, cargas axiales y radiales.

Figura 31 Conversión de rotación del Eje flexible.

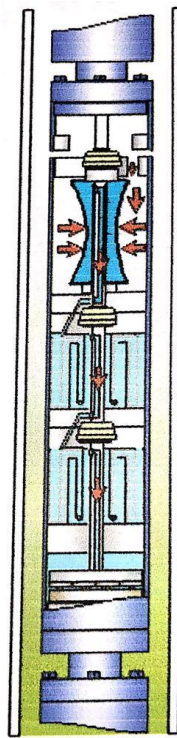


Fuente: Baker Hughes.

Sello

El sello o sección sellante, está diseñado para proteger al motor por medio de cuatro funciones básicas, las cuales son:

Figura 32 Sello.



Fuente. Baker Hughes.

- a. Proveer el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor. La expansión se debe al incremento de temperatura del motor cuando la unidad está en operación y a la temperatura de fondo del pozo.
- b. Igualar la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor. Esta igualación de presiones a lo largo del motor evita que el fluido del pozo pueda infiltrarse en las uniones selladas del motor, causando así una falla dieléctrica prematura.
- c. Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo. La sección sello tiene múltiples sellos mecánicos montados en el eje que evitan que el fluido del pozo ingrese por el eje. Las bolsas elastoméricas proporcionan una barrera positiva para el fluido del pozo. Las cámaras laberínticas proporcionan separación del fluido en base a la diferencia de densidades entre el fluido del pozo y el aceite del motor.
- d. Absorber el empuje axial descendente de la bomba. Esto se lleva a cabo por medio de un cojinete de empuje deslizante. El cojinete utiliza una película hidrodinámica de aceite para proporcionarle lubricación durante la operación. El empuje descendente es

el resultado de la presión desarrollada por la PCP sobre el área del rotor de la bomba por la fuerza de oposición a todo movimiento (fricción) y el empuje debido al peso del fluido.

Reductor de engranajes.

Debido a que la velocidad a la que gira la PCP dependiendo del caudal que se desee tener, puede alcanzar cerca de 450 rpm y en cambio el motor ESP gira en un rango de 1500 a 4000 rpm aproximadamente; el reductor de engranajes o caja reductora cumple la función de adaptar las condiciones de velocidad del motor a las que la bomba necesita, es decir, proporciona una velocidad que sea aceptable a un PCP. La gama normal del PCP es 100 a 500 rpm.

Ejemplo de equipo Centrilift.

Tabla 7 Relación RPM Motor-Bomba debido a la caja reductora Centrilift.

Frecuencia (Hz)	Velocidad del motor (rpm)	Relación de engranaje	de Velocidad de la bomba (rpm)
30	1750	11,5:1	152
40	2333	11,5:1	203
50	2917	11,5:1	254
60	3500	11,5:1	304
70	4083	11,5:1	355

Fuente: Centrilift.

La función secundaria del reductor del engranaje es aumentar el esfuerzo de torsión disponible a la bomba.

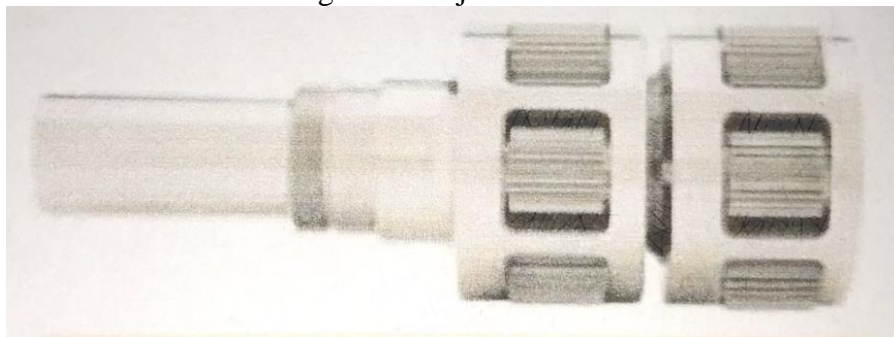
Ejemplo de equipo Centrilift.

Tabla 8 Relación Torque Motor-Bomba debido a la caja reductora Centrilift

Torque salida motor ft/lb	Relación de engranaje	Torque salida Caja reductora
50	11,5:1	575
100	11,5:1	1150
150	11,5:1	1725
200	11,5:1	2300

Fuente: Centrilift.

Figura 33 Caja reductora.



Fuente: Baker Hughes.

Motor electrosumergible.

La descripción de este componente se realiza en el apartado *1.3.1 Bombas Electrosumergibles*, en la sección de componentes.

Cable de potencia.

La descripción de este componente se realiza en el apartado *1.3.1 Bombas Electrosumergibles*, en la sección de componentes

Equipos de superficie

Suministro eléctrico en superficie:

Se requiere una fuente de poder para alimentar eléctricamente el controlador en superficie y el variador de acuerdo a los KVA que se requieren para operar el equipo ESPCP (mínimo 50 KVA). En caso de utilizar un generador eléctrico, es muy importante que este sea apto para trabajar con variadores de frecuencia, esto con el objeto de poder sobrellevar los armónicos generados. El generador debe proporcionar 480 VAC trifásico en la salida. Si se utiliza una línea de electricidad, usualmente el voltaje disponible es de mediana tensión (entre 13.2 a 34KV).

Transformador SDT (Shift Down Transformer):

Este elemento es necesario si se utiliza un suministro eléctrico de mediana tensión. El objetivo es reducir el voltaje de la línea de suministro de 480 VAC para alimentar el variador. Este componente usualmente es proporcionado por la operadora de acuerdo al suministro eléctrico que se disponga en campo (por ejemplo 13200-480 o 34500-480). Si se utiliza un generador, no se requiere este componente.

Variador de frecuencia:

La descripción de este componente se realiza en el apartado 1.3.2 *Bombas de cavidades progresivas*, en la sección de componentes.

Transformador SUT (Shift Up Transformer):

Este elemento se requiere para elevar el voltaje de salida del ariador de 480V al voltaje requerido por el motor de fondo del equipo ESPCP (1100 a 4100 V).

Caja de venteo:

Permite la conexión eléctrica entre el equipo de superficie y el cable que proviene del equipo de fondo.

Skid:

Se refiere a la instalación en superficie (caseta) en donde se instalan todos los equipos de superficie. Adicionalmente ofrece protección al equipo y ofrece suministro eléctrico para otros elementos de apoyo (por ejemplo iluminación interna). El skid debe estar correctamente instalado sobre una planchada y con conexión a tierra.

• **VENTAJAS.**

- Buena tolerancia a la arena.
- Diseño simple.
- Alta eficiencia (Mayor al 70%).
- Bajo costo de operación en aplicaciones simples.
- No está afectado por la desviación. Es decir, funciona bien en pozos horizontales o desviados.
- Buena recolección de datos relacionados con el sistema.
- Buen manejo de crudos pesados.
- Capaz de manejar sólidos.
- Es un sistema fácil de operar.
- Disminuye la emulsificación de líquidos.
- No presenta bloqueo por gas (gas lock).
- Evita fallas en tubería y varillas, asociadas al desgaste en el sistema rotatorio de las varillas (sistema rodless o PCP).

- Reduce las pérdidas friccionales (sistema rodless o PCP) y permiten aplicaciones en tuberías de diámetros pequeños.
- Evita problemas de backspin (sistema rodless o PCP)
- Ambientalmente seguro. No necesita stuffing box.
- Evita el espaciado incorrecto del rotor.
- Se tiene alto torque en la bomba de arranque.
- La temperatura desarrollada por el motor, ayuda a extraer mejor los fluidos viscosos.
- Reduce el consumo de energía en muchos casos.
- Permite que en el sistema no se invierta en backflushing.
- Se reduce al mínimo el mantenimiento de equipo en superficie.
- No existen derrames de fluidos del pozo en superficie.
- Eliminación de peligros mecánicos en superficie.
- Permite la operación del equipo en reversa.

- **DESVENTAJAS.**

- Tiene un menor tiempo de espera entre fallas (MTBF) que el ESP.
- Limitada a 40 HP en el casing más pequeño.
- Predecir el hinchamiento del elastómero puede ser complicado.
- Incompatibilidades del elastómero con altos contenidos de: Aromáticos, Gas, Ácido sulfhídrico H_2S y Dioxido de carbono CO_2 .
- Riesgo de fallas en el cable eléctrico.
- Se requiere de un equipo de workover en el caso de falla del sistema.
- Limitaciones de temperatura.
- Tasa limitada (hasta 2500 Bpd en casing de 4 ½ pulgadas)
- Predecir el hinchamiento del elastómero puede ser complicado.
- Requiere suministro de energía eléctrica trifásico.
- Se requiere variador de frecuencia para conseguir bajos caudales.

- *FALLAS COMUNES.*

- Alta producción de gas (>40%) (temperatura e hinchamiento). Se puede eliminar mediante el uso de separador.
- Achicamiento (temperatura).
- Válvulas de superficie cerradas (sobrepresión).
- Manejo de excesiva cantidad de sólidos (Bomba taponada)

A pesar de todo lo expuesto anteriormente la configuración ESPCP ha sido muy bien aceptada por usuarios a nivel mundial con preferencia en los casos específicos de pozos con severidades de curvatura mayor a 12°/100' (Dog Leg). Los suministradores de esta tecnología han insistido en la difusión de este método logrando incrementar el número de instalaciones, abriendo con esto un nuevo campo potencial a futuro, sobre todo en aquellos casos donde se han venido utilizando bombas electrosumergible en pozos con producciones menores a 1500 bfpd.

1.4. METODOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Existen dos grupos de métodos que son utilizados para realizar la evaluación financiera:

- a. Los métodos que tienen en cuenta el valor del dinero en el tiempo, tales como:
 - Valor presente neto. (VPN)
 - Tasa interna de rentabilidad. (TIR)
 - Relación beneficio costo. (R B/C)

- b. Los métodos que no tienen en cuenta el valor del dinero en el tiempo entre los cuales están:
 - El periodo de repago.
 - Entradas en efectivo por peso invertido.
 - Entradas promedio anuales por peso invertido.
 - Razones financieras.

Para este análisis en particular se van a utilizar el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), la Relación Beneficio Costo (R B/C) y el periodo de repago para analizar cuál de los proyectos de inversión trae mejores ganancias y menos riesgos.

1.4.1. Valor presente neto (VPN)

El VPN de un proyecto es el valor monetario que resulta de la diferencia entre el valor presente de todos los ingresos y el valor presente de todos los egresos calculados en el flujo financiero neto, teniendo en cuenta la tasa de interés de oportunidad.

$$VPN = \sum VP_{ingresos} - \sum VP_{egresos}$$

La **tasa de interés de oportunidad** es un concepto que depende de cada inversionista, de acuerdo con la oportunidad de utilización de sus recursos monetarios y de generación de riquezas que estos le permitan lograr. Esta tasa puede variar en la medida y en el momento en que cambien las oportunidades de inversión.

Lo usual, es que las empresas asuman como tasa de interés de oportunidad el costo promedio ponderado de capital, que se obtiene a partir de los costos de cada fuente de financiamiento y de la participación de estos en la financiación de la unidad empresarial.

Al seleccionar la tasa de oportunidad debe tenerse en cuenta la metodología que se está empleando (términos constantes o corrientes) y la composición de las tasas de interés en un mercado inflacionado.

La equivalencia entre pesos constantes y corrientes es dada por la siguiente relación:

$$\text{Pesos corrientes} = (\text{Pesos constantes}) \times (\text{Indice de precios o inflacionario})$$

De la misma forma se puede establecer la equivalencia entre tasas de intereses corrientes y tasas de interés real, de la manera que:

$$(1 + IC) = (1 + IR)(1 + II)$$

Donde:

IC= Tasa de interés en términos corrientes.

IR= Tasa de interés constante o real.

II= Tasa inflacionario.

La tasa que interesa al inversionista o a la empresa propietaria del proyecto es la tasa de interés constante o real, ya que esta indica el rendimiento real que ofrece la inversión, como retribución a los riesgos y esfuerzos que se asumirán en el proyecto.

En resumen, el VPN es el resultado de traer al valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, todos los flujos (positivos y negativos) relacionados con el proyecto. La fórmula utilizada para convertir valores futuros a valor presente es:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

Donde:

P= Valor presente en el periodo cero.

F= Valor futuro que aparece en el flujo.

n=Numero de periodos transcurridos a partir de cero.

Según el resultado arrojado por el VPN, se tiene:

Tabla 9 Resultados del valor presente neto.

VPN > 0	VPN < 0	VPN = 0
<p>-El proyecto es financieramente atractivo y se debe aceptar.</p> <p>-El dinero invertido en el proyecto rinde una rentabilidad superior a la tasa de oportunidad empleada.</p> <p>- El proyecto permite obtener una riqueza adicional igual al valor del VPN en relación con la que se obtendría al invertir en otra alternativa.</p>	<p>-El proyecto no es conveniente y se debe rechazar.</p> <p>-La rentabilidad que produce el proyecto es inferior a la tasa de oportunidad empleada.</p> <p>-El proyecto produce una pérdida igual al VPN, en comparación con los resultados que se obtendrían en otra alternativa de inversión.</p>	<p>-Es indiferente aceptarlo o rechazarlo.</p> <p>-La rentabilidad que produce es igual a la tasa de oportunidad, o sea el mismo rendimiento que le produciría otra alternativa de inversión.</p>

Fuente: Autores.

1.4.2. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

Es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés que reduce el valor presente de una serie de ingresos y gastos a cero (0). La tasa de retorno representa la tasa de interés más alta que un inversionista puede pagar sin perder dinero, si el proyecto hubiera sido financiado enteramente con crédito y los ingresos del proyecto se utilizaran para pagar la deuda. Es decir, los dineros invertidos en el proyecto ganan un interés exactamente igual al que se debe pagar por ellos.

La tasa interna de retorno TIR en general se puede calcular por ensayo y error. Como la TIR, es la tasa de interés que hace el VPN = 0, formamos la siguiente ecuación:

$$VPN(i = TIR) = \frac{VF_1}{(1+i)^1} + \frac{VF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{VF_n}{(1+i)^n} = 0$$

Como no es posible despejar el valor de TIR (*representada como i en la anterior ecuación*) en el polinomio, se utiliza el método de aproximación por interpolación, o con la ayuda del computador, se realiza en un proceso iterativo.

1.4.3. Relación beneficio costo ($R^{B/C}$)

La relación beneficio-costo se obtiene mediante el cociente entre la sumatoria de los valores actualizados de los ingresos, y la sumatoria de los valores actualizados de los egresos:

$$R^{B/C} = \frac{\Sigma VP_{ingresos}}{\Sigma VP_{egresos}}$$

La regla de decisión será:

- Si $R^{B/C} > 1$, el proyecto es atractivo ya que el $VP_{ingresos}$ es superior al $VP_{egresos}$.
- Si $R^{B/C} = 1$, la tasa de oportunidad es la misma TIR, ya que el $VP_{ingresos} = VP_{egresos}$.
Es indiferente realizar o no el proyecto.
- Si $R^{B/C} < 1$, el proyecto no es atractivo ya que el $VP_{ingresos}$ es inferior al $VP_{egresos}$.

Al comparar varias alternativas, se seleccionará aquella que presente el mayor valor para la relación beneficio-costo.

El análisis de los pozos se va a hacer por separado y las conclusiones de los mismos también. Se hizo necesario proceder a la evaluación económica detallada de cada uno de los pozos teniendo en cuenta tres escenarios:

- a. Asumir que el pozo a evaluar continúe con el ALS actual.
- b. Tener en cuenta el cambio a un ALS tipo ESP.
- c. Tener en cuenta el cambio a un ALS tipo ESPCP.

1.5. INDICE DE PRODUCTIVIDAD.

La productividad del pozo es una de las preocupaciones en el desarrollo de campos petroleros, y proporciona los medios para elaborar la estrategia para el desarrollo de campos petroleros. En algunas ocasiones, el desempeño del pozo se mide en términos de índice de productividad. Para llegar a la factibilidad económica de perforar un pozo, los ingenieros de petróleos requieren métodos probados y confiables para estimar la productividad del pozo y el comportamiento del rendimiento a largo plazo, es decir, el comportamiento durante el estado pseudoestable y el estado estable en un sistema cerrado y/o presión constante.

La forma más simple de construir la curva de la relación del comportamiento de afluencia (IPR) es utilizando el índice de productividad. Esta curva resulta de la suposición de que el IPR es una relación lineal. Es decir, el caudal del pozo (Q) es directamente proporcional a la reducción de presión “drawdown” en el fondo del pozo ($P_r - P_{wf}$). La constante de proporcionalidad que mide la productividad del pozo se le conoce como el Índice de Productividad.

El índice de productividad de un pozo (J), es definido como $(Q/\Delta P)$, donde (Q) es la rata de flujo y (ΔP) es la caída de presión. Las unidades de J son (bbl/día/psi). Inicialmente para simplificar, se asume presión constante en la frontera del yacimiento y en el centro del pozo. Esto dará su índice de productividad en estado estable. En ocasiones, en el yacimiento, para recobro primario, esta caída de presión cambia tiempo después, a medida que el fluido es extraído del yacimiento. Por consiguiente, esta caída de presión constante (ΔP) será reducida. (Aranda y Herrera 2012). Por definición, el índice de productividad para estado estable de un pozo vertical es calculado por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{\Delta P} = \frac{0.007078 * K_o * h / (\mu_o * B_o)}{\ln(r_e/r'_w)}$$

1.6. CUADRO COMPARATIVO

Los ALS convencionales actuales son limitados debido a la creciente explotación de los recursos de petróleo y gas no convencional, y las tecnologías más avanzadas utilizadas en la perforación y la producción. Por ejemplo, las ESP no son muy adecuadas para pozos con crudos pesados, viscosos o con problema de arenamiento. La principal dificultad que presentan las PCP es el dogleg de los pozos. La resistencia de la sarta de varillas también limita la velocidad de la bomba y la profundidad de la bomba. ESPCP combina las ventajas del ESP y el PCP, este sistema es el más adecuado para pozos con crudos pesados, viscosos, con problemas de arenamiento, pozos profundos y pozos altamente desviados. Además, cuenta con equipo de superficie compacto al mismo tiempo. La Tabla 9 a continuación muestra el contraste entre ESPCP y otros ALS. (Meng 2010).

Tabla 10 Comparación de características de diferentes ALS (Meng 2010)

Ítem	ALS			
	Bombeo mecánico	PCP	ESP	ESPCP
Confiabilidad	5	5	5	3
Rata de producción	3	2	5	4
Profundidad de la bomba	3	2	5	4
Pozos desviados	1	1	5	5
Impacto en superficie	1	3	5	5
Eficiencia de transferencia de la energía	1	2	5	4
HSE	1	3	5	5
Resistencia a la temperatura	5	3	4	3
Costo (Downhole)	5	4	3	2
Eficiencia de la bomba	2	5	2	5
Crudo pesado	3	5	1	5
Polímero	3	5	1	5
Resistencia a la arena	2	5	1	5
Escala: 5: Muy bueno 4: Bueno 3: Aceptable 2: Malo 1: Muy malo				

2. SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE POZOS DE INTERÉS

Uno de los objetivos de la instalación de un nuevo ALS en un pozo es la estabilidad de la producción del mismo, cumpliendo su función sin presentar fallas recurrentes. Además tener un bajo coste de energía y mantenimiento. Esto muchas veces se ve afectado por problemas de varillas, fluidos viscosos y/o abrasivos. La zona en la que se encuentra el campo es una zona poco explorada, de difícil acceso, y con una fuerte problemática social que dificulta el trabajo, convirtiendo en una necesidad encontrar un ALS efectivo y con diversidad de aplicaciones. Los pozos de este campo inicialmente produjeron con el sistema de Bombeo Mecánico, el cual presentaba un índice de falla bastante alto por problemas relacionados a las varillas, actualmente el pozo Mansoyá-1 se encuentra produciendo con PCP y el pozo Cencellá-1 se encuentra parado.

POZOS DE INTERÉS

En el área nororiente de la gerencia de putumayo de Ecopetrol, se encuentra el campo Cencellá – Mansoyá, Yurilla, Alborada y Quililí. El único productor de crudo pesado es el campo Cencellá – Mansoyá que cuenta con los pozos Cencellá-1 y Mansoyá-1, pero a diferencia de la mayoría de campos de crudo pesado los pozos de este campo no son someros, la formación productora de este campo es Villeta donde se encuentran las arenas N a una profundidad de 8900 ft.

En la actualidad este campo produce con el ALS de PCP, el cual es ideal para crudos pesados pero es eficiente hasta una profundidad máxima de 6000 ft por lo cual es el campo de interés, donde se busca implementar el ALS óptimo entre las ESP o ESPCP para profundizar la Bomba y obtener una mayor producción de aceite.

2.1. CENCELLÁ-1

2.1.1. GENERALIDADES

- Fecha de Perforación: **Julio 17, 1991**
- Fecha de Completamiento: **Agosto 4, 1991**
- TD: **9620 ft**
- PMP: **8898 ft**

El pozo posee un tapón a **9445 ft** para aislar zonas de agua y un tapón recuperable (RBP) a **8948,8 ft** para aislar las zonas productoras correspondientes a las arenas "U" Inferior y superior de la Formación Villeta, debido a que se alcanzó un corte de agua de 96% en estas arenas durante la vida productiva del pozo.

2.1.2. PROPIEDADES DEL FLUIDO

Tabla 11 Propiedades del fluido del pozo Cencellá -1

Gravedad API	14	°API
BSW	6	%
Gravedad Especifica del Agua	1.05	Rel. Agua freca
Gravedad Especifica del Gas	N/A	Rel. Aire
GOR	0	SCF/BBL
Rs	0	SCF/BBL a Pb
Pb	0	PSIA
Viscosidad de Aceite	10360	CPo a Temperatura de 104 °F
Viscosidad de Aceite	7500	CPo a Temperatura de 122 °F
Viscosidad de Aceite	1450	CPo a Temperatura de 176 °F
Temperatura de Fondo	220	°F
Temperatura de Superficie	180	°F

Fuente: Ecopetrol S.A

1.1.1 IMPUREZAS DEL GAS

Tabla 12 Impurezas del gas del pozo Cencellá -1

N₂ 0 %	H₂S 0 %	CO₂ 0 %
--------------------------	---------------------------	---------------------------

Fuente: Ecopetrol S.A

2.1.3. PROPIEDADES DEL RESERVORIO

Tabla 13 Propiedades del reservorio del pozo Cencellá -1

Tipo de Pozo	Vertical	UNIDADES
Presión Estática	3745	PSI
TVD	9620	FT
Profundidad Perforados	8898	FT
IP	0.07	BFD/PSI
PWF	2030.71	PSIA
Q a PWF	120	BBL/D
THP	80	PSI
CHP	20	PSI
Sumergencia	1162	FT
Máximo Dog Leg	0	DEG/100 FT
Tipo de Porosidad	Primaria y Secundaria	
Porosidad	12	%
Permeabilidad	80	mD
Relación de Espesor	0.221	Net/Gross

Fuente: Ecopetrol S.A

2.1.4. PROBLEMAS ESPECIALES

Tabla 14 Problemas especiales del pozo Cencellá -1

Arena NO	Incrustación SI	Corrosión SI
-----------------	------------------------	---------------------

Fuente: Ecopetrol S.A

2.1.5. INFORMACIÓN GEOLÓGICA DE LA ROCA ALMACÉN

Tabla 15 Información geológica de la roca almacén del pozo Cencellá -1

UNIDAD ESTRATIGRÁFICA	Zona 1 (N, U sup, U inf y T)
FORMACIÓN	Formación Villeta, Arena N
EDAD	Cretáceo (Albiano-Santoniano)
LITOLOGIA	Cuarzoarenitas
AMBIENTE DEPOSITACIONAL	Mareal-Litoral
FACIES PRODUCTORAS	Arenas Litorales Retrabajadas, Barras y Canales de Marea

Fuente: Ecopetrol S.A

2.1.6. ESTADO MECÁNICO

El estado mecánico e información al respecto se encuentra ampliada en el Anexo A.

Tabla 16 Estado mecánico del pozo Cencellá -1

# Juntas	Longitud (ft)	Tope (ft)	Base (ft)	Descripción del Componente
1	20	0	20	EMR
1	0,60	20	20,60	TUBING HANGER 7-1/16" X 3-1/2"
1	2	20,60	22,60	PUP JOINT 3-1/2" EUE N-80 9,3 LB/FT
1	0,60	22,60	23,20	X-OVER 4-1/2" EUE X 3-1/2" EUE
195	5947,5	23,20	5970,70	JUNTAS 4-1/2" EUE N-80 12,75 LB/FT
1	0,56	5970,70	5971,26	X-OVER 4-1/2" BOX X 3-1/2" PIN
1	0,94	5971,26	5972,20	NIPLESILLA DE 3-1/2" EUE
1	4	5972,20	5976,20	PUP JOINT 3-1/2" EUE N-80 9,3 LB/FT
1	0,63	5976,20	5976,83	X OVER 3-1/2" EUE BOX X 4" NU BOX
1	37,44	5976,83	6014,27	ESTATOR 45E3200 PCM MOINEAU 4" UN PIN/PIN
1	1,3	6014,27	6015,57	PIN DE PARO 4" UN BOX X 3-1/2" EUE PIN
1	1,14	6015,57	6016,71	ANCLA ANTITORQUE 3-1/2" EUE BOX/PIN
68	2074	6016,71	8090,71	JUNTA 3-1/2" EUE N-80 9,3 LB/FT
1	0,5	8090,71	8091,21	NIPPLE CAMPANA

Fuente: Ecopetrol S.A

2.1.7. ANTECEDENTES DE ALS

El pozo produjo en flujo natural desde su re-completamiento en abril 17 de 1993. En Agosto el pozo presentó una declinación drástica de su producción de 1298 BFPD con 52 % de BSW y 123 KPCSD en julio 6 de 1993 a 625 BFPD con 65 % de BSW en agosto 7 de 1993. Se instaló sarta de bombeo mecánico para recuperar su producción.

- **Bombeo Mecánico.** Se utilizó en agosto de 1993 hasta septiembre de 2002, como ALS, con servicios por daños en diferentes partes del equipo principalmente en la sarta de varillas.
- **Bombeo Electrosomergible.** A partir de septiembre de 2002 hasta marzo de 2011 se instala el sistema ESP en reemplazo del bombeo mecánico, con servicios principalmente por tubería rota y equipo aterrizado, en este periodo de tiempo la arena N de la formación Villeta no estaba en producción.

- **Bombeo Cavidades Progresivas.** A partir de marzo de 2011 hasta junio de 2011 se instala el sistema PCP con el fin de re-completar unidad N de la formación Villeta y probar su aporte.
- **Bombeo Electrosomergible.** A partir de junio de 2011 hasta junio de 2012 se instala el sistema ESP, en este periodo se probó la arena N y luego se produjo crudo N por anular y crudo U por tubería con equipo ESP. Aunque se pretendía que el crudo de N fluyera por anular y el crudo de U por tubería para realizar mezcla en superficie, la evidencia indica que se presentó pase por el empaque, fluyendo crudo pesado por la ESP. Se debe considerar posible daño en Villeta U (teniendo en cuenta el pase por el empaque y ante la parada del equipo ESP, se pudo presentar flujo cruzado de N a U).
- **Bombeo Cavidades Progresivas.** A partir de junio de 2012 se instala el sistema PCP y se produce únicamente crudo de la arena N de la formación Villeta aislando Villeta U.

En la siguiente tabla se muestra en resumen las corridas con el Run Life y causas de falla del equipo en el pozo Cencellá-1, únicamente se muestra el último ALS debido a que es el único que se encuentra produciendo con las condiciones actuales.

Tabla 17 Resumen de corridas y causas de falla del pozo Cencellá -1

Run	Fecha Running	Fecha Falla	Razón Falla	Run life
6	07/06/2017		OPERANDO (26/06/2018)	384
5	16/05/2017	01/06/2017	BARRA LISA PARTIDA(EQ W/S)	16
4	26/12/2015	16/07/2016	VARILLA DESCONECTADA	203
3	24/05/2015	01/12/2015	BOMBA ATASCADA	191
2	15/08/2014	10/03/2015	VARILLA PARTIDA POR PIN	207
1	07/06/2012	12/02/2013	VARILLA PARTIDA POR PIN	250

Fuente: Ecopetrol S.A

2.2. MANSOYÁ-1

2.2.1. GENERALIDADES

- Fecha de Perforación: **Marzo 21, 1989**
- Fecha de Completamiento: **Abril 24, 1989**
- TD: **9595 ft**
- PMP: **8940.5 ft**

El pozo posee un tapón a **9433 ft** para aislar zonas de agua y un tapón recuperable (RBP) a **9080 ft** para aislar la zona productora correspondiente a la arena "U" Superior de la Formación Villeta, debido a altos cortes de agua alcanzados durante la vida productiva del pozo.

2.2.2. PROPIEDADES DEL FLUIDO

Tabla 18 Propiedades del fluido del pozo Mansoyá -1

Gravedad API	14	°API
BSW	4	%
Gravedad Especifica del Agua	1.050	Rel. Agua freca
Gravedad Especifica del Gas	0.880	Rel. Aire
GOR	47.18	SCF/BBL
Rs	200	SCF/BBL a Pb
Pb	500	PSIA
Viscosidad de Aceite	1470	cPo a Temperatura de 140 °F
Viscosidad de Aceite	194	cPo a Temperatura de 220 °F
Temperatura de Fondo	218.5	°F
Temperatura de Superficie	175	°F

Fuente: Ecopetrol S.A

2.2.3. IMPUREZAS DEL GAS

Tabla 19 Impurezas del gas del pozo Mansoyá -1

N ₂ 0 %	H ₂ S 0 %	CO ₂ 0 %
--------------------	----------------------	---------------------

Fuente: Ecopetrol S.A

2.2.4. PROPIEDADES DEL RESERVORIO

Tabla 20 Propiedades del reservorio del pozo Mansoyá -1

Tipo de Pozo	Vertical	UNIDADES
Presión Estática	3600	PSI
TVD	9595	FT
Profundidad Perforados	8940.5	FT
IP	0.25	BFD/PSI
PWF	3020	PSIA
Q a PWF	150	BBL/D
THP	250	PSI
CHP	100	PSI
Sumergencia	1827	FT
Máximo Dog Leg	0	DEG/100 FT
Tipo de Porosidad	Primaria y Secundaria	
Porosidad	12	%
Permeabilidad	300	mD
Relación de Espesor	0.221	Net/Gross

Fuente: Ecopetrol S.A

2.2.5. PROBLEMAS ESPECIALES

Tabla 21 Problemas especiales del pozo Mansoyá -1

Arena NO	Incrustación SI	Corrosión SI
-----------------	------------------------	---------------------

Fuente: Ecopetrol S.A

2.2.6. INFORMACIÓN GEOLÓGICA DE LA ROCA ALMACÉN

Tabla 22 Información geológica de la roca almacén del pozo Mansoyá -1

UNIDAD ESTRATIGRÁFICA	Zona 1 (N, U sup, U inf y T)
FORMACIÓN	Formación Villeta, Arena N
EDAD	Cretáceo (Albiano-Santoniano)
LITOLOGIA	Cuarzoarenitas
AMBIENTE DEPOSITACIONAL	Mareal-Litoral
FACIES PRODUCTORAS	Arenas Litorales Retrabajadas, Barras y Canales de Marea

Fuente: Ecopetrol S.A

2.2.7. ESTADO MECÁNICO

El estado mecánico e información al respecto se encuentra ampliada en el Anexo A.

Tabla 23 Estado mecánico del pozo Mansoyá -1

# Juntas	Longitud (ft)	Tope (ft)	Base (ft)	Descripción del Componente
1	19	0	19	EMR
1	0,8	19	19,8	TUBING ANGER 7-1/16" X 3-1/2 EUE
1	2	19,8	21,8	PUP JOINT 3-1/2" EUE
1	0,73	21,8	22,53	CROSSOVER 4-1/2" X 3-1/2" EUE
178	5462,23	22,53	5484,76	TUBING 4-1/2" EUE N80 12.75#/FT
1	0,75	5484,76	5485,51	CROSSOVER 3-1/2" PIN X 4-1/2" BOX EUE
1	1,1	5485,51	5486,61	NIPLESILLA 2.75" ID – 3-1/2" EUE
1	6,09	5486,61	5492,7	PUP JOINT 3-1/2" EUE CON SENSOR
1	0,73	5492,7	5493,43	CROSSOVER 4-1/2" X 3-1/2" BOX EUE
1	5,51	5493,43	5498,94	PUP JOINT 4-1/2" EUE N80 12.75 #/FT
1	0,63	5498,94	5499,57	CROSSOVER 4-1/2" BOX EUE X 4" BOX NU
1	37,38	5499,57	5536,95	ESTATOR 45E3200 PCM MOINE AN 4" NU PIN X PIN
1	1,3	5536,95	5538,25	PIN DE PARO 4" BOX NU X 3-1/2" PIN EUE
1	1,14	5538,25	5539,39	ANCLA ANTITORQUE 3-1/2" X 7" EUE
76	2332,15	5539,39	7871,54	TUBING 3-1/2" EUE N80
1	1,6	7871,54	7873,14	MANDRIL INYECCIÓN QUÍMICA
1	4,02	7873,14	7877,16	PUP JOINT 3-1/2" EUE
1	0,49	7877,16	7877,65	COUPLING 3-1/2" EUE

Fuente: Ecopetrol S.A

2.2.8. ANTECEDENTES DE ALS

El pozo produjo en flujo natural desde su re-completamiento, debido a que la presión del yacimiento disminuyó notablemente (932 psi en 7 meses), se instaló sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para recuperar su producción, ya que el pozo presentaba nivel a 1283 ft.

- **Bombeo Mecánico.** Se utilizó en mayo de 1993 hasta octubre de 2008, como ALS, con servicios por daños en diferentes partes del equipo principalmente en la sarta de varillas y por atentados terroristas.

- **Bombeo Electrosumergible.** A partir de octubre de 2008 hasta agosto de 2013 se instala el sistema ESP en reemplazo del bombeo mecánico, con servicios principalmente por tubería rota y falla en el motor, la arena N de la formación Villeta no estaba en producción hasta diciembre de 2012 cuando se cañoneo, se produjo crudo N por anular y crudo U por tubería con equipo ESP.
- **Bombeo Cavidades Progresivas.** A partir de agosto de 2013 se instala el sistema PCP y se produce únicamente crudo de la arena N de la formación Villeta aislando Villeta U.

En la siguiente tabla se muestra en resumen las corridas con el Run Life y causas de falla del equipo en el pozo Mansoyá-1, únicamente se muestra el último sistema de levantamiento debido a que es el único que se encuentra produciendo con las condiciones actuales.

Tabla 24 Resumen de corridas y causas de falla del pozo Mansoyá -1

Run	Fecha Running	Fecha Falla	Razón Falla	Run Life
9	01/06/2017		OPERANDO (26/06/18)	390
8	21/12/2015	24/05/2017	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	520
7	09/02/2015	07/12/2015	ATASCAMIENTO DE BOMBA	301
6	21/12/2014	28/01/2015	CUELLO RODADO	38
5	15/07/2014	27/08/2014	POSIBLE VARILLA PARTIDA	43
4	08/11/2013	04/05/2014	VARILLA PARTIDA	177
3	03/08/2013	14/10/2013	DAÑO DE BOMBA	72
2	19/06/2013	14/07/2013	ROTOR PARTIDO.	25
1	10/02/2013	20/04/2013	EQUIPO ATERRIZADO (CAMBIO DE SLA ESP A PCP)	69

Fuente: Ecopetrol S.A

3. DISEÑO

El diseño de cualquier ALS no es una ciencia exacta e involucra un gran número de factores. El procedimiento varía considerablemente con las condiciones del pozo y con los fluidos que van a ser bombeados. Es muy importante obtener información detallada acerca del estado mecánico del pozo, la historia de la producción y las condiciones del yacimiento. La obtención de buenos datos acerca de estas condiciones antes de realizar el diseño es esencial para un diseño exitoso.

Existe una diversidad de ecuaciones, tablas, nomogramas, etc, para el diseño o selección de los equipos de forma manual; no obstante, muchos de estos recursos fueron elaborados bajo determinadas suposiciones, las cuales no siempre reflejan la realidad del campo. En algunas oportunidades se cuenta con factores de ajuste para corregir los resultados obtenidos de las gráficas, no obstante, los mismos arrojan resultados aproximados y en algunas oportunidades dichos factores no se han desarrollado.

Un diseño manual puede ser desarrollado como una aproximación y solo debe ser realizado de esta manera luego de tener un conocimiento completo de todos los factores o variables que intervienen en la dinámica del sistema pozo-completación y contar con estadísticas del desempeño de los equipos correctamente diseñados e instalados en el campo; aun así, bajo determinadas condiciones tales como: alta relación gas líquido, crudos muy viscosos, pozos de alto caudal, profundidades considerables de asentamiento de bomba, pozos desviados u horizontales, etc., repercuten en comportamientos complejos desde el punto de vista hidráulico y mecánico, además imposibilitan realizar diversas sensibilidades en tiempos razonables, sobre todo considerando el gran dinamismo de las operaciones petroleras, por lo tanto no se presentan diseños manuales en este trabajo.

A continuación se presentan los diseños para los pozos del campo Cencellá-Mansoyá, realizados con la asesoría de los ingenieros Edison Díaz (Ecopetrol) y Brayan Salas (Borets) mediante el manejo del software SUBPUMP de la compañía BORETS, teniendo en cuenta las expectativas de producción y las condiciones a las cuales se espera que los pozos queden operando.

3.1. DISEÑO DEL EQUIPO ESP

Los sistemas con ESP son extremadamente flexibles en términos de habilidad para trabajar efectivamente en diversos rangos de operación. Sin embargo, el éxito en cada aplicación particular requiere que ciertos componentes del sistema sean compatibles con las condiciones del pozo y con el ambiente de operación., por lo anterior se debe utilizar un criterio de selección de componentes acorde a las limitaciones que ellas presentan.

3.1.1. DISEÑO POZO MANSOYÁ-1

Los datos tenidos en cuenta para realizar el diseño fueron presentados en la sección 2.2 *MANSOYÁ-1 (página 75)*, allí se presentaron los datos del pozo, producción, fluidos del pozo y posibles problemas más relevantes.

Con la dirección de los ingenieros después de realizar diferentes corridas con distintas bombas y configuraciones de componentes se llegó a la conclusión que el diseño óptimo para el pozo Mansoyá-1 es el que se presenta a continuación.

En la siguiente tabla se puede observar el resumen de diseño de los componentes de la ESP para el pozo Mansoyá-1:

Tabla 25 Equipo recomendable para instalar en el pozo Mansoyá-1 Fuente: Ecopetrol

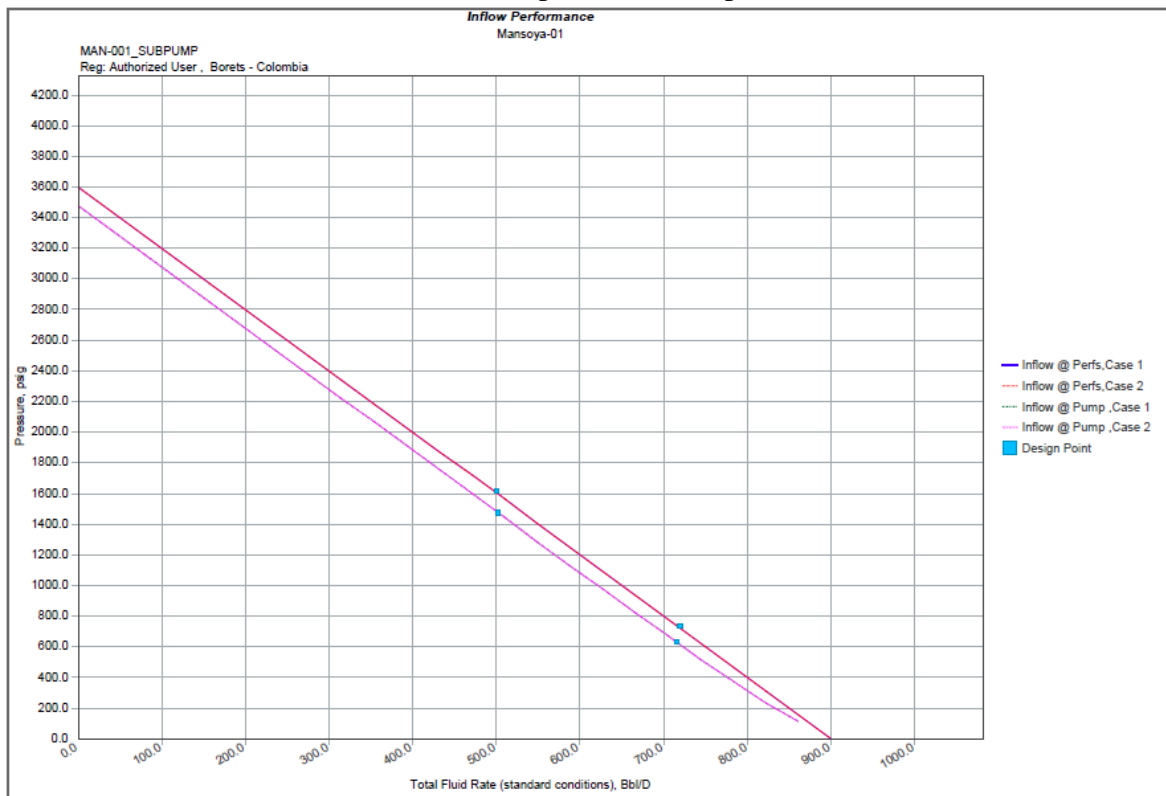
COMPONENTE		DESCRIPCIÓN	OD (IN)	LONG. (FT)	PESO (LBS)
Bomba	Superior	ESP 400-1750 150 HSG 124 STG CP CT HSS TA SS	4	21.8	478
	Central	ESP 400-1750 150 HSG 124 STG CP CT HSS TA SS	4	21.8	478
	Inferior	ESP 400-1750 150 HSG 124 STG CP CT HSS TA SS	4	21.8	478
Sepa rador	Superior	ESP 400 UT-VGS HSS SS	4	3.05	64.2
	Inferior	ESP 400 VGS HSS SS	4	3.05	74.8
Sello	Superior	ESP 400 BSBSL HL HSS SS HT	4	7.4	187
	Inferior	ESP 400 BPBSL HL HSS SS HT	4	7.2	187
Motor	Superior	ESP B 456 IL200P 140HP 1197V 72A 14R UT SS HT	4.56	19.5	979
	Inferior	ESP B 456 IL200 140HP 1197V 72A 14R CT SS HT	4.56	19.7	981
Accesorio	Sensor	ESP E-Series downhole E/ ZENITH	3.75	4.23	70.5
	Cable	N° 2 SL450E_Lead-Compact-5KVN	N/A	N/A	N/A
	VSD	260 KVA	N/A	N/A	N/A

La descripción típica de las bombas e información al respecto de su nomenclatura se encuentra ampliada en el Anexo B.

