

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS
DE CAVIDAD PROGRESIVA (PCP) COMO MÉTODO DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÚNICO EN EL CAMPO SANTA CLARA**

LUIS HERNÁN CORREDOR CUÉLLAR

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2007**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS
DE CAVIDAD PROGRESIVA (PCP) COMO MÉTODO DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÚNICO EN EL CAMPO SANTA CLARA**

LUIS HERNÁN CORREDOR CUÉLLAR

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título
de:**

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Directores

RUBÉN DARÍO CEBALLOS GUERRA

GUSTAVO ADOLFO PERTUZ SIERRA

Ingenieros de petróleoos

Codirector

GUSTAVO CAIZA

Ingeniero de petróleoos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – HUILA
2007**

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Diciembre 3 de 2007

DEDICATORIA

El autor del presente trabajo desea dedicarlo sinceramente:

A PAPI TO DIOS por ser fuente de sabiduría y amor, y quien además con su infinita misericordia me permitió alcanzar este logro, fruto de tantos años de sacrificio. Gracias Señor por permitirme seguir luchando y alcanzando las metas que me he trazado para mi proyecto de vida.

A mis padres, Luis Angel Corredor y Mariana Cuéllar, quienes con su apoyo, enseñanzas y amor me enseñaron que las metas y los sueños se alcanzan con determinación y esfuerzo. Gracias “POTE” y “MOTA” también, porque han sido mis principales maestros y forjadores de lo que soy hoy en día.

A mi hermano querido, Edinson, porque con su apoyo y compañía siempre tuve un amigo incondicional en quien confiar y que además con sus ocurrencias y alegría me demostró que debemos sonreírle a la vida en todo momento. Gracias “mocholo”. A mi hermanita, Marcela, porque con su mal genio corrigió bastantes defectos de mi vida y quien además con su inteligencia me ha motivado a salir adelante y alcanzar mis metas. Gracias “negrita”.

A Yuly Tatiana, que con su amor y comprensión ha sido mi más fiel aliada a través de todos estos años de continua lucha por la realización de mis sueños. Te amo preciosa.

A mis abuelitos, Mariano (q.e.p.d), Otoniel y Bárbara por su afecto y cariño pero sobre todo a mi abuelita querida, Eudocia (q.e.p.d.) quien me enseñó a creer en Dios y quien además siempre me cuidó hasta el día de su muerte y que ahora lo ha seguido haciendo desde el cielo, enviándome sus bendiciones y su amor. Esto también es por ti mi viejita linda.

A mis amigos del alma Christian Rincón, Wilmer Losada y Germán Caviedes, porque me enseñaron el verdadero significado de la amistad y siempre estuvieron conmigo en los momentos más difíciles brindándome su apoyo incondicional.

A mis amigos y compañeros de estudio, Fredy Narváez, Mauricio Charry, Sergio Roldán, Ingris Mendoza y Diego Hernández, por su ayuda, colaboración y amistad a través de toda mi formación universitaria.

A mis padrinos, Anibal y Emir por todo ese amor que me han brindado. A mi tío Omar por ser una persona en quien siempre encontré un apoyo espiritual enorme, así también a mi tío Manuel, por enseñarme a ser “berraco” en la vida. A toda mi familia, a quien siempre llevo en mi corazón a pesar de las dificultades.

Por último y no menos importante, quisiera dedicar este logro a la persona más importante en mi vida, Marianita, quien con su llegada a este mundo me cambió totalmente la manera de ver y sentir las cosas y por quien hoy en día vivo y lucho. Esto es por ti y para ti, mi hermosa hija.

A todos los que en cierto modo aportaron un granito de arena para que este logro se materializara y se convirtiera en un sueño hecho realidad.

Luis Hernán Corredor Cuéllar

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Rubén Darío Ceballos Guerra, Ingeniero de Petróleos, Departamento de Producción Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima ECOPETROL S.A. y Director del proyecto, por su valiosa amistad, colaboración, importantes enseñanzas y apoyo incondicional y quien además aportó invaluable recomendaciones y sugerencias para el desarrollo del proyecto.

Gustavo Adolfo Pertuz Sierra, Ingeniero de Petróleos, Jefe de Línea Sistema PCP de la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED y Director del proyecto, por sus invaluable aportes, colaboración y ejemplo a seguir.

Rodrigo Rincón Rojas, Ingeniero de Petróleos, Gerente de Operaciones de la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED, por su oportuna colaboración, por sus consejos y valioso apoyo incondicional y quien además fue la primera persona que me brindó la oportunidad de demostrar mis capacidades.

Fauricio Romero Alvarez, Ingeniero de Petróleos, Jefe de Línea Bombeo Mecánico de la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED por sus valiosos consejos y amistad.

José Ismael Salazar, Ingeniero de Petróleos, por su apoyo y valiosa colaboración al inicio del proyecto.

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Msc. en ingeniería de Petróleos, Director del Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases (COFAS), por su comprensión, colaboración y enseñanzas académicas y personales.

Luis Fernando Bonilla Camacho, Msc en Ingeniería de Petróleos, por sus enseñanzas académicas e inspiración para seguir investigando y aprendiendo cada día.

Ervin Aranda Aranda, Ingeniero de Petróleos, Jefe del programa Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana por sus numerosas e importantes enseñanzas para la vida profesional y personal.

La compañía **WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED** y en especial al **personal que labora en la base Neiva- Galindo**, por darme la oportunidad de realizar este proyecto y abrirme la puerta para demostrar mis capacidades.

La compañía **ECOPETROL S.A.** y especialmente el **personal del Departamento de Producción de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH)**, por brindarme todo el apoyo para desarrollar este proyecto y quienes además me facilitaron toda la información necesaria para el correcto desarrollo del mismo.

La **Universidad Surcolombiana** y el **Programa de Ingeniería de Petróleos**, por permitirme desarrollar mis capacidades intelectuales e investigativas, así como brindarme la posibilidad de formarme tanto en lo personal como en lo profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES	3
1.1. CAMPO SANTA CLARA	3
1.1.1. Marco Geográfico.	3
1.1.2. Marco Histórico.	4
1.1.3. Marco Geológico.	6
1.1.4. Geología del Petróleo.	9
1.1.5. Caracterización de Fluidos de Yacimiento.	11
1.2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	12
1.2.1. Aspectos Generales.	12
1.2.2. Equipo de Fondo.	16
1.2.3. Equipo de Superficie.	22
1.3. EVALUACIÓN DE PROYECTOS	33
1.3.1. Alternativa de Inversión.	34
1.3.2. Proyecto de Inversión.	34
1.3.3. Proyecto de Financiamiento.	34
1.3.4. Plan de Inversiones.	35
1.3.5. Plan de Financiamiento.	35
1.3.6. Vida Útil de un Proyecto de Inversión.	35
1.3.7. Retorno sobre la Inversión.	35
1.3.8. Estructura de Costos de un Proyecto o Negocio.	36
1.3.9. Valor Económico Agregado..	36

1.3.10.	Interés.	36
1.3.11.	Diagramas de Flujo.	37
1.3.12.	Tasa Interna de Oportunidad (TIO).	39
1.3.13.	Tasa Interna de Retorno (TIR).	39
1.3.14.	Valor Presente Neto (VPN)	40
2.	ANÁLISIS TÉCNICO	42
2.1.	METODOLOGÍA PARA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	42
2.1.1.	Aumento de Ingresos.	44
2.1.2.	Disminución de Egresos.	61
2.2.	DISEÑO DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) PARA CADA POZO	64
2.2.1.	Consideraciones Generales.	64
2.2.2.	Metodología para el Diseño de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) para el Campo Santa Clara.	66
3.	ANÁLISIS ECONÓMICO	76
3.1.	ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR PCP	81
3.1.1.	Periodo Cero.	82
3.1.2.	Periodo Primero.	82
3.1.3.	Periodo Segundo.	83
4.	CONCLUSIONES	85
5.	RECOMENDACIONES	87
	BIBLIOGRAFÍA	88