- **CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL EQUIPO SELECCIONADO PARA EL POZO MANSOYÁ-1**

En la siguiente figura se presenta el índice de productividad del pozo Mansoyá-1, se presentan dos casos debido a que se llegó a la conclusión que el pozo podría aportar 720 BFPD en un escenario optimista (caso 1) con el diseño de bomba presentado anteriormente, sin embargo este trabajo está basado en un escenario pesimista donde el pozo aportaría 500 BFPD (caso 2).

Gráfico 1 Índice de productividad pozo MAN-1



Fuente: Ecopetrol

A continuación se presentan los parámetros de operación del diseño, donde se trabaja en un escenario pesimista, debido a que el pozo posee un caudal máximo de 900 BFPD y se trabajó bajo un caudal estimado de 500 BFPD. Se determinaron ciertos factores como la profundidad de la bomba a 8600 ft, la velocidad de operación sería máxima dentro del rango permitido, aunque ocasionalmente se puede operar a una mayor velocidad sin ningún problema o disminuir su vida útil.

Parámetros de operación del diseño

Tabla 26 Parámetros de operación del diseño para MAN-001

Caudal deseado:	500 BFPD
% Agua:	4%
% Gas en la bomba:	1.2%
GOR en la bomba	47.36
Frecuencia:	50.5 Hz
Profundidad de la Bomba:	8600 FT
TDH:	5717.74 FT
Etapas:	372

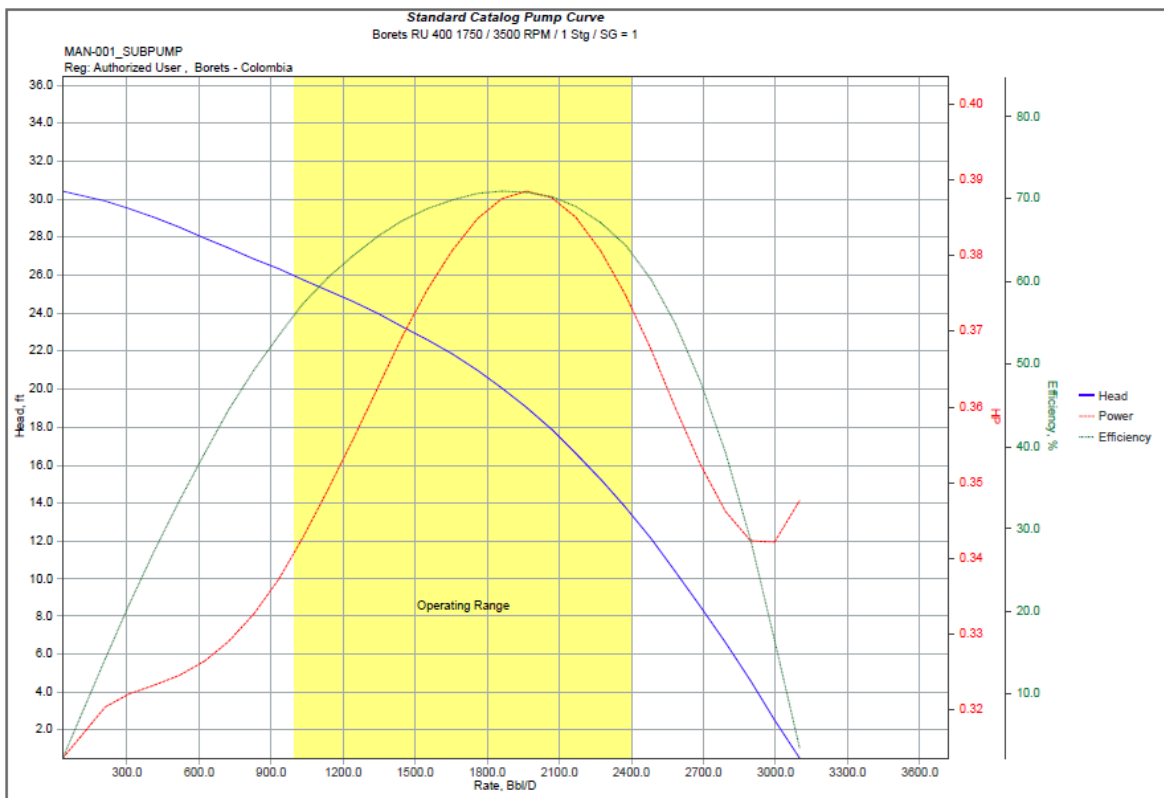
Fuente: Ecopetrol

Se puede observar que es un pozo con bajo porcentaje de agua y de gas, por lo que no se espera formación de emulsiones.

A continuación se presenta la curva estándar de operación de la bomba, donde se puede observar:

- La curva de altura de la columna, que indica la altura de fluido que cada etapa puede levantar, en función de los BFPD que la bomba extrae del pozo.
- La curva de potencia, que indica los HP que requiere cada etapa para tener el caudal necesario para levantar el fluido.
- LA curva de eficiencia, que indica como varia la eficiencia de la ESP, hasta un valor máximo de barriles por día que la bomba puede extraer del pozo (punto de máxima eficiencia).

Gráfico 2 Curva estándar de la bomba seleccionada



Fuente: Ecopetrol

Luego de tener definidos los parámetros del diseño, se definen los parámetros de la bomba y todos sus componentes, como separador, sello, motor y cable.

Parámetros de operación de la ESP 400-1750 150 HSG 124 STG CP CT HSS TA SS

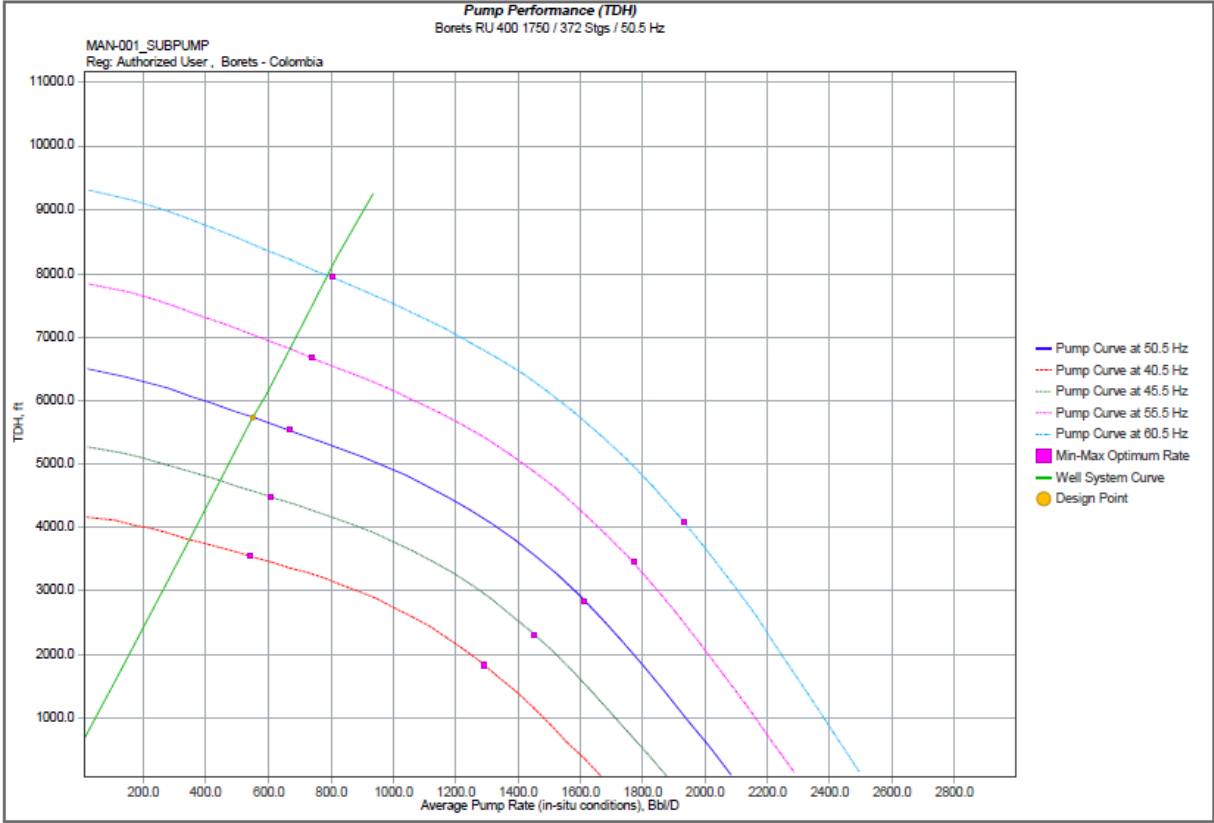
Tabla 27 Parámetros de operación de la bomba

Parámetros	Intake	Descarga
Presión (Psig)	1474.2	3891.7
Rata de flujo (BFPD)	546.67	545.67
Rata de agua (Bbl/D)	20.93	20.79
Gravedad específica:	0.93	0.93
Viscosidad (cStokes)	242.7	321.3
Densidad (lb/cf)	57.828	57.933
Factor de Desviación del Gas	0.852	0.885
Velocidad de Operación:	2946 RPM	
Eficiencia de la bomba:	26.9 %	
Potencia de operación:	77.8 HP	

Fuente: Ecopetrol

A continuación se presenta la figura con las condiciones de operación de la bomba, donde se puede determinar la frecuencia óptima de operación de la bomba, entrando a la curva con el caudal deseado y la TDH o cabeza total dinámica presentada en los parámetros del diseño.

Tabla 28 Condiciones de operación de la bomba



Fuente. Ecopetrol

Parámetros de operación del Separador

Tabla 29 Parámetros de operación del Separador

Gas libre disponible en la bomba:	20.7 %
Gas libre en la bomba:	1.2 %
Eficiencia de separación del gas:	85 %
Método de separación:	Modelo Alhanati simplificado
Frecuencia:	50.5 Hz

Fuente: Ecopetrol

Parámetros de operación del Sello ESP

Tabla 30 Parámetros de operación del Sello ESP

Angulo del pozo:	0° a partir de la vertical
Tipo de rodamiento:	400-Monel-Aflas
Selección de cámara:	BSBSL HL HT & BPBSL HL HT
Descripción de la cámara:	Dos sellos mecánicos, laberintico y dos bolsas en serie & laberintico y dos bolsas en paralelo.
Capacidad de Carga:	7995.8 LB
Tipo de elastómero:	Elastómeros aflas

Fuente: Ecopetrol

Parámetros de operación del Motor

Tabla 31 Parámetros de operación del Motor

Frecuencia:	50.5 Hz
Potencia de operación:	77.8 HP
Carga de operación:	33.01 %
Velocidad de operación:	2974 RPM
Corriente de operación:	37.9 A
Voltaje de operación:	2014.95 V
Factor de potencia de operación:	0.552 frac.
Eficiencia de operación:	82.42 %
Velocidad del fluido:	0.322 ft/s
Caída de voltaje del motor en aceleración:	834.6 V
Voltaje mínimo de arranque:	1389 V
Relación de arranque/operación:	0.7

Fuente: Ecopetrol

Parámetros de operación del cable # 2

Tabla 32 Parámetros de operación del cable # 2

Tamaño:	# 2
Forma:	Plana
Tipo de conductor:	Trenzado
Temperatura máxima de conducción:	450 °F
Longitud del cable:	8700 FT
Costo eléctrico:	0.0 \$/KWH
Voltaje en superficie:	2223.6 V
KVA en superficie:	145.9 KVA
Caída de voltaje a 68 °F:	157.4 V
Caída de voltaje a 220 °F:	208.7 V

Fuente: Ecopetrol

Se recomienda disminuir el diámetro de la tubería de 4-1/2” a 3-1/2” e instalar camisa de refrigeración de 5 ½” hasta la admisión de la bomba, con el fin de poder aumentar la velocidad de flujo a través de la bomba y prevenir incrementos en la temperatura del motor. También se recomienda instalar capilar de química desde la succión del equipo hasta superficie con la finalidad de tener un canal para realizar inyección de mejoradores de flujo y permitir aumentar el manejo del crudo tanto en el subsuelo como en superficie.

3.1.2 DISEÑO POZO CENCELLÁ-1

Los datos tenidos en cuenta para realizar el diseño fueron presentados en la sección 2.1 *CENCELLÁ-1 (página 71)*, allí se presentaron los datos del pozo, producción, fluidos del pozo y posibles problemas más relevantes.

Con la dirección de los ingenieros después de realizar diferentes corridas con distintas bombas y configuraciones de componentes se llegó a la conclusión que el diseño óptimo para el pozo Cencellá-1 es el que se presenta a continuación.

En la siguiente tabla se puede observar el resumen de diseño de los componentes de la ESP para el pozo Cencellá-1:

Tabla 33 Equipo recomendable para instalar en el pozo Cencellá-1

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Bomba	WSP 400 WD-1000 MF COMP
Separador	WFORD 400- SINGLE VORTEX
Sello	WSP 400-2 PS-HL UHS
Motor	WSP 450- XT SINGLE- CONVENTIONAL
Sensor	WSP E-Series downhole E/ ZENITH
Cable	WSP-WT-5F450
VSD	260 KVA

Fuente: Ecopetrol

- ***CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL EQUIPO SELECCIONADO PARA EL POZO CENCELLÁ-1***

A continuación se presentan los parámetros de operación del diseño, donde se trabaja en un escenario bastante positivo, debido a que el pozo posee un caudal máximo de 350 BFPD y se trabajó bajo un caudal estimado de 270 BFPD. Se determinaron ciertos factores como la profundidad de la bomba a 8400 ft, la velocidad de operación sería máxima dentro del rango permitido.

Parámetros de operación del diseño

Tabla 34 Parámetros de operación del diseño

Caudal deseado:	270 BFPD
% Agua:	6%
% Gas en la bomba:	0.43%
GOR en la bomba	60.24
Frecuencia:	51.5 Hz
Profundidad de la Bomba:	8400 FT
TDH:	5406.01 FT
Etapas:	253

Fuente: Ecopetrol

Se puede observar que es un pozo con bajo porcentaje de agua y de gas, por lo que no se espera formación de emulsiones.

Luego de tener definidos los parámetros del diseño, se definen los parámetros de la bomba y todos sus componentes, como separador, sello, motor y cable.

Parámetros de operación de la bomba

Tabla 35 Parámetros de operación de la bomba

Parámetros	Intake	Descarga
Presión (Psig)	944.7	3174.2
Rata de flujo (BFPD)	294.84	221.03
Rata de agua (Bbl/D)	17.69	13.26
Gravedad específica:	0.92	0.93
Viscosidad (cStokes)	22.5	25.3
Densidad (lb/cf)	57.439	58.052
Factor de Desviación del Gas	0.882	0.835
Velocidad de Operación:	2983 RPM	
Eficiencia de la bomba:	14 %	
Potencia de operación:	78 HP	

Fuente: Ecopetrol

La bomba anteriormente descrita presenta las siguientes características de eficiencia de operación:

- Caudal mínimo recomendado: 119.32 BFPD
- Caudal máximo recomendado: 936.65 BFPD
- Caudal de Eficiencia máxima: 596.97 BFPD
- Potencia de máxima eficiencia: 98.5 HP
- Frecuencia de máxima eficiencia: 51.5 Hz

Parámetros de operación del Separador

Tabla 36 Parámetros de operación del Separador

Gas libre disponible en la bomba:	1.14%
Gas libre en la bomba:	0.43 %
Eficiencia de separación del gas:	77% %
Método de separación:	Modelo Alhanati simplificado
Frecuencia:	51.5 Hz

Fuente: Ecopetrol

Parámetros de operación del Sello ESP

Tabla 37 Parámetros de operación del Sello ESP

Angulo del pozo:	0° a partir de la vertical
Tipo de rodamiento:	400-2 HL
Selección de cámara:	PS-LsBpB-HL UHS
Descripción de la cámara:	labyrinth, double bag, UHS shaft, HL bearing
Capacidad de Carga:	8114.4 LB
Tipo de elastómero:	Elastómeros aflas

Fuente: Ecopetrol

Parámetros de operación del Motor

Tabla 38 Parámetros de operación del Motor

Frecuencia:	51.5 Hz
Potencia de operación:	103 HP
Carga de operación:	75.74 %
Velocidad de operación:	2983 RPM
Corriente de operación:	28.6 A
Voltaje de operación:	1926.96 V
Factor de potencia de operación:	0.798 frac.
Eficiencia de operación:	82.10 %
Velocidad del fluido:	0.154 ft/s
Caída de voltaje del motor en aceleración:	199.7 V
Voltaje mínimo de arranque:	1777.2 V
Relación de arranque/operación:	0.9

Fuente: Ecopetrol

Parámetros de operación del cable # 2

Tabla 39 Parámetros de operación del cable # 2

Tamaño:	# 2
Forma:	Plana
Tipo de conductor:	Solido
Temperatura máxima de conducción:	450 °F
Longitud del cable:	8500 FT
Costo eléctrico:	0.0 \$/KWH
Voltaje en superficie:	1976.9 V
KVA en superficie:	98 KVA

Fuente: Ecopetrol

Se recomienda disminuir el diámetro de la tubería de 4-1/2" a 3-1/2" e instalar camisa de refrigeración de 5 1/2" hasta la admisión de la bomba, con el fin de poder aumentar la velocidad de flujo a través de la bomba y prevenir incrementos en la temperatura del motor. También se recomienda instalar capilar de química desde la succión del equipo hasta superficie con la finalidad de tener un canal para realizar inyección de mejoradores de flujo y permitir aumentar el manejo del crudo tanto en el subsuelo como en superficie.

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Esta evaluación determina el rendimiento financiero de los recursos que se van a invertir, y tiene como fin establecer si el proyecto es recomendable desde el punto de vista financiero. Toda evaluación financiera busca establecer si se justifica realizar o no la inversión. En este caso en particular, estas variables envuelven lo referente a un posible cambio de ALS, para los pozos CEN-001 y MAN-001 del campo Cencellá-Mansoyá. Con esto se puede determinar cuál de los sistemas entrega un mayor beneficio para la empresa.

Existen métodos para realizar la evaluación financiera, cada método evalúa un criterio diferente, y definir la viabilidad de un proyecto a partir de uno solo de ellos no es conveniente. Para la selección se deben utilizar la mayor cantidad de datos posibles que lleven a la empresa operadora del campo a tomar la decisión más adecuada. Los métodos que se van a utilizar para determinar la viabilidad de cada proyecto son los que están explicados en el apartado 1.4 de este trabajo (*Métodos para realizar la evaluación económica*). Se presentan las consideraciones que se van a tomar para hacer el análisis financiero, utilizando datos reales para ajustar mucho más el análisis a la realidad. Una vez realizado el análisis económico para casa pozo con cada ALS, se realiza un análisis de sensibilidad, en el cual se van a determinar las variables más sensibles del proyecto, y al variarlas en un escenario negativo y uno positivo, determinar el riesgo de realizar la inversión.

4.1. CONSIDERACIONES

En un estudio económico mientras las consideraciones se ajusten más a los datos reales y a los pronósticos de los posibles escenarios que se tengan a través del tiempo, las conclusiones del mismo van a ser más ajustadas a la realidad. Con esto las variables que se manejan al momento de hallar la utilidad del crudo son las siguientes:

- Tiempo.
- Precio del barril.
- Costo de levantamiento (Lifting Cost), calidad y transporte.
- Producción neta del pozo. (Actual y esperada)
- Costos propios de cada sistema. (Energía, Mantenimiento)
- Inversión. (Costos de equipos y montaje)
- Perdidas de dinero debido a fallas.
- Tasa de descuento anual.
- Regalías.
- Depreciación.
- Impuesto de renta.

Para este análisis se deben tener las siguientes consideraciones:

4.1.1. Tiempo

La vida útil para cada sistema de levantamiento, es decir, el tiempo en el cual hay que hacerle intervención al pozo porque el mismo falló. Según la experiencia en pozos del área Nororiente que cuentan con experiencia en los ALS a evaluar, sin embargo con el sistema ESPCP no se cuenta experiencia ya que es una tecnología relativamente nueva, y en el área Nororiente no hay pozos produciendo con este sistema.

El procedimiento para determinar el IF WO es el siguiente en todos los casos.

IF WO

$$= \frac{\Sigma \text{IF WO de cada año donde hay pozos activos con determinado sistema}}{\text{Numero de años donde hay pozos activos con determinado sistema}}$$

El IF WO para el área Nororiente de la GPY, específicamente para el sistema PCP se calculó de la siguiente manera:

$$IF WO_{PCP} = \frac{0 + 1.41 + 0.5 + 2 + 0.5 + 0 + 1}{7}$$

$$IF WO_{PCP} = 0.77$$

➤ PCP:

Según la experiencia en pozos del área Nororiente que cuentan con PCP, estos pozos tienen en promedio un IF WO = 0.77 (índice de falla). En este caso solo se toman para calcular el promedio los datos desde el 2012, ya que en este año por primera vez se instaló un sistema PCP en el área nororiente de la GPY (Gerencia Putumayo).

Tabla 40 Índice de falla del sistema PCP en el Área Nororiente de la GPY

BOMBEO PCP				
	AÑO	No. Pozos	No. Fallas	IF WO
A. N-ORIENTE	2006-2011	0	0	-
	2012	1	0	0.00
	2013	1	2	1.41
	2014	2	2	0.50
	2015	2	4	2.00
	2016	2	1	0.50
	2017	1	0	0.00
	2018	1	1	1.00

Fuente: Ecopetrol S.A

➤ ESP:

Según la experiencia en pozos del área Nororiente que cuentan con ESP, estos pozos tienen en promedio un IF WO= 1. Esto quiere decir que los pozos con ESP fallan una vez al año en promedio.

Tabla 41 Índice de falla del sistema ESP en el Área Nororiente de la GPY

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE				
	AÑO	No. Pozos	No. Fallas	IF WO
A. N-ORIENTE	2006	3	6	2.00
	2007	3	6	2.00
	2008	3	2	0.67
	2009	4	5	1.25
	2010	6	6	1.00
	2011	6	5	0.83
	2012	5	1	0.20
	2013	4	3	0.69
	2014	3	1	0.33
	2015	3	6	2.00
	2016	3	1	0.40
	2017	3	3	1.16
	2018	3	1	0.33

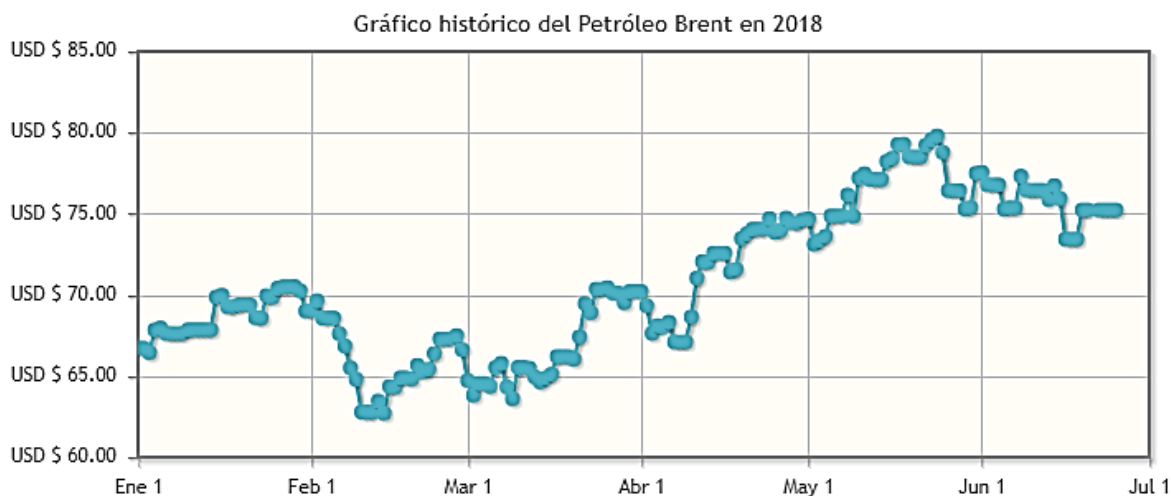
Fuente: Ecopetrol S.A

➤ **ESPCP:**

En los pozos de la GPY no se cuenta con experiencia del uso del sistema ESPCP, sin embargo de acuerdo a la Tabla 9, se puede suponer según la confiabilidad del sistema un IF WO = 0.7. Ya que es una tecnología bastante nueva que no cuenta con una disponibilidad tan inmediata como otros ALS que se utilizan frecuentemente en Colombia.

4.1.2. Precio del barril

Gráfico 3 Histórico del petróleo BRENT en 2018



Fuente: Disponible en la web:

<https://dolar.wilkinsonpc.com.co/commodities/petroleo-brent.html>

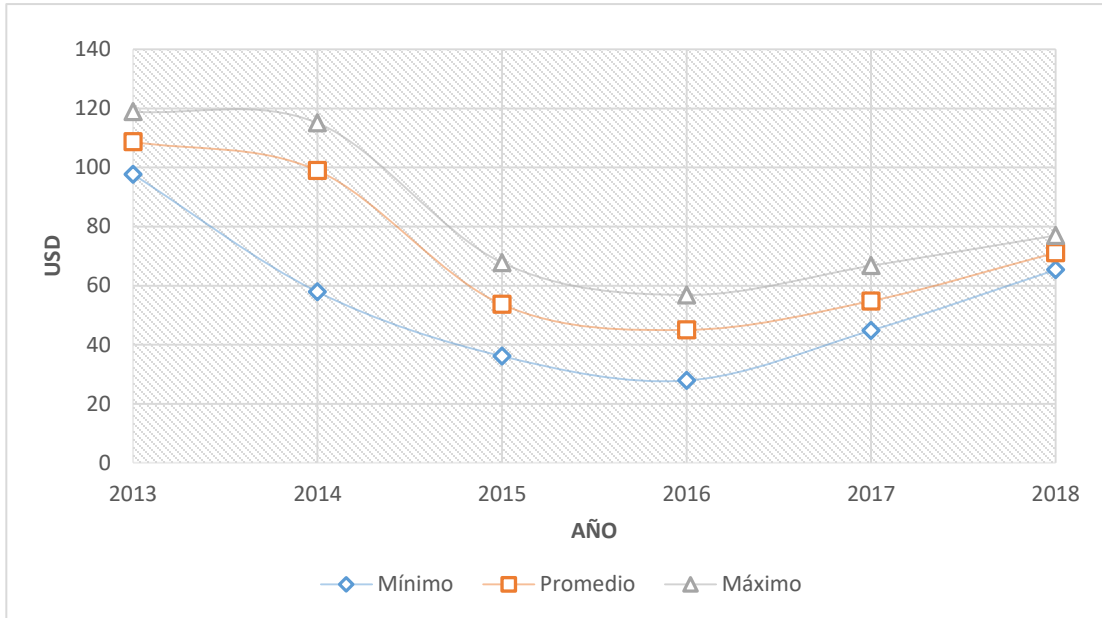
Se estimó el precio del barril de petróleo en USD\$60 según los datos históricos del último año para estimar el precio durante el tiempo que va a tardar el proyecto en recuperar la inversión. Esta es una de las variables más importantes del estudio, ya que representa el valor del crudo que se está extrayendo y es una variable que depende de la economía mundial. Como se ha visto en los últimos años, el precio del crudo se está recuperando después de sufrir una caída año tras año como se muestra en el siguiente gráfico que relaciona los mínimos y máximos de cada uno de los últimos seis años.

Tabla 42 Histórico mínimo, máximo y promedio de precio crudo Brent. (Dólar web 2013-2018)

BRENT	Mínimo	Promedio	Máximo
2013	97.69	108.71	118.9
2014	57.88	98.95	115.06
2015	36.11	53.63	67.77
2016	27.88	45.01	56.85
2017	44.82	54.8	66.73
2018	65.32	71.15	76.98

Fuente: Modificado por los autores.

Gráfico 4 Histórico del precio promedio del petróleo BRENT en 2013 - 2018 (ídem)



Fuente: Modificado por los autores.

De esta manera se puede evidenciar como en los últimos años muchos proyectos petroleros fueron cancelados o congelados por causa del bajo precio del barril de petróleo. Por esta razón se hace importante determinar el tiempo de repago del proyecto, en el cual, proyectos con periodos de repago demasiado altos son más sensibles a esta variable, ya que es muy difícil determinar un adecuado pronóstico del precio del mismo.

4.1.3. Costo de levantamiento, calidad y transporte.

El costo de levantamiento, en ingles “Lifting cost”, se refiere al costo que representa levantar un barril de crudo a superficie. Cada campo tiene un costo de levantamiento particular. El manejado en el campo Cencellá-Mansoyá es de USD\$ 9.82/Bbl, dato suministrado directamente por Ecopetrol. Este costo de levantamiento corresponde al valor en dólares por barril producido para el campo objeto de evaluación reportado en el último informe de gestión. Para campos que emplean diluyentes deben incluir este costo para efectos de la evaluación. Se va

a suponer un costo de levantamiento igual para todos los casos, despreciando la diferencia del costo que puede existir entre los diferentes ALS.

Sin embargo el costo de levantamiento es variable, y cambia por muchos factores entre estos la producción. Si la producción aumenta el costo de levantamiento tiende a disminuir ya que estas dos variables están muy ligadas. Podríamos decir que el costo de levantamiento es una variable muy sensible para el estudio económico, pero por la misma razón por la cual esta tan ligada a la producción del pozo, no se va a tener en cuenta en el posterior análisis de sensibilidad.

El costo de calidad, consiste en los distintos procesos que sufre el crudo para que esté con la calidad suficiente para ser transportado. El promedio del campo ronda los USD\$9/Bbl. Este costo contiene el costo de calidad y transporte del crudo. El total del costo de levantamiento, calidad y transporte es de aproximadamente USD\$ 19/Bbl.

4.1.4. Producción neta de cada pozo

Éste es el parámetro más importante, debido a que representa la totalidad de los ingresos ya que se multiplica por el precio estimado del barril de petróleo. La producción de los pozos por separado del campo Cencellá-Mansoyá se relaciona en el siguiente cuadro:

Tabla 43 Promedio de datos de producción de los últimos dos años de producción en los pozos.

Promedio	CEN-001	MAN-001
Oil (BOPD)	105	150
Gas (KSCFD)	0.05	3
Water (BWPD)	7	9

Fuente: Ecopetrol S.A

Al ser uno de los parámetros más importantes del estudio económico, un cambio en el mismo genera grandes cambios en la evaluación económica del sistema, esto se traduce en que el estudio económico es muy sensible a este factor. Sin

embargo, con los estudios técnicos la producción esperada de los pozos con los diferentes ALS se consolida en la siguiente tabla.

Tabla 44 Promedio de producción esperada con los diferentes ALS en diferentes pozos.

Promedio	ESP		PCP		ESPCP	
	CEN-1	MAN-1	CEN-1	MAN-1	CEN-1	MAN-1
Oil (BOPD)	250	470	105	150	140	245
Water (BWPD)	20	30	7	9	10	15

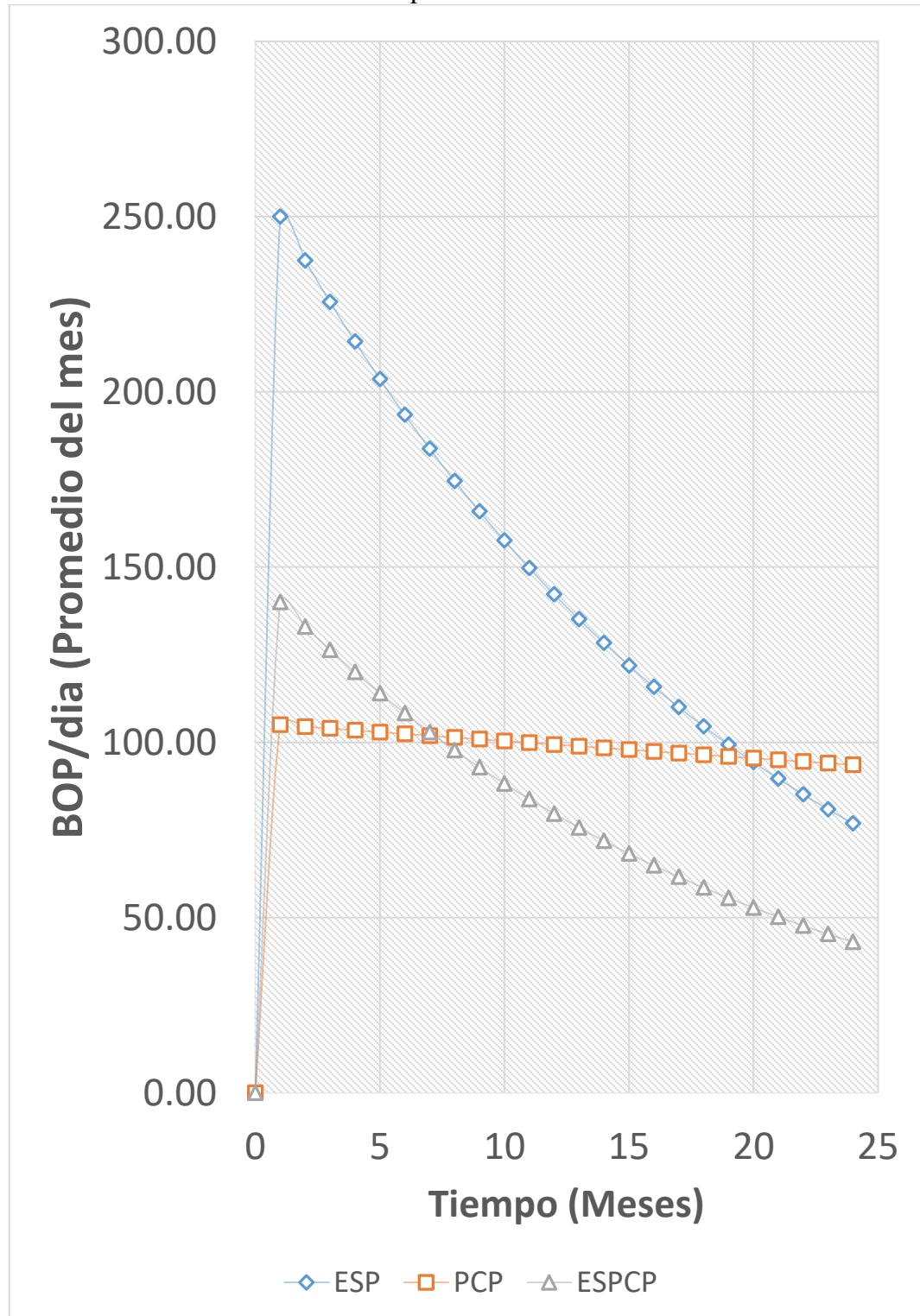
Fuente: Ecopetrol S.A

La producción de gas en los dos pozos es despreciable, (< 15 KSCFD) y para efectos del estudio no tiene ningún valor ya que es quemado en las teas. No se utiliza para generar energía, ni se almacena.

No se puede asumir que esa producción se va a mantener, ya que los pozos sufren una declinación en su producción. Para este caso se asume una declinación exponencial de la producción, para efecto del estudio, disminuyendo el 5% mensual de la producción para el caso del ESP y ESPCP en los dos pozos y de 0.5% mensual en el caso del PCP que es el que actualmente está implementado en los pozos. De esta manera, se intenta simular una declinación de la producción aproximada durante los dos años del análisis. Aunque puede utilizarse otro método para asemejarse mejor a la declinación de la producción, la declinación de la producción posteriormente será analizada en un análisis de sensibilidad, variándola en diferentes escenarios para sacar conclusiones de su comportamiento.

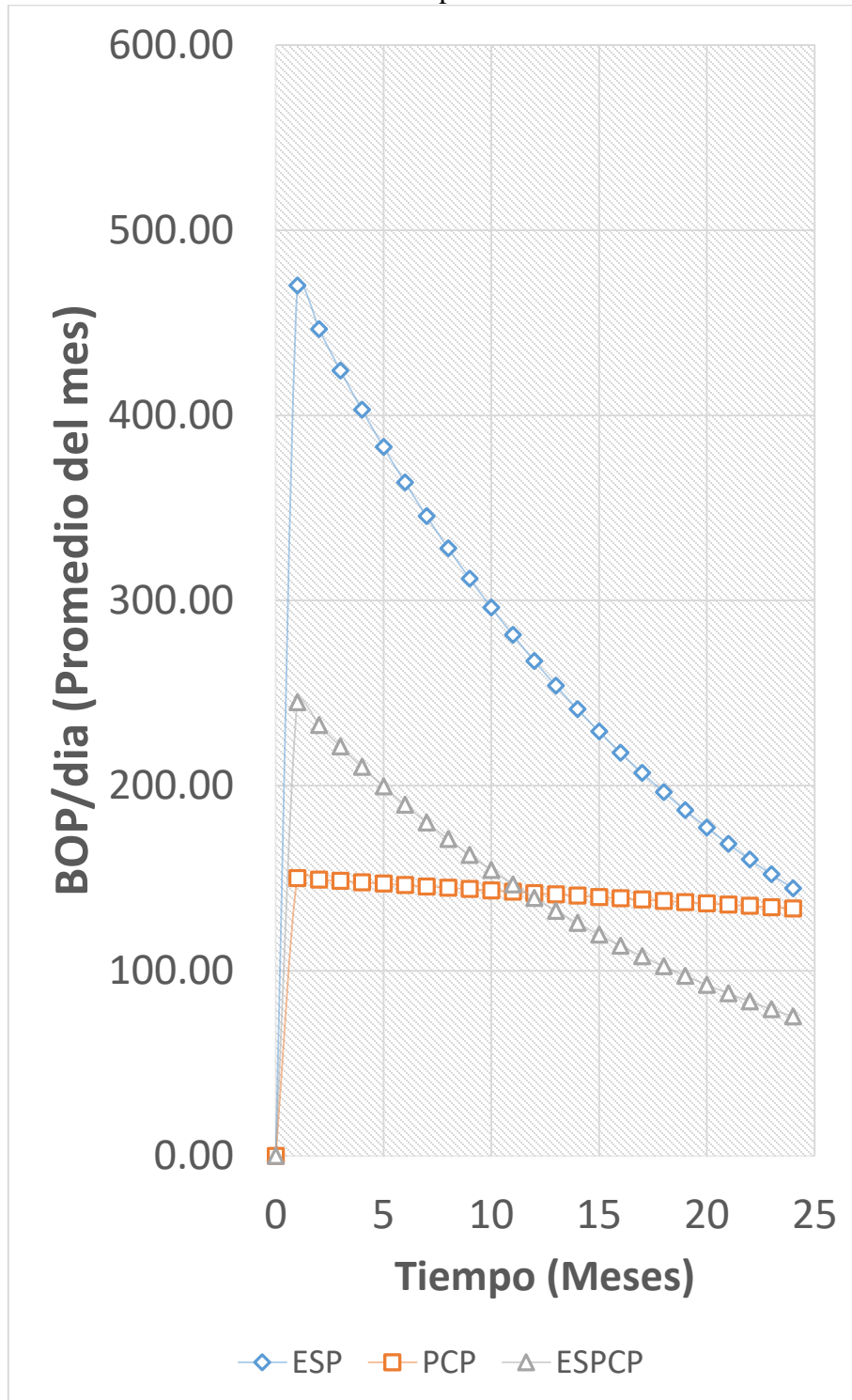
La producción estimada con la declinación está consolidada en los siguientes gráficos:

Gráfico 5 Producción estimada para cada ALS en CEN-001



Fuente: Autores con datos proporcionados por Ecopetrol S.A

Gráfico 6 Producción estimada para cada ALS en MAN-001



Fuente: Autores con datos proporcionados por Ecopetrol.

4.1.5. Costos propios de cada sistema

Resulta fundamental tener en cuenta factores como costos de mantenimiento y energía consumida por cada sistema para su funcionamiento. Cada uno de estos factores tiene efectos directos en el análisis económico. Sin embargo, el costo de mantenimiento está muy relacionado con el IF WO en estos casos. Ya que el equipo de fondo que por lo general se usa, tiene un tiempo medio de vida de 1 a 1.5 años. Entonces, se espera que el pozo falle o que el Run Life sea mayor a 500 días, para realizar la intervención y cambiar todo el equipo de fondo. Se realiza una revisión del equipo de superficie y se hacen los cambios necesarios antes de dejar el pozo operando.

Con respecto a los costos de energía, debido a que no se dispone de un suministro por parte de la empresa local, en su lugar, esta proviene de los generadores con los que cuenta la Coordinación Nororiente, de marca Caterpillar y de referencia 3304B de 113KVA, 3406B de 400KVA y 3421B de 500KVA. Es necesario sustituir el costo de energía que tendría con conexión directa a la empresa prestadora del servicio, por el costo que tiene el consumo de combustible utilizado en los generadores de la Coordinación. El consumo promedio mensual por pozo es de 6480 galones de Fuel Oil No 4. El Fuel Oil No 4 proviene de la UDP (Unidad de destilación primaria) ubicada en el campo Orito. Este es un combustible alternativo al ACPM, la diferencia radica en que el Fuel Oil No 4 contiene de 250 a 300 partículas por millón de azufre (ppm) y no contiene aceite de palma. El Diésel que distribuye Ecopetrol contiene 50 ppm y una concentración de 20 a 30 % de aceite de palma, lo que da como resultado un Biodiesel (que es aquel que se encuentra en estaciones de servicio y el cual distribuyen los mayoristas del país). (Portal informativo industrial 2017). Este combustible tiene un valor aproximado de USD\$ 2/galón ya que debe ser transportado desde la UDP hasta los generadores y los consumos aproximados en galones de los equipos se relacionan en la siguiente tabla.

Tabla 45 Consumo promedio en galones de Fuel Oil no 4 para cada ALS.

Consumo promedio (Galones)	ESP	PCP	ESPCP
Día	550	350	450
Mes	16.500	10.500	13.500

Fuente: Ecopetrol S.A

4.1.6. Inversión

El costo de implementación del ALS resulta muy importante para determinar la factibilidad del proyecto. Existen dos grupos de costos, el de los equipos para la implementación y los de montaje del nuevo ALS. El *costo de los equipos para la implementación*, es el precio de los suministros que se necesitan para implementar el ALS y son los dispositivos que van a quedar instalados. El costo del transporte de estos, lo asume la empresa que está prestando el servicio de venta a Ecopetrol. Para realizar la instalación de los dispositivos (Bomba, Motor, VSD, etc.), es necesario toda una logística de movilización del equipo de workover hasta el pozo, las personas que van a operar el equipo y demás gastos necesarios para realizar la operación, a este costo se le denomina el *costo de montaje*. Estos precios se presentan detalladamente en las siguientes tablas, donde esta referenciado para cada pozo ALS los costos anteriormente mencionados. Para el caso de PCP, los costos son menores ya que es el sistema que se encuentra actualmente instalado en los dos pozos. La mayoría de los equipos de superficie no se instalarían, pero los de fondo se cambian por completo ya que una vez el pozo falla o tiene un Run life bastante alto, se hace el cambio de la mayoría de estos. Esto se hace de acuerdo al desgaste que tenga o la falla que presente. Se va asumir en este estudio que los pozos fallan de acuerdo al IF WO que presentan los pozos en promedio. Estos datos se pueden encontrar en el apartado 4.1.1 (*Tiempo*).