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Características del Campo Santa Clara	4
Tabla 2.	Producción de los pozos de Campo Santa Clara con su sistema de levantamiento artificial a Abril de 2007	5
Tabla 3.	Propiedades Básicas de Hidrocarburos Campo Santa Clara	12
Tabla 4.	Velocidad de Operación de Motores Eléctricos.	33
Tabla 5.	Información obtenida para el presente estudio con su respectiva fuente.	43
Tabla 6.	Índice de Productividad y Caudal Máximo para cada pozo.	55
Tabla 7.	Datos de producción obtenida con la implementación del bombeo por PCP.	60
Tabla 8.	Costos de Instalación y Mantenimiento para la primera Fase (I) del proyecto.	61
Tabla 9.	Costos de Instalación y Mantenimiento para la segunda Fase (II) del proyecto.	62
Tabla 10.	Costos de Instalación de un sistema de monitoreo y control para la Tercera Fase (III).	62
Tabla 11.	Costos de Instalación y Mantenimiento para la Cuarta Fase (IV) del proyecto.	63

Tabla 12.	Costos de Instalación de un sistema de monitoreo y control para la Quinta Fase (V).	63
Tabla 13.	Criterios establecidos para la realización del Análisis Económico.	77
Tabla 14.	Ingresos anuales obtenidos a partir de la producción de los pozos del campo Santa Clara mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP.	78
Tabla 15.	Ingresos anuales obtenidos a partir de la producción de los pozos del campo Santa Clara mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.	79
Tabla 16.	Egresos anuales promedio producto de la operación, mantenimiento e implementación de un sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP en el campo Santa Clara.	80
Tabla 17.	Egresos anuales promedio producto de la operación y mantenimiento de un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en el campo Santa Clara.	81
Tabla 18.	Flujo Neto para el periodo cero de implementación del sistema PCP.	82
Tabla 19.	Flujo Neto para el primer periodo de implementación del sistema PCP.	83
Tabla 20.	Flujo Neto para el segundo periodo de la implementación de un sistema PCP.	83
Tabla 21.	Indicadores Económicos producto de la implementación del sistema de bombeo por PCP para el campo Santa Clara.	84

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.	Localización Geográfica del Campo Santa Clara.	3
Figura 2.	Sección transversal generalizada desde el Margen Oriental de la Cordillera Central hasta el Macizo de Garzón.(Modificado de Butler & Schamel).	7
Figura 3.	Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	8
Figura 4.	Descripción de un sistema típico con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).	13
Figura 5.	Rotor introducido en un estator típico.	19
Figura 6.	Formación de cavidades en bombas de lóbulo simple (Geometría 1:2).	20
Figura 7.	Diferentes configuraciones de sistemas de superficie, incluyendo cabezal de rotación, sistemas de transmisión y motor eléctrico.	23
Figura 8.	Descripción de un Cabezal Vertical Típico.	24
Figura 9.	Estructura Interna de dos tipos de Cabezales de Rotación.	25
Figura 10.	Diagrama de Flujo Típico.	38
Figura 11.	Factor Volumétrico del Aceite, B_{od} para el campo Santa Clara mediante una Prueba de Liberación Diferencial.	49

Figura 12.	Relación Gas en Solución – Aceite, R_{sd} para el campo Santa Clara mediante una Prueba de Liberación Diferencial	50
Figura 13.	Viscosidad del Aceite, μ_o para el campo Santa Clara	50
Figura 14.	Ventana de Ingreso de datos PVT para posterior ajuste con el software WELLFLO.	51
Figura 15.	Factor Volumétrico del Aceite, B_o ajustado mediante el software WELLFLO.	51
Figura 16.	Relación Gas en Solución – Aceite, R_s ajustado mediante el software WELLFLO.	52
Figura 17.	Viscosidad del Aceite, μ_o ajustado mediante el software WELLFLO.	52
Figura 18.	Carga de los datos de Desviación del pozo en Software WELLFLO.	54
Figura 19.	Cálculo de Índice de Productividad (IP) y Caudal Máximo (AOF) actuales mediante el software WELLFLO.	55
Figura 20.	Curva de Relación de Comportamiento de Influjos para el pozo Santa Clara 9 Sur.	57
Figura 21.	Curva de Relación de Comportamiento de Influjos para el pozo Santa Clara 5 Sur.	57
Figura 22.	Comportamiento de Producción Diferida anual para el pozo Santa Clara 5 Sur.	58
Figura 23.	Comportamiento de Producción Diferida anual para el pozo Santa Clara 6.	59
Figura 24.	Comportamiento de Producción Diferida anual para el pozo Santa Clara 14D.	59
Figura 25.	Flujograma para un diseño apropiado de sistema con Bomba de Cavidad Progresiva.	65

Figura 26.	Carga de los datos de Tubería del pozo en Software PC-PUMP (C-FER).	67
Figura 27.	Diferentes Geometrías de Pozo.	68
Figura 28.	Carga de Datos de Desviación del Pozo en Software PC-PUMP (C-FER).	68
Figura 29.	Bomba de Cavidades Progresivas Tubular WTF.	69
Figura 30.	Bomba de Cavidades Progresivas Insertable WTF.	70
Figura 31.	Referencia típica de una Bomba de Cavidades Progresivas marca WTF Brazil.	70
Figura 32.	Selección de Bomba a partir de la base de datos del software PC-PUMP (C-FER).	71
Figura 33.	Selección de Cabezal a partir de la base de datos del software PC-PUMP (C-FER).	72
Figura 34.	Carga de Parámetros de Fluido en el software PC-PUMP (C-FER).	73
Figura 35.	Diseño Final para el Pozo Santa Clara 18D y su respectivo Informe.	74
Figura 36.	Diagrama de Flujo para el proyecto de Implementación de Bombeo PCP en el campo Santa Clara.	77

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDAD PROGRESIVA (PCP) COMO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÚNICO EN EL CAMPO SANTA CLARA .

AUTOR: CORREDOR CUÉLLAR, Luis Hernán** .

PALABRAS CLAVES: Bomba de Cavidad Progresiva (PCP), índice de productividad, optimización de la producción, condiciones de operación, selección de pozos, análisis económico, costos de operación, tiempos fuera del sistema, costos de mantenimiento.

DESCRIPCIÓN

La elección de producir un pozo petrolero con una u otra técnica es una tarea importante y no siempre sencilla, de la correcta elección depende no solo la vida útil del pozo, sino también la cantidad de hidrocarburo recuperado para su posterior comercialización y por ende los ingresos económicos que ello implica, por ello el presente estudio tiene como finalidad definir si las bombas de cavidad progresiva son el método de levantamiento artificial que mejor se acomoda a las condiciones de operación del campo Santa Clara, lo cual implicaría un aumento de los ingresos, por efecto del aumento de producción y disminución de tiempos fuera del sistema, así como también, disminución de egresos representados en la disminución de costos de instalación, operación y mantenimiento.

El sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidad progresiva (PCP) es actualmente el método con mayor índice de crecimiento interanual, demostrando en tan solo algo más de 20 años una excelente eficiencia para realizar el trabajo de levantamiento en diferentes aplicaciones que van desde la producción de crudos altamente pesados y viscosos hasta la extracción de metano proveniente de acuíferos en yacimientos carboníferos, convirtiéndose, en muchos casos, en la mejor alternativa de producción en condiciones que para otros métodos se calificarían de exigentes, ineficientes y de alto costo y riesgo; por ello gracias al desarrollo gradual que en los últimos 15 años han experimentado los sistemas PCP, se puede confiar plenamente en su utilización y desarrollo en el campo Santa Clara, teniendo resultados técnicos y económicos altamente positivos.

En este documento se puede encontrar la evaluación del índice de productividad, determinación de las condiciones actuales de producción y definición de las condiciones de producción esperadas con la implementación del nuevo sistema obtenidos con el software WELLFLO™ para todos los pozos del campo Santa Clara, excepto los que tienen ya instalado el sistema PCP, evaluación de los costos de operación y mantenimiento y tiempos fuera del sistema, lo cual permite determinar el incremento de la producción en los pozos

* Proyecto de grado

** Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de petróleos. Directores: CEBALLOS G., Rubén Darío y PERTUZ S., Gustavo Adolfo; Co-Director: CAIZA, Gustavo.

seleccionados como opcionales para aplicar el sistema de levantamiento artificial por PCP y el análisis económico que permite determinar la viabilidad económica de la realización de dicho proyecto en el Campo Santa Clara.

El resultado del presente análisis técnico-económico permite concluir que el Campo Santa Clara es un buen candidato para la aplicación del sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidad progresiva (PCP) ya que además de incrementar notoriamente la producción, permite reducir los egresos, representados en costos de operación y mantenimiento, así como también de los tiempos fuera del sistema.

Este trabajo de grado fue desarrollado gracias a la colaboración de las compañías ECOPETROL S.A. y WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED.

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF FACTIBILITY FOR PROGRESSING CAVITY PUMPS (PCP) IMPLEMENTATION AS ONLY ARTIFICIAL LIFT METHOD IN SANTA CLARA FIELD.

AUTHOR: CORREDOR CUÉLLAR, Luis Hernán **.

KEYWORDS: Progressing Cavity Pump (PCP), productivity index, production optimization, operation conditions, wells selection, economic analysis, operation costs, system's time-off, maintenance costs.

DESCRIPTION

Election to product oil well with one artificial lift method is a too important and not simple work due to correct election depend don't only useful life of well, besides amount of recovery hydrocarbon for latter commercialization and consequently the economics incomes that it imply, due to it, this study has as objective to define if that progressing cavity pumps are artificial lift method that best accommodate to operation conditions of Santa Clara Field, what imply an incomes increase, due to production increase and system's time-off decrease, also, departures decrease represent in installation, operation and maintenance costs decrease.

Actually, artificial lift system by progressing cavity pumps (PCP) is the method with most growth index per year, showing in 20 years an efficient excellent for to make lift job in different applications from high weight and viscous oils production until methane extraction from of coal reservoirs, convert it, in much cases, in the best alternative of production in conditions that for other methods will be exigent, inefficient and of expensive and high hazard; due to gradual development that in last 15 years have been experiment PCP systems, can to trust in your application and development in Santa Clara Field, obtaining very goods technical and economical results.

This document included productivity index evaluation, actual conditions of production determination and expect conditions of production definition with new system implementation obtained with of WELLFLO™ software for all wells of Santa Clara Field except wells that have installed the PCP system, operation costs evaluation and maintenance and system's time-off, which allows to determine the increase of production in the selected wells for PCP application and economical analysis which allows to determine the project development economical viability in the Santa Clara Field.

The development of this project allows concluding that Santa Clara Field is a good field to apply progressing cavity pumps (PCP) as artificial lift system due to almost of significantly

* Project Degree

** Surcolombiana University, Engineering Faculty, Petroleum Engineering Program. Directors: CEBALLOS G., Rubén Darío and PERTUZ S., Gustavo Adolfo; Co-Director: CAIZA, Gustavo.

increment production, allow to reduce departures, represent in operation costs and maintenance, as system's time-off, too.

This project degree was development thanks to support of ECOPETROL S.A. and WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED companies.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la técnica de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) ha tomado bastante auge en la producción y recuperación de hidrocarburos, dicha técnica empleada inicialmente hace algo más de 20 años ha evolucionado constantemente en la última década, por lo que hoy en día varios campos en Colombia emplean dicho sistema con resultados positivos en cuanto a las características técnicas y costos de operación, confirmando que el sistema de levantamiento por bombeo mecánico ha perdido bastante terreno a nivel mundial en el área de producción de pozos, en comparación con otras técnicas de levantamiento artificial, evidenciándose esto, en tan solo un crecimiento interanual promedio de 1.27% a partir de 1920, mientras que otras técnicas como las PCP han reportado un crecimiento interanual del 5.26% desde sus inicios en el año de 1980.

En base a lo anterior, el presente estudio se realiza con el ánimo de evaluar la factibilidad para la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) como método de levantamiento artificial único en el campo SANTA CLARA, por ser este sistema el que mejor se ha adaptado a las condiciones presentes en dicho campo, en comparación con los ya probados sistemas por Bombeo Mecánico y Bombeo Electro-sumergible (BES), y así determinar la viabilidad técnica y económica de implementar el bombeo por PCP.

El estudio se compone inicialmente de una fase de descripción del campo y del sistema PCP y de algunos conceptos básicos de ingeniería económica, así como también de una breve reseña del proceso de recolección y

clasificación de la información pertinente, para así contar con las herramientas necesarias para el correcto desarrollo del presente estudio. Seguidamente, se presenta el análisis técnico del sistema de bombeo por PCP, el cual contiene una metodología para la selección de pozos candidatos para la implementación de dicho sistema donde se presenta paso a paso el modo como se seleccionaron los pozos apropiados para implementar la nueva técnica de levantamiento, teniendo entonces la producción actual y la producción esperada luego de dicha implementación, lo cual proporciona al proyecto las capacidades de producción de los pozos estudiados durante el mismo y de este modo se tiene un panorama más claro de cual sería el incremento de producción obtenido con la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP). Posteriormente, se presentan los posibles diseños de las bombas a utilizar, las cuales han sido diseñadas específicamente para cada pozo dependiendo de las condiciones de cada uno de estos.

Finalmente, se realiza el análisis económico del proyecto el cual permite determinar cual es el mejor sistema de levantamiento artificial a implementar desde el punto de vista técnico y económico en el Campo Santa Clara, el cual muestra dos posibilidades: Una posibilidad es la disminución de los egresos, representado en la disminución sustancial de los gastos de instalación y operación; y por otra parte está la posibilidad de aumentar los ingresos, representados en los posibles incrementos de producción mediante la implementación del nuevo sistema de levantamiento por PCP, al disminuir la P_{wf} , así como también disminuir las producciones diferidas para cada pozo; de este modo se determina cual es la mejor opción de implementación desde el punto de vista técnico y económico, cumpliendo a cabalidad con el objetivo principal del presente estudio.

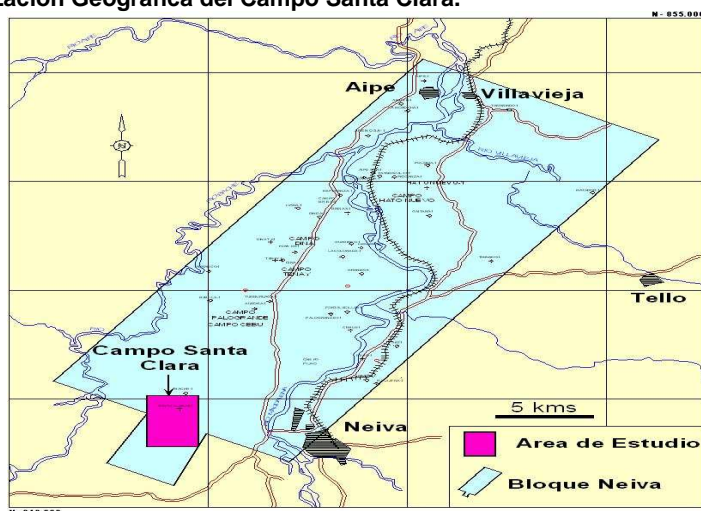
1. GENERALIDADES

1.1. CAMPO SANTA CLARA*

1.1.1. Marco Geográfico.

El Campo Santa Clara se encuentra localizado en la jurisdicción del Municipio de Palermo, Departamento del Huila, en el área de la antigua concesión Neiva – 540 (subcuenca de Neiva) del Valle superior del Magdalena, actualmente Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH) de Ecopetrol S.A., aproximadamente a unos 6 kilómetros al noreste (NW) de la ciudad de Neiva.

Figura 1. Localización Geográfica del Campo Santa Clara.



FUENTE: Informe Evaluación de Yacimientos formación Caballos, Campo SANTA CLARA. GERENCIA ALTO MAGDALENA (GAM). ECOPETROL S. A., 2001.

* Los datos y cifras mencionados en este apartado se tomaron de estudios y pruebas realizados por la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH) en conjunto con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Geológicamente, la Subcuenca de Neiva se encuentra localizada en el extremo sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena y corresponde a una depresión elongada con rumbo SW-NE, en donde predomina un sistema de cabalgamiento con convergencia hacia el Este y limitada por los sinclinales de Acevedo y Tarqui al Sur y por el Alto de Natagaima al Norte.

1.1.2. Marco Histórico.

El Campo Santa Clara fue descubierto por la compañía Tenneco en 1987 con la perforación del pozo SC-01, cuya producción inicial fue de 240 BOPD.

Tabla 1. Características del Campo Santa Clara.