A continuación se presentan las tablas de los costos de implementación de los equipos necesarios en cada sistema para cada uno de los pozos:

- **Costos de los equipos para la implementación.**

CENCELLÁ

Tabla 46 Costo total de implementación (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para CEN-001

ESP	PCP	ESPCP
166.964	101.840	125.241

Fuente: Ecopetrol S.A, Modificado por Autores.

MANSOYÁ

Tabla 47 Costo total de implementación (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para MAN-001

ESP	PCP	ESPCP
166.964	101.840	125.241

Fuente: Ecopetrol, Modificado por Autores.

- **Costos del montaje.**

CENCELLÁ

Tabla 48 Costo total de montaje (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para CEN-001

ESP	PCP	ESPCP
47.784	53.000	51.478

Fuente: Ecopetrol S.A, Modificado por Autores.

MANSOYÁ

Tabla 49 Costo total de montaje (USD) de los sistemas ESP, PCP y ESPCP para CEN-001

ESP	PCP	ESPCP
47.784	53.000	51.478

Fuente: Ecopetrol, Modificado por Autores.

4.1.7. Pérdidas de dinero debido a fallas

Aquí se hace referencia a la producción diferida, es decir, el tiempo en el que el pozo estuvo parado por falla y posterior mantenimiento, o en el caso que lleve muchos días operando (> 500 días) y el equipo (Workover) para realizar el

mantenimiento esté cerca, se aprovecha para realizar el cambio del equipo de fondo. Este proceso puede durar 15 días, 6 días en el trabajo y de 3 a 9 días en la movilización del equipo de workover para realizar la intervención. Todo este tiempo, el pozo no está produciendo y son pérdidas que se deben contar en las finanzas del pozo. En este caso se va a suponer que, según el índice de falla, el pozo dura 15 días parado.

4.1.8. Tasa de descuento anual

Para calcular los flujos al valor actual una de las variables clave es la tasa de interés o tasa de descuento anual. Los flujos de dinero futuros se deben llevar al valor actual, y sobre esta base determinar el valor del proyecto o VPN (Valor presente neto). El principio de descuento es una de las metodologías que se basa en las matemáticas financieras. Este principio toma en cuenta los factores futuros que al día de hoy no han afectado en absoluto, pero cuando los flujos de dinero son usados en alguna inversión, estos sufren una “contaminación” por factores futuros que hacen necesario que se tengan que llevar estos flujos a un equivalente al día de hoy. Si se tiene dudas sobre la tasa de descuento apropiado para el análisis, se puede consultar al Banco Mundial o al Gobierno del país en cuestión. Las tasas utilizadas son usualmente cercanas al 10% anual, pero se sugiere intentar el análisis con otras tasas entre el 5% y 15% a fin de determinar si la viabilidad del proyecto es sensible a la tasa de descuento.

Para los objetivos de esta investigación se tomará como tasa de descuento anual 16%. Tomándose un escenario pesimista para la industria petrolera y el país. Sin embargo, el análisis financiero se va a analizar mes a mes, por lo cual se hace necesario realizar la conversión de la Tasa de descuento anual efectiva a mensual efectiva.

$$T_{mensual} = (1 + T_{anual})^{30/360} - 1$$

Donde:

$T_{mensual}$ = Tasa de descuento mensual efectiva (Fracción)

T_{anual} =Tasa de descuento anual efectiva (Fracción)

4.1.9. Regalías

Las regalías son pagos hechos por las compañías que extraen recursos naturales no renovables, como el petróleo. Capitales que son recibidos por el Estado como resultado de la producción de estas empresas, dineros que promedian entre el 8 y 25 por ciento del valor generado por cada proyecto.

Tabla 50 Regalías por Hidrocarburos Ley 756 de 2002

Producción Pozo (KBPD)*	Ley 756/2002**
Menor a 5	8%
Entre 5 y 125	$8 + (\text{Producción Pozo KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$
Entre 125 y 400	20%
Entre 400 y 600	$20 + (\text{Producción Pozo KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$
Mayor a 600	25%

* Promedio mensual de la producción diaria de un campo o pozo, expresada en miles de barriles por día (KBPD)

**Artículo 16.

Fuente: Ley 756 de 2002.

Estos recursos, que no provienen de la explotación ni la perforación de los pozos petroleros, son entregados a los departamentos y municipios de dos maneras: Primero por Regalías Directas, que benefician de manera directa a estos distritos donde se ubican los yacimientos y a los puertos correspondientes por donde transitan estos productos. Las otras son Regalías Indirectas, aquellas que contribuyen a todos los municipios y departamentos que no son productores, por medio de la exposición de proyectos de prioridad para los planes de desarrollo locales. (Siglo Data MMI).

En este caso, las regalías son pagos efectuados a cambio del derecho a usar un activo y explotarlo. Estos pagos deben realizarse por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables. En el caso particular de

Ecopetrol en estos pozos, las regalías son del 8% al ser menor a 5000 BOPD el promedio mensual de la producción diaria.

4.1.10. Depreciación

La depreciación es el mecanismo mediante el cual se reconoce el desgaste y pérdida de valor que sufre un bien o un activo por el uso que se haga de él, con el paso del tiempo.

Cuando un activo es utilizado para generar ingresos, éste sufre un desgaste normal durante su vida útil que al final lo lleva a ser inutilizable.

Al ingreso generado por el activo usado, se le debe incorporar el gasto correspondiente al desgaste que ese activo ha sufrido para poder generar el ingreso, puesto que como según señala un elemental principio económico, no puede haber ingreso sin haber incurrido en un gasto, y el desgaste de un activo por su uso, es uno de los gastos que al final permiten generar un determinado ingreso. (Gerencie 2018)

Para este caso, la depreciación del activo hablando de la instalación completa de la bomba y su trabajo, es el mismo valor que este costó. Este valor no se puede recuperar, ya que al momento de cambiar la bomba no se va a poder recuperar parte del dinero.

4.1.11. Impuesto de renta

Es un impuesto que se declara y se paga cada año, y recae sobre los ingresos de las personas o de las empresas. Para calcularlo se requiere conocer la renta líquida del contribuyente, y para determinar la renta líquida se debe encontrar primero la renta bruta. La renta bruta es la cantidad que se obtiene con la sumatoria de todos los ingresos percibidos en el año, menos los costos necesarios en una empresa o actividad, o por un contribuyente, siempre y cuando no se trate de ingresos clasificados por la ley como exceptuados del impuesto. La renta líquida es la cantidad obtenida una vez se le restan a la renta bruta, los gastos requeridos.

El impuesto sobre la renta es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras. Para este caso se va a manejar el 35%.

4.2. EVALUACIÓN FINANCIERA

4.2.1. INGRESOS

Una vez se tienen todos los datos y las consideraciones, se proceden a hacer los cálculos del análisis económico. En este caso hay dos campos y tres ALS a escoger, con variables distintas anteriormente ya mencionadas. Se debe empezar determinando los Ingresos de cada pozo para cada ALS. Para ello se debe calcular con el promedio de la producción diaria esperada, la producción mensual esperada. Con la producción mensual esperada se calcula según el precio considerado en dólares del barril de petróleo, los ingresos totales del pozo en dólares.

Las siguientes tablas corresponden a los ingresos de cada pozo y cada ALS debidamente relacionado:

- **Cencellá-001**

ESP

Tabla 51 Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo CEN-001 con ESP

MES	Producción aceite		Producción de agua	%BSW
	BBL crudo/mes	BOPD	BWPD	
		250	20.00	
0	0.00	0.00	0.00	0.00
1	7500.00	250.00	20.00	7.41
2	7125.00	237.50	19.80	7.70
3	6768.75	225.63	19.60	7.99
4	6430.31	214.34	19.41	8.30
5	6108.80	203.63	19.21	8.62
6	5803.36	193.45	19.02	8.95
7	5513.19	183.77	18.83	9.29
8	5237.53	174.58	18.64	9.65
9	4975.65	165.86	18.45	10.01
10	4726.87	157.56	18.27	10.39
11	4490.53	149.68	18.09	10.78
12	4266.00	142.20	17.91	11.18
13	4052.70	135.09	17.73	11.60
14	3850.07	128.34	17.55	12.03
15	3657.56	121.92	17.37	12.47
16	3474.68	115.82	17.20	12.93
17	3300.95	110.03	17.03	13.40
18	3135.90	104.53	16.86	13.89
19	2979.11	99.30	16.69	14.39
20	2830.15	94.34	16.52	14.90
21	2688.64	89.62	16.36	15.44
22	2554.21	85.14	16.19	15.98
23	2426.50	80.88	16.03	16.54
24	2305.18	76.84	15.87	17.12
SUMA	106,201.65			

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

El estudio del pozo Cencellá -001 para ESP se realizó con una declinación de la producción mensual del 5%. Para este caso, el BSW inicialmente es de 7.41% y la producción de agua (entendiéndose que aumentan los barriles producidos de agua con la producción del crudo) aumenta mensualmente 1% con respecto al mes inmediatamente anterior. Para llegar finalmente en el mes 24 un BSW de 17.12%.

Tabla 52 Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo CEN-001 con ESP*
 *con precio de crudo 60 USD/bbl y teniendo en cuenta descuento de regalías.

MES	TOTAL INGRESOS	REGALIAS (8%)	TOTAL INGRESOS MENOS REGALIAS
	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 450,000.00	\$ 36,000.00	\$ 414,000.00
2	\$ 427,500.00	\$ 34,200.00	\$ 393,300.00
3	\$ 406,125.00	\$ 32,490.00	\$ 373,635.00
4	\$ 385,818.75	\$ 30,865.50	\$ 354,953.25
5	\$ 366,527.81	\$ 29,322.23	\$ 337,205.59
6	\$ 348,201.42	\$ 27,856.11	\$ 320,345.31
7	\$ 330,791.35	\$ 26,463.31	\$ 304,328.04
8	\$ 314,251.78	\$ 25,140.14	\$ 289,111.64
9	\$ 298,539.19	\$ 23,883.14	\$ 274,656.06
10	\$ 283,612.23	\$ 22,688.98	\$ 260,923.26
11	\$ 269,431.62	\$ 21,554.53	\$ 247,877.09
12	\$ 255,960.04	\$ 20,476.80	\$ 235,483.24
13	\$ 243,162.04	\$ 19,452.96	\$ 223,709.08
14	\$ 231,003.94	\$ 18,480.31	\$ 212,523.62
15	\$ 219,453.74	\$ 17,556.30	\$ 201,897.44
16	\$ 208,481.05	\$ 16,678.48	\$ 191,802.57
17	\$ 198,057.00	\$ 15,844.56	\$ 182,212.44
18	\$ 188,154.15	\$ 15,052.33	\$ 173,101.82
19	\$ 178,746.44	\$ 14,299.72	\$ 164,446.73
20	\$ 169,809.12	\$ 13,584.73	\$ 156,224.39
21	\$ 161,318.67	\$ 12,905.49	\$ 148,413.17
22	\$ 153,252.73	\$ 12,260.22	\$ 140,992.51
23	\$ 145,590.10	\$ 11,647.21	\$ 133,942.89
24	\$ 138,310.59	\$ 11,064.85	\$ 127,245.74
	\$ 6,372,098.78	\$ 509,767.90	\$ 5,862,330.88

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

Una vez determinada la producción del pozo mensualmente, se determinan los ingresos (USD) con cada ALS, multiplicando la producción de cada mes con el valor del crudo estimado (60 USD/bbl). Luego se descuentan las regalías. Esto mismo se realiza en todas las tablas de ingresos mensuales y totales de los pozos para cada ALS.

Tabla 53 Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo CEN-001 con PCP

MES	Produccion aceite		Produccion de agua	% BSW
	BBL crudo/mes	BOPD	BWPD	
		105	7.00	
0		0.00		0.00
1	3150.00	105.00	7.00	6.25
2	3134.25	104.48	7.07	6.34
3	3118.58	103.95	7.14	6.43
4	3102.99	103.43	7.21	6.52
5	3087.47	102.92	7.28	6.61
6	3072.03	102.40	7.36	6.70
7	3056.67	101.89	7.43	6.80
8	3041.39	101.38	7.50	6.89
9	3026.18	100.87	7.58	6.99
10	3011.05	100.37	7.66	7.09
11	2996.00	99.87	7.73	7.19
12	2981.02	99.37	7.81	7.29
13	2966.11	98.87	7.89	7.39
14	2951.28	98.38	7.97	7.49
15	2936.52	97.88	8.05	7.60
16	2921.84	97.39	8.13	7.70
17	2907.23	96.91	8.21	7.81
18	2892.70	96.42	8.29	7.92
19	2878.23	95.94	8.37	8.03
20	2863.84	95.46	8.46	8.14
21	2849.52	94.98	8.54	8.25
22	2835.28	94.51	8.63	8.36
23	2821.10	94.04	8.71	8.48
24	2806.99	93.57	8.80	8.60
	71,408.29			

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

El estudio del pozo Cencellá -001 para PCP se realizó con una declinación de la producción mensual del 0.5%. Para este caso, el BSW inicialmente es de 6.25% y la producción de agua (entendiéndose que aumentan los barriles producidos de agua con la producción del crudo) aumenta mensualmente 1% con respecto al mes inmediatamente anterior. Para llegar finalmente en el mes 24 un BSW de 8.6%.

Tabla 54 Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo CEN-001 con PCP*
 *con precio de crudo 60 USD/bbl y teniendo en cuenta descuento de regalías.

MES	TOTAL INGRESOS	REGALIAS (8%)	TOTAL INGRESOS MENOS REGALIAS
	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 189,000.00	\$ 15,120.00	\$ 173,880.00
2	\$ 188,055.00	\$ 15,044.40	\$ 173,010.60
3	\$ 187,114.73	\$ 14,969.18	\$ 172,145.55
4	\$ 186,179.15	\$ 14,894.33	\$ 171,284.82
5	\$ 185,248.26	\$ 14,819.86	\$ 170,428.40
6	\$ 184,322.01	\$ 14,745.76	\$ 169,576.25
7	\$ 183,400.40	\$ 14,672.03	\$ 168,728.37
8	\$ 182,483.40	\$ 14,598.67	\$ 167,884.73
9	\$ 181,570.99	\$ 14,525.68	\$ 167,045.31
10	\$ 180,663.13	\$ 14,453.05	\$ 166,210.08
11	\$ 179,759.81	\$ 14,380.79	\$ 165,379.03
12	\$ 178,861.02	\$ 14,308.88	\$ 164,552.13
13	\$ 177,966.71	\$ 14,237.34	\$ 163,729.37
14	\$ 177,076.88	\$ 14,166.15	\$ 162,910.73
15	\$ 176,191.49	\$ 14,095.32	\$ 162,096.17
16	\$ 175,310.54	\$ 14,024.84	\$ 161,285.69
17	\$ 174,433.98	\$ 13,954.72	\$ 160,479.26
18	\$ 173,561.81	\$ 13,884.95	\$ 159,676.87
19	\$ 172,694.00	\$ 13,815.52	\$ 158,878.48
20	\$ 171,830.53	\$ 13,746.44	\$ 158,084.09
21	\$ 170,971.38	\$ 13,677.71	\$ 157,293.67
22	\$ 170,116.52	\$ 13,609.32	\$ 156,507.20
23	\$ 169,265.94	\$ 13,541.28	\$ 155,724.67
24	\$ 168,419.61	\$ 13,473.57	\$ 154,946.04
	\$ 4,284,497.30	\$ 342,759.78	\$ 3,941,737.52

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

ESPCP

Tabla 55 Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo CEN-001 con ESPCP.

MES	Produccion aceite		Produccion de agua	%BSW
	BBL crudo/mes	BOPD	BWPD	
		140.00	10.00	
0		0	0	0
1	4200.00	140.00	9.96	6.64
2	3990.00	133.00	10.06	7.03
3	3790.50	126.35	10.16	7.44
4	3600.98	120.03	10.26	7.87
5	3420.93	114.03	10.36	8.33
6	3249.88	108.33	10.46	8.81
7	3087.39	102.91	10.57	9.31
8	2933.02	97.77	10.67	9.84
9	2786.37	92.88	10.78	10.40
10	2647.05	88.23	10.89	10.98
11	2514.70	83.82	11.00	11.60
12	2388.96	79.63	11.11	12.24
13	2269.51	75.65	11.22	12.91
14	2156.04	71.87	11.33	13.62
15	2048.23	68.27	11.44	14.36
16	1945.82	64.86	11.56	15.12
17	1848.53	61.62	11.67	15.93
18	1756.11	58.54	11.79	16.77
19	1668.30	55.61	11.91	17.64
20	1584.89	52.83	12.03	18.54
21	1505.64	50.19	12.15	19.49
22	1430.36	47.68	12.27	20.47
23	1358.84	45.29	12.39	21.48
24	1290.90	43.03	12.52	22.53
	59,472.92			

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

El estudio del pozo Cencellá-001 para ESPCP se realizó con una declinación de la producción mensual del 5%. Para este caso, el BSW inicialmente es de 6.67% y la producción de agua (entendiéndose que aumentan los barriles producidos de agua con la producción del crudo) aumenta mensualmente 1% con respecto al mes inmediatamente anterior. Para llegar finalmente en el mes 24 un BSW de 22.53%.

Tabla 56 Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo CEN-001 con ESPCP*
 *con precio de crudo 60 USD/bbl y teniendo en cuenta descuento de regalías.

MES	TOTAL INGRESOS	REGALIAS (8%)	TOTAL INGRESOS MENOS REGALIAS
	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 252,000.00	\$ 20,160.00	\$ 231,840.00
2	\$ 239,400.00	\$ 19,152.00	\$ 220,248.00
3	\$ 227,430.00	\$ 18,194.40	\$ 209,235.60
4	\$ 216,058.50	\$ 17,284.68	\$ 198,773.82
5	\$ 205,255.58	\$ 16,420.45	\$ 188,835.13
6	\$ 194,992.80	\$ 15,599.42	\$ 179,393.37
7	\$ 185,243.16	\$ 14,819.45	\$ 170,423.70
8	\$ 175,981.00	\$ 14,078.48	\$ 161,902.52
9	\$ 167,181.95	\$ 13,374.56	\$ 153,807.39
10	\$ 158,822.85	\$ 12,705.83	\$ 146,117.02
11	\$ 150,881.71	\$ 12,070.54	\$ 138,811.17
12	\$ 143,337.62	\$ 11,467.01	\$ 131,870.61
13	\$ 136,170.74	\$ 10,893.66	\$ 125,277.08
14	\$ 129,362.20	\$ 10,348.98	\$ 119,013.23
15	\$ 122,894.09	\$ 9,831.53	\$ 113,062.57
16	\$ 116,749.39	\$ 9,339.95	\$ 107,409.44
17	\$ 110,911.92	\$ 8,872.95	\$ 102,038.97
18	\$ 105,366.32	\$ 8,429.31	\$ 96,937.02
19	\$ 100,098.01	\$ 8,007.84	\$ 92,090.17
20	\$ 95,093.11	\$ 7,607.45	\$ 87,485.66
21	\$ 90,338.45	\$ 7,227.08	\$ 83,111.38
22	\$ 85,821.53	\$ 6,865.72	\$ 78,955.81
23	\$ 81,530.45	\$ 6,522.44	\$ 75,008.02
24	\$ 77,453.93	\$ 6,196.31	\$ 71,257.62
	\$ 3,568,375.32	\$ 285,470.03	\$ 3,282,905.29

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

- **Mansoyá-001**

ESP

Tabla 57 Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo MAN-001 con ESP.

MES	Producción aceite		Producción de agua	%BSW
	BBL crudo/mes	BOPD	BWPD	
		470	30	
0	0.00	0.00	0.00	0.00
1	14100.00	470.00	30.00	6.00
2	13395.00	446.50	29.70	6.24
3	12725.25	424.18	29.40	6.48
4	12088.99	402.97	29.11	6.74
5	11484.54	382.82	28.82	7.00
6	10910.31	363.68	28.53	7.27
7	10364.80	345.49	28.24	7.56
8	9846.56	328.22	27.96	7.85
9	9354.23	311.81	27.68	8.15
10	8886.52	296.22	27.41	8.47
11	8442.19	281.41	27.13	8.79
12	8020.08	267.34	26.86	9.13
13	7619.08	253.97	26.59	9.48
14	7238.12	241.27	26.33	9.84
15	6876.22	229.21	26.06	10.21
16	6532.41	217.75	25.80	10.59
17	6205.79	206.86	25.54	10.99
18	5895.50	196.52	25.29	11.40
19	5600.72	186.69	25.04	11.82
20	5320.69	177.36	24.79	12.26
21	5054.65	168.49	24.54	12.71
22	4801.92	160.06	24.29	13.18
23	4561.82	152.06	24.05	13.66
24	4333.73	144.46	23.81	14.15
SUMA	199,659.10			

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

El estudio del pozo Mansoyá-001 para ESP se realizó con una declinación de la producción mensual del 5%. Para este caso, el BSW inicialmente es de 6% y la producción de agua (entendiéndose que aumentan los barriles producidos de agua con la producción del crudo) aumenta mensualmente 1% con respecto al mes inmediatamente anterior. Para llegar finalmente en el mes 24 un BSW de 14.15%.

Tabla 58 Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo MAN-001 con ESP*
 *con precio de crudo 60 USD/bbl y teniendo en cuenta descuento de regalías.

MES	TOTAL INGRESOS	REGALIAS (8%)	TOTAL INGRESOS MENOS REGALIAS
	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 846,000.00	\$ 67,680.00	\$ 778,320.00
2	\$ 803,700.00	\$ 64,296.00	\$ 739,404.00
3	\$ 763,515.00	\$ 61,081.20	\$ 702,433.80
4	\$ 725,339.25	\$ 58,027.14	\$ 667,312.11
5	\$ 689,072.29	\$ 55,125.78	\$ 633,946.50
6	\$ 654,618.67	\$ 52,369.49	\$ 602,249.18
7	\$ 621,887.74	\$ 49,751.02	\$ 572,136.72
8	\$ 590,793.35	\$ 47,263.47	\$ 543,529.88
9	\$ 561,253.68	\$ 44,900.29	\$ 516,353.39
10	\$ 533,191.00	\$ 42,655.28	\$ 490,535.72
11	\$ 506,531.45	\$ 40,522.52	\$ 466,008.93
12	\$ 481,204.88	\$ 38,496.39	\$ 442,708.49
13	\$ 457,144.63	\$ 36,571.57	\$ 420,573.06
14	\$ 434,287.40	\$ 34,742.99	\$ 399,544.41
15	\$ 412,573.03	\$ 33,005.84	\$ 379,567.19
16	\$ 391,944.38	\$ 31,355.55	\$ 360,588.83
17	\$ 372,347.16	\$ 29,787.77	\$ 342,559.39
18	\$ 353,729.80	\$ 28,298.38	\$ 325,431.42
19	\$ 336,043.31	\$ 26,883.47	\$ 309,159.85
20	\$ 319,241.15	\$ 25,539.29	\$ 293,701.86
21	\$ 303,279.09	\$ 24,262.33	\$ 279,016.76
22	\$ 288,115.14	\$ 23,049.21	\$ 265,065.92
23	\$ 273,709.38	\$ 21,896.75	\$ 251,812.63
24	\$ 260,023.91	\$ 20,801.91	\$ 239,222.00
	\$ 11,979,545.71	\$ 958,363.66	\$ 11,021,182.05

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

PCP

Tabla 59 Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo MAN-001 con PCP

MES	Produccion aceite		Produccion de agua	%BSW
	BBL crudo/mes	BOPD	BWPD	
		150	9.00	
0		0.00		0.00
1	4500.00	150.00	9.00	5.66
2	4477.50	149.25	9.09	5.74
3	4455.11	148.50	9.18	5.82
4	4432.84	147.76	9.27	5.90
5	4410.67	147.02	9.37	5.99
6	4388.62	146.29	9.46	6.07
7	4366.68	145.56	9.55	6.16
8	4344.84	144.83	9.65	6.25
9	4323.12	144.10	9.75	6.33
10	4301.50	143.38	9.84	6.42
11	4280.00	142.67	9.94	6.51
12	4258.60	141.95	10.04	6.61
13	4237.30	141.24	10.14	6.70
14	4216.12	140.54	10.24	6.79
15	4195.04	139.83	10.35	6.89
16	4174.06	139.14	10.45	6.99
17	4153.19	138.44	10.55	7.08
18	4132.42	137.75	10.66	7.18
19	4111.76	137.06	10.77	7.28
20	4091.20	136.37	10.87	7.38
21	4070.75	135.69	10.98	7.49
22	4050.39	135.01	11.09	7.59
23	4030.14	134.34	11.20	7.70
24	4009.99	133.67	11.31	7.80
	102,011.84			

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

El estudio del pozo Mansoyá-001 para PCP se realizó con una declinación de la producción mensual del 0.5%. El BSW inicialmente es de 5.66% y la producción de agua (entendiéndose que aumentan los barriles producidos de agua con la producción del crudo) aumenta mensualmente 1% con respecto al mes inmediatamente anterior. Para llegar finalmente en el mes 24 un BSW de 7.8%.

Tabla 60 Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo MAN-001 con PCP*
 *con precio de crudo 60 USD/bbl y teniendo en cuenta descuento de regalías.

MES	TOTAL INGRESOS	REGALIAS (8%)	TOTAL INGRESOS MENOS REGALIAS
	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 270,000.00	\$ 21,600.00	\$ 248,400.00
2	\$ 268,650.00	\$ 21,492.00	\$ 247,158.00
3	\$ 267,306.75	\$ 21,384.54	\$ 245,922.21
4	\$ 265,970.22	\$ 21,277.62	\$ 244,692.60
5	\$ 264,640.37	\$ 21,171.23	\$ 243,469.14
6	\$ 263,317.16	\$ 21,065.37	\$ 242,251.79
7	\$ 262,000.58	\$ 20,960.05	\$ 241,040.53
8	\$ 260,690.57	\$ 20,855.25	\$ 239,835.33
9	\$ 259,387.12	\$ 20,750.97	\$ 238,636.15
10	\$ 258,090.19	\$ 20,647.21	\$ 237,442.97
11	\$ 256,799.74	\$ 20,543.98	\$ 236,255.76
12	\$ 255,515.74	\$ 20,441.26	\$ 235,074.48
13	\$ 254,238.16	\$ 20,339.05	\$ 233,899.11
14	\$ 252,966.97	\$ 20,237.36	\$ 232,729.61
15	\$ 251,702.13	\$ 20,136.17	\$ 231,565.96
16	\$ 250,443.62	\$ 20,035.49	\$ 230,408.13
17	\$ 249,191.40	\$ 19,935.31	\$ 229,256.09
18	\$ 247,945.45	\$ 19,835.64	\$ 228,109.81
19	\$ 246,705.72	\$ 19,736.46	\$ 226,969.26
20	\$ 245,472.19	\$ 19,637.78	\$ 225,834.42
21	\$ 244,244.83	\$ 19,539.59	\$ 224,705.24
22	\$ 243,023.61	\$ 19,441.89	\$ 223,581.72
23	\$ 241,808.49	\$ 19,344.68	\$ 222,463.81
24	\$ 240,599.45	\$ 19,247.96	\$ 221,351.49
	\$ 6,120,710.43	\$ 489,656.83	\$ 5,631,053.60

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

ESPCP

Tabla 61 Producción de fluidos (Aceite y agua) en el pozo MAN-001 con ESPCP.

MES	Produccion aceite		Produccion de agua	%BSW
	BBL crudo/mes	BOPD	BWPD	
		245.00	15.00	
0		0	0	0
1	7350.00	245.00	14.98	5.76
2	6982.50	232.75	15.13	6.10
3	6633.38	221.11	15.28	6.47
4	6301.71	210.06	15.44	6.85
5	5986.62	199.55	15.59	7.25
6	5687.29	189.58	15.75	7.67
7	5402.93	180.10	15.90	8.11
8	5132.78	171.09	16.06	8.58
9	4876.14	162.54	16.22	9.08
10	4632.33	154.41	16.39	9.59
11	4400.72	146.69	16.55	10.14
12	4180.68	139.36	16.72	10.71
13	3971.65	132.39	16.88	11.31
14	3773.06	125.77	17.05	11.94
15	3584.41	119.48	17.22	12.60
16	3405.19	113.51	17.39	13.29
17	3234.93	107.83	17.57	14.01
18	3073.18	102.44	17.74	14.76
19	2919.53	97.32	17.92	15.55
20	2773.55	92.45	18.10	16.37
21	2634.87	87.83	18.28	17.23
22	2503.13	83.44	18.46	18.12
23	2377.97	79.27	18.65	19.05
24	2259.07	75.30	18.84	20.01
	104,077.61			

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

El estudio del pozo Mansoyá-001 para PCP se realizó con una declinación de la producción mensual del 0.5%. El BSW inicialmente es de 5.76% y la producción de agua (entendiéndose que aumentan los barriles producidos de agua con la producción del crudo) aumenta mensualmente 1% con respecto al mes inmediatamente anterior. Para llegar finalmente en el mes 24 un BSW de 20%.

Tabla 62 Ingresos mensuales y totales (USD) del pozo Mansoya-001 con ESPCP*
 *con precio de crudo 60 USD/bbl y teniendo en cuenta descuento de regalías.

MES	TOTAL INGRESOS	REGALIAS (8%)	TOTAL INGRESOS MENOS REGALIAS
	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 441,000.00	\$ 35,280.00	\$ 405,720.00
2	\$ 418,950.00	\$ 33,516.00	\$ 385,434.00
3	\$ 398,002.50	\$ 31,840.20	\$ 366,162.30
4	\$ 378,102.38	\$ 30,248.19	\$ 347,854.19
5	\$ 359,197.26	\$ 28,735.78	\$ 330,461.48
6	\$ 341,237.39	\$ 27,298.99	\$ 313,938.40
7	\$ 324,175.52	\$ 25,934.04	\$ 298,241.48
8	\$ 307,966.75	\$ 24,637.34	\$ 283,329.41
9	\$ 292,568.41	\$ 23,405.47	\$ 269,162.94
10	\$ 277,939.99	\$ 22,235.20	\$ 255,704.79
11	\$ 264,042.99	\$ 21,123.44	\$ 242,919.55
12	\$ 250,840.84	\$ 20,067.27	\$ 230,773.57
13	\$ 238,298.80	\$ 19,063.90	\$ 219,234.89
14	\$ 226,383.86	\$ 18,110.71	\$ 208,273.15
15	\$ 215,064.67	\$ 17,205.17	\$ 197,859.49
16	\$ 204,311.43	\$ 16,344.91	\$ 187,966.52
17	\$ 194,095.86	\$ 15,527.67	\$ 178,568.19
18	\$ 184,391.07	\$ 14,751.29	\$ 169,639.78
19	\$ 175,171.51	\$ 14,013.72	\$ 161,157.79
20	\$ 166,412.94	\$ 13,313.04	\$ 153,099.90
21	\$ 158,092.29	\$ 12,647.38	\$ 145,444.91
22	\$ 150,187.68	\$ 12,015.01	\$ 138,172.66
23	\$ 142,678.29	\$ 11,414.26	\$ 131,264.03
24	\$ 135,544.38	\$ 10,843.55	\$ 124,700.83
	\$ 6,244,656.81	\$ 499,572.54	\$ 5,745,084.26

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

4.2.2. EGRESOS

Una vez establecidos los ingresos, hay que establecer los egresos de cada ALS en cada pozo, las siguientes tablas relacionan los egresos que se tuvieron a consideración. Empezando por el costo de levantamiento artificial (Lifting Cost), calidad y transporte que está relacionada directamente con la producción del pozo, mantenimiento del ALS, las pérdidas por falla y consumo de energía (Combustible para generadores). Este es el total de los egresos que tiene el pozo, los cuales deben ser descontados a los ingresos para obtener el flujo de caja neto en cada mes (*Apartado 4.2.3 Flujo de caja neto y acumulado*).

Las siguientes tablas corresponden a los egresos de cada pozo y cada sistema de levantamiento artificial debidamente relacionado:

- **CENCELLÁ**

ESP

Tabla 63 Egresos totales del pozo CEN-001 con ESP*

*Consumo de combustible es de (33,000 USD/mes o 792,000 USD/24 meses) los cuales en la tabla ya están sumados junto a los otros egresos.

EGRESOS ESP	Lifting Cost + Calidad y Transporte(USD/B bl)	Mantenimiento ESP	Perdidas por fallas ESP	Egresos TOTALES	
USD/unidad	\$ 18.80	\$ 214,748.00	\$ 7,500.00		
Frecuencia anual.		1	1		
MES	USD	USD	USD	USD	
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
1	\$ 141,000.00	\$ -	\$ -	\$ 174,000.00	
2	\$ 133,950.00	\$ -	\$ -	\$ 166,950.00	
3	\$ 127,252.50	\$ -	\$ -	\$ 160,252.50	
4	\$ 120,889.88	\$ -	\$ -	\$ 153,889.88	
5	\$ 114,845.38	\$ -	\$ -	\$ 147,845.38	
6	\$ 109,103.11	\$ -	\$ -	\$ 142,103.11	
7	\$ 103,647.96	\$ -	\$ -	\$ 136,647.96	
8	\$ 98,465.56	\$ -	\$ -	\$ 131,465.56	
9	\$ 93,542.28	\$ -	\$ -	\$ 126,542.28	
10	\$ 88,865.17	\$ -	\$ -	\$ 121,865.17	
11	\$ 84,421.91	\$ -	\$ -	\$ 117,421.91	
12	\$ 80,200.81	\$ 214,748.00	\$ 7,500.00	\$ 335,448.81	
13	\$ 76,190.77	\$ -	\$ -	\$ 109,190.77	
14	\$ 72,381.23	\$ -	\$ -	\$ 105,381.23	
15	\$ 68,762.17	\$ -	\$ -	\$ 101,762.17	
16	\$ 65,324.06	\$ -	\$ -	\$ 98,324.06	
17	\$ 62,057.86	\$ -	\$ -	\$ 95,057.86	
18	\$ 58,954.97	\$ -	\$ -	\$ 91,954.97	
19	\$ 56,007.22	\$ -	\$ -	\$ 89,007.22	
20	\$ 53,206.86	\$ -	\$ -	\$ 86,206.86	
21	\$ 50,546.52	\$ -	\$ -	\$ 83,546.52	
22	\$ 48,019.19	\$ -	\$ -	\$ 81,019.19	
23	\$ 45,618.23	\$ -	\$ -	\$ 78,618.23	
24	\$ 43,337.32	\$ 214,748.00	\$ 7,500.00	\$ 298,585.32	
SUMA	\$ 1,996,590.95	\$ 429,496.00	\$ 15,000.00	\$ 3,233,086.95	

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

PCP

Tabla 64 Egresos totales del pozo CEN-001 con PCP*

*Consumo de combustible es de (21,000 USD/mes o 504,000 USD/24 meses) los cuales en la tabla ya están sumados junto a los otros egresos.

EGRESOS PCP	Lifting Cost + Calidad y Transporte(USD/Bbl)	Mantenimiento PCP	Perdidas por fallas PCP	Egresos TOTALES
USD/unidad	\$ 18.80	\$ 154,844.00	\$ 3,150.00	
Frecuencia anual.		0.77	0.77	
MES	USD	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 59,220.00	\$ -	\$ -	\$ 80,220.00
2	\$ 58,923.90	\$ -	\$ -	\$ 79,923.90
3	\$ 58,629.28	\$ -	\$ -	\$ 79,629.28
4	\$ 58,336.13	\$ -	\$ -	\$ 79,336.13
5	\$ 58,044.45	\$ -	\$ -	\$ 79,044.45
6	\$ 57,754.23	\$ -	\$ -	\$ 78,754.23
7	\$ 57,465.46	\$ -	\$ -	\$ 78,465.46
8	\$ 57,178.13	\$ -	\$ -	\$ 78,178.13
9	\$ 56,892.24	\$ -	\$ -	\$ 77,892.24
10	\$ 56,607.78	\$ 154,844.00	\$ 3,150.00	\$ 235,601.78
11	\$ 56,324.74	\$ -	\$ -	\$ 77,324.74
12	\$ 56,043.12	\$ -	\$ -	\$ 77,043.12
13	\$ 55,762.90	\$ -	\$ -	\$ 76,762.90
14	\$ 55,484.09	\$ -	\$ -	\$ 76,484.09
15	\$ 55,206.67	\$ -	\$ -	\$ 76,206.67
16	\$ 54,930.63	\$ -	\$ -	\$ 75,930.63
17	\$ 54,655.98	\$ -	\$ -	\$ 75,655.98
18	\$ 54,382.70	\$ -	\$ -	\$ 75,382.70
19	\$ 54,110.79	\$ -	\$ -	\$ 75,110.79
20	\$ 53,840.23	\$ 154,844.00	\$ 3,150.00	\$ 232,834.23
21	\$ 53,571.03	\$ -	\$ -	\$ 74,571.03
22	\$ 53,303.18	\$ -	\$ -	\$ 74,303.18
23	\$ 53,036.66	\$ -	\$ -	\$ 74,036.66
24	\$ 52,771.48	\$ -	\$ -	\$ 73,771.48
SUMA	\$ 1,342,475.82	\$ 309,688.00	\$ 6,300.00	\$ 2,162,463.82

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

ESPCP

Tabla 65 Egresos totales del pozo CEN-001 con ESPCP*

*Consumo de combustible es de (27,000 USD/mes o 648,000 USD/24 meses) los cuales en la tabla ya están sumados junto a los otros egresos.

EGRESOS ESPCP	Lifting Cost + Calidad y Transporte(USD/Bbl)	Mantenimiento ESPCP	Perdidas por fallas ESPCP	Egresos TOTALES
USD/unidad	\$ 18.80	\$ 176,719.00	\$ 4,200.00	
Frecuencia anual.		0.70	0.70	
MES	USD	USD	USD	
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 78,960.00	\$ -	\$ -	\$ 105,960.00
2	\$ 75,012.00	\$ -	\$ -	\$ 102,012.00
3	\$ 71,261.40	\$ -	\$ -	\$ 98,261.40
4	\$ 67,698.33	\$ -	\$ -	\$ 94,698.33
5	\$ 64,313.41	\$ -	\$ -	\$ 91,313.41
6	\$ 61,097.74	\$ -	\$ -	\$ 88,097.74
7	\$ 58,042.86	\$ -	\$ -	\$ 85,042.86
8	\$ 55,140.71	\$ -	\$ -	\$ 82,140.71
9	\$ 52,383.68	\$ 176,719.00	\$ 4,200.00	\$ 260,302.68
10	\$ 49,764.49	\$ -	\$ -	\$ 76,764.49
11	\$ 47,276.27	\$ -	\$ -	\$ 74,276.27
12	\$ 44,912.46	\$ -	\$ -	\$ 71,912.46
13	\$ 42,666.83	\$ -	\$ -	\$ 69,666.83
14	\$ 40,533.49	\$ -	\$ -	\$ 67,533.49
15	\$ 38,506.82	\$ -	\$ -	\$ 65,506.82
16	\$ 36,581.48	\$ -	\$ -	\$ 63,581.48
17	\$ 34,752.40	\$ -	\$ -	\$ 61,752.40
18	\$ 33,014.78	\$ 176,719.00	\$ 4,200.00	\$ 240,933.78
19	\$ 31,364.04	\$ -	\$ -	\$ 58,364.04
20	\$ 29,795.84	\$ -	\$ -	\$ 56,795.84
21	\$ 28,306.05	\$ -	\$ -	\$ 55,306.05
22	\$ 26,890.75	\$ -	\$ -	\$ 53,890.75
23	\$ 25,546.21	\$ -	\$ -	\$ 52,546.21
24	\$ 24,268.90	\$ -	\$ -	\$ 51,268.90
SUMA	\$ 1,118,090.93	\$ 353,438.00	\$ 8,400.00	\$ 2,127,928.93

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

- **MANSOYA-001**

ESP

Tabla 66 Egresos totales del pozo MAN-001 con ESP*

*Consumo de combustible es de (33,000 USD/mes o 792,000 USD/24 meses) los cuales en la tabla ya están sumados junto a los otros egresos.

EGRESOS ESP	Lifting Cost + Calidad y Transporte(USD/B bl)	Mantenimiento ESP	Perdidas por fallas ESP	Egresos TOTALES
USD/unidad	\$ 18.80	\$ 214,748.00	\$ 14,100.00	
Frecuencia anual.		1	1	
MES	USD	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 265,080.00	\$ -	\$ -	\$ 298,080.00
2	\$ 251,826.00	\$ -	\$ -	\$ 284,826.00
3	\$ 239,234.70	\$ -	\$ -	\$ 272,234.70
4	\$ 227,272.97	\$ -	\$ -	\$ 260,272.97
5	\$ 215,909.32	\$ -	\$ -	\$ 248,909.32
6	\$ 205,113.85	\$ -	\$ -	\$ 238,113.85
7	\$ 194,858.16	\$ -	\$ -	\$ 227,858.16
8	\$ 185,115.25	\$ -	\$ -	\$ 218,115.25
9	\$ 175,859.49	\$ -	\$ -	\$ 208,859.49
10	\$ 167,066.51	\$ -	\$ -	\$ 200,066.51
11	\$ 158,713.19	\$ -	\$ -	\$ 191,713.19
12	\$ 150,777.53	\$ 214,748.00	\$ 14,100.00	\$ 412,625.53
13	\$ 143,238.65	\$ -	\$ -	\$ 176,238.65
14	\$ 136,076.72	\$ -	\$ -	\$ 169,076.72
15	\$ 129,272.88	\$ -	\$ -	\$ 162,272.88
16	\$ 122,809.24	\$ -	\$ -	\$ 155,809.24
17	\$ 116,668.78	\$ -	\$ -	\$ 149,668.78
18	\$ 110,835.34	\$ -	\$ -	\$ 143,835.34
19	\$ 105,293.57	\$ -	\$ -	\$ 138,293.57
20	\$ 100,028.89	\$ -	\$ -	\$ 133,028.89
21	\$ 95,027.45	\$ -	\$ -	\$ 128,027.45
22	\$ 90,276.08	\$ -	\$ -	\$ 123,276.08
23	\$ 85,762.27	\$ -	\$ -	\$ 118,762.27
24	\$ 81,474.16	\$ 214,748.00	\$ 14,100.00	\$ 343,322.16
SUMA	\$ 3,753,590.99	\$ 429,496.00	\$ 28,200.00	\$ 5,003,286.99

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

PCP

Tabla 67 Egresos totales del pozo MAN-001 con PCP**Consumo de combustible es de (21,000 USD/mes o 504,000 USD/24 meses) los cuales en la tabla ya están sumados junto a los otros egresos.

EGRESOS PCP	Lifting Cost + Calidad y Transporte(USD/Bbl)	Mantenimiento PCP	Perdidas por fallas PCP	Egresos TOTALES
USD/unidad	\$ 18.80	\$ 154,840.00	\$ 4,500.00	
Frecuencia anual.		0.77	0.77	
MES	USD	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 84,600.00	\$ -	\$ -	\$ 105,600.00
2	\$ 84,177.00	\$ -	\$ -	\$ 105,177.00
3	\$ 83,756.12	\$ -	\$ -	\$ 104,756.12
4	\$ 83,337.33	\$ -	\$ -	\$ 104,337.33
5	\$ 82,920.65	\$ -	\$ -	\$ 103,920.65
6	\$ 82,506.04	\$ -	\$ -	\$ 103,506.04
7	\$ 82,093.51	\$ -	\$ -	\$ 103,093.51
8	\$ 81,683.05	\$ -	\$ -	\$ 102,683.05
9	\$ 81,274.63	\$ -	\$ -	\$ 102,274.63
10	\$ 80,868.26	\$ 154,840.00	\$ 4,500.00	\$ 261,208.26
11	\$ 80,463.92	\$ -	\$ -	\$ 101,463.92
12	\$ 80,061.60	\$ -	\$ -	\$ 101,061.60
13	\$ 79,661.29	\$ -	\$ -	\$ 100,661.29
14	\$ 79,262.98	\$ -	\$ -	\$ 100,262.98
15	\$ 78,866.67	\$ -	\$ -	\$ 99,866.67
16	\$ 78,472.33	\$ -	\$ -	\$ 99,472.33
17	\$ 78,079.97	\$ -	\$ -	\$ 99,079.97
18	\$ 77,689.57	\$ -	\$ -	\$ 98,689.57
19	\$ 77,301.13	\$ -	\$ -	\$ 98,301.13
20	\$ 76,914.62	\$ 154,840.00	\$ 4,500.00	\$ 257,254.62
21	\$ 76,530.05	\$ -	\$ -	\$ 97,530.05
22	\$ 76,147.40	\$ -	\$ -	\$ 97,147.40
23	\$ 75,766.66	\$ -	\$ -	\$ 96,766.66
24	\$ 75,387.83	\$ -	\$ -	\$ 96,387.83
SUMA	\$ 1,917,822.60	\$ 309,680.00	\$ 9,000.00	\$ 2,740,502.60

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

ESPCP

Tabla 68 Egresos totales del pozo MAN-001 con ESPCP*

*Consumo de combustible es de (27,000 USD/mes o 648,000 USD/24 meses) los cuales en la tabla ya están sumados junto a los otros egresos.

EGRESOS ESPCP	Lifting Cost + Calidad y Transporte(USD/Bbl)	Mantenimiento ESPCP	Perdidas por fallas ESPCP	Egresos TOTALES
USD/unidad	\$ 18.80	\$ 176,719.00	\$ 7,350.00	
Frecuencia anual.		0.70	0.70	
MES	USD	USD	USD	
0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
1	\$ 138,180.00	\$ -	\$ -	\$ 165,180.00
2	\$ 131,271.00	\$ -	\$ -	\$ 158,271.00
3	\$ 124,707.45	\$ -	\$ -	\$ 151,707.45
4	\$ 118,472.08	\$ -	\$ -	\$ 145,472.08
5	\$ 112,548.47	\$ -	\$ -	\$ 139,548.47
6	\$ 106,921.05	\$ -	\$ -	\$ 133,921.05
7	\$ 101,575.00	\$ -	\$ -	\$ 128,575.00
8	\$ 96,496.25	\$ -	\$ -	\$ 123,496.25
9	\$ 91,671.44	\$ 176,719.00	\$ 7,350.00	\$ 302,740.44
10	\$ 87,087.86	\$ -	\$ -	\$ 114,087.86
11	\$ 82,733.47	\$ -	\$ -	\$ 109,733.47
12	\$ 78,596.80	\$ -	\$ -	\$ 105,596.80
13	\$ 74,666.96	\$ -	\$ -	\$ 101,666.96
14	\$ 70,933.61	\$ -	\$ -	\$ 97,933.61
15	\$ 67,386.93	\$ -	\$ -	\$ 94,386.93
16	\$ 64,017.58	\$ -	\$ -	\$ 91,017.58
17	\$ 60,816.70	\$ -	\$ -	\$ 87,816.70
18	\$ 57,775.87	\$ 176,719.00	\$ 7,350.00	\$ 268,844.87
19	\$ 54,887.07	\$ -	\$ -	\$ 81,887.07
20	\$ 52,142.72	\$ -	\$ -	\$ 79,142.72
21	\$ 49,535.58	\$ -	\$ -	\$ 76,535.58
22	\$ 47,058.81	\$ -	\$ -	\$ 74,058.81
23	\$ 44,705.87	\$ -	\$ -	\$ 71,705.87
24	\$ 42,470.57	\$ -	\$ -	\$ 69,470.57
SUMA	\$ 1,956,659.13	\$ 353,438.00	\$ 14,700.00	\$ 2,972,797.13

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

4.2.3. Flujo de caja neto y acumulado.

Una vez se tienen los ingresos y los egresos de los pozos para cada ALS se deben restar los egresos a los ingresos que ya tienen descontadas las regalías. Luego se debe descontar el impuesto de renta sobre la utilidad y la inversión realizada para la implementación del nuevo ALS. La depreciación es un aspecto que no se tiene en cuenta, ya que al momento del cambio del sistema, ninguno de los equipos se vende. En el mejor de los casos, se guardan en las bodegas de Ecopetrol para una posterior instalación en otros pozos de la zona, sin embargo esto pasa comúnmente con los equipos de superficie y no con los de fondo.

Las siguientes tablas corresponden a los flujos de caja neto y acumulado de cada pozo y cada ALS debidamente relacionado:

- **CENCELLÁ**

ESP

Tabla 69 Flujo de caja acumulado para pozo CEN-001 con ESP

MES	Utilidad antes del impuesto	Impuesto de renta (35% de utilidad)	Inversion ESP	Flujo de caja Neto	Flujo de caja sin Inversion	Flujo de caja ACUMULADO
			\$ 214,748.00			
	USD	USD	USD	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ 214,748.00	-\$ 214,748.00	\$ -	-\$ 214,748.00
1	\$ 240,000.00	\$ 84,000.00	\$ -	\$ 156,000.00	\$ 156,000.00	-\$ 58,748.00
2	\$ 226,350.00	\$ 79,222.50	\$ -	\$ 147,127.50	\$ 147,127.50	\$ 88,379.50
3	\$ 213,382.50	\$ 74,683.88	\$ -	\$ 138,698.63	\$ 138,698.63	\$ 227,078.13
4	\$ 201,063.38	\$ 70,372.18	\$ -	\$ 130,691.19	\$ 130,691.19	\$ 357,769.32
5	\$ 189,360.21	\$ 66,276.07	\$ -	\$ 123,084.13	\$ 123,084.13	\$ 480,853.45
6	\$ 178,242.20	\$ 62,384.77	\$ -	\$ 115,857.43	\$ 115,857.43	\$ 596,710.88
7	\$ 167,680.09	\$ 58,688.03	\$ -	\$ 108,992.06	\$ 108,992.06	\$ 705,702.94
8	\$ 157,646.08	\$ 55,176.13	\$ -	\$ 102,469.95	\$ 102,469.95	\$ 808,172.89
9	\$ 148,113.78	\$ 51,839.82	\$ -	\$ 96,273.96	\$ 96,273.96	\$ 904,446.84
10	\$ 139,058.09	\$ 48,670.33	\$ -	\$ 90,387.76	\$ 90,387.76	\$ 994,834.60
11	\$ 130,455.18	\$ 45,659.31	\$ -	\$ 84,795.87	\$ 84,795.87	\$ 1,079,630.47
12	-\$ 99,965.57	-\$ 34,987.95	\$ -	-\$ 64,977.62	-\$ 64,977.62	\$ 1,014,652.85
13	\$ 114,518.30	\$ 40,081.41	\$ -	\$ 74,436.90	\$ 74,436.90	\$ 1,089,089.75
14	\$ 107,142.39	\$ 37,499.84	\$ -	\$ 69,642.55	\$ 69,642.55	\$ 1,158,732.30
15	\$ 100,135.27	\$ 35,047.34	\$ -	\$ 65,087.93	\$ 65,087.93	\$ 1,223,820.22
16	\$ 93,478.51	\$ 32,717.48	\$ -	\$ 60,761.03	\$ 60,761.03	\$ 1,284,581.25
17	\$ 87,154.58	\$ 30,504.10	\$ -	\$ 56,650.48	\$ 56,650.48	\$ 1,341,231.73
18	\$ 81,146.85	\$ 28,401.40	\$ -	\$ 52,745.45	\$ 52,745.45	\$ 1,393,977.18
19	\$ 75,439.51	\$ 26,403.83	\$ -	\$ 49,035.68	\$ 49,035.68	\$ 1,443,012.86
20	\$ 70,017.53	\$ 24,506.14	\$ -	\$ 45,511.40	\$ 45,511.40	\$ 1,488,524.26
21	\$ 64,866.66	\$ 22,703.33	\$ -	\$ 42,163.33	\$ 42,163.33	\$ 1,530,687.59
22	\$ 59,973.32	\$ 20,990.66	\$ -	\$ 38,982.66	\$ 38,982.66	\$ 1,569,670.25
23	\$ 55,324.66	\$ 19,363.63	\$ -	\$ 35,961.03	\$ 35,961.03	\$ 1,605,631.28
24	-\$ 171,339.58	-\$ 59,968.85	\$ -	-\$ 111,370.72	-\$ 111,370.72	\$ 1,494,260.55
SUMA	\$ 2,629,243.93	\$ 920,235.37	\$ 214,748.00	\$ 1,494,260.55	\$ 1,709,008.55	

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

Tabla 70 Flujo de caja acumulado para pozo CEN-001 con PCP

MES	Utilidad antes del impuesto	Impuesto de renta (35% de utilidad)	Mantenimiento PCP una vez falle	Flujo de caja Neto	Flujo de caja sin Inversion	Flujo de caja ACUMULADO
			\$ 154,840.00			
			USD			
USD	USD	USD	USD	USD	USD	
0	\$ -	\$ -	\$ 154,840.00	-\$ 154,840.00	\$ -	-\$ 154,840.00
1	\$ 93,660.00	\$ 32,781.00	\$ -	\$ 60,879.00	\$ 60,879.00	-\$ 93,961.00
2	\$ 93,086.70	\$ 32,580.35	\$ -	\$ 60,506.36	\$ 60,506.36	-\$ 33,454.65
3	\$ 92,516.27	\$ 32,380.69	\$ -	\$ 60,135.57	\$ 60,135.57	\$ 26,680.93
4	\$ 91,948.69	\$ 32,182.04	\$ -	\$ 59,766.65	\$ 59,766.65	\$ 86,447.57
5	\$ 91,383.94	\$ 31,984.38	\$ -	\$ 59,399.56	\$ 59,399.56	\$ 145,847.14
6	\$ 90,822.02	\$ 31,787.71	\$ -	\$ 59,034.31	\$ 59,034.31	\$ 204,881.45
7	\$ 90,262.91	\$ 31,592.02	\$ -	\$ 58,670.89	\$ 58,670.89	\$ 263,552.34
8	\$ 89,706.60	\$ 31,397.31	\$ -	\$ 58,309.29	\$ 58,309.29	\$ 321,861.63
9	\$ 89,153.06	\$ 31,203.57	\$ -	\$ 57,949.49	\$ 57,949.49	\$ 379,811.12
10	-\$ 69,387.70	-\$ 24,285.70	\$ -	-\$ 45,102.01	-\$ 45,102.01	\$ 334,709.12
11	\$ 88,054.29	\$ 30,819.00	\$ -	\$ 57,235.29	\$ 57,235.29	\$ 391,944.40
12	\$ 87,509.02	\$ 30,628.16	\$ -	\$ 56,880.86	\$ 56,880.86	\$ 448,825.26
13	\$ 86,966.47	\$ 30,438.26	\$ -	\$ 56,528.21	\$ 56,528.21	\$ 505,353.47
14	\$ 86,426.64	\$ 30,249.32	\$ -	\$ 56,177.32	\$ 56,177.32	\$ 561,530.79
15	\$ 85,889.51	\$ 30,061.33	\$ -	\$ 55,828.18	\$ 55,828.18	\$ 617,358.96
16	\$ 85,355.06	\$ 29,874.27	\$ -	\$ 55,480.79	\$ 55,480.79	\$ 672,839.75
17	\$ 84,823.28	\$ 29,688.15	\$ -	\$ 55,135.13	\$ 55,135.13	\$ 727,974.89
18	\$ 84,294.17	\$ 29,502.96	\$ -	\$ 54,791.21	\$ 54,791.21	\$ 782,766.09
19	\$ 83,767.70	\$ 29,318.69	\$ -	\$ 54,449.00	\$ 54,449.00	\$ 837,215.10
20	-\$ 74,746.14	-\$ 26,161.15	\$ -	-\$ 48,584.99	-\$ 48,584.99	\$ 788,630.10
21	\$ 82,722.64	\$ 28,952.92	\$ -	\$ 53,769.71	\$ 53,769.71	\$ 842,399.82
22	\$ 82,204.02	\$ 28,771.41	\$ -	\$ 53,432.62	\$ 53,432.62	\$ 895,832.43
23	\$ 81,688.00	\$ 28,590.80	\$ -	\$ 53,097.20	\$ 53,097.20	\$ 948,929.64
24	\$ 81,174.56	\$ 28,411.10	\$ -	\$ 52,763.47	\$ 52,763.47	\$ 1,001,693.10
SUMA	\$ 1,779,281.70	\$ 622,748.59	\$ 154,840.00	\$ 1,001,693.10	\$ 1,156,533.10	

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

ESPCP

Tabla 71 Flujo de caja acumulado para pozo CEN-001 con ESPCP

MES	Utilidad antes del impuesto	Impuesto de renta (35% de utilidad)	Inversion ESPCP	Flujo de caja Neto	Flujo de caja sin Inversion	Flujo de caja ACUMULADO
			\$ 176,719.00			
			USD			
USD	USD	USD	USD	USD	USD	
0	\$ -	\$ -	\$ 176,719.00	-\$ 176,719.00	\$ -	-\$ 176,719.00
1	\$ 125,880.00	\$ 44,058.00	\$ -	\$ 81,822.00	\$ 81,822.00	-\$ 94,897.00
2	\$ 118,236.00	\$ 41,382.60	\$ -	\$ 76,853.40	\$ 76,853.40	-\$ 18,043.60
3	\$ 110,974.20	\$ 38,840.97	\$ -	\$ 72,133.23	\$ 72,133.23	\$ 54,089.63
4	\$ 104,075.49	\$ 36,426.42	\$ -	\$ 67,649.07	\$ 67,649.07	\$ 121,738.70
5	\$ 97,521.72	\$ 34,132.60	\$ -	\$ 63,389.12	\$ 63,389.12	\$ 185,127.81
6	\$ 91,295.63	\$ 31,953.47	\$ -	\$ 59,342.16	\$ 59,342.16	\$ 244,469.97
7	\$ 85,380.85	\$ 29,883.30	\$ -	\$ 55,497.55	\$ 55,497.55	\$ 299,967.52
8	\$ 79,761.81	\$ 27,916.63	\$ -	\$ 51,845.17	\$ 51,845.17	\$ 351,812.70
9	-\$ 106,495.28	-\$ 37,273.35	\$ -	-\$ 69,221.93	-\$ 69,221.93	\$ 282,590.76
10	\$ 69,352.53	\$ 24,273.39	\$ -	\$ 45,079.14	\$ 45,079.14	\$ 327,669.91
11	\$ 64,534.90	\$ 22,587.22	\$ -	\$ 41,947.69	\$ 41,947.69	\$ 369,617.59
12	\$ 59,958.16	\$ 20,985.36	\$ -	\$ 38,972.80	\$ 38,972.80	\$ 408,590.40
13	\$ 55,610.25	\$ 19,463.59	\$ -	\$ 36,146.66	\$ 36,146.66	\$ 444,737.06
14	\$ 51,479.74	\$ 18,017.91	\$ -	\$ 33,461.83	\$ 33,461.83	\$ 478,198.89
15	\$ 47,555.75	\$ 16,644.51	\$ -	\$ 30,911.24	\$ 30,911.24	\$ 509,110.13
16	\$ 43,827.96	\$ 15,339.79	\$ -	\$ 28,488.18	\$ 28,488.18	\$ 537,598.30
17	\$ 40,286.57	\$ 14,100.30	\$ -	\$ 26,186.27	\$ 26,186.27	\$ 563,784.57
18	-\$ 143,996.76	-\$ 50,398.87	\$ -	-\$ 93,597.90	-\$ 93,597.90	\$ 470,186.67
19	\$ 33,726.13	\$ 11,804.14	\$ -	\$ 21,921.98	\$ 21,921.98	\$ 492,108.66
20	\$ 30,689.82	\$ 10,741.44	\$ -	\$ 19,948.38	\$ 19,948.38	\$ 512,057.04
21	\$ 27,805.33	\$ 9,731.86	\$ -	\$ 18,073.46	\$ 18,073.46	\$ 530,130.50
22	\$ 25,065.06	\$ 8,772.77	\$ -	\$ 16,292.29	\$ 16,292.29	\$ 546,422.79
23	\$ 22,461.81	\$ 7,861.63	\$ -	\$ 14,600.18	\$ 14,600.18	\$ 561,022.97
24	\$ 19,988.72	\$ 6,996.05	\$ -	\$ 12,992.67	\$ 12,992.67	\$ 574,015.63
SUMA	\$ 1,154,976.36	\$ 404,241.73	\$ 176,719.00	\$ 574,015.63	\$ 750,734.63	

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol S.A

- **MANSOYA-001**

ESP

Tabla 72 Flujo de caja acumulado para pozo MAN-001 con ESP

MES	Utilidad antes del impuesto	Impuesto de renta (35% de utilidad)	Inversion ESP	Flujo de caja Neto	Flujo de caja sin Inversion	Flujo de caja ACUMULADO
			\$ 214,748.00			
	USD	USD	USD	USD	USD	USD
0	\$ -	\$ -	\$ 214,748.00	-\$ 214,748.00	\$ -	-\$ 214,748.00
1	\$ 480,240.00	\$ 168,084.00	\$ -	\$ 312,156.00	\$ 312,156.00	\$ 97,408.00
2	\$ 454,578.00	\$ 159,102.30	\$ -	\$ 295,475.70	\$ 295,475.70	\$ 392,883.70
3	\$ 430,199.10	\$ 150,569.69	\$ -	\$ 279,629.42	\$ 279,629.42	\$ 672,513.12
4	\$ 407,039.15	\$ 142,463.70	\$ -	\$ 264,575.44	\$ 264,575.44	\$ 937,088.56
5	\$ 385,037.19	\$ 134,763.02	\$ -	\$ 250,274.17	\$ 250,274.17	\$ 1,187,362.73
6	\$ 364,135.33	\$ 127,447.36	\$ -	\$ 236,687.96	\$ 236,687.96	\$ 1,424,050.69
7	\$ 344,278.56	\$ 120,497.50	\$ -	\$ 223,781.07	\$ 223,781.07	\$ 1,647,831.76
8	\$ 325,414.63	\$ 113,895.12	\$ -	\$ 211,519.51	\$ 211,519.51	\$ 1,859,351.27
9	\$ 307,493.90	\$ 107,622.87	\$ -	\$ 199,871.04	\$ 199,871.04	\$ 2,059,222.31
10	\$ 290,469.21	\$ 101,664.22	\$ -	\$ 188,804.98	\$ 188,804.98	\$ 2,248,027.29
11	\$ 274,295.75	\$ 96,003.51	\$ -	\$ 178,292.24	\$ 178,292.24	\$ 2,426,319.53
12	\$ 30,082.96	\$ 10,529.04	\$ -	\$ 19,553.92	\$ 19,553.92	\$ 2,445,873.45
13	\$ 244,334.41	\$ 85,517.04	\$ -	\$ 158,817.37	\$ 158,817.37	\$ 2,604,690.82
14	\$ 230,467.69	\$ 80,663.69	\$ -	\$ 149,804.00	\$ 149,804.00	\$ 2,754,494.82
15	\$ 217,294.31	\$ 76,053.01	\$ -	\$ 141,241.30	\$ 141,241.30	\$ 2,895,736.12
16	\$ 204,779.59	\$ 71,672.86	\$ -	\$ 133,106.73	\$ 133,106.73	\$ 3,028,842.85
17	\$ 192,890.61	\$ 67,511.71	\$ -	\$ 125,378.90	\$ 125,378.90	\$ 3,154,221.75
18	\$ 181,596.08	\$ 63,558.63	\$ -	\$ 118,037.45	\$ 118,037.45	\$ 3,272,259.20
19	\$ 170,866.28	\$ 59,803.20	\$ -	\$ 111,063.08	\$ 111,063.08	\$ 3,383,322.28
20	\$ 160,672.96	\$ 56,235.54	\$ -	\$ 104,437.43	\$ 104,437.43	\$ 3,487,759.71
21	\$ 150,989.31	\$ 52,846.26	\$ -	\$ 98,143.05	\$ 98,143.05	\$ 3,585,902.76
22	\$ 141,789.85	\$ 49,626.45	\$ -	\$ 92,163.40	\$ 92,163.40	\$ 3,678,066.16
23	\$ 133,050.36	\$ 46,567.62	\$ -	\$ 86,482.73	\$ 86,482.73	\$ 3,764,548.90
24	-\$ 104,100.16	-\$ 36,435.06	\$ -	-\$ 67,665.10	-\$ 67,665.10	\$ 3,696,883.79
SUMA	\$ 6,017,895.06	\$ 2,106,263.27	\$ 214,748.00	\$ 3,696,883.79	\$ 3,911,631.79	

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

Tabla 73 Flujo de caja acumulado para pozo MAN-001 con PCP.

MES	Utilidad antes del impuesto	Impuesto de renta (35% de utilidad)	Mantenimiento PCP una vez falle	Flujo de caja Neto	Flujo de caja sin Inversion	Flujo de caja ACUMULADO
			\$ 154,840.00			
			USD			
0	\$ -	\$ -	\$ 154,840.00	-\$ 154,840.00	\$ -	-\$ 154,840.00
1	\$ 142,800.00	\$ 49,980.00	\$ -	\$ 92,820.00	\$ 92,820.00	-\$ 62,020.00
2	\$ 141,981.00	\$ 49,693.35	\$ -	\$ 92,287.65	\$ 92,287.65	\$ 30,267.65
3	\$ 141,166.10	\$ 49,408.13	\$ -	\$ 91,757.96	\$ 91,757.96	\$ 122,025.61
4	\$ 140,355.26	\$ 49,124.34	\$ -	\$ 91,230.92	\$ 91,230.92	\$ 213,256.53
5	\$ 139,548.49	\$ 48,841.97	\$ -	\$ 90,706.52	\$ 90,706.52	\$ 303,963.05
6	\$ 138,745.75	\$ 48,561.01	\$ -	\$ 90,184.73	\$ 90,184.73	\$ 394,147.79
7	\$ 137,947.02	\$ 48,281.46	\$ -	\$ 89,665.56	\$ 89,665.56	\$ 483,813.35
8	\$ 137,152.28	\$ 48,003.30	\$ -	\$ 89,148.98	\$ 89,148.98	\$ 572,962.33
9	\$ 136,361.52	\$ 47,726.53	\$ -	\$ 88,634.99	\$ 88,634.99	\$ 661,597.32
10	-\$ 23,765.29	-\$ 8,317.85	\$ -	-\$ 15,447.44	-\$ 15,447.44	\$ 646,149.88
11	\$ 134,791.84	\$ 47,177.14	\$ -	\$ 87,614.70	\$ 87,614.70	\$ 733,764.58
12	\$ 134,012.88	\$ 46,904.51	\$ -	\$ 87,108.37	\$ 87,108.37	\$ 820,872.95
13	\$ 133,237.82	\$ 46,633.24	\$ -	\$ 86,604.58	\$ 86,604.58	\$ 907,477.53
14	\$ 132,466.63	\$ 46,363.32	\$ -	\$ 86,103.31	\$ 86,103.31	\$ 993,580.84
15	\$ 131,699.29	\$ 46,094.75	\$ -	\$ 85,604.54	\$ 85,604.54	\$ 1,079,185.38
16	\$ 130,935.80	\$ 45,827.53	\$ -	\$ 85,108.27	\$ 85,108.27	\$ 1,164,293.65
17	\$ 130,176.12	\$ 45,561.64	\$ -	\$ 84,614.48	\$ 84,614.48	\$ 1,248,908.12
18	\$ 129,420.24	\$ 45,297.08	\$ -	\$ 84,123.15	\$ 84,123.15	\$ 1,333,031.28
19	\$ 128,668.14	\$ 45,033.85	\$ -	\$ 83,634.29	\$ 83,634.29	\$ 1,416,665.57
20	-\$ 31,420.20	-\$ 10,997.07	\$ -	-\$ 20,423.13	-\$ 20,423.13	\$ 1,396,242.43
21	\$ 127,175.20	\$ 44,511.32	\$ -	\$ 82,663.88	\$ 82,663.88	\$ 1,478,906.31
22	\$ 126,434.32	\$ 44,252.01	\$ -	\$ 82,182.31	\$ 82,182.31	\$ 1,561,088.62
23	\$ 125,697.15	\$ 43,994.00	\$ -	\$ 81,703.15	\$ 81,703.15	\$ 1,642,791.77
24	\$ 124,963.66	\$ 43,737.28	\$ -	\$ 81,226.38	\$ 81,226.38	\$ 1,724,018.15
SUMA	\$ 2,890,551.00	\$ 1,011,692.85	\$ 154,840.00	\$ 1,724,018.15	\$ 1,878,858.15	

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

ESPCP

Tabla 74 Flujo de caja acumulado para pozo MAN-001 con ESPCP

MES	Utilidad antes del impuesto	Impuesto de renta (35% de utilidad)	Inversion ESPCP	Flujo de caja Neto	Flujo de caja sin Inversion	Flujo de caja ACUMULADO
			\$ 176,719.00			
			USD			
USD	USD	USD	USD	USD	USD	
0	\$ -	\$ -	\$ 176,719.00	-\$ 176,719.00	\$ -	-\$ 176,719.00
1	\$ 240,540.00	\$ 84,189.00	\$ -	\$ 156,351.00	\$ 156,351.00	-\$ 20,368.00
2	\$ 227,163.00	\$ 79,507.05	\$ -	\$ 147,655.95	\$ 147,655.95	\$ 127,287.95
3	\$ 214,454.85	\$ 75,059.20	\$ -	\$ 139,395.65	\$ 139,395.65	\$ 266,683.60
4	\$ 202,382.11	\$ 70,833.74	\$ -	\$ 131,548.37	\$ 131,548.37	\$ 398,231.97
5	\$ 190,913.00	\$ 66,819.55	\$ -	\$ 124,093.45	\$ 124,093.45	\$ 522,325.42
6	\$ 180,017.35	\$ 63,006.07	\$ -	\$ 117,011.28	\$ 117,011.28	\$ 639,336.70
7	\$ 169,666.48	\$ 59,383.27	\$ -	\$ 110,283.21	\$ 110,283.21	\$ 749,619.92
8	\$ 159,833.16	\$ 55,941.61	\$ -	\$ 103,891.55	\$ 103,891.55	\$ 853,511.47
9	-\$ 33,577.50	-\$ 11,752.12	\$ -	-\$ 21,825.37	-\$ 21,825.37	\$ 831,686.10
10	\$ 141,616.93	\$ 49,565.92	\$ -	\$ 92,051.00	\$ 92,051.00	\$ 923,737.10
11	\$ 133,186.08	\$ 46,615.13	\$ -	\$ 86,570.95	\$ 86,570.95	\$ 1,010,308.05
12	\$ 125,176.78	\$ 43,811.87	\$ -	\$ 81,364.90	\$ 81,364.90	\$ 1,091,672.96
13	\$ 117,567.94	\$ 41,148.78	\$ -	\$ 76,419.16	\$ 76,419.16	\$ 1,168,092.12
14	\$ 110,339.54	\$ 38,618.84	\$ -	\$ 71,720.70	\$ 71,720.70	\$ 1,239,812.82
15	\$ 103,472.56	\$ 36,215.40	\$ -	\$ 67,257.17	\$ 67,257.17	\$ 1,307,069.99
16	\$ 96,948.94	\$ 33,932.13	\$ -	\$ 63,016.81	\$ 63,016.81	\$ 1,370,086.79
17	\$ 90,751.49	\$ 31,763.02	\$ -	\$ 58,988.47	\$ 58,988.47	\$ 1,429,075.26
18	-\$ 99,205.09	-\$ 34,721.78	\$ -	-\$ 64,483.31	-\$ 64,483.31	\$ 1,364,591.96
19	\$ 79,270.72	\$ 27,744.75	\$ -	\$ 51,525.97	\$ 51,525.97	\$ 1,416,117.92
20	\$ 73,957.18	\$ 25,885.01	\$ -	\$ 48,072.17	\$ 48,072.17	\$ 1,464,190.09
21	\$ 68,909.32	\$ 24,118.26	\$ -	\$ 44,791.06	\$ 44,791.06	\$ 1,508,981.15
22	\$ 64,113.86	\$ 22,439.85	\$ -	\$ 41,674.01	\$ 41,674.01	\$ 1,550,655.16
23	\$ 59,558.16	\$ 20,845.36	\$ -	\$ 38,712.81	\$ 38,712.81	\$ 1,589,367.97
24	\$ 55,230.26	\$ 19,330.59	\$ -	\$ 35,899.67	\$ 35,899.67	\$ 1,625,267.63
SUMA	\$ 2,772,287.13	\$ 970,300.49	\$ 176,719.00	\$ 1,625,267.63	\$ 1,801,986.63	

Fuente: Autores con base en información de Ecopetrol.

4.2.4. VPN, TIR, R B/C y periodo de repago.

Teniendo los flujos de caja de cada sistema para cada pozo, se procede a realizar el análisis del sistema. Como es bien sabido las inversiones grandes a largo plazo se deben corregir de acuerdo a la tasa de descuento anual a la que determinado país está sometido, con esto se estima el valor presente neto (VPN) para tener en cuenta los diferentes factores que pueden afectar la economía de un país y por lo tanto proyectos de inversión de grandes capitales.

La mayoría de las personas maneja que el dinero que tienen en mano hoy tiene mayor valor que el dinero que van a recibir en algún punto en el futuro. Esto se debe a que se puede usar el dinero hoy para realizar inversiones o simplemente tenerlo en el banco y ganar intereses. Adicional a esto, el dinero en el futuro tiende a tener menos valor por el factor de la inflación que reduce el poder adquisitivo para los próximos años. Todo esto es lo que se conoce como el principio del valor del dinero en el tiempo. Pero entonces queda la duda ¿cómo efectivamente se puede comparar el dinero de hoy con el dinero del futuro? Aquí es donde la técnica del VPN entra en juego. El VPN es el valor equivalente al día de hoy de los flujos de caja de los años futuros, que al ser exigidos a una tasa de descuento o rendimiento mínimo requerido, se pueden comparar con el valor de una inversión inicial realizada en el presente. (La prensa 2017).

La tasa interna de rentabilidad, o TIR, es la tasa de interés o rentabilidad que genera un proyecto. Y se encarga de medir la rentabilidad de una inversión. Esto quiere decir, el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá ésta, para los montos que no hayan sido retirados del proyecto. Y funciona como una herramienta complementaria del VPN.

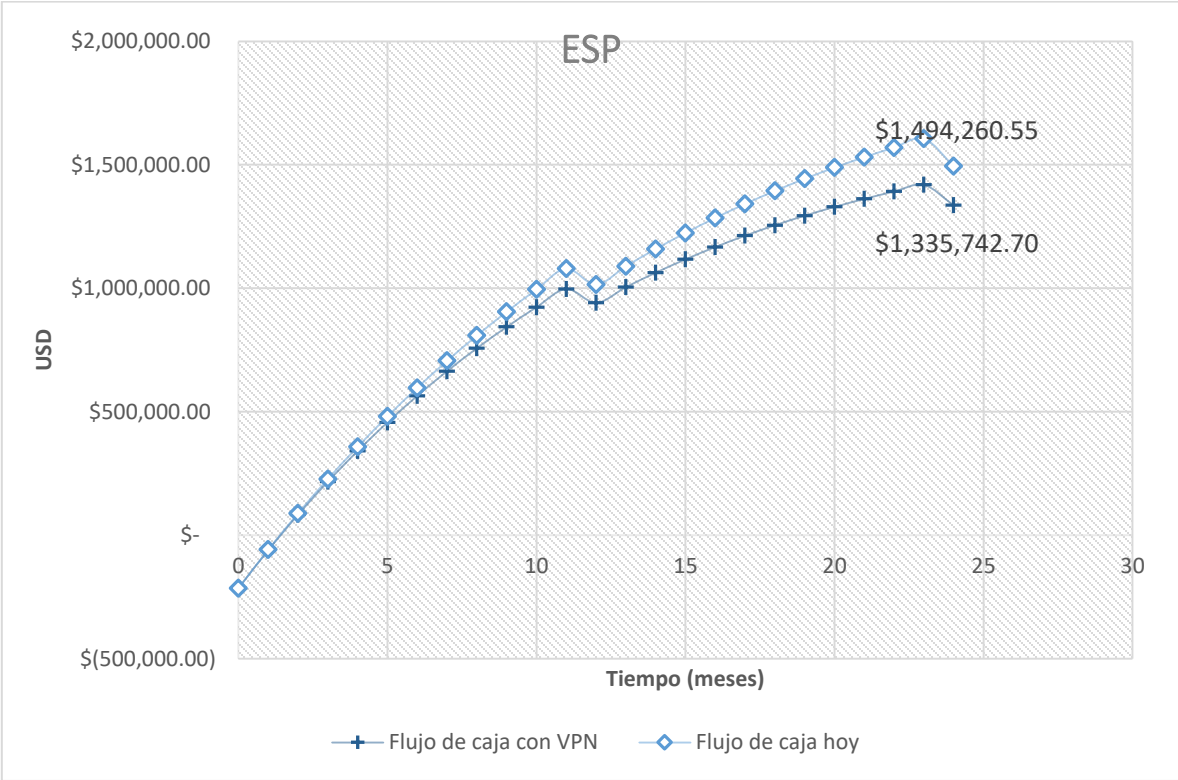
Es importante aclarar que en muchos casos las decisiones que se toman basándose en el VPN no son congruentes con las que se toman basándose en la TIR, ya que los flujos de dinero son irregulares, y resulta necesario garantizar mediante diferentes mecanismos que el VPN es correcto, para así corroborarlo a través de la TIR. (Rankia 2017). De esta manera se evaluó mes a mes durante dos años para concluir si el proyecto era rentable frente a las otras opciones de inversión. La relación beneficio vs costo, es la relación entre el valor presente (VP) de todos los ingresos del proyecto sobre el VP de todos los egresos del proyecto, para determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se invierte en el proyecto. (Contabilidad y

finanzas sf.) Y el periodo de repago es lo que dura el proyecto en pagar la inversión inicial y empezar a generar utilidades netas.

- **CENCELLÁ**

ESP

Gráfico 7 Flujo de caja con VPN y Flujo de caja sin VPN para el pozo CEN-001 con ESP*
 *Tasa de descuento anual 16%

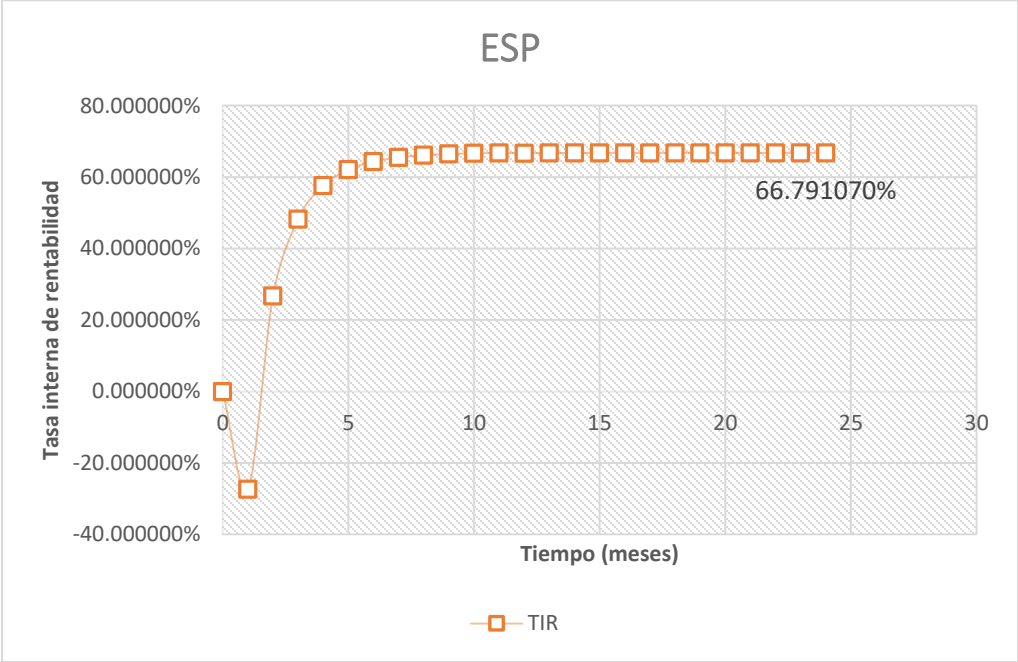


Fuente: Autores

Como se explicó en el apartado 1.4.1 (VPN) el dinero pierde valor con el tiempo, lo anterior se evidencia en el anterior gráfico en la curva *Flujo de caja con VPN*, la cual tiene en cuenta el valor que ha perdido el dinero mes a mes durante 24 meses. La curva denominada como *Flujo de caja hoy* no tiene en cuenta la pérdida de valor que sufrió el dinero en todo este tiempo, por eso, representa valores más distorsionados de la realidad con forme pasa el tiempo. Este mismo gráfico puede proporcionar el tiempo o periodo de repago del ALS en cuestión, siendo este el valor del eje X (Tiempo), cuando el eje Y es 0 (CERO) con la curva de *Flujo de caja con VPN*.

El periodo de repago para el campo CEN-001 con ESP es de 1.42 meses de acuerdo a las consideraciones del estudio.

Gráfico 8 Tasa interna de rentabilidad para el pozo CEN-001 con ESP.

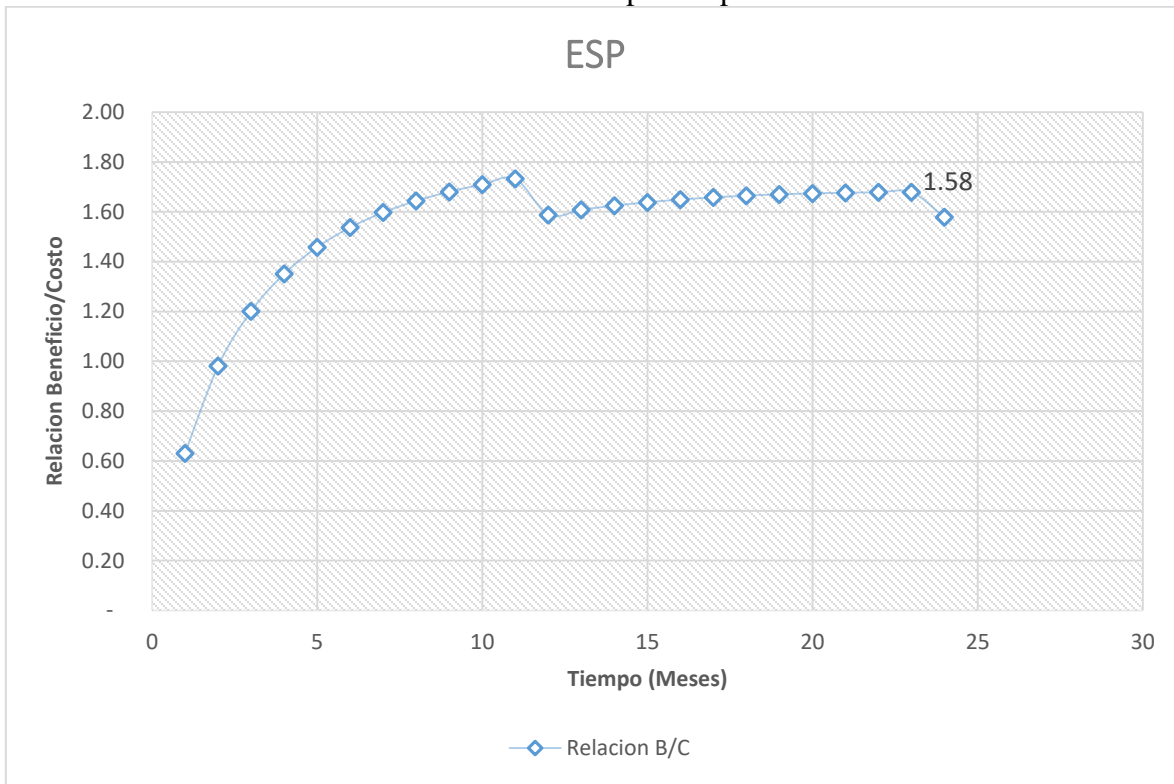


Fuente: Autores

La TIR se puede entender como el porcentaje de rentabilidad del proyecto. Este porcentaje representa, la tasa de interés máxima que puede pagar el inversionista en el caso que el proyecto lo ejecute con dineros provenientes de un crédito. Con esta tasa de interés, el VPN sería igual a cero, es decir, no tiene ganancias ni pérdidas en el caso que la tasa de interés sea igual a la TIR. En resumen, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Como se puede ver en el gráfico, la TIR tiende a estabilizarse después de un tiempo de ejecutado el proyecto, y se mantendrá así si las variables del proyecto no cambian considerablemente con el tiempo o surgen nuevas variables que deban ingresarse en el análisis financiero del proyecto.

Para el pozo CEN-001 con ESP la TIR es de 66.79 %.

Gráfico 9 Relación Beneficio/Costo para el pozo CEN-001 con ESP.