CAMPO	SANTA CLARA
FORMACIÓN	Caballos
OOIP	68 - 150 MBbls
TIPO DE TRAMPA	Estructural
ESTRUCTURA	Anticlinal Asimétrico fallado inversamente
PROFUNDIDAD PROMEDIO	3000 ft
LITOLÓGÍA	Areniscas Marino deltáicas
ESPEJOR PROMEDIO	400 ft
ESPEJOR NETO PROMEDIO	65 - 24 ft
POROSIDAD PROMEDIO	17 - 14 %
PERMEABILIDAD PROMEDIO	300 - 75 mD
SATURACIÓN PROMEDIO	15 - 22 %
GOR PROMEDIO	150 - 500 PCS/STB
PRESIÓN DE YACIMIENTO	1215 psia @ - 800 ft (P. original)
PRESIÓN DE BURBUJA	880 Psia
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	116 - 120 °F

FUENTE: Informe Evaluación de Yacimientos formación Caballos, Campo SANTA CLARA. GERENCIA ALTO MAGDALENA (GAM). ECOPETROL S. A., 2004.

Entre 1987 y 1991 se perforaron los pozos SC-02, SC-03, SC-05, SC-06, SC-07, SC-08, SC-09, SC-10, SC-11 y SC-12 con producciones iniciales entre 100 y 500 BOPD, posteriormente se perforaron los pozos SC-01S, SC-02W, SC-03S, SC-04S, SC-05S, SC-06S, SC-07A, SC-07S, SC-08S, SC-09S, SC-10S, SC-13H, SC-14D, SC-15D, SC-16D, SC-17ST y SC-18. La tabla 2 muestra las producciones de aceite y agua para los pozos productores del Campo Santa Clara, así como también su sistema de bombeo a Abril de 2007.

Tabla 2. Producción de los pozos de Campo Santa Clara a Abril de 2007.

POZO	Q _{total} (BFPD)	BSW (%)	Q _{neto} (BOPD)	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
SC-01	104,6	68,47	32,98	PCP
SC-01S	123	44	68,88	Bombeo Mecánico
SC-02	1047,1	86,2	144,50	Bombeo Mecánico
SC-02W	85,3	25	63,98	Bombeo Mecánico
SC-03	1791	83,67	292,47	Bombeo Mecánico
SC-03SD	129,5	24	98,42	Bombeo Mecánico
SC-04S	74,2	32	50,46	Bombeo Mecánico
SC-05	109,9	50	54,95	Bombeo Mecánico
SC-05S	500,9	46,1	269,99	BES
SC-06	102	90	10,20	Bombeo Mecánico
SC-06S	250	8	230,00	PCP
SC-07A	170,1	70,35	50,43	Bombeo Mecánico
SC-07SD	240,6	87,51	30,05	Bombeo Mecánico
SC-08	-	-	-	-
SC-08S	130	65	45,50	PCP
SC-09	354,2	78,56	75,94	Bombeo Mecánico
SC-09S	456	65,08	159,24	Bombeo Mecánico
SC-10	203,8	77,15	46,57	Bombeo Mecánico
SC-10S	120	46	64,80	PCP
SC-11	164	88	19,68	Bombeo Mecánico
SC-11S	180	40	108,00	PCP
SC-12	41,9	12	36,87	Bombeo Mecánico
SC-13H	281,6	83,67	45,99	Bombeo Mecánico
SC-14D	540,7	66,25	182,49	Bombeo Mecánico
SC-15D	133,2	7,4	123,34	Bombeo Mecánico
SC-16D	219	48	113,88	Bombeo Mecánico
SC-17ST	246,8	73	66,64	Bombeo Mecánico
SC-18	113,5	79,14	23,68	Bombeo Mecánico

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

1.1.3. Marco Geológico.

Antecedentes

El Campo Santa Clara es un área estructuralmente compleja caracterizada por fallas inversas. Desde su descubrimiento en 1987 el campo fue operado por la Compañía Hocol y Shell con base en un modelo estructural elaborado con información sísmica 2D.

En 1994 Ecopetrol asumió la operación de varios campos del área (Bloque 540), razón por la cual se adquirió y procesó entre Marzo y Noviembre de 1998 el programa sísmico Neiva 3D, con el cual en el año 2000 las Gerencia del Alto Magdalena (GAM) y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), adelantaron un estudio denominado “Evaluación Integrada del Yacimiento del Campo Santa Clara” a partir del cual se obtuvo un modelo estructural menos complejo que el anterior de Shell - Hocol. En este estudio se integró la información de presiones y datos de producción que permitieron la definición de tres compartimientos en el área de los campos Santa Clara y Palermo.

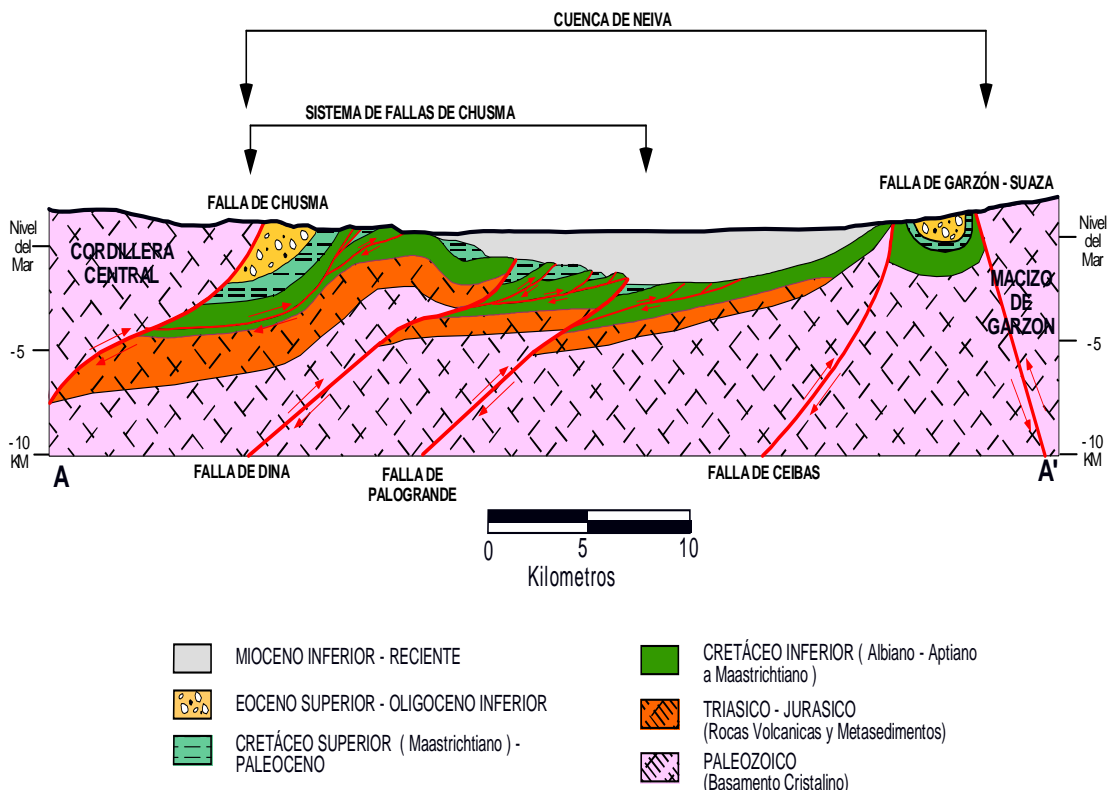
Durante la etapa de validación de este modelo se identificó la necesidad de reevaluar el modelo estructural y el modelo de fluidos del yacimiento, razón por la cual los resultados de este modelo no fueron oficializados.

En el año 2001, las Gerencia de Yacimientos, Gerencia Región Occidente y la Gerencia Alto Magdalena, adelantaron una evaluación del campo, postulando un modelo estructural que define algunas fallas satélites y el desplazamiento de la falla de Santa Clara de tal forma que el campo varía en el trazo de sus límites originales, extendiéndolo un poco más al Occidente.