Fuente: Autores

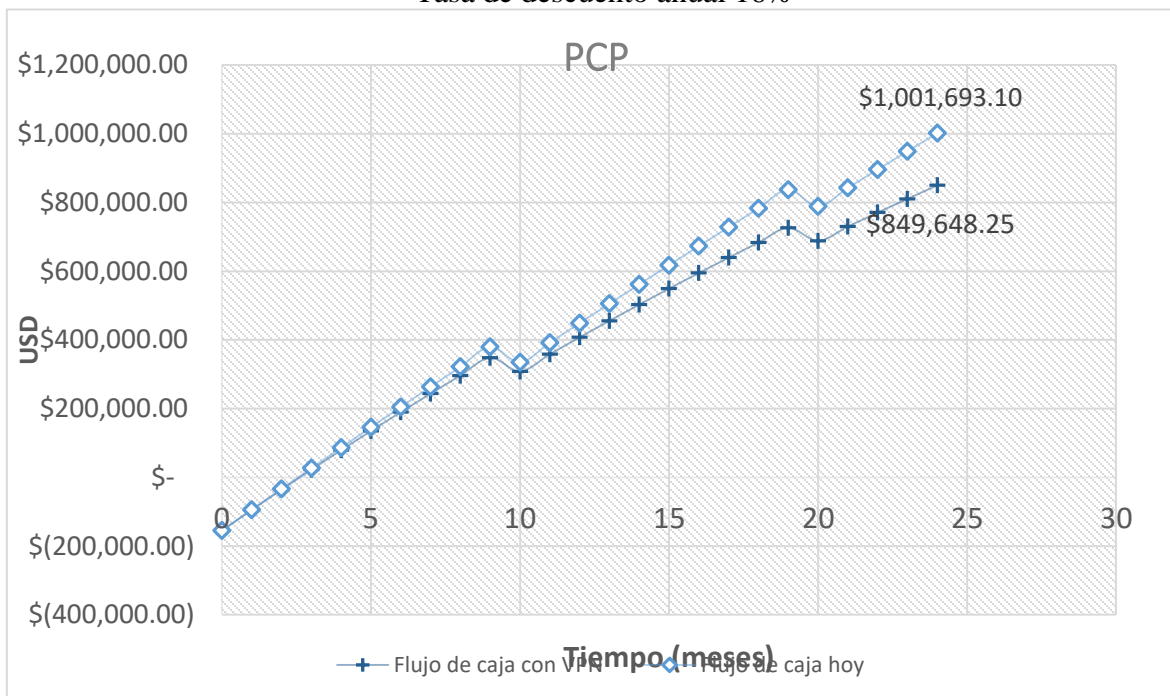
La relación Beneficio/Costo, es el vínculo que existe entre los ingresos y egresos sensibilizados con el factor de descuento del VP. En el gráfico anterior se observa un aumento del valor de esta relación hasta una estabilización de este con el transcurso del tiempo. Esto se debe a que mes a mes, se hace el análisis con los valores de ingresos y egresos acumulados hasta determinado tiempo (mes). Al hacerse cada vez mayores los ingresos a los egresos, en términos proporcionales, la relación aumenta y finalmente se estabiliza en cierto valor.

En el pozo CEN-001 con ESP, la relación Beneficio/Costo al término de los 24 meses es de 1.58.

PCP

Gráfico 10 Flujo de caja con VPN y Flujo de caja sin VPN para el pozo CEN-001 con PCP*

*Tasa de descuento anual 16%

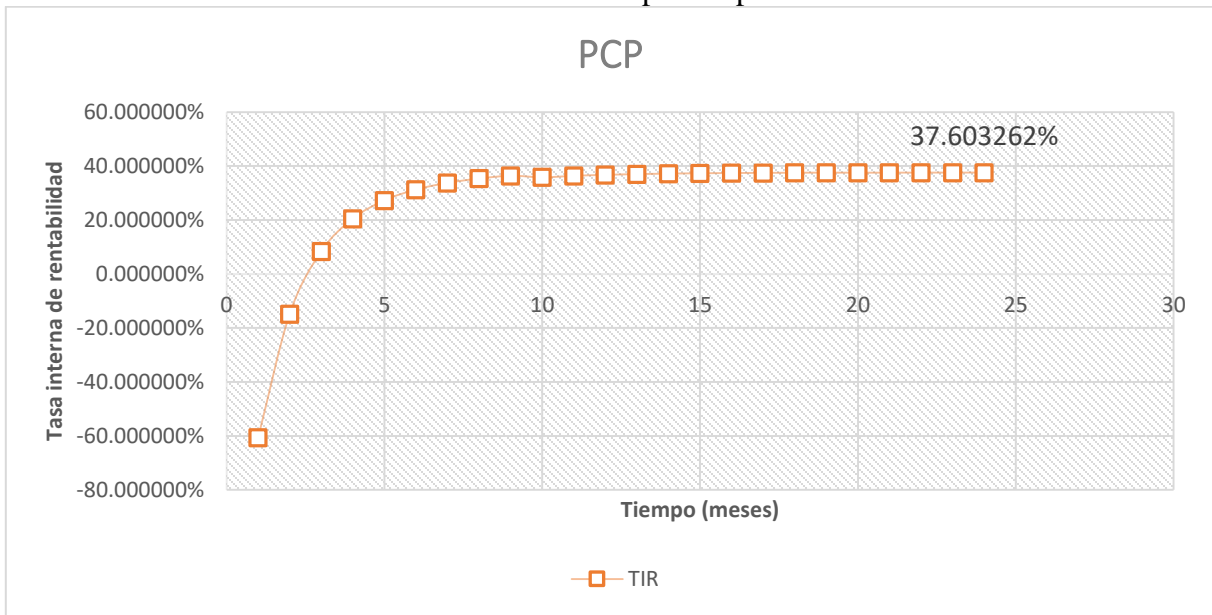


Fuente: Autores

Para este gráfico en particular, los valores (transcurridos 24 meses) de la curva de *Flujo de caja con VPN* y *Flujo de caja hoy*, son de USD \$849,638.25 y USD 1,001,683.10 respectivamente. Las dos curvas presentan una disminución en su pendiente muy leve, esto se debe a la declinación de la producción considerada para el PCP (0.5% mensual). Esta declinación fue considerada ya que este es el ALS que actualmente tiene el pozo, por esta razón las variaciones en producción no son tan altas como cuando se aumenta la producción por la implementación de un sistema nuevo.

El periodo de repago para el campo CEN-001 con PCP es de 2.62 meses de acuerdo a las consideraciones del estudio.

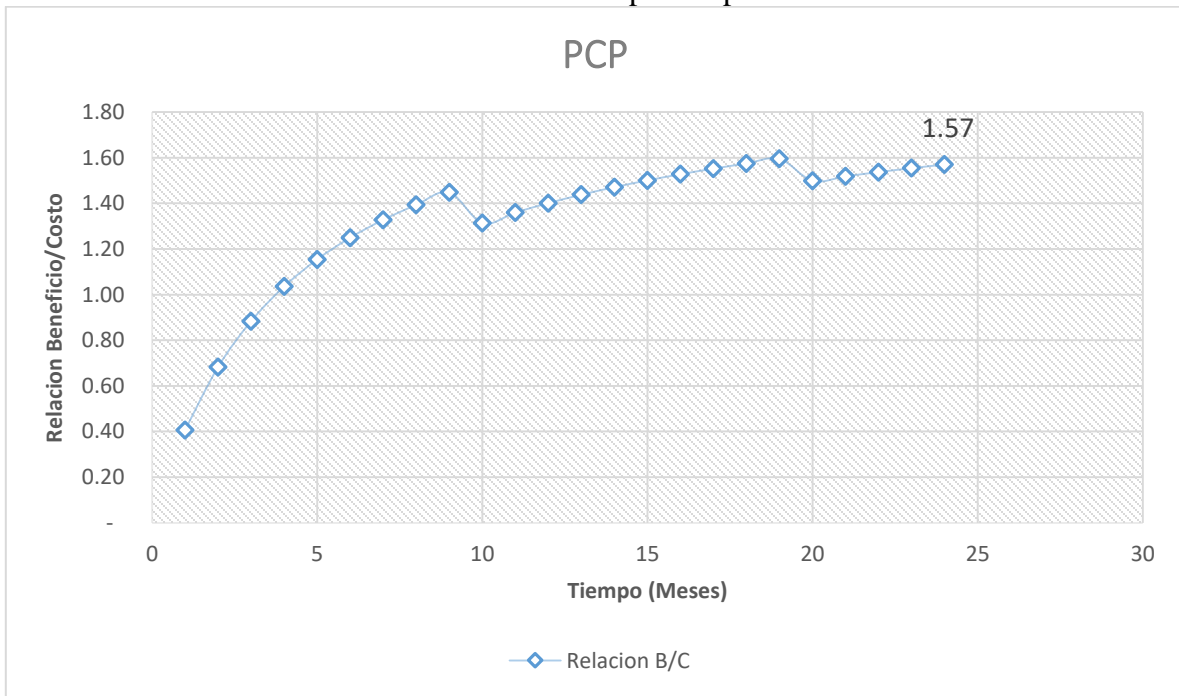
Gráfico 11 Tasa interna de rentabilidad para el pozo CEN-001 con PCP.



Fuente: Autores

Para el pozo CEN-001 con PCP la TIR es de 37.60 %.

Gráfico 12 Relación Beneficio/Costo para el pozo CEN-001 con PCP.



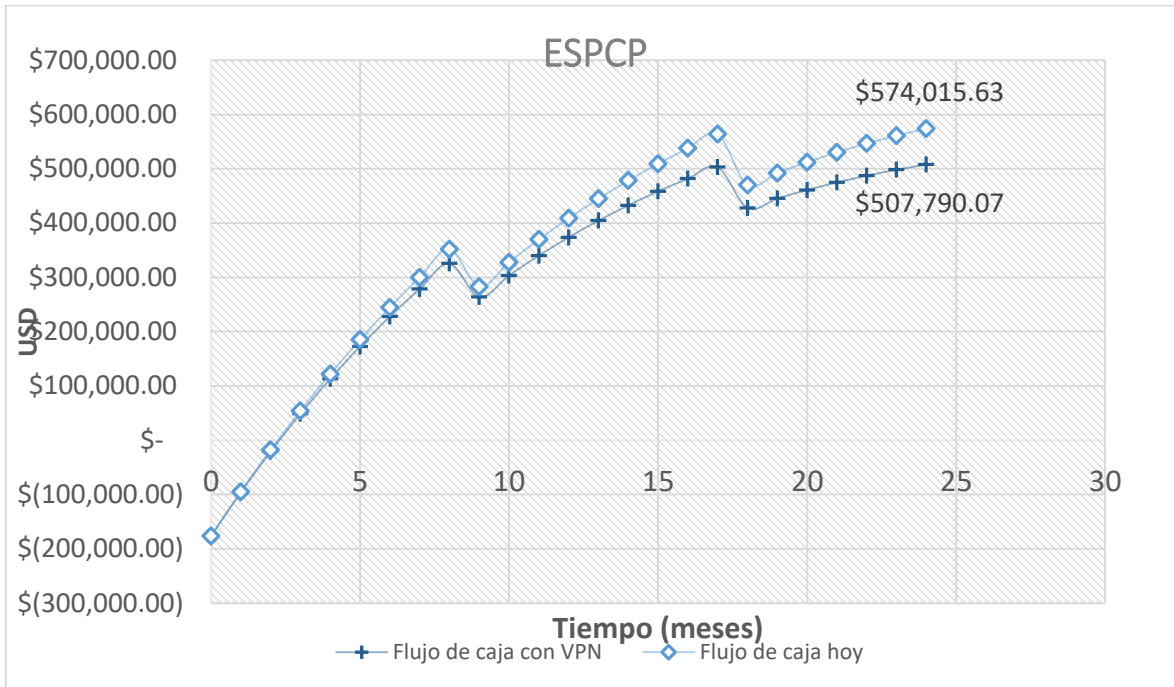
Fuente: Autores

En el pozo CEN-001 con PCP, la relación Beneficio/Costo finalmente es de 1.57.

ESPCP

Gráfico 13 Flujo de caja con VPN y Flujo de caja sin VPN para el pozo CEN-001 con ESPCP*

*Tasa de descuento anual 16%

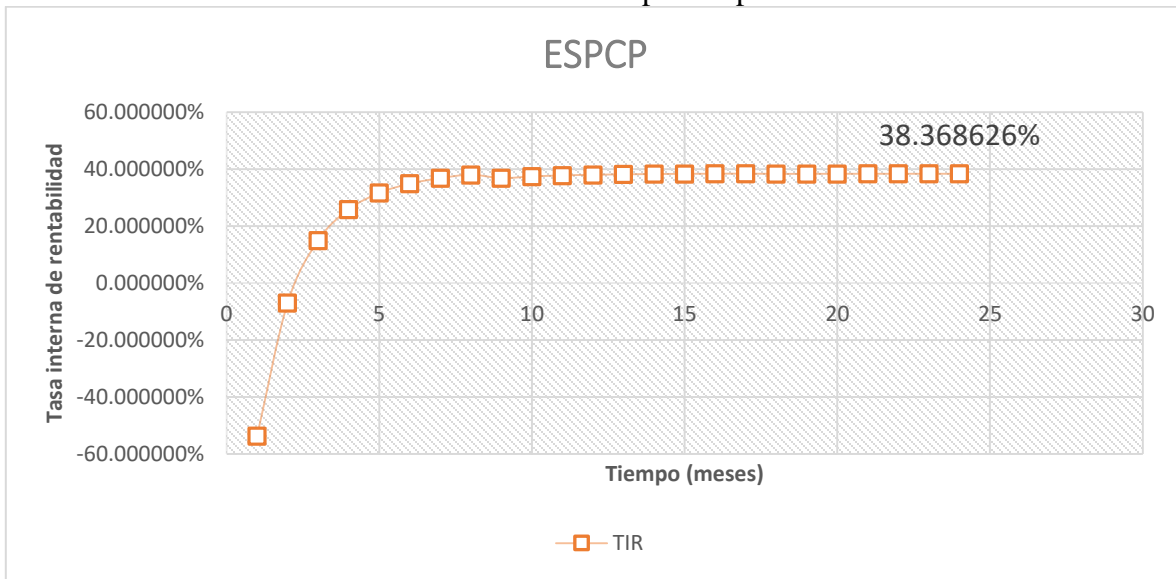


Fuente: Autores

Para este gráfico en particular, los valores (transcurridos 24 meses) de la curva de *Flujo de caja con VPN* y *Flujo de caja hoy*, son de USD \$507,790.07 y USD 574,015.63 respectivamente.

El periodo de repago para el campo CEN-001 con ESPCP es de 2.30 meses de acuerdo a las consideraciones del estudio.

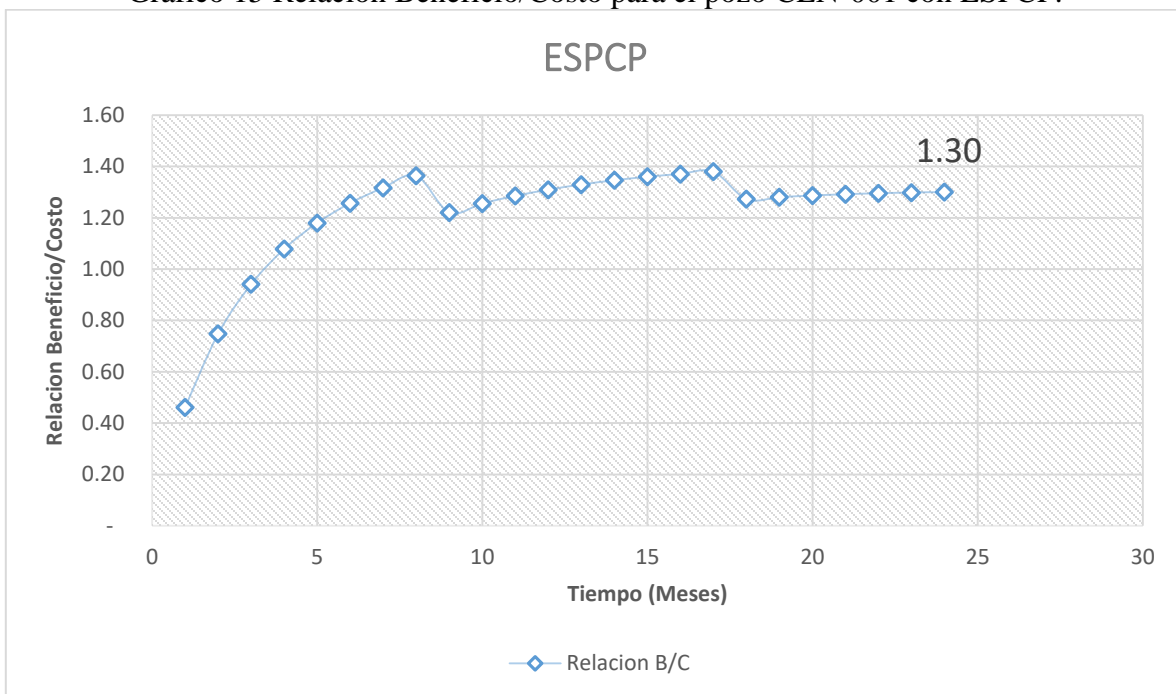
Gráfico 14 Tasa interna de rentabilidad para el pozo CEN-001 con PCP.



Fuente: Autores

Para el pozo CEN-001 con ESPCP la TIR es de 38.37 %.

Gráfico 15 Relación Beneficio/Costo para el pozo CEN-001 con ESPCP.



Fuente: Autores

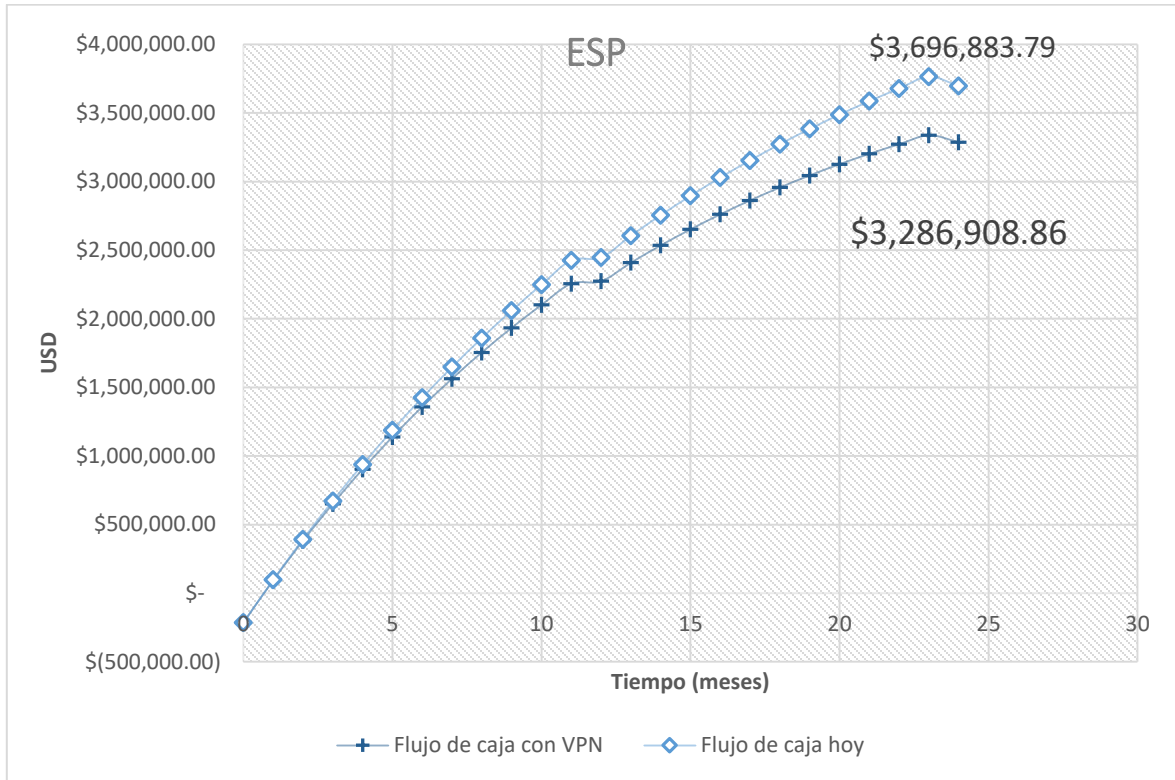
En el pozo CEN-001 con ESPCP, la relación Beneficio/Costo finalmente es de 1.30.

- **MANSOYA-001**

ESP

Gráfico 16 Flujo de caja con VPN y Flujo de caja sin VPN para el pozo MAN-001 con ESP*

*Tasa de descuento anual 16%

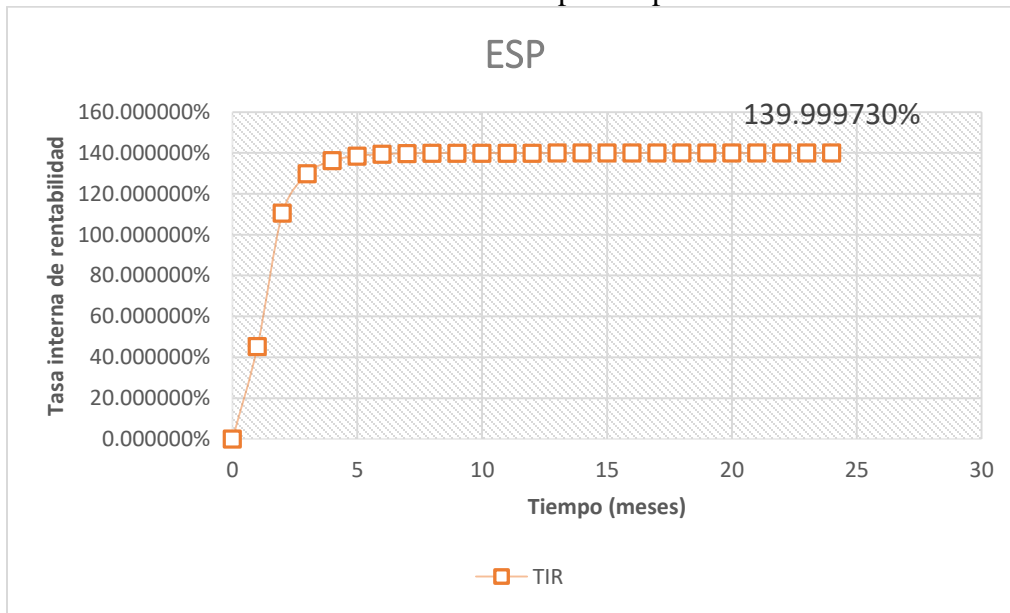


Fuente: Autores

Para este gráfico en particular, los valores (transcurridos 24 meses) de la curva de *Flujo de caja con VPN* y *Flujo de caja hoy*, son de USD 3,286,908.86 y USD 3,696,883.79 respectivamente. Las dos curvas presentan una disminución en su pendiente, esto se debe a la declinación de la producción considerada para el ESP (5% mensual) la cual afecta directamente a la curva de *Flujo de caja hoy* y esta a su vez, a la curva de *flujo de caja con VPN*. Los cambios abruptos de pendiente en las dos curvas se deben a egresos como el Mantenimiento y las pérdidas por fallas, los cuales son valores representativos para el flujo de caja.

El periodo de repago para el campo MAN-001 con ESP es de 0.70 meses de acuerdo a las consideraciones del estudio.

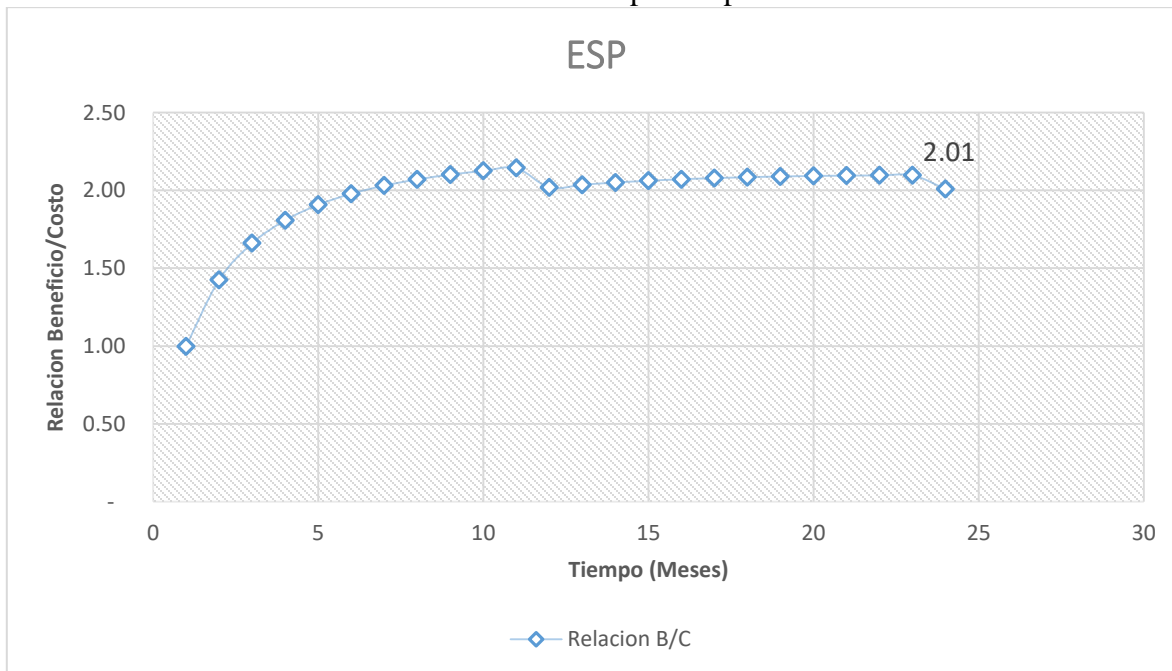
Gráfico 17 Tasa interna de rentabilidad para el pozo MAN-001 con ESP.



Fuente: Autores

Para el pozo MAN-001 con ESP la TIR es de 140 %.

Gráfico 18 Relación Beneficio/Costo para el pozo MAN-001 con ESP.



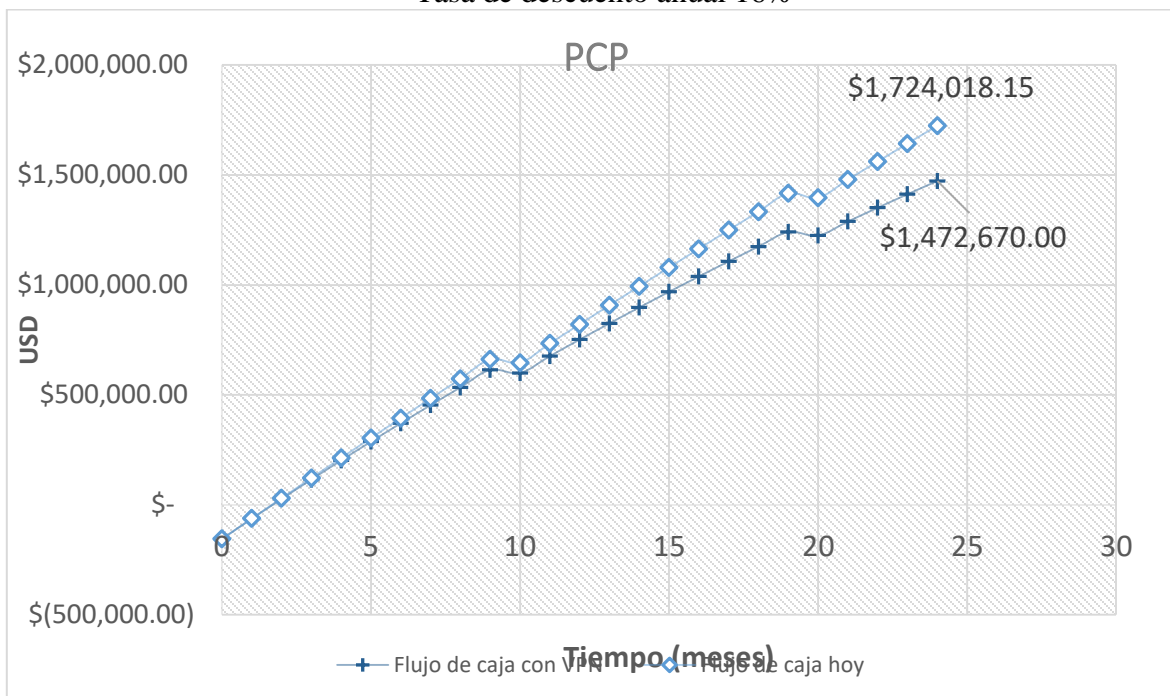
Fuente: Autores

En el pozo Mansoya-001 con ESP, la relación Beneficio/Costo finalmente es de 2.01.

PCP

Gráfico 19 Flujo de caja con VPN y Flujo de caja sin VPN para el pozo MAN-001 con PCP*

*Tasa de descuento anual 16%

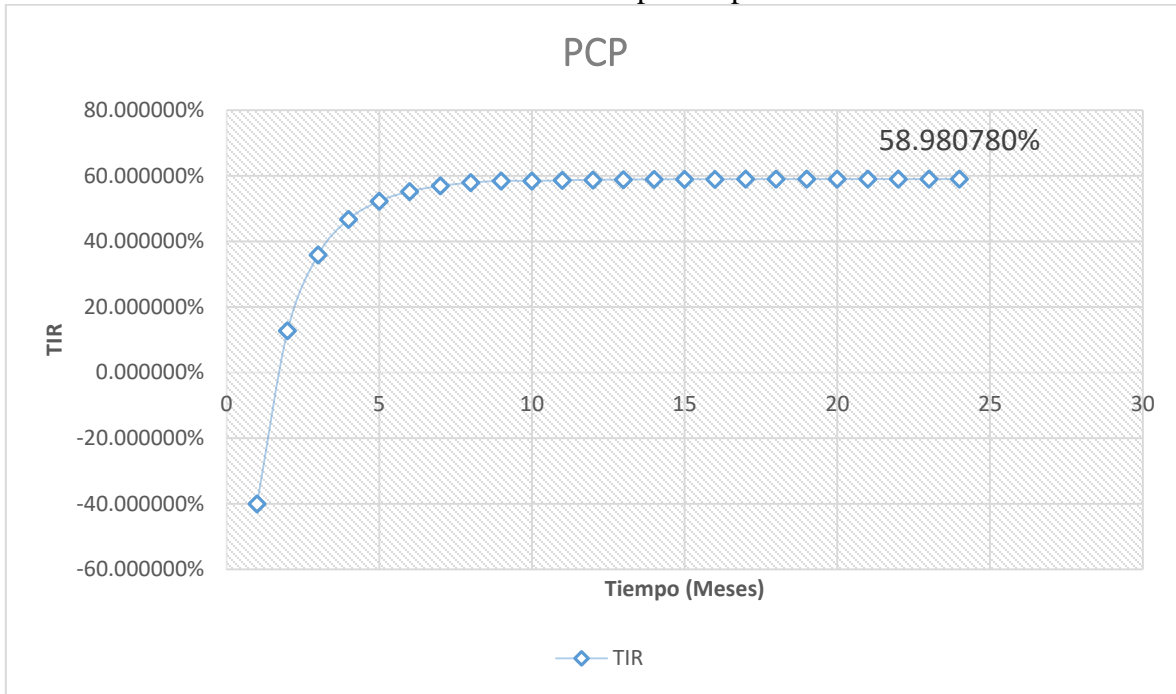


Fuente: Autores

Para este gráfico en particular, los valores (transcurridos 24 meses) de la curva de *Flujo de caja con VPN* y *Flujo de caja hoy*, son de USD 1,472,670.00 y USD 1,724,018.15 respectivamente.

El periodo de repago para el campo MAN-001 con PCP es de 1.70 meses de acuerdo a las consideraciones del estudio.

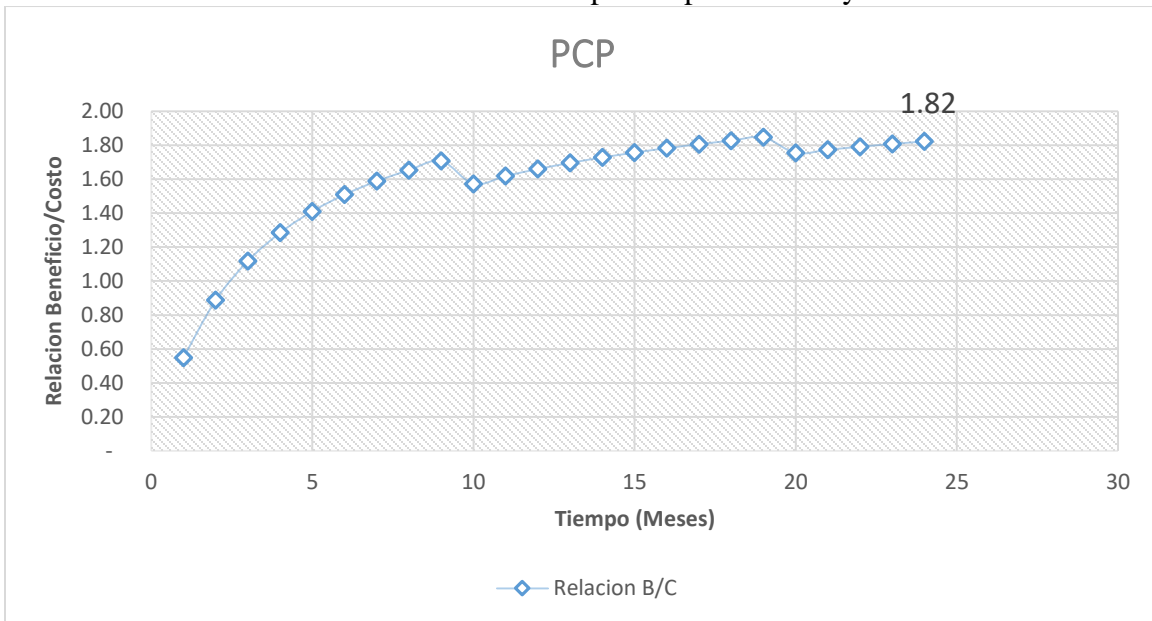
Gráfico 20 Tasa interna de rentabilidad para el pozo MAN-001 con PCP.



Fuente: Autores

Para el pozo MAN-001 con PCP la TIR es de 58.98 %.

Gráfico 21 Relación Beneficio/Costo para el pozo Mansoyá-001 con PCP.



Fuente: Autores

En el pozo Mansoya-001 con PCP, la relación Beneficio/Costo finalmente es de 1.82.

ESPCP

Gráfico 22 Flujo de caja con VPN y Flujo de caja sin VPN para el pozo MAN-001 con ESPCP*

*Tasa de descuento anual 16%

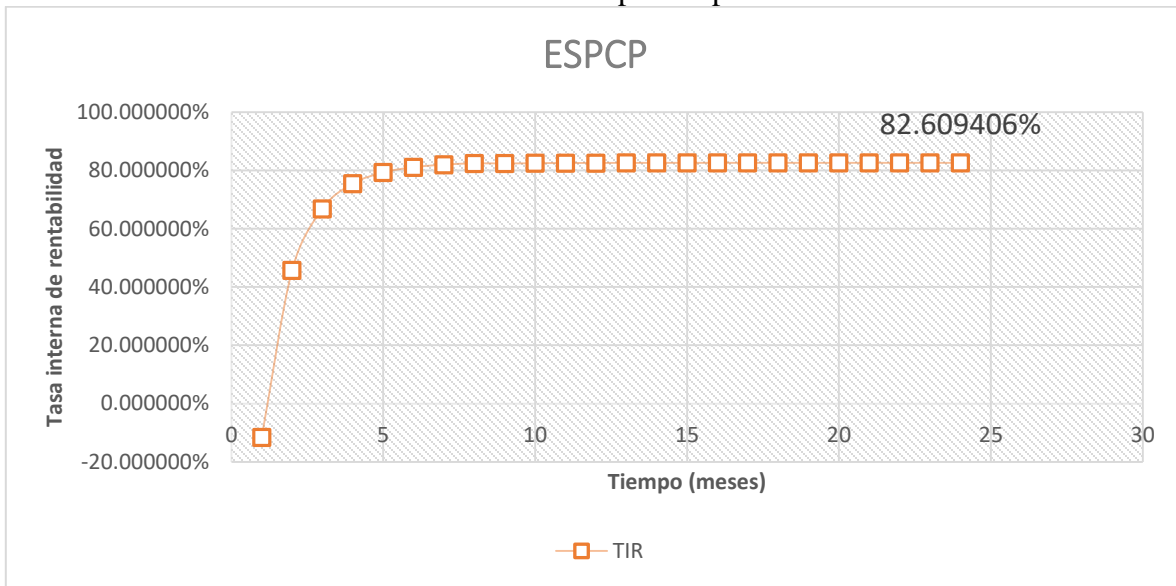


Fuente: Autores

Para este gráfico en particular, los valores (transcurridos 24 meses) de la curva de *Flujo de caja con VPN* y *Flujo de caja hoy*, son de USD 1,438,844.52 y USD 1,625,267.63 respectivamente.

El periodo de repago para el campo MAN-001 con ESPCP es de 1.15 meses de acuerdo a las consideraciones del estudio.

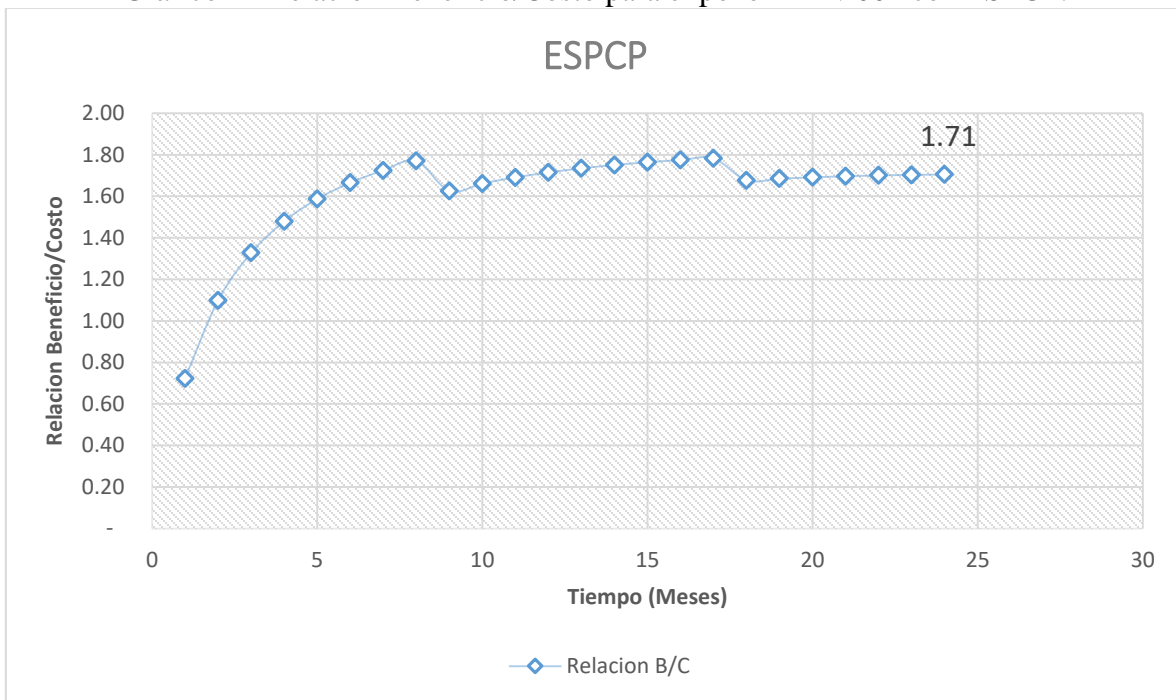
Gráfico 23 Tasa interna de rentabilidad para el pozo MAN-001 con ESPCP.



Fuente: Autores

Para el pozo MAN-001 con ESPCP la TIR es de 82.61 %.

Gráfico 24 Relación Beneficio/Costo para el pozo MAN-001 con ESPCP.



Fuente: Autores

En el pozo Mansoya-001 con ESPCP, la relación Beneficio/Costo finalmente es de 1.71.

5. ANÁLISIS DEL PROYECTO

5.1 Análisis Técnico

Con base al historial de los pozos e índice de fallas, se observa que la PCP instala en cada pozo es eficiente, no presenta mayores inconvenientes y su producción es constante, sin embargo con la necesidad de aumentar el rendimiento económico del campo Cencellá-Mansoyá se debe rediseñar el ALS actual o cambiar de ALS.

El caso de rediseñar la PCP instala en los pozos es inviable debido a que el mayor obstáculo es la profundidad de sentamiento de la bomba, que no debe superar los 6000 ft, por lo tanto la mejor opción es cambiar de ALS.

Al buscar mayor profundidad se hace necesario pensar en bombas con motores electrosumergibles como la ESP o la ESPCP, las cuales comparten la temperatura del motor como factor crítico, pues debido a la profundidad del pozo, alto gradiente térmico y densidad API del crudo podría elevar a niveles críticos la temperatura del motor, para estas condiciones se recomienda instalar una camisa de refrigeración, que es simplemente cubrir totalmente la entrada de la bomba, la sección sello y el motor, de esta manera se aumenta la velocidad del fluido que pasa por el motor y mejora en enfriamiento del mismo.

Otro factor a tener en cuenta es la disponibilidad del equipo, la ESP es uno de los ALS más usados en el mundo y la empresa Borets puede proporcionar la bomba necesaria en cuestión de días y en cualquier momento, por el contrario la ESPCP tiene una disponibilidad más limitada, debido a que se deben realizar estudios de compatibilidad entre los fluidos del pozo y el elastómero a instalar, estudios que realizan en el extranjero y tienen una duración aproximada de 30 días.

En cuanto a la confiabilidad de los equipos es evidente que la PCP es altamente eficiente en estos pozos, por lo tanto al tener el mismo principio de funcionamiento la ESPCP es la opción más confiable, sin embargo al no tener experiencia en el campo ni en la gerencia con este ALS se entraría en terreno poco conocido para el personal que elabora en estas instalaciones, caso distinto a la ESP, que es ampliamente utilizada en la gerencia.

5.2 Análisis Económico

El análisis económico del proyecto se sustenta mediante un análisis de sensibilidad con las siguientes consideraciones.

5.2.1 Análisis de Sensibilidad

Se debe tener en cuenta que muchos de los factores mencionados anteriormente, no son controlables por parte del proyecto, y pueden variar con el transcurso del tiempo. En otras palabras, siempre que trate de prever o predecir eventos futuros, existe algún grado de incertidumbre respecto al comportamiento de las variables, y esto dificulta la toma de decisiones.

El grado de incertidumbre con respecto al comportamiento futuro de un proyecto, aumenta en la medida en que los datos y la información recopilada sean imprecisa e incompleta. En todos los casos, se puede estar seguro de que los valores estimados son una aproximación a lo que sucederá en los próximos años, pero pueden variar por diversas causas. Debido a esta situación, conviene contemplar posibles modificaciones en aquellas variables que se consideren de mayor incidencia para el proyecto, ya sea en el rubro de ingresos, o en el de costos. Para efectuar este tipo de variaciones, se puede realizar un análisis de sensibilidad.

El análisis de sensibilidad consiste en establecer los efectos producidos en el VPN y en la TIR, al introducir modificaciones en las variables que tienen mayor influencia en los resultados del proyecto. La sensibilidad de un proyecto debe ser establecida con respecto a aquellas variables que se consideren más inciertas. Si por ejemplo, se tienen bastantes dudas con relación al precio de venta del bien que se piensa producir, o del servicio que se pretende prestar, se debe determinar qué tan sensible es la TIR o el VPN a disminuciones en el precio. También puede hallar el precio unitario de venta a partir del cual el proyecto sería económicamente atractivo.

Si la incertidumbre está relacionada con los costos de determinados rubros, también se puede determinar en la misma forma que tan vulnerable es el proyecto a dichas variaciones. En el análisis de sensibilidad no se trabaja con el factor riesgo propiamente dicho, ni con

probabilidades. Pero puede ser base para el análisis de riesgo al identificar variables que intervienen cuando deban realizarse distribuciones de probabilidad.