Esquema Estructural

Regionalmente la estructura del Campo Santa Clara hace parte del gran estilo tectónico compresivo de la subcuenta Neiva del Valle Superior del Magdalena, y a su vez tiene una similitud con los campos que producen de la misma formación Caballos como son el Campo Balcón, San Francisco, Tenay y Hato Nuevo entre otros. Hacia el Sur, la cuenca se hace más angosta y consiste de un sinclinal (Sinclinal del Magdalena), que está limitado al Oeste por el Cabalgamiento de San Jacinto, el cual se desplaza hacia el Sureste. Este cabalgamiento constituye el límite Occidental de la Subcuenca de Neiva (Robertson 1989).

Figura 2. Sección transversal generalizada desde el Margen Oriental de la Cordillera Central hasta el Macizo de Garzón. (Modificado de Butler & Schamel).



FUENTE: Informe Evaluación de Yacimientos formación Caballos, Campo SANTA CLARA. GERENCIA ALTO MAGDALENA (GAM). ECOPETROL S. A., 2001.

Estratigrafía

Figura 3. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

EDAD		GRUPO	FORMACIÓN	AMBIENTE	LITOLOGÍA		
CUATERNARIO							
TERCIARIO	Neogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Plioceno	Gigante (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.		
			Mioceno	Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales.		
			Oligoceno	Barzalosa (50 - 300 mts)	Terrestre, Lagunar		
	Paleogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Eoceno Superior	Gualanday	Doima	Terrestre, Rios entrelazados.	
					Potreriillo		
					Chicoral		
			Paleoceno	Guaduala	Teruel	Terrestre, Parálico.	
	Maastrichtiano	Guaduala	San Francisco				
	CRETÁCEO	Superior	Secuencia Preorogenica	Maastrichtiano Campaniano	Monserate (150 - 200 mts)	Marino Inter a Inframareal.	
				Santoniano albiano	Villeta (700 - 1100 mts)	Plataforma Detritico - Calcárea	
Inferior		Secuencia Preorogenica	Albiano	Caballos (90 - 200 mts)	Fluvial Salobre		
			Aptiano	Bermejo	Alpujarra (150 mts)	Supra a intermareal Terrestre.	
					Yavi (385 mts)		
JURASICO			Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclastico			

	Conglomerado		Lodolita Arenosa		Shale
	Arenisca		Lodolita		Caliza
	Capas Rojas				

FUENTE: Informe Evaluación de Yacimientos formación Caballos, Campo SANTA CLARA. GERENCIA ALTO MAGDALENA (GAM). ECOPETROL S. A., 2001.

En el área de la Subcuenca de Neiva se han identificado rocas ígneas, metamórficas (Precámbrico- Jurásico), así como la secuencia estratigráfica que abarca rocas desde el Precretáceo, representado por la secuencia vulcanoclástica de la Formación Saldaña (Triásico-Jurásica), sedimentos Cretácicos pertenecientes a las Formaciones Caballos (Albiano), Villeta (Albiano Sup.-Santoniano), Monserrate (Campaniano-Maestrichtiano) y depósitos Terciarios representados por rocas del Grupo Guaduas (Maestrichtiano-Paleoceno), Grupo Gualanday con las Formaciones Chicoral (Eoceno superior), Potrerillo (Eoceno Sup.-Oligoceno) y Doima (Oligoceno); Formación Barzalosa (Mioceno Inf.), la Formación Honda (Mioceno) y la Formación Gigante (Plioceno); y depósitos cuaternarios antiguos y recientes.

1.1.4. Geología del Petróleo.

Roca Generadora

Las unidades potencialmente generadoras de hidrocarburos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, son los intervalos arcillosos, calcáreos y margosos de las unidades Cretáceas. Como principales unidades generadoras están las Formaciones Tetuan y La Luna (del Grupo Villeta), en segundo orden los intervalos lutíticos de la Formación Caballos (Unidad intermedia de la formación, equivalente a la llamada Formación Caballos medio) y en tercer orden, la Formación Bambuca del Grupo Villeta.

Con base en modelamientos se ha definido la ventana de generación a una profundidad de 12500 pies, la cual se alcanzó en algunos sectores de la subcuenca de Neiva (incluido el sinclinal de Neiva) hace aproximadamente 25 millones de años. (Oligoceno Tardío) y la expulsión a partir de 13500 pies,

la cual se inició hace aproximadamente unos 20 millones de años. (Mioceno Temprano).

El momento crítico de generación, expulsión y migración del mayor volumen de hidrocarburos ocurrió principalmente en el Mioceno Medio hace 12 millones de años y continúa hasta el presente.

Roca Almacenadora

Las areniscas de la Formación Caballos Superior e Inferior representan el mejor yacimiento del área. Para el prospecto de desarrollo del Campo Santa Clara, la roca almacenadora corresponde al nivel de areniscas superiores de la formación Caballos con 60 pies de espesor de arenas netas petrolíferas y compuesta por una cuarzoarenita con porosidad entre 10% y 25%, predominio de porosidad primaria intergranular y una permeabilidad estimada de 300 mD. Para el cálculo de reservas se utilizó una porosidad promedio del 14%.

Trampa

En la Subcuenca de Neiva las trampas, en rocas del Cretáceo, son básicamente de tipo estructural: anticlinal (Campo San Francisco), anticlinal fallado (Campos Dina Cretáceos, Palo Grande, Santa Clara), falla e inconformidad (Campo Tello, Pijao) y solamente falla (campo Tenay). El campo Santa Clara se encuentra al Oeste de la falla de San Francisco dentro de un sistema de deformación de tipo dúplex que involucra rocas del Cretáceo y del Precretáceo. La trampa es un anticlinal fallado y cerrando al

Occidente contra la falla de Santa Clara, pero además tiene cierre propio en su cresta.

Roca Sello

Las arcillas y calizas de la Formación Villeta son las rocas sello de las acumulaciones de petróleo almacenado en la Formación Caballos. La Formación Villeta cumple una función doble tanto como roca fuente, como roca sello. La roca sello para la Formación Caballos Inferior está dada por las lodolitas y calizas lumaquéticas de la Formación Caballos Medio. Las lodolitas basales de la Formación Guaduas son la roca sello de la Formación Monserrate en la cuenca. Para el campo Santa Clara se adopta como roca sello la Formación Villeta para la estructura anticlinal con cierre propio y parcialmente de cierre contra falla; el sello para el anticlinal contra la falla de Santa Clara son las lodolitas de la formación Guaduas.

1.1.5. Caracterización de Fluidos de Yacimiento.

En el Campo Santa Clara se tomó una muestra de fluido de formación para el análisis PVT en el pozo SC – 13H, de la formación Caballos Superior, por parte del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). El propósito de esta prueba es el de obtener las propiedades de los fluidos y datos composicionales para los fluidos del pozo Santa Clara 13H, los cuales serán usados en la predicción del comportamiento de los fluidos de yacimiento. A partir de dicho estudio, se encontró que el yacimiento corresponde a un hidrocarburo tipo aceite negro, con un porcentaje molar de heptanos plus (C₇₊) igual a 68.85%, una presión de burbuja igual a 880 Psia y una gravedad inicial del líquido fiscal de 18.1°API.

Los datos de Relación gas – aceite (Rs) y Factor Volumétrico del aceite, para la prueba de liberación diferencial (DLE) se tomaron a la presión de burbuja y temperatura de yacimiento por barril de petróleo de tanque a 60°F. Los detalles acerca del análisis PVT se encuentran en el Estudio PVT Santa clara 13H del Campo Santa Clara. La Tabla 3. contiene las características de los hidrocarburos iniciales probados en la formación Caballos, debidamente corregidas y referenciadas al análisis PVT Santa Clara 13H, (PVT SC-13H).

Tabla 3. Propiedades Básicas de Hidrocarburos Campo Santa Clara

PROPIEDAD	Prueba CCE	Prueba DLE
Relación gas - aceite (PCN/BF)	145.82	142.07
Factor Volumétrico aceite - B _o (BY/BF)	1.0656	1.0708
Densidad del aceite a P _b y T _{yac} (g/cm ³)	-	0.9131
Gravedad aceite fiscal (%API)	18.1	-
Viscosidad del aceite - μ _o a P _b y T _{yac} (cp)	-	22.195

FUENTE: Informe Estudio PVT Santa Clara 13H, Campo SANTA CLARA. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y Gerencia Alto Magdalena (GAM), ECOPETROL S. A., 2003.