De acuerdo con el número de variables que se modifiquen simultáneamente, el análisis de sensibilidad puede ser unidimensional (1 sola variable) o multidimensional (varias variables al mismo tiempo).

A continuación se expone un procedimiento sencillo para realizar el análisis de sensibilidad:

En primer lugar se deben identificar las variables que presenten un mayor grado de incertidumbre respecto a su comportamiento futuro, y que tengan relevancia en los resultados del proyecto.

Generalmente se hacen análisis sobre la disminución del precio de venta del producto, incremento en los precios de insumos, disminuciones en los volúmenes de venta, incrementos o disminuciones en el nivel de financiamiento. Si es necesario se puede hacer un análisis sobre todas estas variables o sobre algunas de ellas según el grado de incertidumbre que tenga sobre su comportamiento futuro.

De acuerdo con el grado de certeza, se pueden fijar los incrementos o disminuciones porcentuales, por ejemplo 5%, 10%, 15%, etc. En la medida en que aumente la incertidumbre respecto a determinada variable, se ampliará el porcentaje de variación con el fin de cubrir un mayor rango. La diferencia entre los nuevos valores que se obtengan, y los valores originales, indica la sensibilidad del proyecto en relación con los cambios efectuados.

Mediante este método lo que se hace en realidad es elaborar nuevos flujos de fondos a los cuales se les calcula la TIR y el VPN. Posteriormente se preparan gráficos con base en los nuevos resultados obtenidos, con el fin de facilitar su interpretación.

Una vez identificadas las variables a modificar, y definido el porcentaje de modificación, deben hacerse los ajustes correspondientes en los flujos respectivos hasta obtener un nuevo flujo financiero neto. A este nuevo flujo se le calcula el VPN y la TIR, y se comparan sus variaciones respecto a los resultados originales. Posteriormente se elabora la representación gráfica de la sensibilidad del proyecto.

En síntesis los pasos a efectuar son los siguientes:

- Identificar las variables a sensibilizar.
- Definir los porcentajes a utilizar para modificar las variables.
- Elaborar los VPN a partir de las modificaciones efectuadas (*Elaborar graficas*).
- Calcular la TIR, la R B/C y el tiempo de repago sobre el nuevo VPN (*Elaborar graficas*).
- Interpretar los resultados.

- ***Identificar las variables a sensibilizar***

Existen algunas variables que afectan en mayor medida los resultados finales del estudio económico, esto quiere decir que es estudio económico es más sensible a estas y menos sensible a otras. Para identificar estas variables se debe analizar cuidadosamente cada uno de los pasos que se realizan en el análisis económico e identificar esas variables que con pequeños cambios traducen grandes cambios en los resultados finales de *Flujo de caja con VPN*. En este estudio se destacaron tres datos que configuran grandes cambios en los resultados finales, y son dignos de sensibilizar. Estas variables son:

- Declinación mensual de la producción
- Precio del barril de crudo
- Producción estimada del pozo en cuestión

- ***Definir los porcentajes a utilizar para modificar las variables.***

No todas las variables tienen el mismo comportamiento sensibilizándolas proporcionalmente entre todas. Es decir, hay variables que los porcentajes a utilizar para modificar estos datos pueden ser mucho mayores o menores que otras. Teniendo en cuenta esto, la lógica y el historial del contexto en que se maneja cada dato, se definieron los siguientes porcentajes para cada variable:

Tabla 75 Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad de la Declinación mensual de producción.

Declinación mensual de producción para PCP	Declinación mensual de producción para ESP y ESPCP	PORCENTAJE DE VARIACION RESPECTO AL ORIGINAL
0.4963%	1.25%	-75%
0.4975%	2.50%	-50%
0.4988%	3.75%	-25%
0.5000%	5.00%	0%
0.5013%	6.25%	25%
0.5025%	7.50%	50%
0.5038%	8.75%	75%
0.5050%	10.00%	100%
0.5075%	12.50%	150%
0.5100%	15.00%	200%

Fuente: Autores.

Tabla 76 Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad para el Precio del barril de crudo.

Precio del barril del crudo	PORCENTAJE DE VARIACION RESPECTO AL ORIGINAL
30.00	-50%
36.00	-40%
42.00	-30%
48.00	-20%
54.00	-10%
60.00	0%
66.00	10%
72.00	20%
78.00	30%
84.00	40%
90.00	50%

Fuente: Autores.

- **CEN-001**

Tabla 77 Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad para producción estimada de los tres ALS evaluados en el estudio para el pozo CEN-001.

Producción ESP	Producción PCP	Producción ESPCP	Porcentaje de variación
126.56	52.50	70.31	-50%
151.88	63.00	84.38	-40%
177.19	73.50	98.44	-30%
202.50	84.00	112.50	-20%
227.81	94.50	126.56	-10%
253.13	105.00	140.63	0%
278.44	115.50	154.69	+10%
303.75	126.00	168.75	+20%
329.06	136.50	182.81	+30%
354.38	147.00	196.88	+40%
379.69	157.50	210.94	+50%

Fuente: Autores

- **MAN-001**

Tabla 78 Porcentaje de variación para análisis de sensibilidad para producción estimada de los tres ALS evaluados en el estudio para el pozo MAN-001.

Producción ESP	Producción PCP	Producción ESPCP	Porcentaje de variación
240.00	75.00	133.33	-50%
288.00	90.00	160.00	-40%
336.00	105.00	186.67	-30%
384.00	120.00	213.33	-20%
432.00	135.00	240.00	-10%
480.00	150.00	266.67	0%
528.00	165.00	293.33	10%
576.00	180.00	320.00	20%
624.00	195.00	346.67	30%
672.00	210.00	373.33	40%
720.00	225.00	400.00	50%

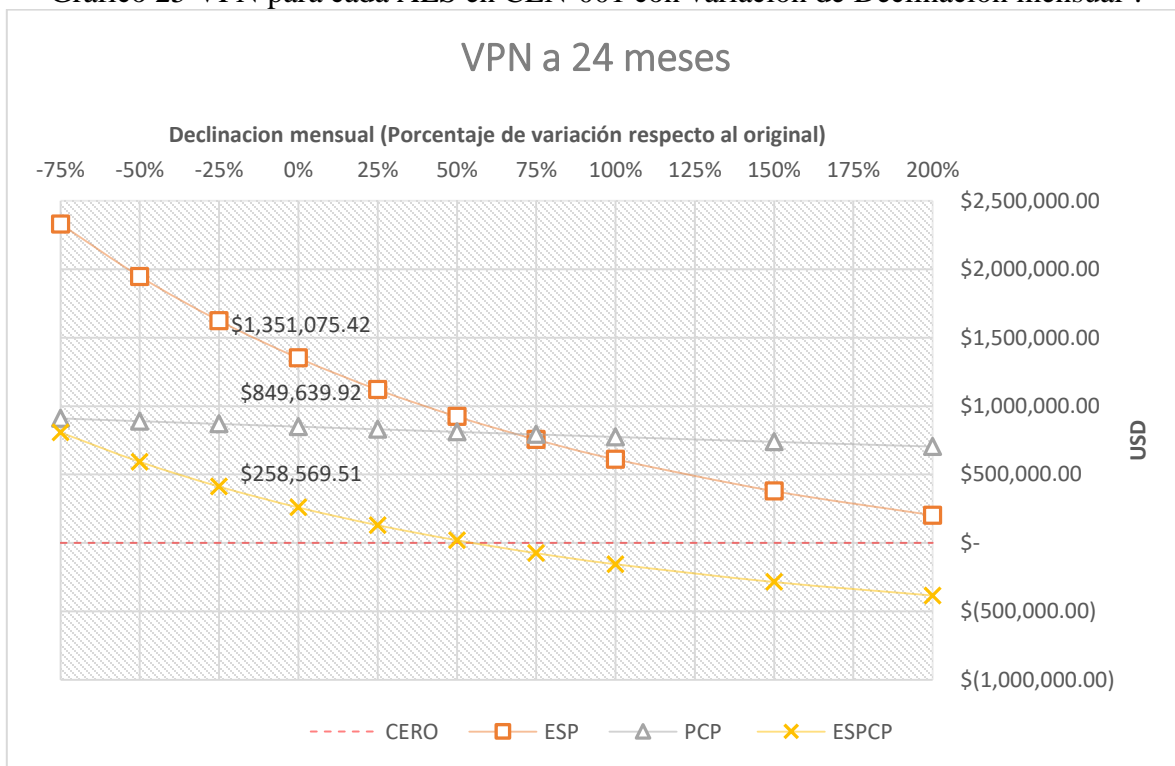
Fuente: Autores.

- **Elaborar los VPN a partir de las modificaciones efectuadas.**

De la misma manera que en el apartado 4.2.4. (VPN, TIR, R B/C y periodo de repago), se calculan los *Flujos de caja con VPN* con cada variable sensibilizada y se grafican para posteriormente realizar el análisis de las curvas. Para este caso, en el eje Y de cada grafica está el VPN del mes 24 el cual, es el tiempo total que se estableció en un inicio para ser analizado en este estudio. En el eje X se encuentra la variable sensibilizada en los distintos valores adoptados para el análisis, aunque en algunas gráficas, el eje X presenta el porcentaje de variación respecto al dato original, siendo el dato original (usado en el apartado 4.2.4.) representado con porcentaje de variación igual a 0%. En cualquier caso, se puede acudir a las tablas donde se señalan los porcentajes de variación y las variables sensibilizadas para obtener el valor de la misma o el porcentaje con el que esta se sensibilizo.

- **CEN-001**

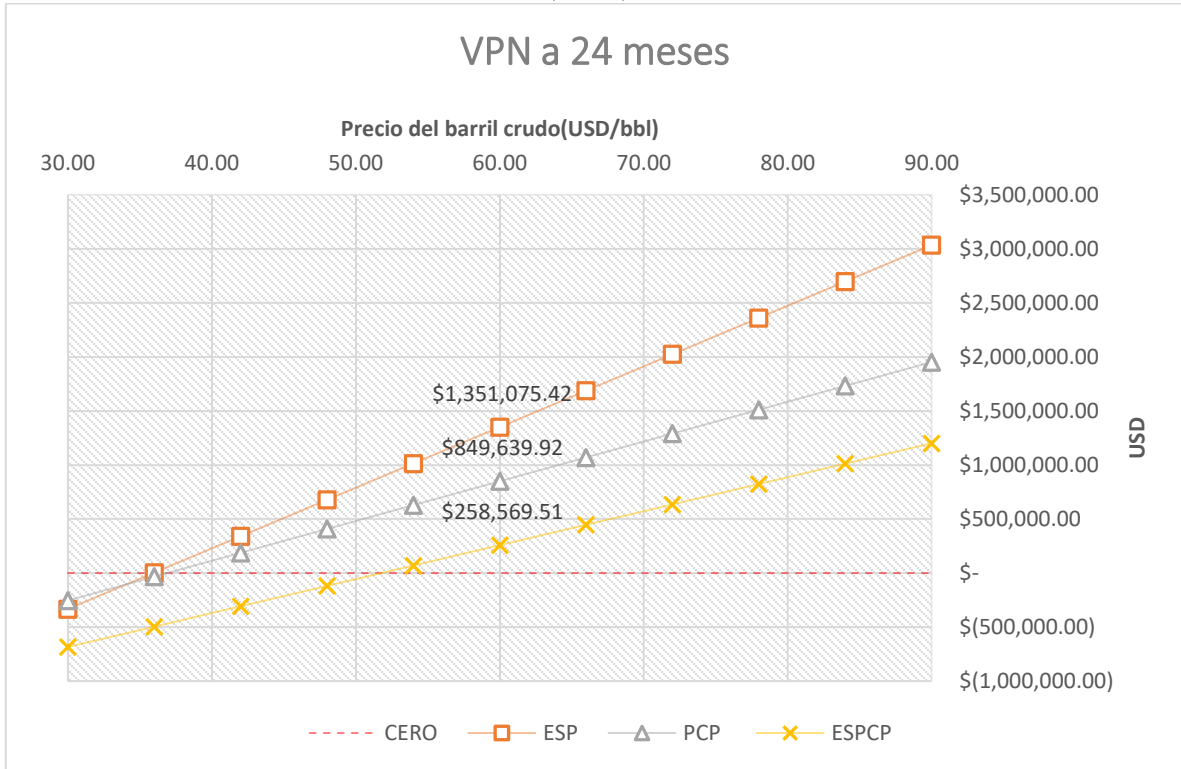
Gráfico 25 VPN para cada ALS en CEN-001 con variación de Declinación mensual¹.



Fuente: Autores

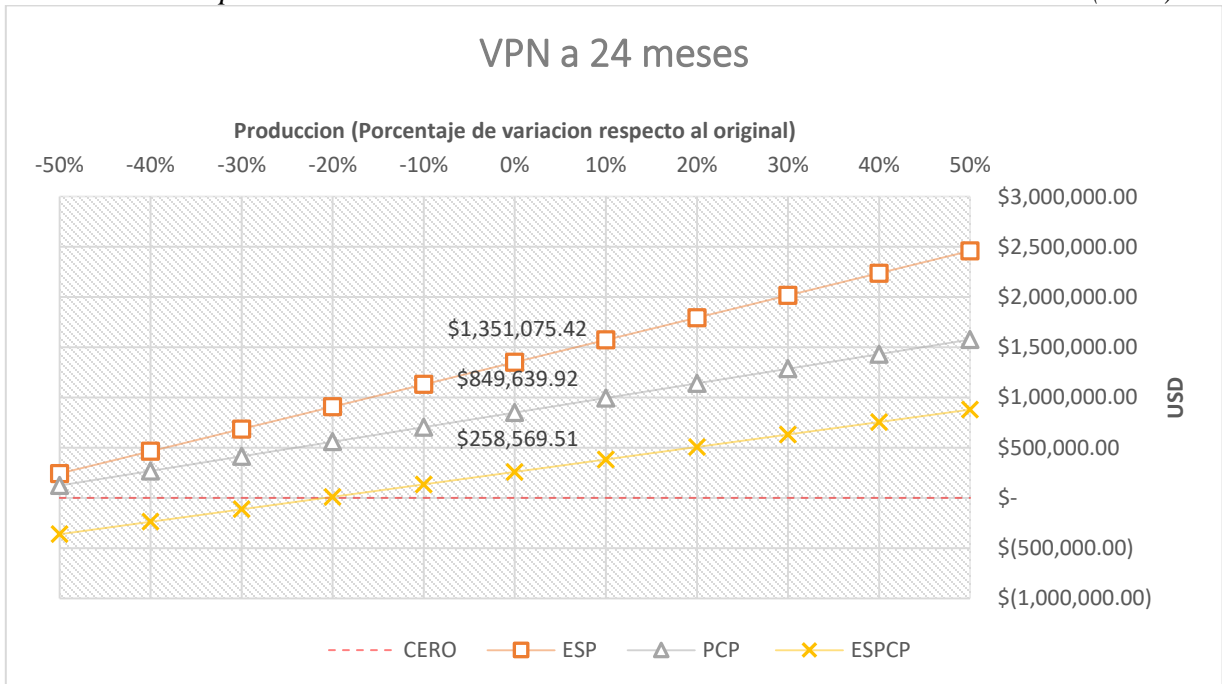
¹ Flujo de caja acumulado (a 24 meses) con VPN modificado por la variable sensibilizada en mención para cada ALS en estudio, del pozo en cuestión.

Gráfico 26 VPN para cada ALS en CEN-001 con variación de Precio del Barril de crudo (ídem).



Fuente: Autores

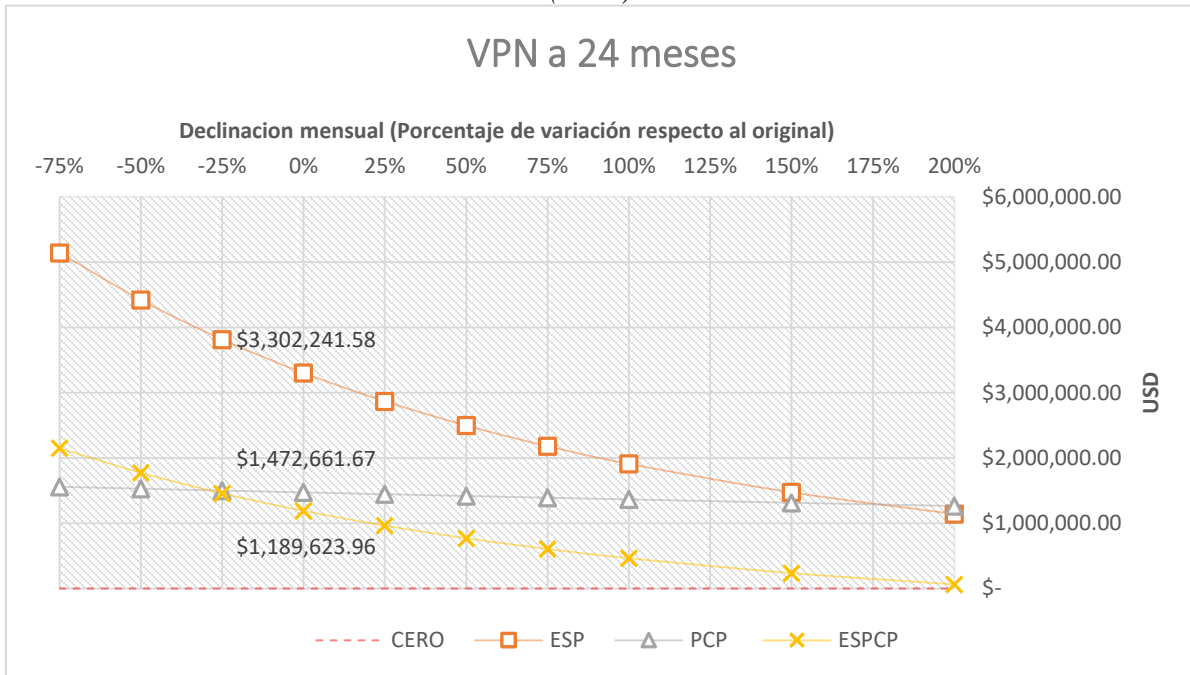
Gráfico 27 VPN para cada ALS en CEN-001 con variación de Producción estimada (ídem).



Fuente: Autores

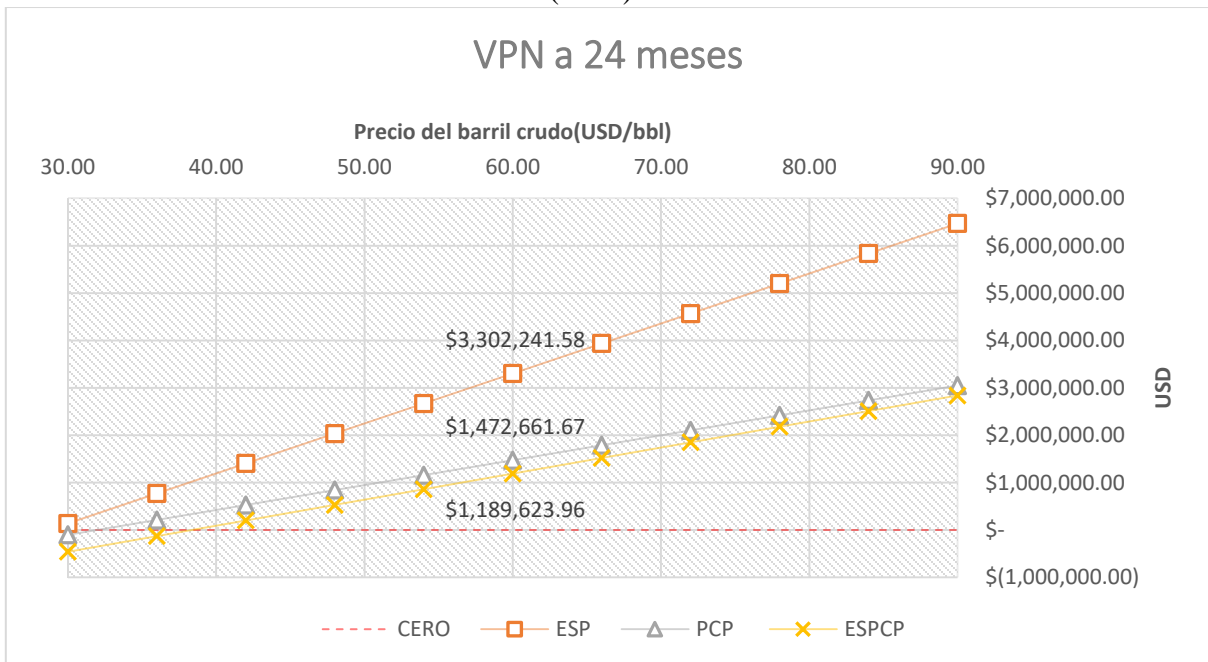
- **MAN-001**

Gráfico 28 VPN para cada ALS en MAN-001 con variación de Declinación mensual (ídem).



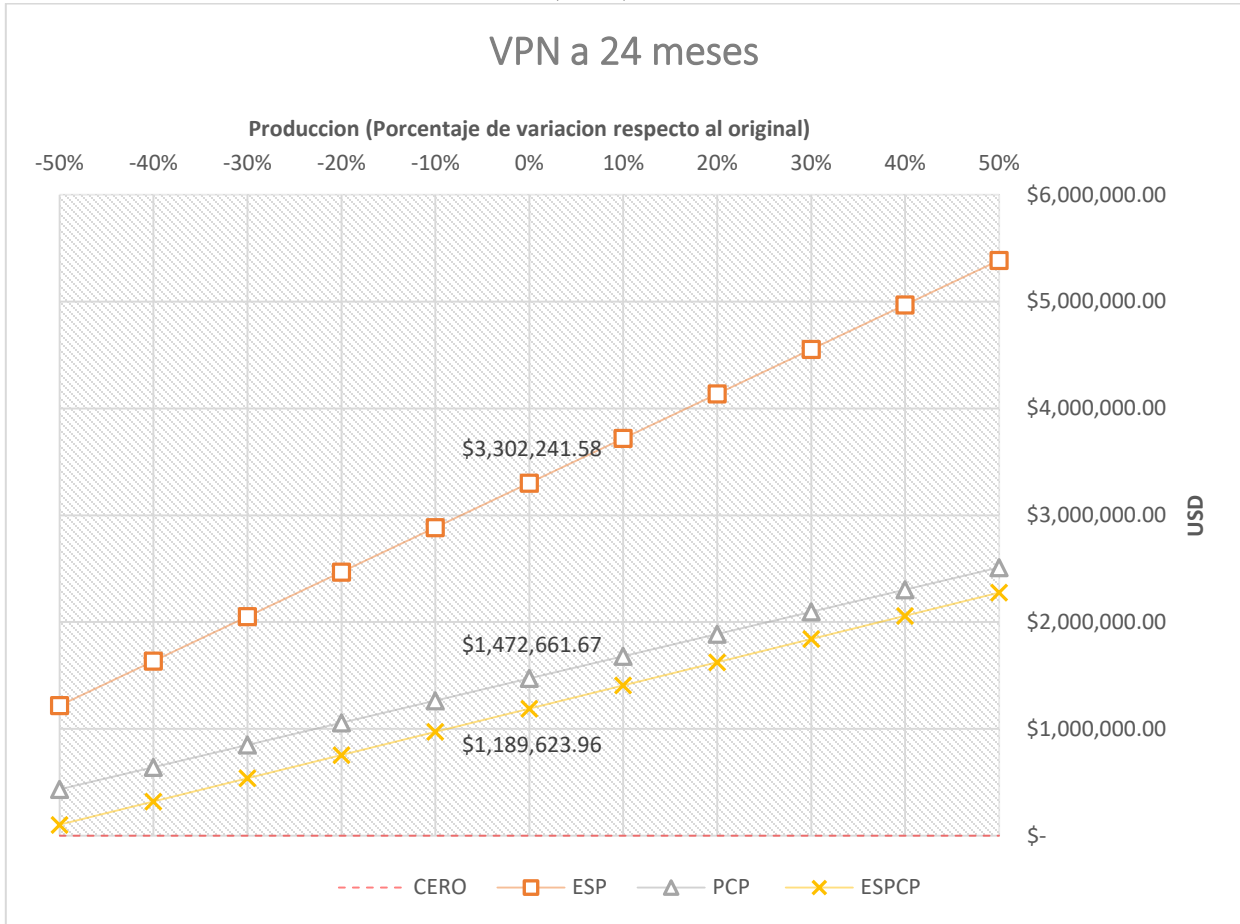
Fuente: Autores

Gráfico 29 VPN para cada ALS en MAN-001 con variación de Precio del barril de crudo. (ídem).



Fuente: Autores

Gráfico 30 VPN para cada ALS en MAN-001 con variación de Producción estimada.
(ídem).



Fuente: Autores

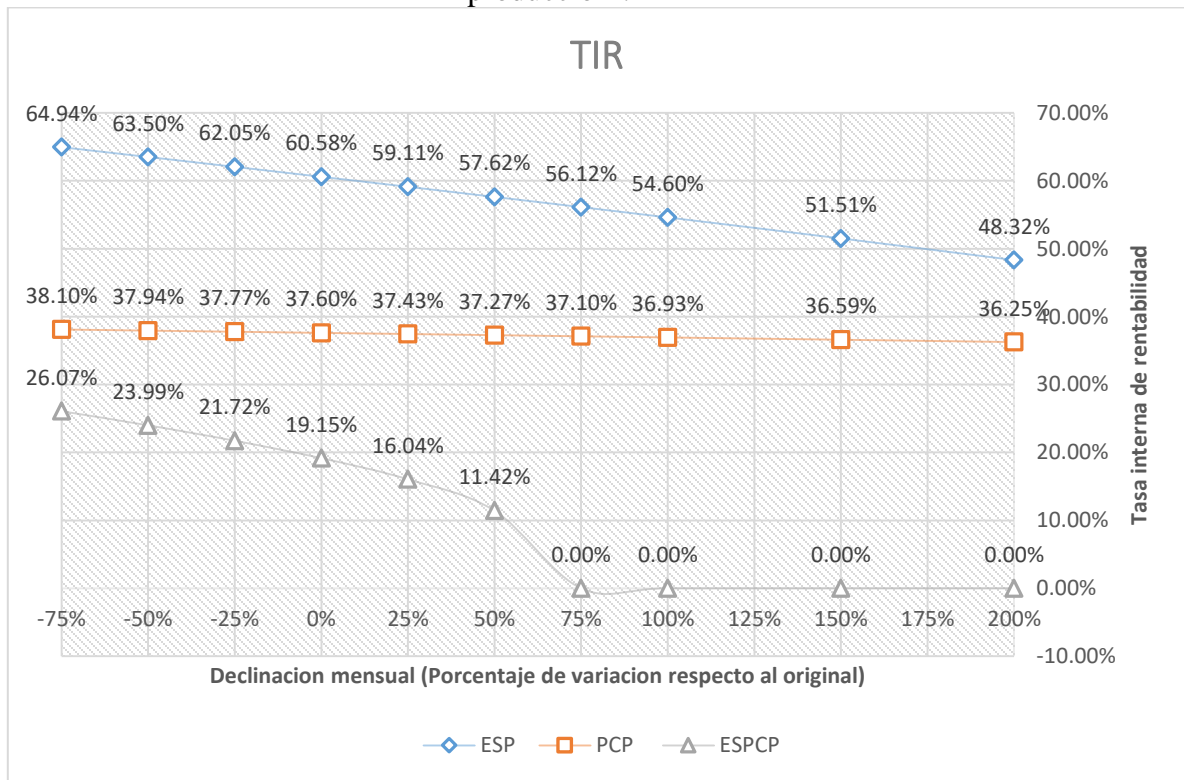
- *Calcular la TIR, la R B/C y el tiempo de repago sobre el nuevo VPN.*

En el mismo apartado 4.2.4 se calculó la TIR, la R B/C y el tiempo de repago, estas variables fueron calculadas con los VPN resultantes de las modificaciones dando como resultado las siguientes graficas:

- **CEN-001**

✓ **TIR**

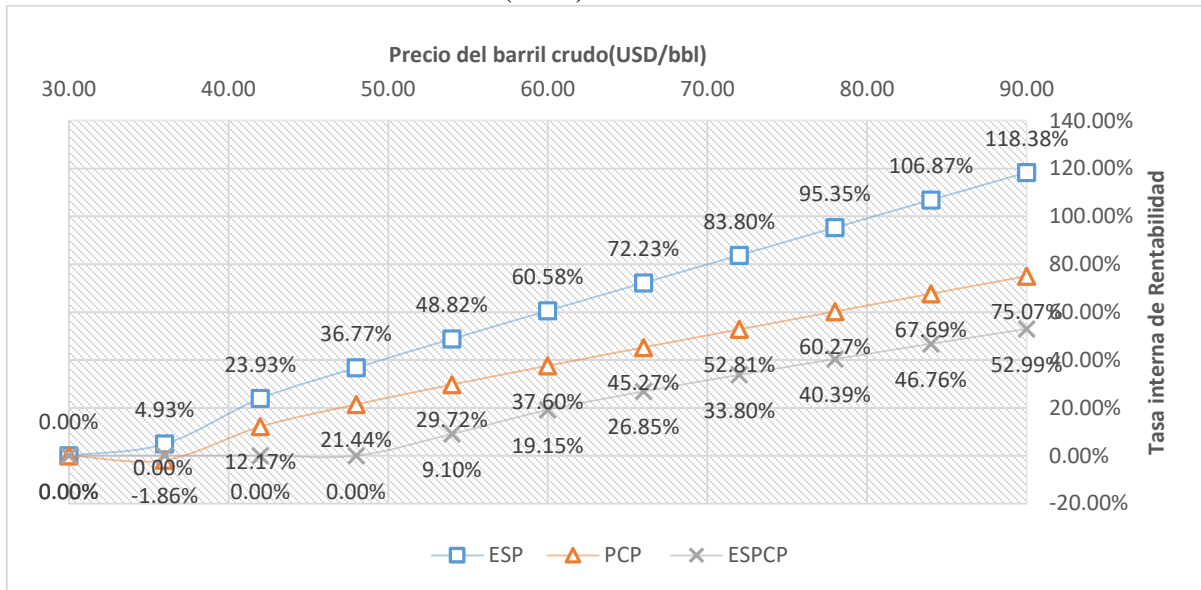
Gráfico 31 TIR para cada ALS en CEN-001 con variación de Declinación mensual de producción².



Fuente: Autores

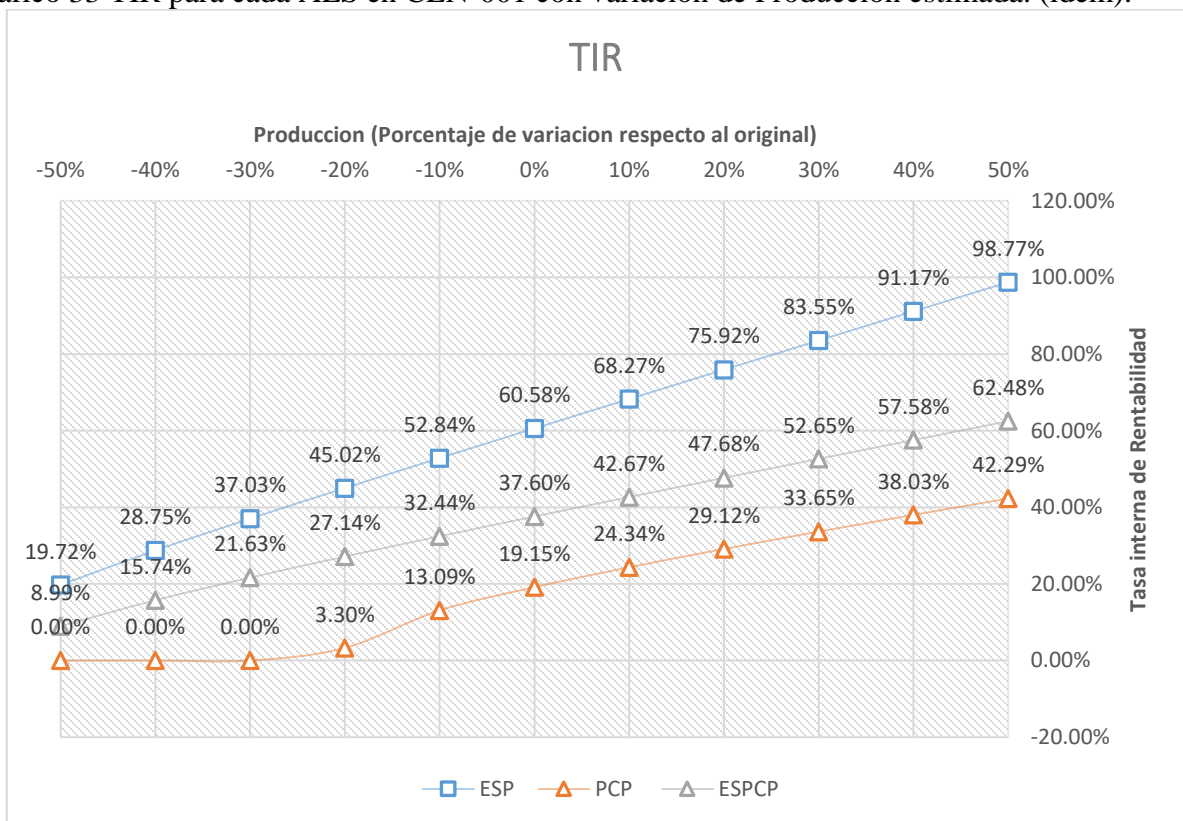
² Tasa interna de rentabilidad (a 24 meses) con VPN modificado por la variable sensibilizada en mención para cada ALS en estudio, del pozo en cuestión

Gráfico 32 TIR para cada ALS en CEN-001 con variación de Precio del barril de crudo. (ídem).



Fuente: Autores

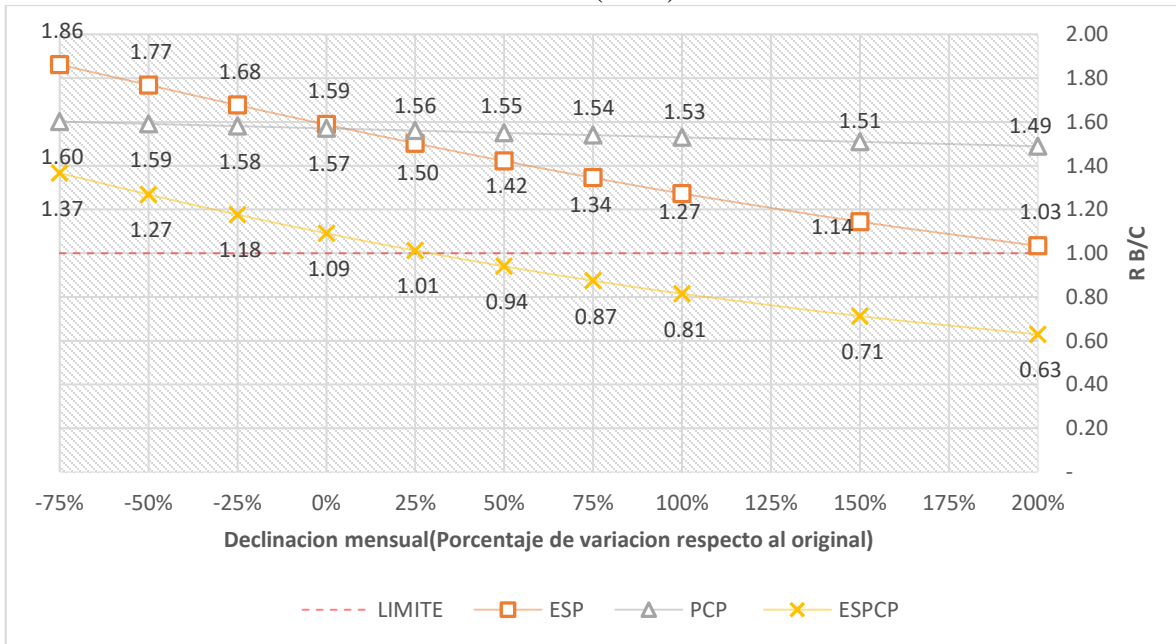
Gráfico 33 TIR para cada ALS en CEN-001 con variación de Producción estimada. (ídem).



Fuente: Autores

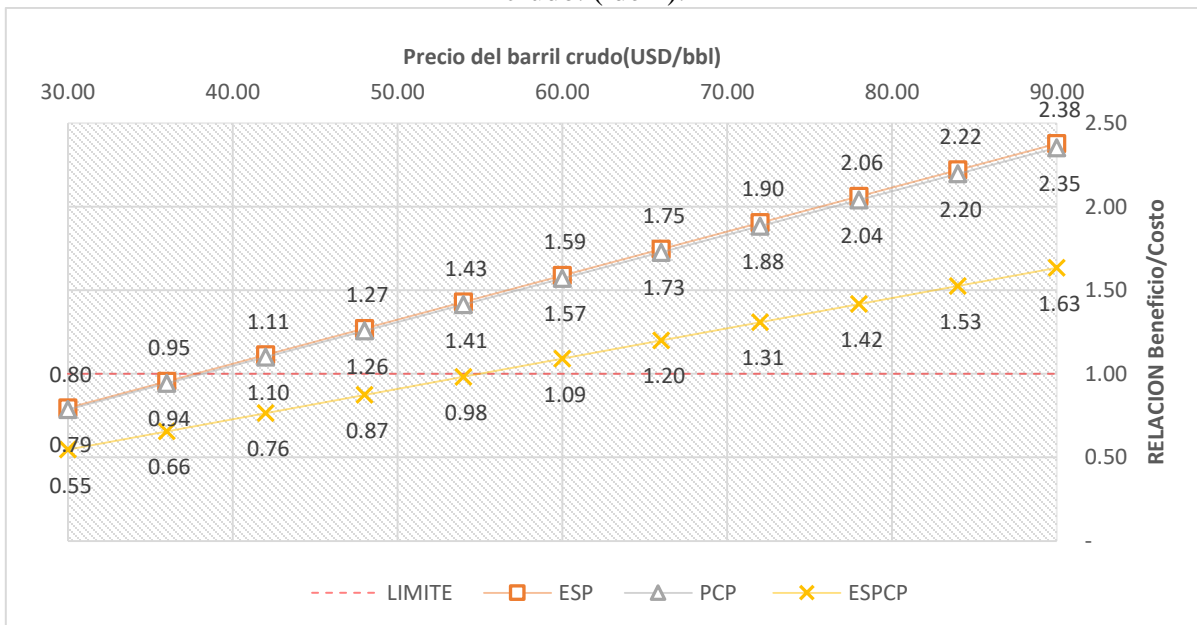
✓ **R B/C**

Gráfico 34 R B/C para cada ALS en CEN-001 con variaciones de Precio del barril de crudo. (ídem).



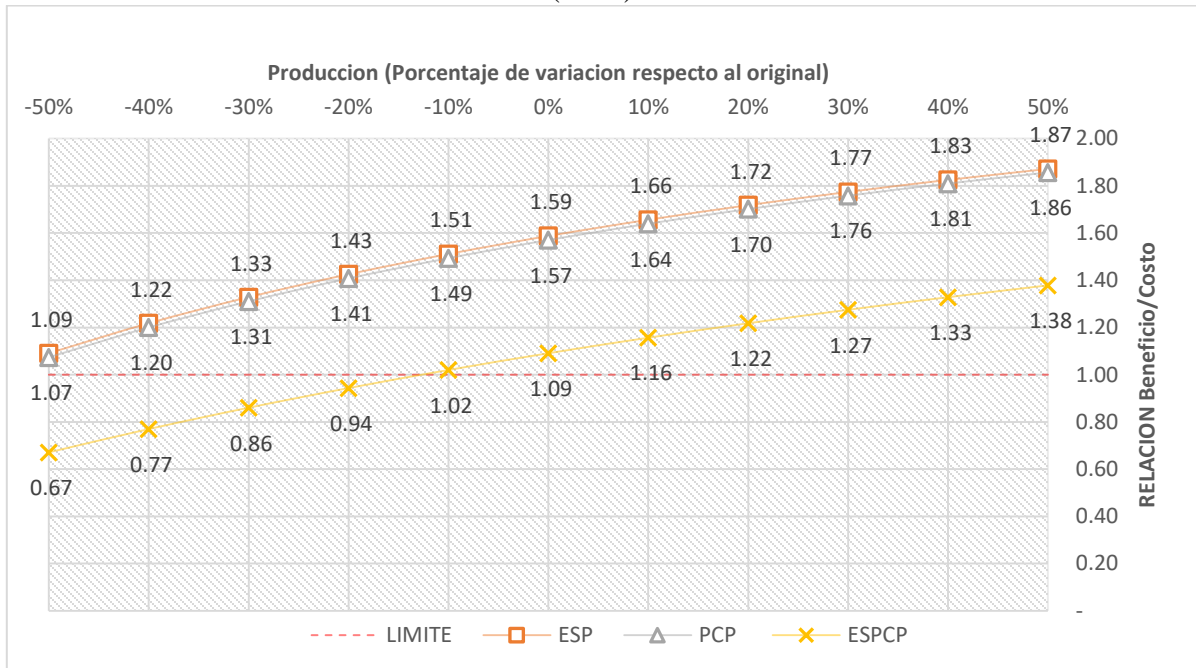
Fuente: Autores

Gráfico 35 R B/C para cada ALS en CEN-001 con variaciones de Precio del barril de crudo. (ídem).



Fuente: Autores

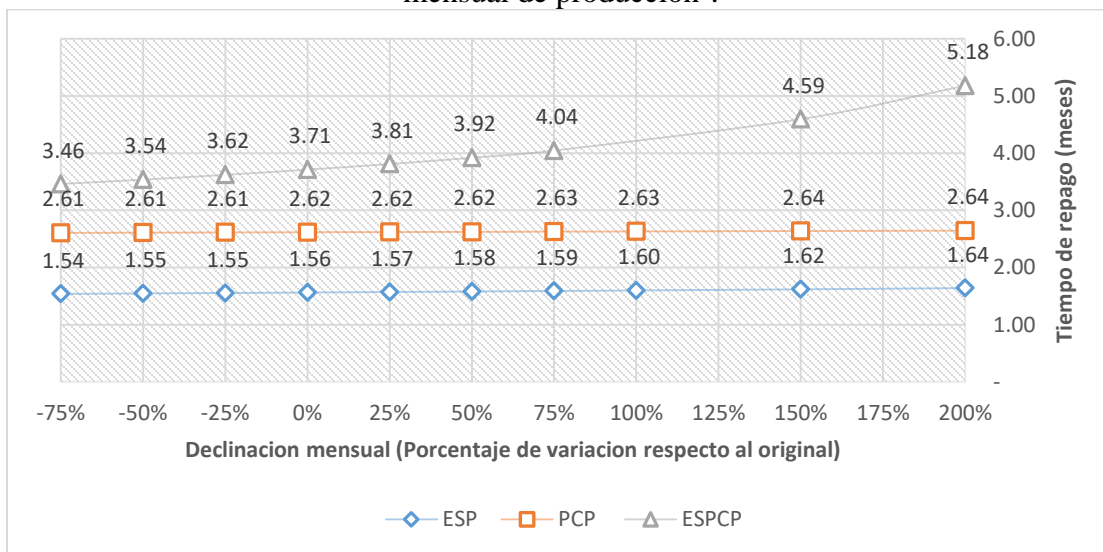
Gráfico 36 R B/C para cada ALS en CEN-001 con variaciones de Producción estimada. (ídem).