1.2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

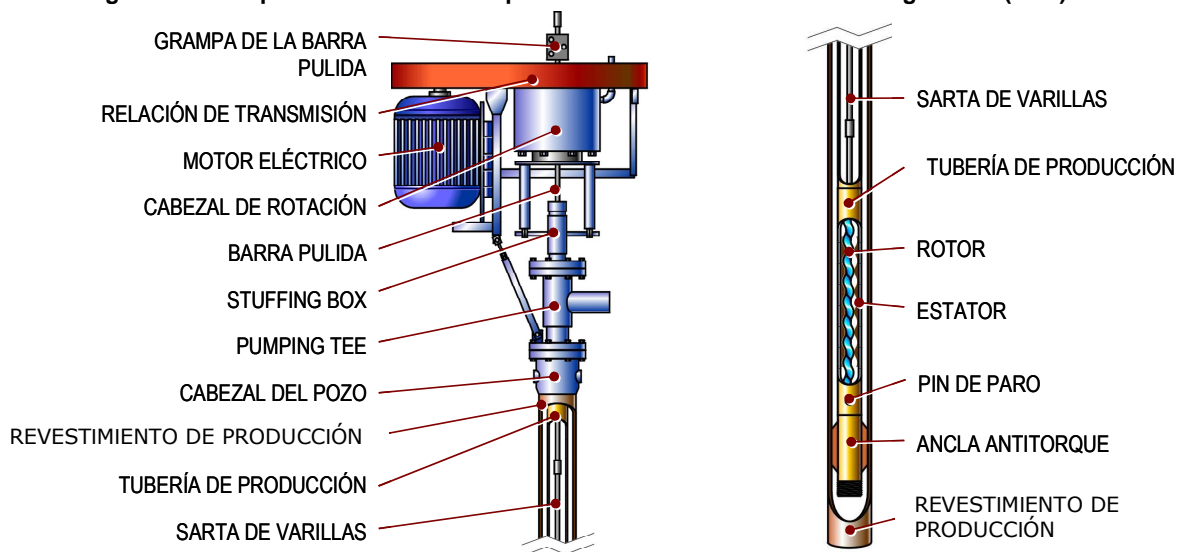
1.2.1. Aspectos Generales.

Las Bombas de Cavidad Progresiva (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 esta sarta desde superficie por accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator lo cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo. Los equipos de superficie, de distintas capacidades y dimensiones, se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema. En la figura 4 se esquematiza un sistema PCP típico.

Figura 4. Descripción de un sistema típico con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).



FUENTE: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP. MATTHEWS DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

Este tipo de bombas son conocidas por su habilidad para bombear fluidos altamente viscosos y el manejo eficiente de arena. Este es un equipo de aplicación de producción usado originalmente en perforación como motor de lodo para la rotación de la broca. Su instalación, funcionamiento y mantenimiento son relativamente sencillos, por lo que hoy en día son ya varios los campos que han sido cambiados a dicho sistema de levantamiento por representar los costos de implementación y mantenimiento más bajos en comparación con otros sistemas de levantamiento, sin interferir esto con su tiempo de vida útil (Run Life). Los sistemas PCP tienen algunas

características únicas. que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. ¹

Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60% lo cual, es mayor que cualquier otro método de levantamiento, según estudios realizados. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles:
- Muy buena resistencia a la abrasión
- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Demanda constante de energía
- Simple instalación y operación
- Bajo mantenimiento
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones
- Bajo nivel de ruido ²

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la

¹ HEINZE, L. R., WINKLER, H. W. and LEA, J. F. Decision Tree for Selection of Artificial Lift Method. Paper SPE 29510. Texas Tech University, AMOCO Production Company & Society of Petroleum Engineers Inc (SPE).

² BROWN, K. E. Overview of Artificial Lift Systems. Paper SPE 09979, University of Tulsa & Society of Petroleum Engineers Inc.

compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos.

A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día ó 320 m³/día (máximo de 4000 Bls/día b 64D m³/día)
- Capacidad de levantamiento real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 10500 pies o 3500 metros)
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F ó 138 °C (máximo de 350 °F ó 178 °C)
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse ó deteriorarse, con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo)
- Sujeto a operar con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción, puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas ³

³ BROWN, K. E. Overview of Artificial Lift Systems. Paper SPE 09979, University of Tulsa & Society of Petroleum Engineers Inc.

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidades progresivas proveen el más económico, y en muchos casos el único método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

1.2.2. Equipo de Fondo.

Descripción de la Bomba ⁴

Geometría

La geometría de la bomba viene definida fundamentalmente por la relación de lóbulos entre rotor y estator la cual debe obedecer ciertas condiciones necesarias para obtener las cavidades cerradas.

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 del eje del estator.

⁴ DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva (BCP). Centre for Frontier Engineering Research (C-FER). Calgary, Alberta, Canadá.

Excentricidad y Longitud de Paso

La excentricidad es la distancia entre el eje central del rotor y el eje central del estator. La longitud de paso está definida como la distancia lineal que separa dos crestas consecutivas del rotor separadas por 180° de rotación.

Cavidad

Las cavidades son volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados en los espacios vacíos entre el rotor y el estator. Su existencia es posible debido a la hélice adicional presente en el estator. Cada cavidad se mueve en forma de espiral alrededor del eje del estator, progresando desde la entrada hacia la salida de la bomba como consecuencia de la rotación del rotor. La longitud de la cavidad es siempre igual a la longitud del paso del estator.

Descripción del Rotor ⁵

El rotor es minuciosamente torneado con acero de alta resistencia obteniéndose externamente una forma helicoidal. Para resistencia a la abrasión, es recubierto por una fina capa de un material resistente a la abrasión. Los rotores fabricados con acero al carbón de alta resistencia, son una excelente opción para la mayoría de las aplicaciones.

En aquellos casos donde estén presentes agentes corrosivos o acidificantes en alta concentración, se utiliza el acero inoxidable por su capacidad de resistencia a estos ambientes agresivos. El diámetro final del rotor depende del posible hinchamiento que sufrirá el elastómero del estator por efectos de presión diferencial, reacción química con los fluidos producidos y altas

⁵ SAVETH, K. J. and KLEIN, S. T. The Progressing Cavity Pump: Principle and capabilities. Paper SPE 18873, Society of Petroleum Engineers Inc, 1989

temperaturas. El espesor del recubrimiento dependerá de la naturaleza y cantidad de los componentes abrasivos producidos.

*Descripción del Estator*⁶

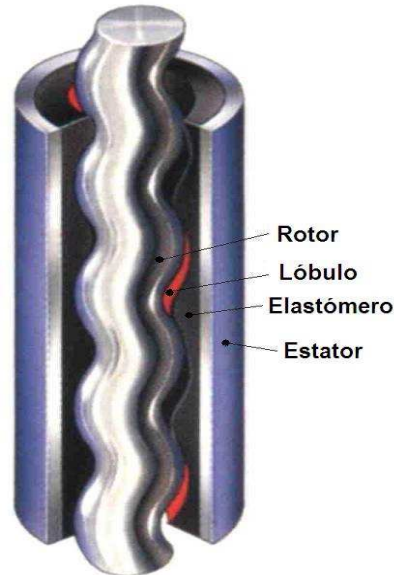
Los estatores consisten en tubos de acero con cuerpos de elastómeros pegados internamente. Los elastómeros son internamente torneados como hélices de dos o más lóbulos, dependiendo de la geometría. Para su fabricación, primero se tornea externamente una pieza de metal según la geometría helicoidal deseada, alineándola concéntricamente con el tubo de acero que previamente debe pasar por un proceso de limpieza para aplicarle en su interior una fina capa de adhesivo que permita la unión metal-elastómero.

Posteriormente se procede al vaciado de la mezcla de elastómero a alta presión a través del espacio anular con una temperatura, presión y tasa de inyección controlados, dependientes del tipo de elastómero, de la geometría de la bomba y de la longitud del estator. Con esto se garantiza un vaciado homogéneo. Una vez lleno, el estator pasa a un proceso de vulcanizado para lograr las propiedades finales deseadas para el elastómero. Finalmente, se extrae el molde interno y tornean las conexiones según las especificaciones requeridas.

Es importante que cada cierta cantidad de estatores fabricados, se tome una muestra de elastómero para verificar que todas sus propiedades mecánicas estén en los rangos permitidos, ya que es precisamente el elastómero el mayor responsable de la calidad del producto final.

⁶ SAVETH, K. J. and KLEIN, S. T. The Progressing Cavity Pump: Principle and capabilities. Paper SPE 18873, Society of Petroleum Engineers Inc, 1989

Figura 5. Rotor introducido en un estator típico.



FUENTE: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP. MATTHEWS DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

Operación de la Bomba⁷

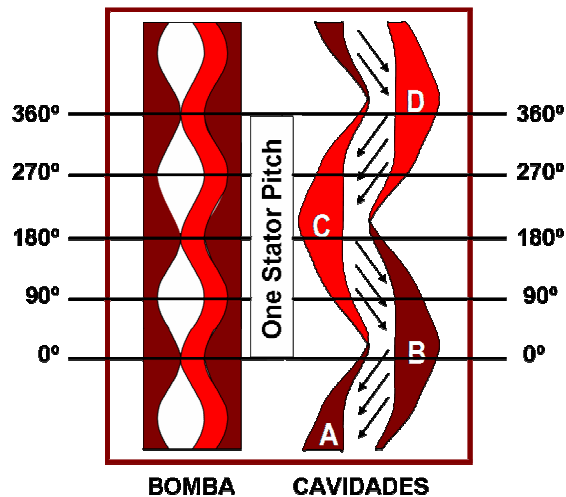
Cuando el rotor se posiciona dentro del estator, una serie de idénticas, pero diferentes cavidades son formadas en el espacio vacío entre ambos. Cada una de estas cavidades es de longitud igual a un paso del estator y se desarrolla en forma de espiral a lo largo de la cara externa del rotor, con una cavidad comenzando donde la otra termina.

En cada sección transversal de la bomba, el número de cavidades separadas es siempre una más que el número de lóbulos del rotor. La figura 6 ilustra que hay dos cavidades separadas cada 180° de rotación en las bombas de lóbulo simple (geometría 1:2). El movimiento del rotor dentro del estator es

⁷ DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production. Paper SPE 30271. Society of Petroleum Engineers Inc, 1995.

una combinación de dos movimientos: Rotación concéntrica “a la derecha” del rotor alrededor de su propio eje; y rotación excéntrica “a la izquierda” del rotor alrededor del eje del estator.

Figura 6. Formación de cavidades en bombas de lóbulo simple (Geometría 1:2).



FUENTE: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP. MATTHEWS DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

En una bomba de lóbulo simple, estos movimientos originan la traslación hacia uno y otro lado del rotor a lo largo de la sección transversal del estator, esto es lo que origina el desplazamiento de las cavidades.

Capacidad de Desplazamiento

A medida que la bomba gira, las cavidades se mueven axialmente desde la succión hacia la descarga creando la acción de bombeo. Cuando el rotor completa una revolución, el volumen contenido entre el rotor y el estator es desplazado por el paso del estator. Debido a que el área transversal de flujo total (espacio vacío entre el rotor y el estator) permanece constante a lo largo de la bomba, ésta desplaza el fluido sin pulsaciones. La capacidad de

desplazamiento de la bomba está definida como “*el volumen de fluido producido por la bomba por cada rotación del rotor*”. Por conveniencia, la mayoría de los fabricantes especifican la capacidad de desplazamiento de la bomba en términos de volumen por día a 1, 100 ó 500 RPM. Los rangos típicos de desplazamiento de las PCP van desde 0.13 bbls/día/RPM a más de 7.55 bbls/día/RPM.

La tasa de flujo teórica de la PCP es directamente proporcional a su desplazamiento y velocidad de rotación, sin embargo, durante la operación de la bomba con una determinada presión diferencial a través de ella, cierta cantidad de fluido se desliza a través de las líneas de sello entre rotor y estator, causando una reducción en la tasa de flujo. El deslizamiento es dependiente de la interferencia entre rotor y estator, propiedades de los elastómeros, viscosidad del fluido y presión diferencial a través de la bomba.

Capacidad de Levantamiento

La presión diferencial a través de la bomba causa un deslizamiento o filtración del fluido a través de las líneas de sello entre rotor y estator desde las cavidades de mayor a las de menor presión. El deslizamiento de fluido origina la formación de un gradiente de presión a través de la bomba que dependerá básicamente de la naturaleza y composición del fluido bombeado.

La capacidad de levantamiento de una PCP será controlada por la presión diferencial máxima que pueda ser desarrollada tanto por una sola cavidad como por el total de cavidades de la bomba. La máxima capacidad de presión de cada cavidad es función directa de la integridad de la línea de sello entre rotor y estator y de las propiedades de los fluidos producidos.

Requerimientos de Torque y Potencia

La rotación del rotor provoca el movimiento de fluido hacia arriba desplazándose de cavidad en cavidad en contra de la presión diferencial; la energía requerida para girar el rotor y mover el fluido es suministrada a la bomba en forma de torque.

El torque requerido por la bomba consta de dos componentes: el torque hidráulico y el torque por fricción. El componente hidráulico (torque necesario para vencer la presión diferencial) es directamente proporcional al desplazamiento de la bomba y a la presión diferencial a través de la bomba. El torque de fricción es aquel que se necesita para vencer la fricción mecánica entre rotor y estator.

La magnitud del torque por fricción depende del ajuste por interferencia entre ambas partes, el tipo de recubrimiento del rotor, el tipo de elastómero utilizado por el estator, las propiedades lubricantes y caloríficas del fluido producido, la longitud de la bomba y el tamaño del rotor. La potencia requerida para suministrar el torque total al sistema será función de este torque y de la velocidad de operación.⁸

1.2.3. Equipo de Superficie.

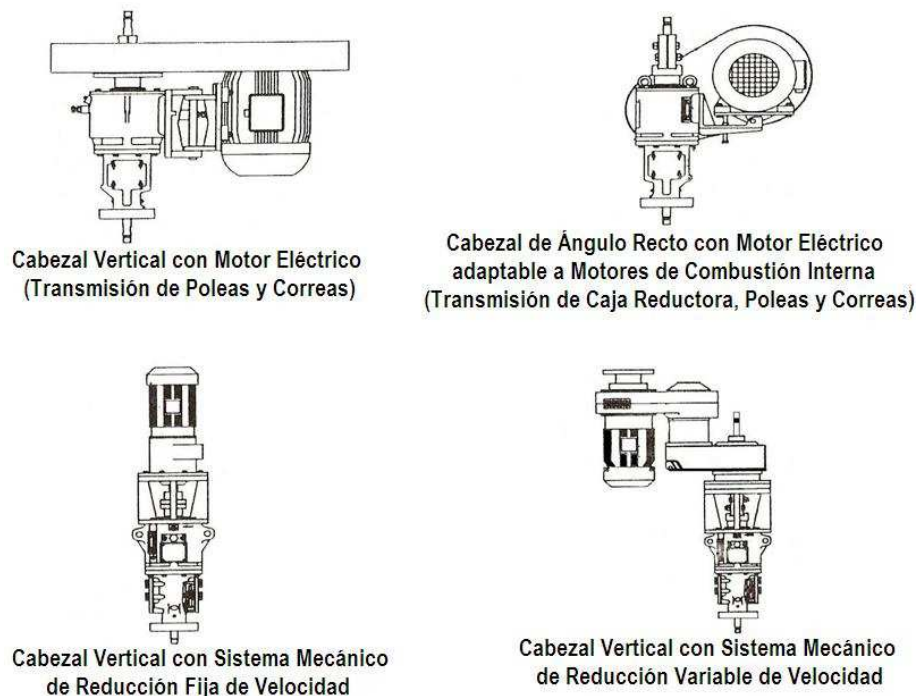
Una vez obtenidos los parámetros de operación mínimos necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que ellos deben estar en capacidad de:

⁸ MATTHEWS, C., ZAHACY, T. and SKOCZYLAS P. Progressing Cavity Pumping Systems. Design, Operation and Performance Optimization. Edmonton, Alberta (Canadá). 1999.