Fuente: Autores

✓ **Tiempo de repago**

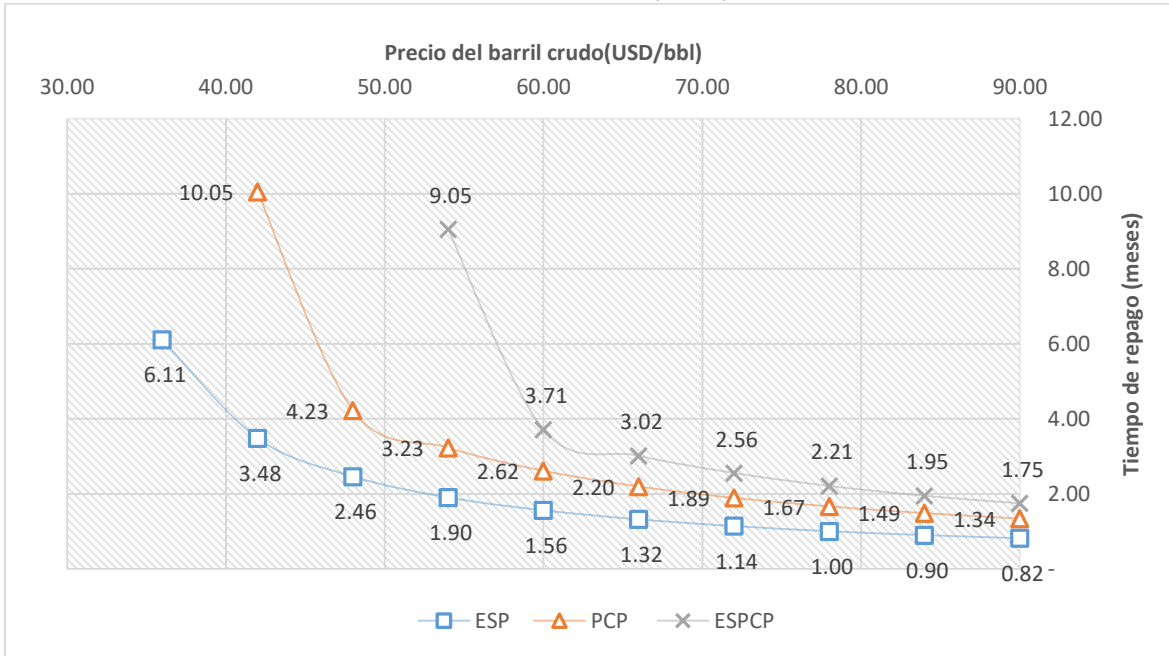
Gráfico 37 Tiempo de repago para cada ALS en CEN-001 con variaciones de Declinación mensual de producción³.



Fuente: Autores

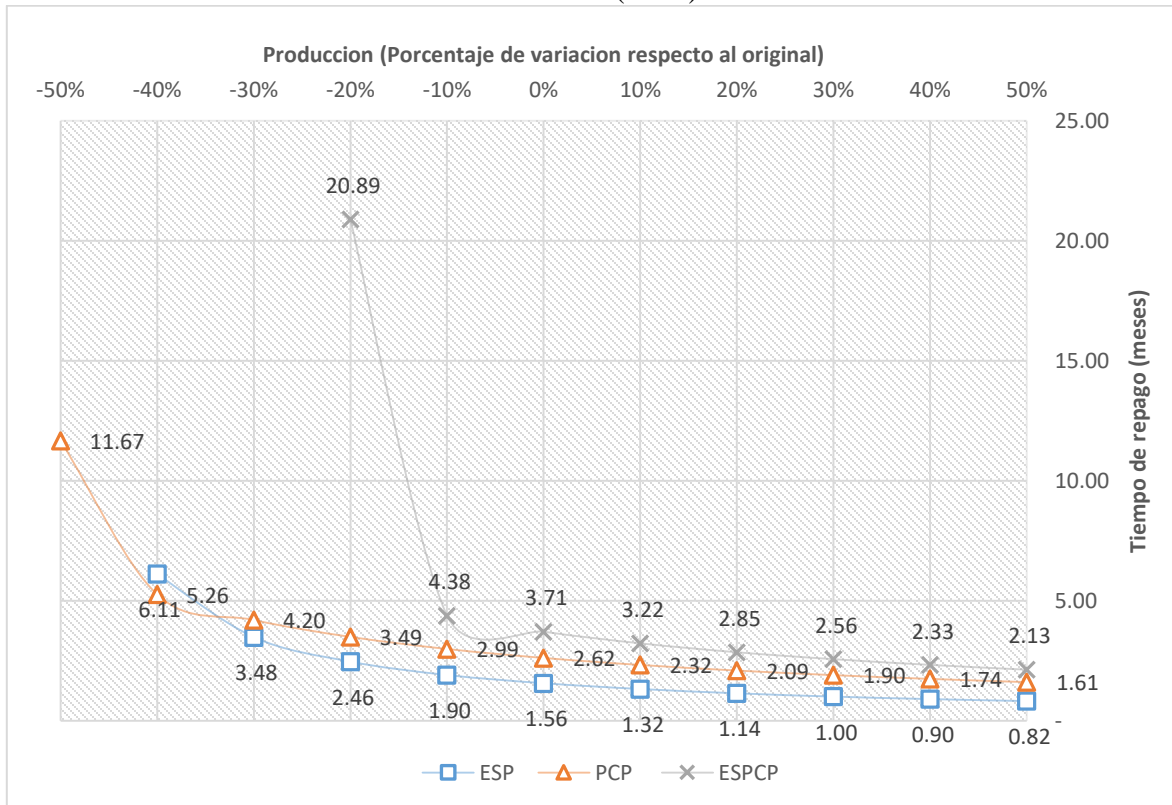
³ Tiempo de repago (a 24 meses) con VPN modificado por la variable sensibilizada en mención para cada ALS en estudio, del pozo en cuestión

Gráfico 38 Tiempo de repago para cada ALS en CEN-001 con variaciones de Precio del barril de crudo. (ídem).



Fuente: Autores

Gráfico 39 Tiempo de repago para cada ALS en CEN-001 con variaciones de Producción estimada. (ídem).

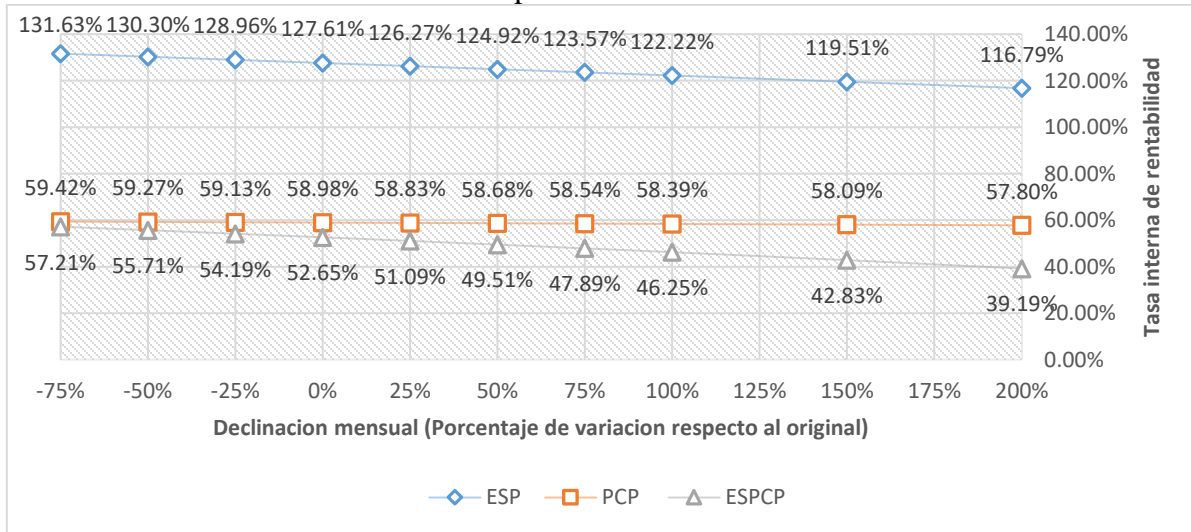


Fuente: Autores

- **MAN-001**

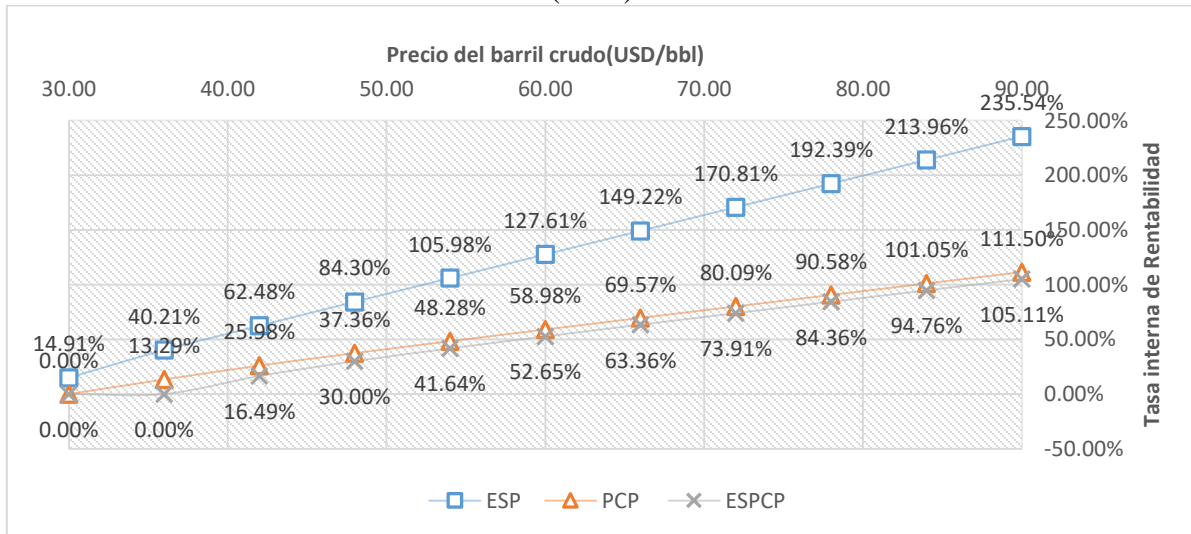
✓ **TIR**

Gráfico 40 TIR para cada ALS en MAN-001 con variación de Declinación mensual de producción⁴.



Fuente: Autores

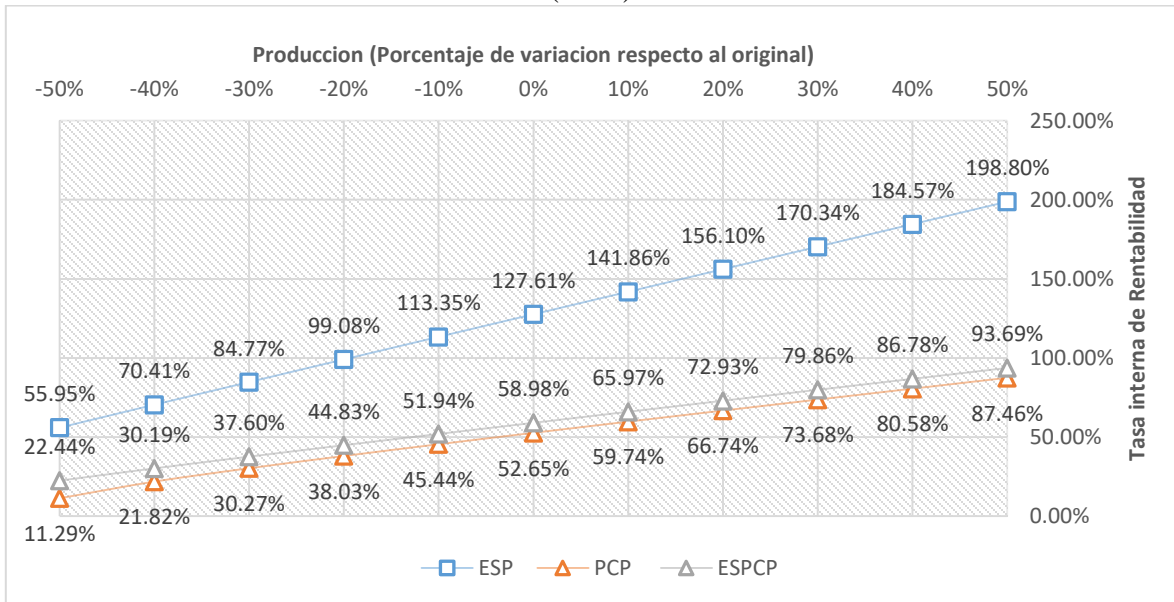
Gráfico 41 TIR para cada ALS en MAN-001 con variación de Precio del barril de crudo. (ídem).



Fuente: Autores

⁴ Tasa interna de rentabilidad (a 24 meses) con VPN modificado por la variable sensibilizada en mención para cada ALS en estudio, del pozo en cuestión

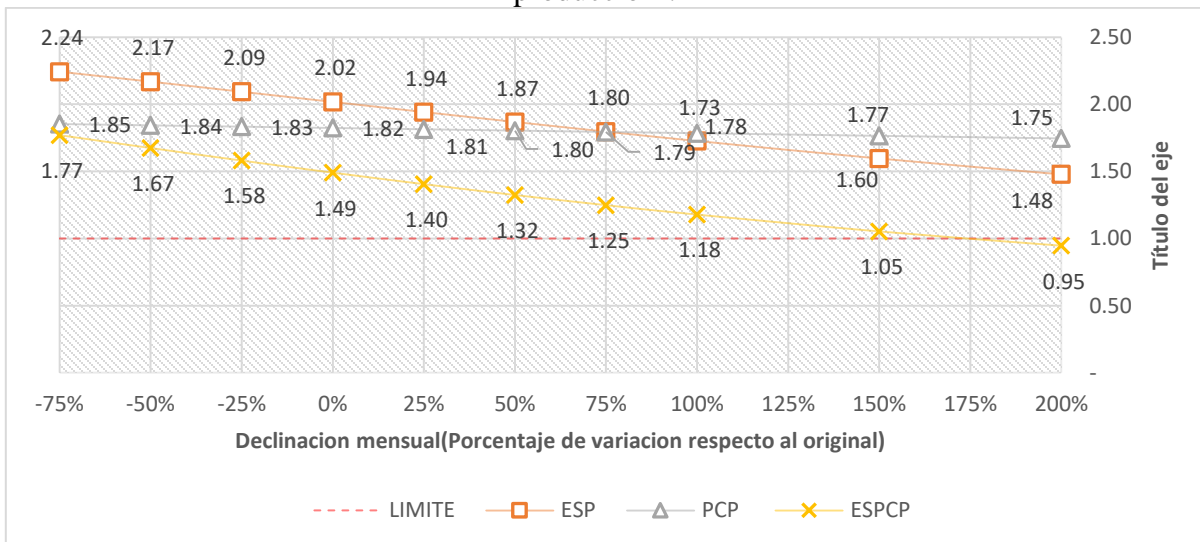
Gráfico 42 TIR para cada ALS en MAN-001 con variación de Producción estimada. (ídem).



Fuente: Autores

✓ R B/C

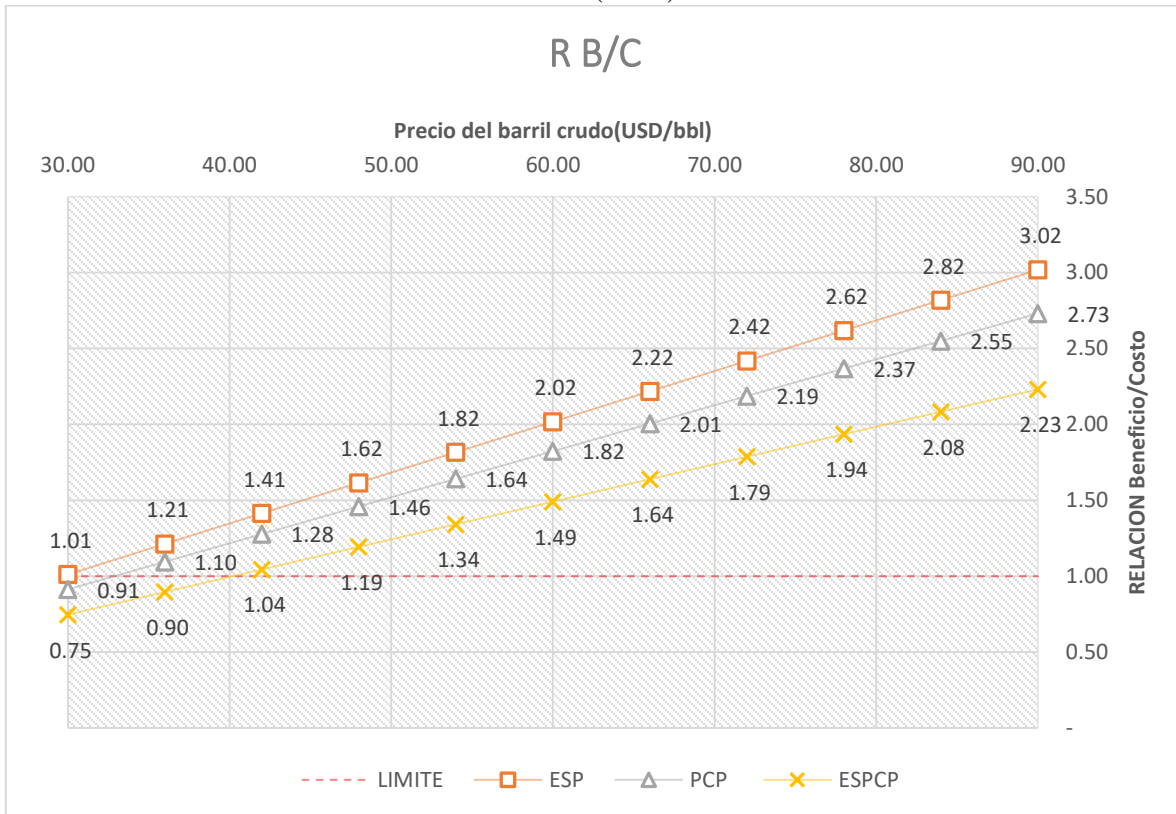
Gráfico 43 R B/C para cada ALS en MAN-001 con variaciones de Declinación mensual de producción⁵.



Fuente: Autores

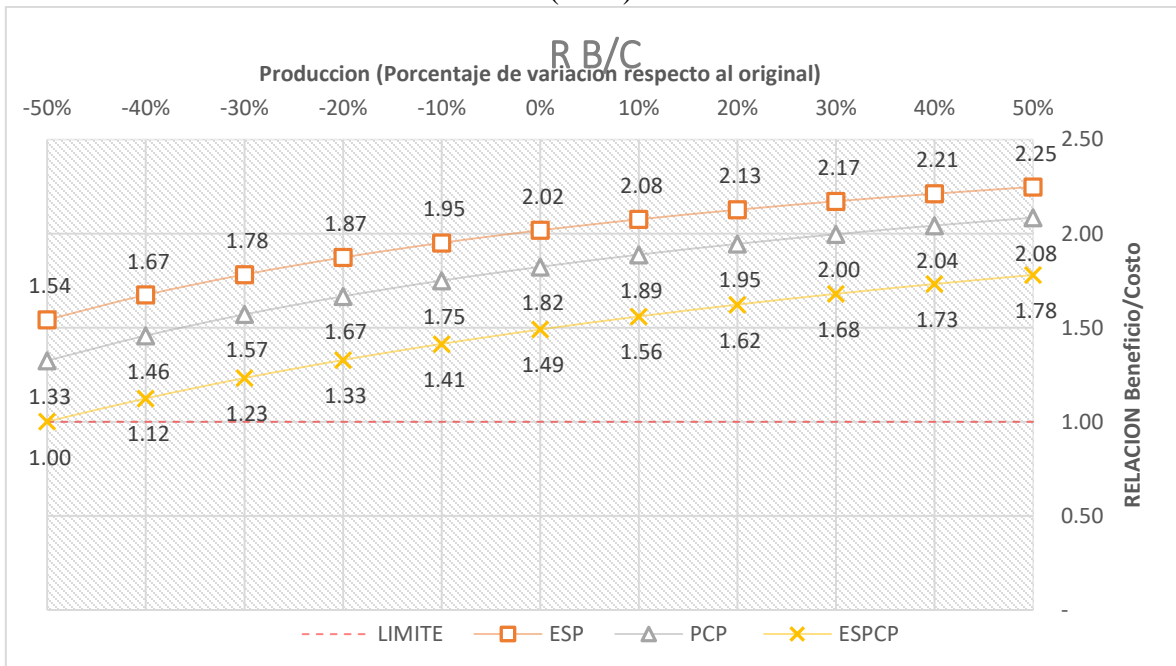
⁵ Relación beneficio-costo (a 24 meses) con VPN modificado por la variable sensibilizada en mención para cada ALS en estudio, del pozo en cuestión.

Gráfico 44 R B/C para cada ALS en MAN-001 con variaciones de Precio del barril de crudo. (ídem).



Fuente: Autores

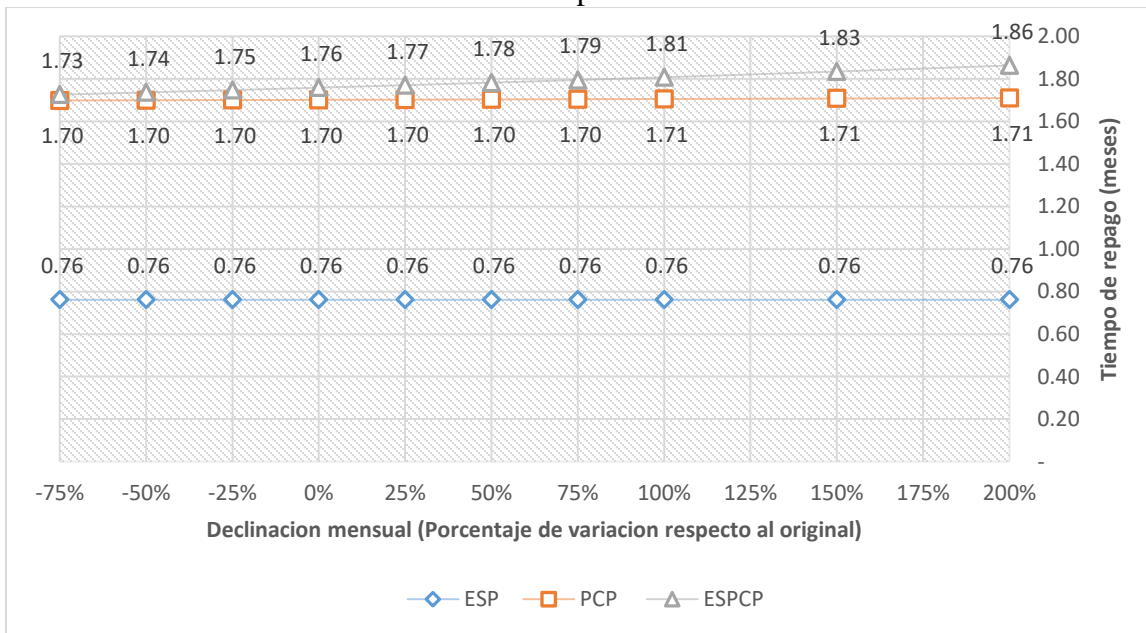
Gráfico 45 R B/C para cada ALS en MAN-001 con variaciones de Producción estimada. (ídem).



Fuente: Autores

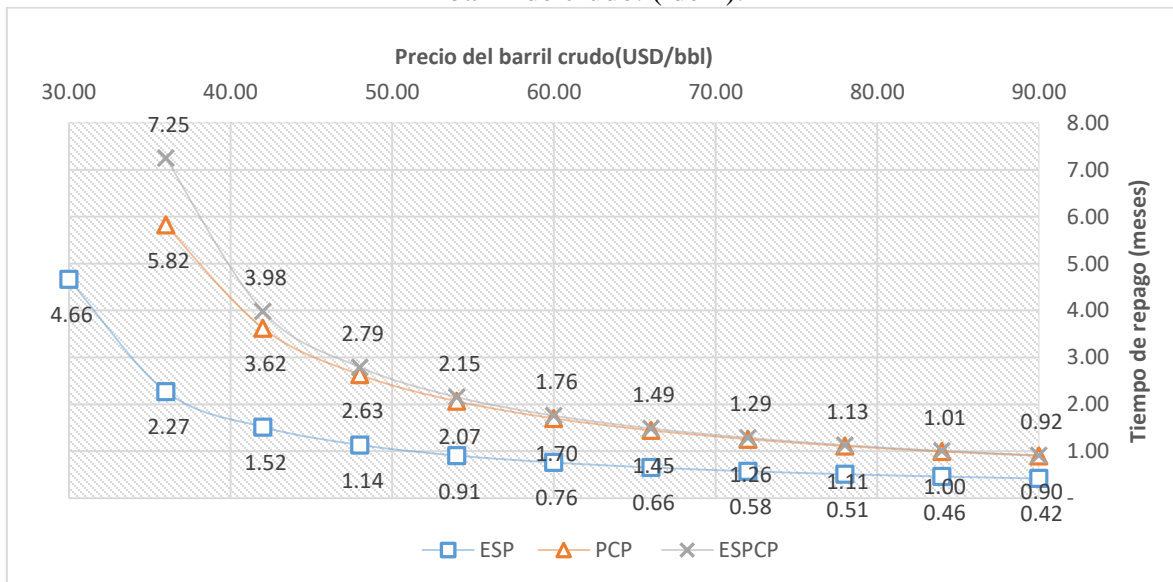
✓ **Tiempo de repago**

Gráfico 46 Tiempo de repago para cada ALS en MAN-001 con variaciones de Declinación mensual de producción⁶.



Fuente: Autores

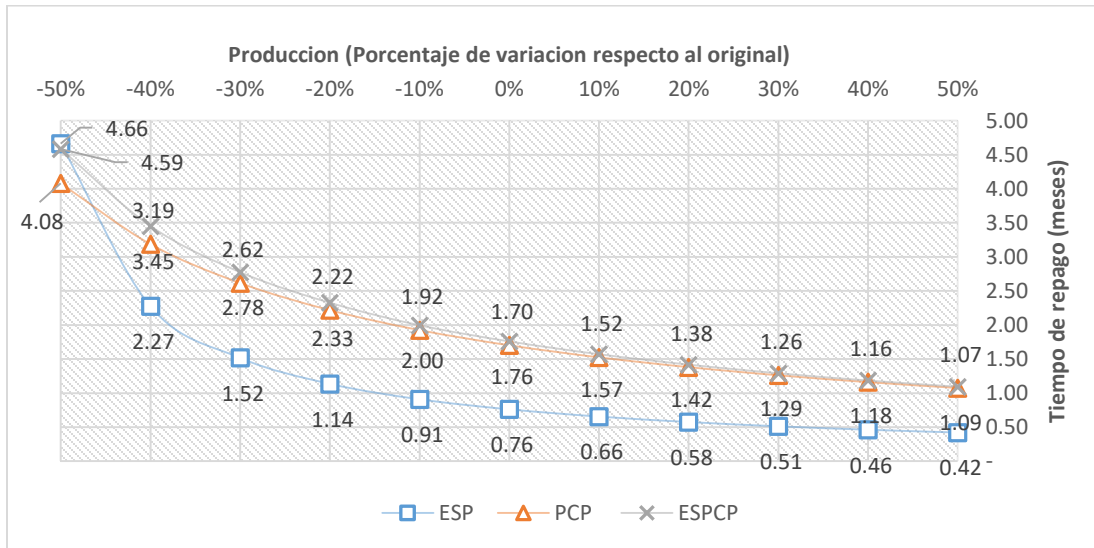
Gráfico 47 Tiempo de repago para cada ALS en MAN-001 con variaciones de Precio del barril de crudo. (ídem).



Fuente: Autores

⁶ Relación beneficio-costo (a 24 meses) con VPN modificado por la variable sensibilizada en mención para cada ALS en estudio, del pozo en cuestión.

Gráfico 48 Tiempo de repago para cada ALS en MAN-001 con variaciones de Producción estimada.



Fuente: Autores

- **Interpretar los resultados**

En este apartado se va a realizar el análisis de cada una de las curvas generadas en la sensibilización de variables. De esta manera, cada grafica se va a citar y posteriormente se va a explicar los resultados originados en el estudio. Siendo así, analizados valores finales del VPN, TIR, R B/C y tiempo de repago.

Una vez realizado los cálculos necesarios, se graficaron los resultados generados después de 24 meses. Tiempo en el cual se determinó que era suficiente para el análisis de todas las variables que se tuvieron en cuenta para este estudio.

Uno de los resultados que se tuvieron en cuenta para analizar y determinar la viabilidad de uno u otro proyecto fue el VPN de cada proyecto en un tiempo determinado. El VPN va a cambiar considerablemente con cada variable sensibilizada. Precisamente ese resultado es el que se está buscando en el análisis de sensibilidad del estudio financiero. Con esto se logra diferenciar los flujos de caja, centrándose únicamente en el término económico del proyecto.

Desde el gráfico 25 al 27 se muestra el comportamiento del VPN a 24 meses evaluado en el pozo CEN-001. Cada curva pertenece a un sistema de levantamiento artificial (ESP, PCP, ESPCP). Cada uno de estos gráficos muestra el comportamiento de las curvas al variar la

declinación mensual de la producción (Gráfico 25), el precio del barril de crudo (Gráfico 26) y la producción estimada (Gráfico 27).

En el caso del gráfico 25, el ALS que menos se ve afectado por la declinación mensual de la producción, es el sistema PCP⁷. Esto se debe a que, la declinación que utilizada para evaluar los distintos parámetros es de 0.5% (ver tabla 75), y su variación proporcional a los otros ALS no resulta diferencial en el resultado final de la curva. Sin embargo, la declinación mensual utilizada para ser sensibilizada en los ALS ESP y ESPCP, es de 5% (ver tabla 75), valor que con la variación resulta altamente modificado y por consiguiente genera grandes cambios en el VPN final. De acuerdo a lo anterior, el gráfico 25 muestra que con una declinación igual a (+75%) de lo previsto inicialmente con un sistema ESP, el VPN final va a resultar muy parecido al VPN generado por el sistema PCP. Y, si supera el +75% de lo previsto inicialmente para el sistema ESP, el sistema PCP resulta mucho más beneficioso en términos económicos que todos los otros sistemas. Del sistema ESPCP, se puede decir que siempre va a generar utilidades mucho menores a cualquiera de los otros sistemas evaluados. Incluso con una variación del porcentaje de declinación mensual, mayor al +50%, el sistema ESPCP va a generar pérdidas para la empresa.

Con respecto a la misma grafica para el pozo MAN-001 (ver Gráfico 28) la curva del sistema ESP de acuerdo a la declinación estimada inicialmente muestra un VPN a dos años de USD 3.3 mill, con respecto a los valores de los sistemas PCP y ESPCP con USD 1.47 mill y 1.19 mill respectivamente. Nuevamente se aprecia, en la curva del sistema PCP un valor más o menos constante, esto se debe como se mencionó anteriormente, al grado de afectación que tiene esta curva por la consideración de su declinación mensual.

Al sensibilizar el precio del barril del crudo, claramente se van a generar grandes cambios en las utilidades de la empresa, cualquiera que sea el ALS que tenga el pozo. Ya que, es un parámetro que depende de la economía internacional. Este gráfico da una idea de la sensibilidad de este tipo de proyectos con este parámetro.

Para el pozo CEN-001 en el gráfico donde se sensibilizo la variable *Precio del barril de crudo* (Ver gráfico 26). En un escenario pesimista donde los precios del barril de crudo

⁷ Este sistema es el que se encuentra actualmente instalado en el pozo CEN-001.

lleguen a menos de USD 35/bbl, ninguno de los proyectos es viable económicamente para implementar. Incluso, el sistema ESPCP a un precio por debajo de los USD 53/bbl resulta inviable para la empresa sostener la inversión. Sin embargo, conforme el precio suba o se mantenga en USD 60/bbl, todos los proyectos son viables económicamente. Aunque, el ESP es el que más utilidades genera para la empresa, a este le sigue el sistema PCP y por último el ESPCP.

De la misma manera, para el gráfico que corresponde al pozo MAN-001 (Ver Grafica 29), las curvas muestran un comportamiento relativamente similar entre el sistema PCP y el ESPCP, pero una predominancia del sistema ESP sobre los otros al tener valores mucho más altos en el VPN a dos años. Con una oscilación de los precios del barril de crudo en diferentes escenarios de la economía mundial, casi que en ningún caso ninguno de los sistemas generaría pérdidas una vez instalados. Resaltándose que con precios menores a USD 38/bbl y USD 32/bbl, respectivamente, los sistemas ESPCP y PCP generarían pérdidas.

El último de los gráficos donde se evalúa el VPN sensibilizando una variable, es en el de la variación de la producción estimada con los distintos ALS. En el caso del pozo CEN-001 (ver gráfico 27), el sistema ESP está por encima de todos los otros ALS en términos de utilidad para la empresa. Incluso con una variación de la producción estimada del -50% todavía genera utilidades mayores a los otros sistemas. El sistema ESPCP, es el que menos utilidades aportaría, y con una producción menor a 110 BOPD, este sistema empezaría a generar pérdidas. Lo cual lo hace insostenible desde el punto de vista económico con producciones menores a este valor.

Este mismo gráfico para el pozo MAN-001, muestra (ver Gráfico 30) valores relativamente similares entre los sistemas ESPCP y PCP en cada variación de la variable *producción estimada*. El sistema ESP en cualquiera de los casos genera más ingresos que los otros sistemas, siendo mayor la brecha en escenarios donde la producción estimada inicial sea mayor. Con la producción estimada del ESP (470 BOPD) se generan USD 3.3 mill, con respecto a los USD 1.47 mill y USD 1.19 mill que generan los sistemas PCP y ESPCP, respectivamente, con producciones estimadas inicialmente sin sensibilización de 150 BOPD y 245 BOPD respectivamente. Siendo la diferencia de USD 0.8 mill (aproximadamente), en

una producción 50% menor a la estimada inicialmente, entre el sistema ESP y los demás sistemas.

Una vez analizadas las curvas de VPN para los distintos pozos y los diferentes ALS evaluados. Se van a analizar otros métodos utilizados en el análisis financiero. Estos son, la TIR, la R B/C y el tiempo de repago, los cuales fueron recalculados con cada variación de los parámetros sensibilizados.

Para el caso del pozo CEN-001 (ver gráfico 31), evaluando la TIR modificando la variable *Declinación mensual de la producción mensual*, arrojo excelentes resultados para el ESP, y muestra claramente el efecto que esta tiene. Los efectos de esta variable sensibilizada, no tiene grandes efectos en la curva del sistema PCP por la misma razón que en las curvas de VPN. Y, en el caso de la curva del sistema ESPCP, para una declinación mayor a 8.75% mensual (+75% del original), la TIR presenta un valor de 0%, esto indica que la inversión no presenta rentabilidad. Lo anterior se puede contrastar con el gráfico 25 en el que la curva correspondiente al ESPCP genera pérdidas a partir de una variación de +50% respecto al original.

En el mismo gráfico, para el pozo MAN-001 las curvas de la TIR (ver Gráfico 40) muestran que para el sistema ESP la TIR oscila entre 131% en el mejor de los casos y 116% aproximadamente en el peor de los casos, siendo grande la diferencia con los otros sistemas. En el sistema PCP la TIR, oscila entre 59.42% y 57.80%, esto teniendo en cuenta la poca afectación que tiene la variación de la declinación en el sistema PCP por lo anteriormente mencionado. En el sistema ESPCP la TIR, oscila entre 57% y 39%, siendo mucho mejor el escenario para el sistema ESP en todos los casos.

La TIR alterada por la variación del *Precio del barril de crudo* (ver gráfico 32) nuevamente presenta una rentabilidad para el sistema ESP mayor que cualquiera de los otros dos sistemas. Para el sistema ESP por debajo de USD 30/bbl, no resulta rentable. Para el caso del PCP, por debajo de USD 35/bbl la inversión en este sistema no resulta rentable. Y, para el ESPCP por debajo de USD 50/bbl, no resulta rentable implementar este sistema.

El gráfico de la TIR con variación del *Precio del barril de crudo* (ver Gráfico 41), las curvas del sistema ESPCP y el PCP son muy similares, no siendo mayor la variación porcentual

entre ellas de 7 puntos. En cambio, la curva del sistema ESP presenta valores mucho mayores con respecto a los otros sistemas, siendo esto, resultados muy positivos para el sistema ESP.

Al sensibilizar la *producción estimada* del pozo CEN-001 y posteriormente evaluar la TIR en el pozo CEN-001 (ver Gráfico 33) se obtuvieron resultados mucho mejores para el ESP y el ESPCP con respecto a los resultados del PCP. Esto se debe a que estos dos sistemas elevarían la producción muy por encima de lo que el PCP actualmente produce. Esto se traduce en mayor rentabilidad para estos proyectos con mayor producción. El contraste de estos resultados se puede evidenciar en el gráfico 27 donde se muestra el VPN con la variación de la producción estimada, con un comportamiento muy parecido entre las curvas de estos dos gráficos. Esto indica la relación que guarda la TIR con el VPN en cada uno de los gráficos que relacionan la misma variable sensibilizada.

Del mismo modo para el pozo MAN-001 cuando se sensibiliza la variable *Producción estimada* y se calcula la TIR, (ver Gráfico 42) las curvas de los sistemas ESPCP y PCP resultan muy similares con una diferencia no mayor a 7% entre ellas. Y la TIR para los sistemas anteriormente mencionado oscila entre 93% en el mejor de los casos y 11% en el peor de los casos. Mientras que, para el sistema ESP la TIR oscila entre 198% en el mejor de los casos y 56% en el peor de los casos evaluados en este análisis de sensibilidad del estudio financiero.

Otro de los métodos utilizados fue el de la Relación Beneficio/Costo, en el cual, valores superiores a 1 (uno), indican que los ingresos acumulados son mayores a los egresos acumulados. Para valores iguales a 1, indican que los ingresos acumulados son iguales a los egresos acumulados. Por último, para valores menores a 1, indican egresos acumulados mayores a los ingresos acumulados en determinado tiempo (24 meses para este caso). Para el caso del pozo CEN-001, variando la declinación de producción y calculando la R B/C (ver Gráfico 34), muestra resultados muy desfavorables para el sistema ESPCP, en el cual en una declinación +27% (aproximadamente) respecto a la original, genera mayores egresos que ingresos acumulados. Sin embargo, el sistema ESP con una declinación menor a la original tiene mejores números que el sistema PCP, aunque, el sistema PCP tiene una mejor R B/C con una declinación mayor a la original. Cabe resaltar que el sistema ESP y el sistema ESPCP (como ya se mencionó en apartados anteriores) tienen valores originales de la declinación

mensual de producción iguales (5%) y en el sistema PCP, el cual es el que se encuentra instalado en los pozos CEN-001 y MAN-001, se estimó una declinación de 0.5% mensual en la producción.

La Relación Beneficio/Costo para el pozo MAN-001 sensibilizando la variable *Declinación mensual de la producción* (ver Gráfico 43) genera resultados interesantes para el análisis. En ninguno de los casos, salvo uno de los sistemas, presentan más Costos que Beneficios, como se puede evidenciar en las curvas. Esto no quiere decir necesariamente que no exista gran distinción entre los sistemas, claro está, dependiendo de la variación de la declinación. Como ya se ha mencionado, la declinación de la producción es un factor que poco o nada afecta la curva del sistema PCP. Sin embargo, el sistema ESP resulta con una mejor R B/C con una variación de su declinación, menor a 8.75% mensual, es decir, 75% más que la declinación estimada inicialmente. Con un valor mayor a esta declinación, el sistema PCP presenta una R B/C mayor que todos los sistemas. Con respecto al sistema ESPCP, la relación siempre es menor con respecto a los otros sistemas,

La variable *Precio del barril de crudo* también fue sensibilizada y con estos valores fue evaluada la R B/C para el pozo CEN-001. De las curvas del gráfico 35 se puede inferir un comportamiento particular de las curvas de los sistemas ESP y PCP, los cuales se asemejan mucho entre ellos para el mismo porcentaje de variación del precio del barril de crudo. Esto solo se puede explicar desde la perspectiva de los ingresos y los gastos, los cuales guardan una relación proporcional independientemente de las diferencias cuantitativas entre estos datos, estando por debajo de un precio aproximado a USD 37/bbl, los egresos acumulados, mayores a los ingresos acumulados.

En el caso del pozo MAN-001 (ver Gráfico 44) al sensibilizar la variable *Precio del barril de crudo* y calcular la R B/C se encontraron diferencias entre los tres ALS, en resumen, para un precio del barril de crudo de USD 78/bbl, el sistema ESP reporta una R B/C de 2.62, el PCP de 2.37 y el ESPCP de 1.94. Y, en el escenario de un precio del barril de crudo de USD 42/bbl, el ESP reporta 1.41, el PCP 1.28 y el ESPCP 1.04. Siendo en todos los casos, los resultados mayores el del sistema ESP, siguiéndole el del sistema PCP y por último el sistema ESPCP en orden de mejor a peor.

Este comportamiento particular entre las curvas de los sistemas ESP y PCP se repite una vez más en las curvas de R B/C donde se sensibilizó la variable *Producción estimada* (ver gráfico 36) para el pozo CEN-001. Donde únicamente la curva del sistema ESPCP en los porcentajes establecidos, estaría por debajo de 1 (UNO) en la relación R B/C con una variación mayor al -12% de la producción estimada con respecto a la original. Esto no es una buena señal para el análisis económico de este sistema para este pozo en particular, ya que, no esperar una producción menor a la estimada sería un riesgo muy alto desde el punto de vista económico de la inversión. Las otras dos curvas, al tener resultados muy parecidos, no generan cuestionamientos de preferencia en la elección de uno de los dos sistemas, al tener en cuenta especialmente el factor R B/C.

En el caso del pozo MAN-001 (ver Gráfico 45) al sensibilizar la variable *producción estimada* y posteriormente calcular la R B/C se encontraron diferencias entre los tres ALS, en resumen, para una producción estimada de 30% menos de lo esperado para cada sistema, el sistema ESP reporta una R B/C de 1.78, el PCP de 1.57 y el ESPCP de 1.33. Y, en el escenario de una producción estimada de 30% más de lo esperado para cada sistema, el ESP reporta 2.13, el PCP 2.00 y el ESPCP 1.68. Siendo en todos los casos, los resultados mayores el del sistema ESP, siguiéndole el del sistema PCP y por último el sistema ESPCP en orden de mejor a peor.

Uno de los factores más importantes para el inversionista es el tiempo de repago, el cual, como su nombre lo indica, es el tiempo que la inversión tarda en recuperarse con los ingresos que esta generaría. De esta manera se evaluaron las tres variables sensibilizadas para determinar estos tiempos. Claramente, a un menor tiempo, mayor preferencia para el inversionista, ya que recuperar la inversión en el menor tiempo posible es un factor muy importante, al tratarse de grandes inversiones, como es el caso.

En el caso del pozo CEN-001 el tiempo de repago se calculó al sensibilizar la variable *declinación mensual de la producción* (ver Gráfico 37), poco o nada afecta a los resultados finales de los sistemas ESP y PCP, mientras que el sistema ESPCP si es muy susceptible a los cambios en esta variable, siendo el tiempo de repago más bajo para el sistema ESP con un 1.6 meses en promedio y el sistema PCP se pagaría la inversión en 2.62 meses. El más

bajo periodo de repago para el sistema ESPCP es de 3.46 sin embargo, puede llegar hasta 5.18 meses si la declinación es un 200% mayor respecto a la original.

Para el caso del pozo MAN-001 este mismo gráfico (ver Gráfico 46) se muestra una peculiaridad, ya que al ser tiempos de repago tan bajos, la declinación mensual las afecta en muy poca medida, ya que, la declinación se hace mayor con respecto al tiempo, y los efectos reales de esta variable se ven en varios meses, como se puede evidenciar en otros gráficos. En resumen, el promedio del tiempo de recuperación de inversión de cada sistema es de 1.79 meses para el PCP, 1.70 meses para el EPCP y con el mejor resultado de 0.76 meses para el sistema ESP.

Continuando con el análisis del tiempo de repago, se sensibilizo la variable *Precio del barril de crudo* para el pozo CEN-001 con el que se encontraron resultados sorprendentes y concluyentes. Los tres sistemas son muy susceptibles a esta variable sensibilizada, como se ha evidenciado en análisis anteriores. Con un valor original de USD 60/bbl se analizó en un rango entre USD 30/bbl a USD 90/bbl de esta variable. Evidenciando que para el sistema ESPCP con un valor del crudo igual a USD 48/bbl el tiempo de recuperación de la inversión es de 9.05 meses, lo cual lo hace muy riesgoso para los intereses de la empresa, esto, en el peor de los casos ya que a USD 60/bbl para este mismo sistema el tiempo de repago es de 3.71 meses. En el caso del sistema PCP, en el peor de los casos el sistema a USD 42/bbl el tiempo para recuperar la inversión es de 10 meses, y a USD 60/bbl este mismo tiempo es de 2.62 meses. Cabe resaltar que en este análisis se procura esperar iguales o peores condiciones para no llevarse sorpresas que puedan desatar crisis operativas en la empresa en cuestión. Ya que, el sistema debe ser lo suficientemente rentable y con el menor riesgo posible de generar inconvenientes al momento de cambiar el contexto económico como paso algunos años en la industria en general con el desplome de los precios del barril de crudo. Por esta razón, el sistema con mejores opciones según el gráfico (ver Gráfico 38) es el sistema ESP con el que a USD 36/bbl el tiempo de recuperación de la inversión es de 6.1 meses aproximadamente, y en condiciones esperadas de USD 60/bbl es de 1.56 meses. Incluso, si el precio del barril de crudo superara los USD 78/bbl este tiempo podría disminuir por debajo de 1 mes para recuperar la inversión.

En el caso del pozo MAN-001 (ver Gráfico 47) nuevamente el sistema ESP presenta los valores más bajos en el tiempo de recuperación de la inversión menor a 1 mes con el precio del barril de crudo mayor a USD 50/bbl y en el peor de los casos es de 4.66 meses con un precio de USD 30/bbl. El sistema ESP y el PCP presentan valores muy similares, los cuales, para tener un tiempo de recuperación de la inversión menor a 1 mes, el precio del barril debe estar por encima o igual a USD 84/bbl. O, para un tiempo no mayor a 2 meses para recuperar la inversión, el precio del barril tiene que ser igual o mayor a USD 57/bbl aproximadamente. Siendo, para el ESPCP en el peor de los casos (para tiempos únicamente menores a 24 meses) un tiempo de 7.25 meses si el barril de crudo se cotiza en USD 36/bbl y para el sistema PCP (con la misma aseveración realizada en el ESPCP) un tiempo de 5.82 meses si el barril de crudo se cotiza en USD 36/bbl. Si usted se está preguntando ¿por qué se asevera que en el peor de los casos los sistemas presentan esos tiempos de recuperación de la inversión, si el escenario puede ser incluso peor?, en este caso se puede afirmar que tiene toda la razón al cuestionarse por ese motivo. La respuesta a esta pregunta radica en el lapso de tiempo que se empleó para realizar el estudio, el cual consta de 24 meses de análisis. Por esta razón, los sistemas ESPCP y PCP en el escenario económico de un precio del crudo de USD 30/bbl, los cálculos corresponderían a un tiempo superior a 24 meses y, por esta razón los resultados no se muestran en los gráficos.

Finalmente, la variable *Producción esperada* es una de esas variables más importantes que muestran el comportamiento del tiempo de recuperación de la inversión. En este caso, la estabilidad en variaciones relativamente pequeñas, es fundamental, entendiéndose que la producción estimada puede tener frecuentemente variaciones positivas o negativas a la esperada, en menores casos se tienen grandes variaciones en la producción lograda con el nuevo sistema. Esto puede atribuirse a factores técnicos no considerados o a problemas directamente en el yacimiento no esperados. Para el caso del pozo CEN-001 en el gráfico (ver Gráfico 39) se evidencia el comportamiento del tiempo de repago para los distintos sistemas evaluados. El sistema ESPCP con la producción esperada en el pozo en cuestión (140 BOPD) recuperaría la inversión en 3.7 meses pero si esa producción estimada inicial es de 112 BOPD es decir un 20% menos que el estimado, este tiempo se eleva a 20.9 meses para recuperar la inversión aproximadamente. Con respecto al sistema PCP, el cual se espera una producción de 105 BOPD (la producción actual) el tiempo de repago estaría en 2.62

meses, sin embargo si la producción esperada es un 20% menos de lo esperado, es decir, unos 84 BOPD este tiempo se eleva a unos 3.5 meses aproximadamente, siendo incluso 11.7 meses este tiempo si la producción estimada inicial es de 52 BOPD (50% menos de lo estimado). El mejor de los casos se presenta en el sistema ESP, considerando las proporciones. En el sistema ESP, la producción estimada es de 250 BOPD, configurándose así un tiempo de recuperación de la inversión de 1.56 meses, el más rápido de todos. Con un 20% menos de lo estimado (202 BOPD) es de 2.46 meses, y un 40 % menos de lo estimado (126.56 BOPD) es de 5.26 meses.

Con respecto al pozo MAN-001 este mismo gráfico (ver Gráfico 48) se evidencia que los resultados de los sistemas ESPCP y PCP son muy similares, y diferentes con respecto al sistema ESP el cual presenta tiempos mucho menores. En resumen, para una producción estimada de 30% menos de lo esperado para cada sistema, el sistema ESP reporta un tiempo de repago de 1.52 meses, el PCP de 2.62 meses y el ESPCP de 2.78 meses. Y, en el escenario de una producción estimada de 30% más de lo esperado para cada sistema, el ESP reporta 0.5 meses, el PCP 1.26 meses y el ESPCP 1.29 meses. Siendo en todos los casos, los resultados del tiempo de recuperación de la inversión menores en el sistema ESP.

6. CONCLUSIONES

- Para obtener un mayor rendimiento económico es necesario cambiar el ALS actual de los pozos.
- Al profundizar la bomba se obtiene una mayor producción correspondiente a la pérdida de sumergencia, teniendo en cuenta la ubicación por encima de los perforados para tener una buena refrigeración del motor.
- Al utilizar bombas con motores en fondo evitamos problemas inherentes al uso de varillas, como rupturas o desenrosque de las mismas.
- Con información más detallada se pueden obtener resultados más cercanos a la realidad y, por ende, tomar decisiones de inversión con menor riesgo e incertidumbre.
- El elastómero es un componente que falla repetitivamente cuando no se realizan los estudios de compatibilidad detallados, por lo tanto es crucial que se tome el tiempo necesario para realizar estos estudios.
- El ALS de ESP resulta ser la mejor opción para cambiar el ALS actual, a pesar que el costo de implementación y operación es mayor, la producción de crudo esperada es mucho mayor, resultando en un mayor beneficio económico.
- Si en algún momento alguien decidiera implementar la ESPCP como nuevo ALS, debe hacerlo como un mantenimiento preventivo y no correctivo, para evitar pérdidas por diferidas, mientras se realizan los estudios de compatibilidad del elastómero.
- Se evidencia la importancia de la evaluación económica y el análisis de sensibilidad en la planeación de los proyectos, concluyendo que no es suficiente con una evaluación técnica para determinar el sistema más adecuado, correspondiendo en ambos casos al sistema ESP como mejor opción para ser instalados tanto en el pozo CEN-001 y MAN-001. Por su estabilidad y mejor comportamiento frente a los demás sistemas evaluados, en escenarios donde las condiciones son susceptibles a cambios.

- Se identificó que los cambios en la Producción estimada y el Precio del barril de crudo son factores de gran importancia para evaluar y escoger un ALS apropiado de acuerdo a las necesidades del campo. Ya que, cambios pequeños en estas variables afectan directamente los resultados finales y puede ser determinantes al momento de tomar decisiones con el mayor beneficio y el menor riesgo o incertidumbre.
- Es necesario seguir con el estudio práctico, para obtener datos más cercanos a la realidad del equipo, por lo tanto se concluye que lo realizado en este proyecto no es definitivo, es decir no se puede asegurar si el equipo a instalarse tenga un comportamiento efectivo.

7. RECOMENDACIONES

- Luego de instalar el nuevo ALS se debe monitorear cuidadosamente la temperatura del motor, debido a que es un factor crítico en este proyecto.
- Aunque el ESP es un equipo que tiene flexibilidad de operación, no se debe incrementar mucho la frecuencia de operación, pues podría reducir la vida útil del equipo y reducir a niveles críticos la sumergía del mismo.
- Se recomienda disminuir el diámetro de la tubería de 4-1/2" a 3-1/2" e instalar camisa de refrigeración de 5 1/2" hasta la admisión de la bomba, con el fin de poder aumentar la velocidad de flujo a través de la bomba y prevenir incrementos en la temperatura del motor.
- Se recomienda instalar capilar de química desde la succión del equipo hasta superficie con la finalidad de tener un canal para realizar inyección de mejoradores de flujo y permitir aumentar el manejo del crudo tanto en el subsuelo como en superficie.
- Si en algún momento alguien decidiera implementar la ESPCP como nuevo ALS, se recomienda entrenar y capacitar al personal operativo sobre el manejo y características de este sistema de levantamiento artificial.
- Es de vital importancia contar con información actualizada y confiable para la evaluación de un proyecto, las cuales deben incluir todos los detalles posibles para mejores aproximaciones. Incluyendo en las variables más importantes los parámetros operacionales en general, datos históricos de producción, estados mecánicos, tablas Run Life del pozo, información del pozo, entre otros.
- Se recomienda realizar análisis de sensibilidad multivariable para realizar una aproximación más precisa de los distintos escenarios que se pueden presentar a lo largo de la operación de cada sistema. Esto, debido a que el análisis de sensibilidad multivariable no se tuvo en cuenta para este trabajo.
- A pesar que el proyecto no fue definitivo, los avances que se han tenido son considerables, que la viabilidad del proyecto es alta, por lo tanto se recomienda realizar el cambio de ALS en un pozo como prueba piloto, se recomienda el pozo Mansoya-1 debido a su alta rentabilidad económica.

8. ANEXOS

ANEXOS A

Estado Mecánico de las Varillas pozo Cencellá-1

Longitud (Ft)	Cantidad	Base MD (ft)	Componente
40	1	61	BARRA LISA DE 1 1/2" X 40 FT
4	1	65	PONY ROD 1 1/4"X4FT
2	1	67	PONY ROD 1 1/4"X4FT CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
1,275	51	1,342	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	1,367	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	1,692	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	1,717	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	2,042	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	2,067	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	2,392	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	2,417	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	2,742	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	2,767	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	3,092	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	3,117	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	3,442	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	3,467	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	3,792	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	3,817	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	4,142	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	4,167	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	4,492	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	4,517	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	4,842	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	4,867	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	5,192	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	5,217	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
325	13	5,542	VARILLA DE 1 1/4"
25	1	5,567	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
350	14	5,917	VARILLA DE 1 1/4"
75	3	5,992	VARILLA DE 1 1/4" CON CENTRALIZADOR SPIN-THRU
0.41	1	5,992.41	COUPLING 1"
37	1	6,029.41	ROTOR 1 1/2" X 37 FT

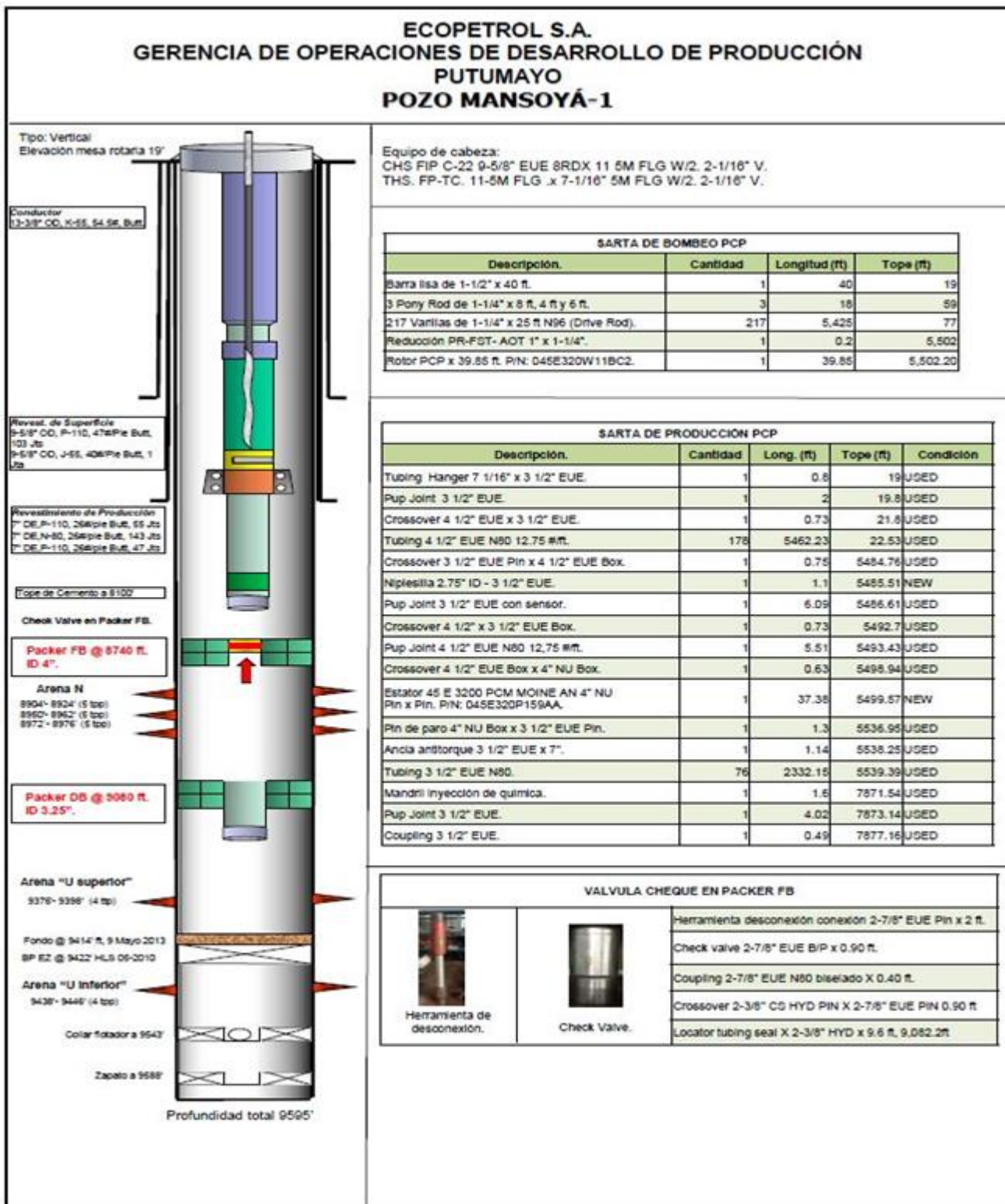
Estado Mecánico Casing Pozo Cencellá-1

REVEST. SUPERF.					
Item Description	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Body ID (in)
junta 8R	1	21.0	39.47	13.375	12.615
cross over BTC	1	60.5	2.00	13.375	
JUNTAS BTC	30	62.5	914.83	13.375	12.615
COLLAR FLOTADOR BTC	1	977.3	1.50	13.375	
casing 13-3/8 K-55 -54.5#	1	978.8	30.00	13.375	12.615
ZAPATO FLOTADOR BTC	1	1,008.8	2.20	13.375	
REVEST. INTERMED. 1					
Item Description	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Body ID (in)
LANDING JOINT	1	21.0	22.50	9.625	
CASING 8R	4	43.5	169.81	9.625	8.681
XO pin BTT * box 8R	1	213.3	2.54	9.625	
CASING	27	215.8	791.88	9.625	8.681
XO pin 8R * box BTT	1	1,007.7	2.60	9.625	
DVT 8R	1	1,010.3	1.73	9.625	
XO PIN 8R*box BTT	1	1,012.1	2.57	9.625	
JUNTAS BTT	185	1,014.6	5,425.95	9.625	8.681
XO pin 8R * box BTT	1	6,440.6	2.60	9.625	
CF.8R	1	6,443.2	1.63	9.625	
XO pin 8R * box BTT	1	6,444.8	2.59	9.625	
JUNTA BTT	1	6,447.4	29.88	9.625	8.681
ZF BTT	1	6,477.3	1.72	9.625	
REVEST. PROD.					
Item Description	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Body ID (in)
JUNTAS P-110	10	21.0	438.65	7.000	6.276
JUNTAS N-80 23# BTT	92	459.6	2,760.10	7.000	6.366
JUNTAS N-80 26# BTT	150	3,219.8	4,680.15	7.000	6.276
JUNTAS	38	7,899.9	1,659.30	7.000	6.276
XO	1	9,559.2	2.83	7.000	
CF	1	9,562.0	0.95	7.000	
XO	1	9,563.0	2.72	7.000	
JUNTA P-110 26 # BTT	1	9,565.7	45.40	7.000	6.276
XO	1	9,611.1	2.72	7.000	
Z.F	1	9,613.8	1.18	7.000	

Estado Mecánico de las Varillas pozo Mansoyá-1

ROD STRING					
Item Description	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Body ID (in)
Barra lisa de 1-1/2" x 40 ft Acero al carbon	1	20.0	40.00	1.500	
Coupling PR-1"	1	60.0	0.20	1.000	
Pony Rod de 1-1/4" x 4 ft N96 (Drive Rod)	1	60.2	4.00	1.250	
Pony Rod de 1-1/4" x 6 ft N96 (Drive Rod)	1	64.2	6.00	1.250	
Pony Rod de 1-1/4" x 8 ft N96 (Drive Rod)	1	70.2	8.00	1.250	
varillas de 1-1/4" x 25 ft N96 (Drive Rod).	218	78.2	5,450.00	1.250	
Centralizador PCP para TBG de 3" x 1" Rod	1	5,528.2	0.80	3.000	
varillas de 1-1/4" x 25 ft N96 (Drive Rod).	2	5,529.0	25.00	1.250	
Centralizador PCP para TBG de 3" x 1" Rod	1	5,554.0	0.80	3.000	
varillas de 1-1/4" x 25 ft N96 (Drive Rod).	1	5,554.8	25.00	1.250	
Centralizador PCP para TBG de 3" x 1" Rod	1	5,579.8	0.80	3.000	
varillas de 1-1/4" x 25 ft N96 (Drive Rod).	1	5,580.6	25.00	1.250	
Centralizador PCP para TBG de 3" x 1" Rod	1	5,605.6	0.80	3.000	
varillas de 1-1/4" x 25 ft N96 (Drive Rod).	1	5,606.4	25.00	1.250	
Reducción PR-FST-AOT 1" x 1-1/8".	1	5,631.4	0.20	1.125	
Rotor PCP x 38.9 ft.	1	5,631.6	38.90	1.250	

Estado Mecánico Pozo Mansoyá-1



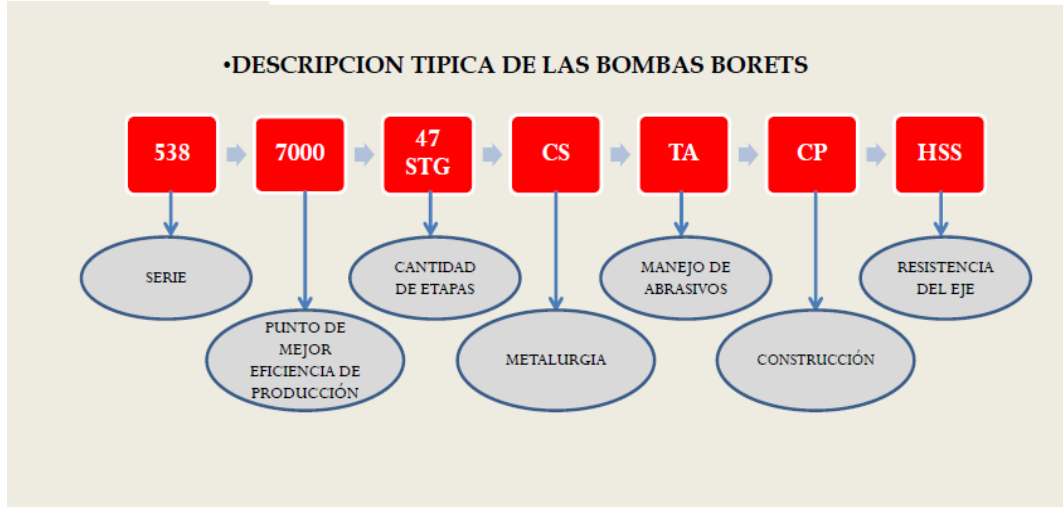
Estado Mecánico Casing Pozo Mansoyá-1

REVEST. SUPERF.					
Item Description	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Body ID (in)
Casing, Casing, 13 3/8 , 54.5 , J-55, BTC	4	20.0	119.00	13.375	12.615
Casing Shoe, Casing Shoe, , 0.00 ppf, ,	1	139.0	1.00	13.375	12.459
REVEST. INTERMED. 1					
Item Description	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Body ID (in)
Casing, Casing, 9 5/8 , 47 , P-110, BTC	103	20.0	3,179.00	9.625	8.681
ICVF	1	3,199.0	1.00	9.625	
Casing, Casing, 9 5/8 , 40 , J-55, BTC	1	3,200.0	31.00	9.625	8.835
Casing Shoe, Casing Shoe, , 0.00 ppf, ,	1	3,231.0	1.00	9.625	8.525
REVEST. PROD.					
Item Description	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Body ID (in)
Casing, Casing, 7 , 26 , P-110, BTC	55	20.0	2,147.00	7.000	6.276
Casing, Casing, 7 , 26 , N-80, BTC	143	2,167.0	5,586.00	7.000	6.276
Casing, Casing, 7 , 26 , P-110, BTC	46	7,753.0	1,795.00	7.000	6.276
FLOAT COLLAR	1	9,548.0	1.00	7.000	6.276
Casing, Casing, 7 , 26 , P-110, BTC	1	9,549.0	38.00	7.000	6.276
FLOAT SHOE	1	9,587.0	1.00	7.000	6.276

ANEXO B

- **BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES**

- **DESCRIPCIÓN TÍPICA DE LAS BOMBAS**



- **NOMENCLATURA DE LAS BOMBAS**

Tipo	Metalurgia	Configuración	Elastomeros
Center Tandem CT	CS* Cabeza y Base, CS Carcaza, CS tornilleria CS	Floater FP	HNBR Std (estandar)
	SS* Cabeza y Base, SS Carcaza, Tornilleria de Monel SS	Compresora CP	Aflas HT (Alta temperatura)
	CS Cabeza y Base, CS carcaza, Tornilleria de Monel MT		
	SS Cabeza y Base, CS Carcaza, Tornilleria de Monel MTS		
Eje	Manejo de Abrasivos	Recubrimiento interno	Rosca en Carcaza
MONEL * Std (estandar)	Carburo Tugsteno en base y cabeza SA	Recubrimiento Boronize BO	Buttress (extrafuerte) BT
INCONEL* HSS(eje de alta carga)	Carburo Tugsteno en Base y Cabeza/ Etapas TA		
	Carburo Tugsteno en Base y Cabeza y X Etapas XA		

*CS (Carbon steel/ acero al carbono) / **SS (Staninless Steel/ Acero Inoxidable)

Disponibile con cubrimiento de aspersion

Monel e Inconel son marcas registradas de Inco Alloys International Inc.

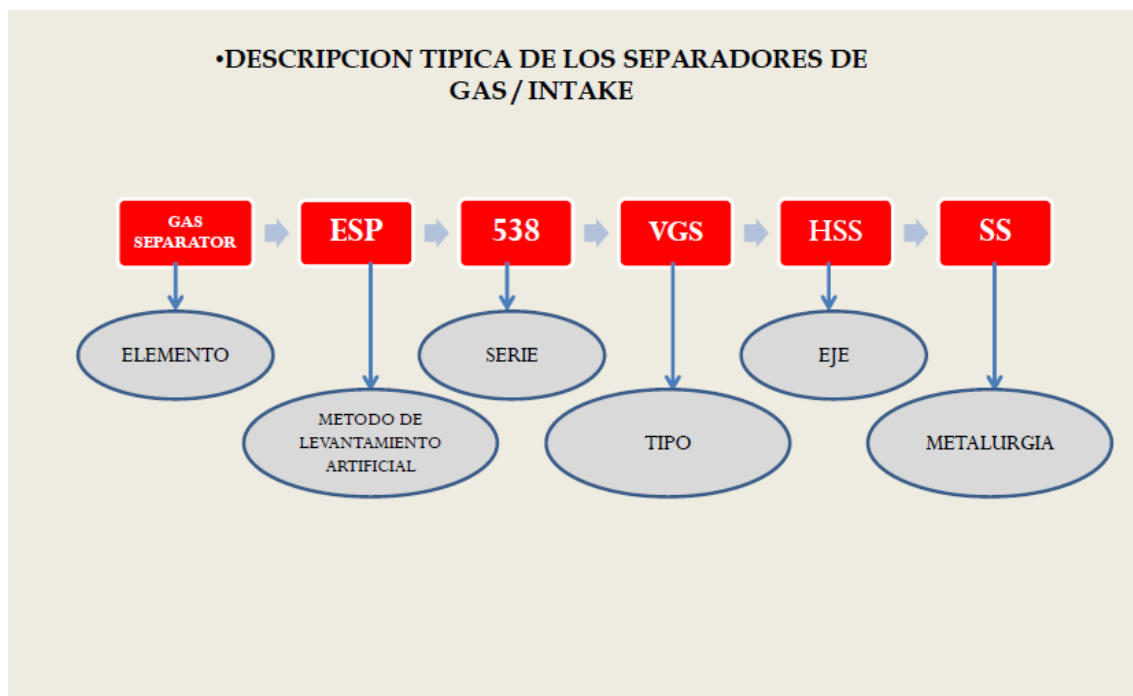
1 HYDROGENATED NITRIE BUTADIENE RUBBER / Caucho de Butadieno

- **CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA SEGÚN SU SERIE**

Bombas	Diametro		Spline	Bombas	Diametro		Spline	Vapro 400	Diametro		Spline
338-400	5/8"	0,625	6T	400-5800	7/8"	0,875	6T	XV40 - XV 70	7/8"	0,875	6T
338-550	5/8"	0,625	6T	538-1900	7/8"	0,875	6T				
338-900	5/8"	0,625	6T	538-2600	7/8"	0,875	6T				
338-1200	5/8"	0,625	6T	538-3600	7/8"	0,875	6T				
338-1500	5/8"	0,625	6T	538-4700	1"	1	6T				
338-2300	11/16"	0,687	6T	538-7000	1"	1	6T				
400-180	5/8"	0,625	6T	538-9000	1"	1	6T				
400-350	5/8"	0,625	6T	538-12500	1 3/16"	1,187	6T				
400-500	11/16"	0,687	6T	538-18000	1 3/16"	1,187	6T				
400-700	5/8"	0,625	6T	675-6500	1"	1	6T				
400-950	5/8"	0,625	6T	675-9000	1 3/16"	1,187	6T				
400-1250	11/16"	0,687	6T	675-12500	1 3/16"	1,187	6T				
400-1750	11/16"	0,687	6T	675-16000	1 3/16"	1,187	6T				
400-2200	11/16"	0,687	6T	862-18000	1 3/8"	1,375	6T				
400-3000	7/8"	0,875	6T	862-25000	1 3/8"	1,375	6T				
400-4500	7/8"	0,875	6T	950-1050	1.50"	1.50"	6T				

• **SEPARADORES DE GAS**

- **DESCRIPCIÓN TÍPICA DE LOS SEPARADORES DE GAS**



- **NOMENCLATURA DE LOS SEPARADORES DE GAS**

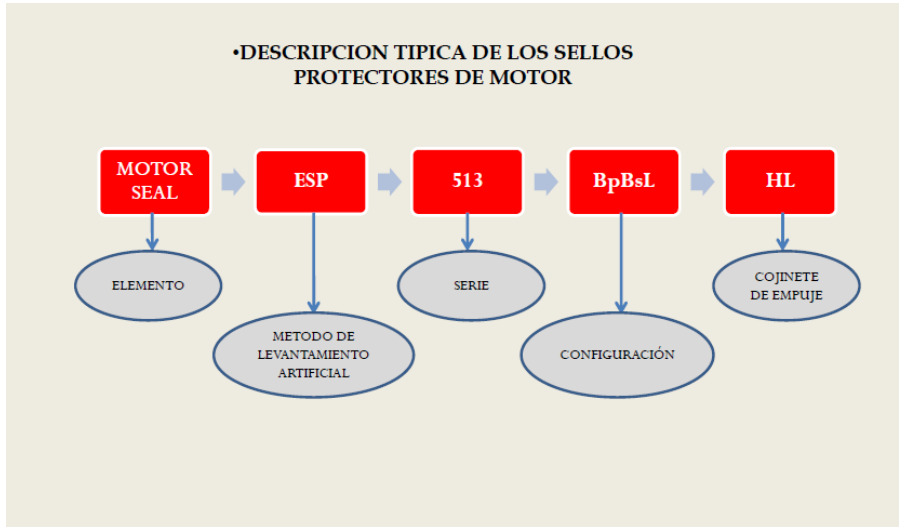
Intake / Admision					
Tipo		Metalurgia		Eje	
Estandar	std	CS*	Cuerpo, CS Tornilleria	CS	Monel std
Con clamp para camisa de refrigeración	SH	SS**	Cuerpo, Tornilleria de Monel	SS	Inconel HSS
		CS	Carcasa, Tornilleria de Monel	MT	
*CS (Carbon Steel / Acero al carbono), **SS Stainless Steel / Acero Inoxidable					
Separador de Gas					
Tipo		Metalurgia		Eje	
Vortex sencillo	S-VGS	CS*	Cabeza y Base, CS Carcaza, CS tornilleria	CS	Monel std
Vortex seccion superior	UT-VGS	SS*	Cabeza y Base, SS Carcaza, Tornilleria de Monel	SS	Inconel HSS
Rotatorio sencillo	S-RGS	CS	Cabeza y Base, CS carcaza, Tornilleria de Monel	MT	
Rotatorio seccion superior	UT-RGS				
*CS (Carbon steel/ acero al carbono) / **SS (Staninless Steel/ Acero Inoxidable)					
Disponible con cubrimiento de aspersion					
Monel e Inconel son marcas registradas de Inco Alloys International Inc.					

- **CARACTERÍSTICAS DEL SEPARADOR SEGÚN SU SERIE**

Separador de gas	Diametro		Spline
338 - 400	7/8"	0,875	6T
513 - 538 - 675	1 3/16"	1,187	6T

- SELLO PROTECTOR DEL MOTOR

- DESCRIPCIÓN TÍPICA DE LOS SELLOS



- NOMENCLATURA DE LOS SELLOS

SELLOS PROTECTORES DE MOTOR

Opciones

Metalurgia	Eje	Elastomeros	Cojinete de empuje
CS* Cabeza y Base, CS Carcaza, CS tomilleria CS	MONEL* Std (estandar)	HNBR Std (estandar)	Estandar std
SS* Cabeza y Base, SS Carcaza, Tornilleria de Monel SS	INCONEL* HSS(eje de alta carga)	Aflas HT (Alta temperatura)	Alta Carga HL
CS Cabeza y Base, CS carcaza, Tornilleria de Monel MT			
SS Cabeza y Base, CS Carcaza, Tornilleria de Monel MTS			

*CS (Carbon steel/ acero al carbono) / **SS (Staninless Steel/ Acero Inoxidable)

Disponible con cubrimiento de aspersion

Monel e Inconel son marcas registradas de Inco Alloys International Inc.

- **CARACTERÍSTICAS DEL SELLO SEGÚN SU SERIE**

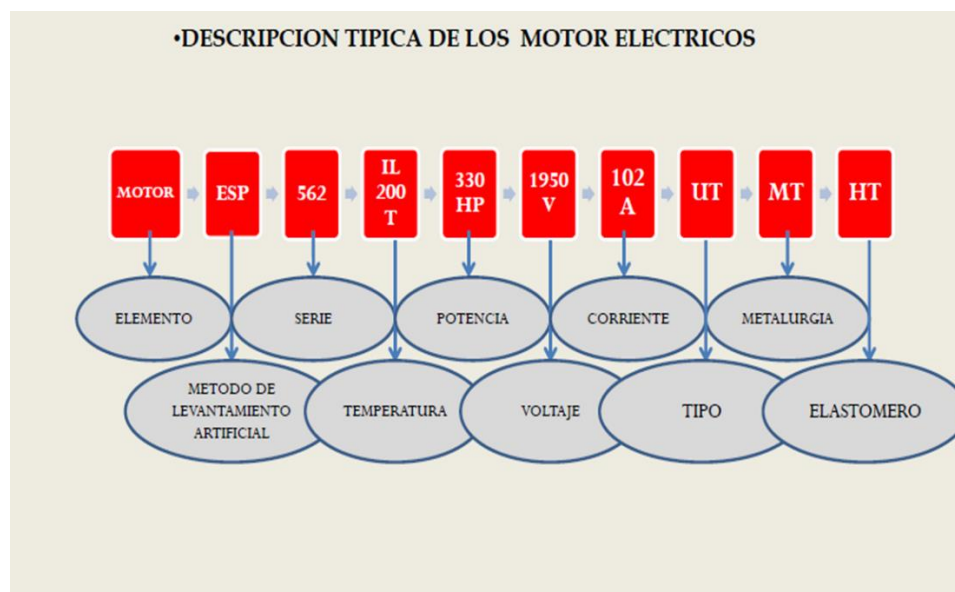
<u>Sello</u>	<u>Diametro</u>		<u>Spline</u>
338 - 400	7/8"	0,875	6T
400 guardian	1"	1"	28T
513	1-3/16"	1,187	6T
538 guardian	1-3/8"	1,375	21T

- **CONFIGURACIONES POSIBLES DEL SELLO**

Configuración		Combinaciones	
L	Laberinto	BsB	LsLsL
B	Bolsa	LsBpB	BsBsL
p	paralelo	LsL	BpBsL
s	serie	BsL	LsB
		BpB	

• **MOTORES ELÉCTRICOS**

- **DESCRIPCIÓN TÍPICA DE LOS MOTORES**



- **NOMENCLATURA DE LOS MOTORES**

MOTOR ELÉCTRICO

Opciones

Tipo		Metalurgia	Elastomeros
Sección superior	UT	CS* Cabeza y Base, CS Carcaza, CS tornilleria CS	SM3***
Sección centro	CT	SS* Cabeza y Base, SS Carcaza, Tornilleria de Monel SS	
IL 200T rango 200°C tape-in		CS Cabeza y Base, CS carcaza, Tornilleria de Monel MT	
IL200P rango 200°C plug-in		SS Cabeza y Base, CS Carcaza, Tornilleria de Monel MTS	

*CS (Carbon steel/ acero al carbono) / **SS (Staninless Steel/ Acero Inoxidable)

SM3*** es un elastomero de alta temperatura con un rango de 204°C (400°F)

- **CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR SEGÚN SU SERIE**

Motor	Diámetro		Spline	Motor	Diámetro		Spline
338	7/8"	0,875	6T	540 UT	1 -3/8"	1,375	6T
338	1"	1	15T	562 S (IL150/180)	1 - 3/16"	1,187	6T
456 S	1 - 1/8"	1,125	6T	562 UT (IL150/180)	1 -3/8"	1,375	6T
456 UT	1 - 3/16"	1,187	6T	562 UT (IL200)	1 -3/8"	1,375	INV 21T
540 S	1 - 3/16"	1,187	6T	562 CT (IL200)	1 -3/8"	1,375	INV 21T

• **SENSOR DE FONDO**

- **CARACTERÍSTICAS DE LOS SENSORES ZENITH DE LA SERIE E**

Zenith E-Series system parameters				
	E4	E6	E7	E7+
Pump intake pressure	●	●	●	●
Pump discharge pressure			●	●
Intake temperature	●	●	●	●
Motor oil or motor winding temperatures	●	●	●	●
Vibration X axis		●	●	●
Vibration Y axis		●	●	●
Current leakage	●	●	●	●
Wellhead pressure				●
Total liquid flow rate				●
Water cut				●
Bottom hole flowing pressure				●
Real time pump curve & live operating point				●

● Parameter included

- **CABLE DE POTENCIA**
- **NOMENCLATURA DE LOS CABLES**

Configuración del conductor	Aislamiento	Chaqueta
Tipo Solido Estriado Estriado-Compacto	PP-Polipropileno E-Etileno EPDM- Etileno Propileno Dieno Metileno K- Kapton	O- Nitrilo E- EPDM
Armadura	Barrera Protectora	Cable
G- Galvanizado HG- Galvanizado reforzado DG- Doble capa galvanizado SS- Acero inoxidable M- Monel	T- Fluoropolímero o cinta polimide B- Malla Sintética especial L- Camisa de plomo	#1 #2 #4 #6

- **CARACTERÍSTICAS DEL CABLE SEGÚN SU SERIE**

Sub-Line™ Cable Models	Application Temperature °F (°C)	Cable Nomenclature
SL-212	212 (100)	PPOTB
SL-285	285 (140)	EOTB
SL-450	450 (232)	EETB
SL-450 E-Lead	450 (232)	ELB and ELBE
SL-MLE	450 (232)	KELB

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aranda, R.F., Herrera, R. R. (2003). *Nueva correlación para calcular índice de productividad en pozos horizontales*. Universidad Surcolombiana. Huila (Colombia).

Ávila, Erika. (2015). Presentación - *Bomba de cavidad progresiva BCP – Sistema de recuperación de Petróleo y Gas*. Recuperado de: <https://es.slideshare.net/LisandroHernandezPea/bombas-de-cavidad-progresiva-bcp-sistema-de-recuperacin-de-petroleo-y-gas>

Bao, Feng., Meng, Weibin., Li, Anxia., Zhang, Xiaocheng., Li, Liangchuan., Wu, Binchang., Li, Xin. (2010). *The Application of ESPCP in CHINA Offshore Oilfield*. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-136816-MS>

Bates, Ron. (2004). *Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP. Oilfield*. Recuperado de: http://oilproduction.net/files/03_esp_surveillance.pdf

Brown, Kermit. (1980). *The technology of artificial lift methods. Volume 2a*. The University of Tulsa.

Buitrago, José., Masías, Henry. (2012). *Análisis técnico y económico de la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) para crudo pesado en campos colombianos*. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga (Colombia).

Chacín, Nelvy. (2003). *Bombeo por cavidad progresiva: Operación, diagnóstico, análisis de falla y Trouble Shooting*. Workshop International: ESP OIL. Recuperado de: <http://es.scribd.com/doc/66822580/Bombeo-de-Cavidad-Progresiva>

Hirschfeldt, Marcelo. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Versión 2008 V1. OilProduction.net. Disponible en la web: <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

Baker Hughes. (2009). *Submersible Pump Handbook*. Ninth Edition, Centrilift. Recuperado de: <https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/4-electricalsubmersiblepumps.pdf>

Mcnaughton, Kenneth. (1999). *The chemical engineering guide to pumps*. U.S.A: McGraw Hill. Página 82.

Mendoza, Erick. (2005). *Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo*. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga (Colombia).

Peña, Fredy. (2005). *BES- Descripción, diseño y monitoreo*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga (Colombia).

Ramírez, Marto. (2004). *Bombeo electrosumergible: análisis, diseño, optimización y trouble shooting*. Workshop International. ESP OIL. Recuperado de: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-electrosumergible.pdf>

Rico, Naydu. (2012). *Estudio de prefactibilidad para la implementación del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas (ESPCP) en un campo de Ecopetrol S.A*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga (Colombia).

Rodríguez, Francis. (2012). *Propuestas de mejoras para la disminución de fallas operacionales en los trabajos de rehabilitación y mantenimiento de pozos petroleros de la empresa COMANPA C.A*.

Salas, María Lucía. (2015). *Definición del esquema conceptual para diseño de prototipo de inspección no destructiva de varilla continúa de bombeo mecánico de pozos*. Universidad Eafit. Escuela de Ingeniería. Medellín (Colombia). Página 17

REFERENCIAS EN LA WEB

<http://www.portalinformativoindustrial.com/hidrocarburos/fuel-oil-no-4-combustible-industrial-se-abre-paso-en-el-mercado-latinoamericano/>

<https://www.gerencie.com/depreciacion.html>

<http://colombia.mmi-e.com/blog/regal%C3%ADas-petroleras-%C2%BFde-donde-vienen-y-para-donde-van>

<https://www.laprensa.com.ni/2017/03/26/economia/2205653-que-es-el-valor-presente-neto-y-por-que-es-relevante-en-finanzas>

<http://www.contabilidadyfinanzas.com/relación-beneficio-costo-bc.html>

http://producciondecrudoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_1.html

<https://dolar.wilkinsonpc.com.co/commodities/petroleo-brent.html>

<https://www.rankia.co/blog/mejores-cdts/3718561-que-tir-para-sirve>

<https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jrdoc>

<https://production-technology.org/esp-cable/>

<https://www.shopbakerhughes.com/artificial-lift/variable-speed-drive-vsd-esp>

<https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-jrdoc>

<http://pumpequipo.com/4-3-tubing-anchor/>