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

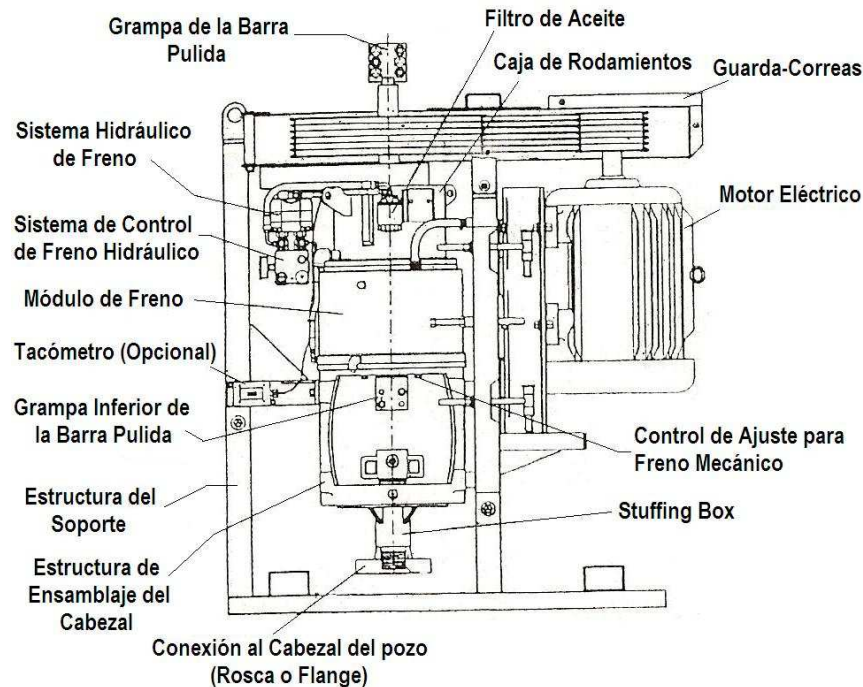
Existen diferentes configuraciones de equipos de superficie y, a su vez, un amplio rango de accesorios y tecnologías para cada una de estas configuraciones disponibles en el mercado. Independientemente de descripción, cada uno de los componentes debe cumplir con una serie de características determinadas básicamente por los requerimientos del equipo de fondo.

Figura 7. Diferentes configuraciones de sistemas de superficie, incluyendo cabezal de rotación, sistemas de transmisión y motor eléctrico.



FUENTE: PROGRESSING CAVITY PUMPING SYSTEMS. DESIGN, OPERATION AND PERFORMANCE OPTIMIZATION. MATTHEWS, C., ZAHACY, T. and SKOCZYLAS, P. Edmonton, Alberta (Canadá). 1999.

Figura 8. Descripción de un Cabezal Vertical Típico.



FUENTE: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP. MATTHEWS DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

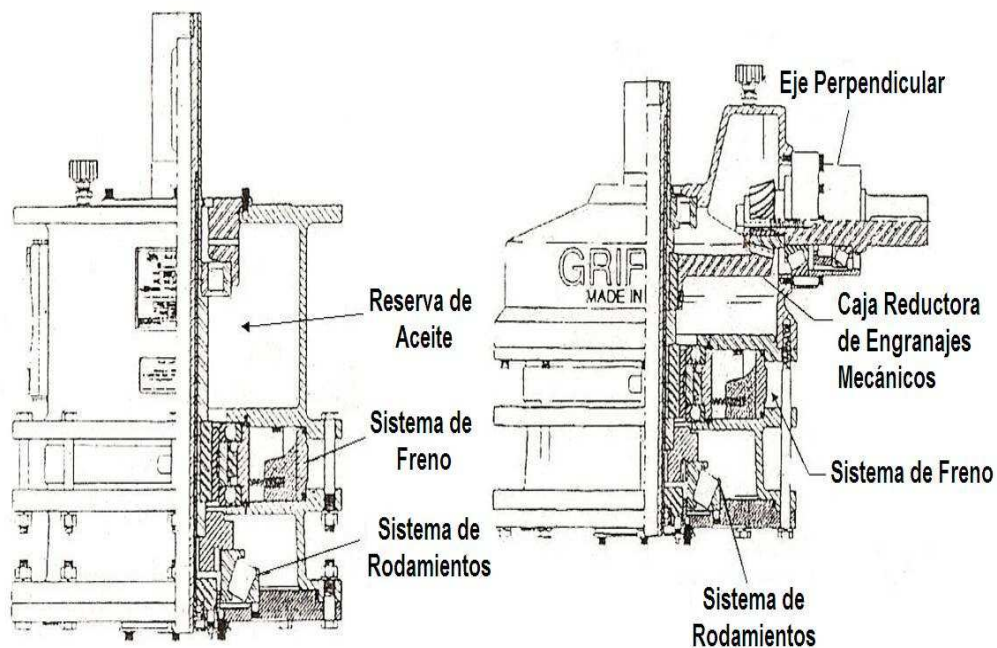
Cabezal de Rotación

El cabezal de rotación es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre el cabezal del pozo. Consiste principalmente 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 puede ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye, en la generalidad de los casos, la caja de empaques o "stuffing box" para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos cabezales incluyen un sistema integrado de caja reductora accionada por engranajes mecánicos o poleas y

correas. En la figura 9. se observa un plano esquemático de las partes internas de un cabezal de rotación.

Figura 9. Estructura Interna de dos tipos de Cabezales de Rotación.

CABEZAL VERTICAL CON FRENO HIDRÁULICO CABEZAL DE ÁNGULO RECTO CON FRENO HIDRÁULICO



FUENTE: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP. MATTHEWS DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

El sistema de rodamientos aparte de soportar la carga axial del equipo de fondo, también permite el movimiento rotacional de la barra pulida con un efecto de fricción mínimo. La mayoría de los fabricantes proveen diferentes tipos de rodamientos para cada modelo de cabezal a manera de adaptarlos a las condiciones exigidas en cada aplicación. La segunda función importante del cabezal de rotación, es la acción de frenado que requiere el sistema una vez que se detiene y rota en marcha inversa, proceso que se conoce como "Back-Spin". Cuando un sistema con Bomba de Cavidad Progresiva está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de

esfuerzos torsionales sobre la sarta de varillas. Si el sistema se detiene repentinamente, la sarta de varillas disipa su energía girando en forma inversa para liberar esa torsión.

Adicionalmente, esta rotación inversa se produce como consecuencia de la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular al momento de la parada. Durante ese proceso de Back-Spin, se pueden alcanzar velocidades de rotación tremendamente altas, sobre todo si el rotor queda atrapado como consecuencia de un eventual hinchamiento del elastómero o por deposición excesiva de sólidos. Al perder el control del Back-Spin; las altas velocidades inversas pueden causar severos daños a los equipos de superficie, así como un desenroscamiento o ruptura de la tubería de producción y/o de la sarta de varillas. Debido a todo esto, es indispensable que los cabezales de rotación estén configurados con un adecuado sistema de frenado, ya sea integrado al cuerpo del mismo o sea una instalación externa. De los tipos de frenos utilizados en la fabricación de cabezales de rotación, destacan dos sistemas con alta eficiencia de funcionamiento:

Freno de Accionamiento por Fricción

Tradicionalmente compuesto de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulica 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 a la barra pulida.

Freno de Accionamiento Hidráulico

Es el más utilizado actualmente debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal consiste en un plato rotatorio

adaptado a la barra pulida que gira libremente en sentido de las agujas del reloj. Al ocurrir el Back-Spin, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera una resistencia al movimiento inverso lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad libre (inversa) y se disipe la energía acumulada.

Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con juegos de válvulas de drenaje, embragues mecánicos o cualquier otro tipo de diseño que permita cumplir las dos funciones anteriormente descritas.

Además de estos sistemas, existen otros tantos mecanismos de freno que son, en la mayoría de los casos, combinación o derivación de los descritos anteriormente. No está de más mencionar que dependiendo de los criterios de diseño de cada fabricante, la estructura interna del sistema de freno será diferente aunque el principio de acción sea el mismo.

Por último, la tercera función importante de un cabezal de rotación es evitar la filtración de fluidos en superficie, para lo cual es necesaria la presencia de la caja de empaques o "Stuffing-Box", tal como se mencionó anteriormente. A pesar de que existen diferentes tecnologías desarrolladas para hacer cada vez más eficiente la función de sello del Stuffing Box, su configuración básica consiste en un niple corto con un sistema de empaques sintéticos y/o de bronce instalados en serie. Este va conectado en su parte inferior al cabezal de producción del pozo y puede estar roscado o bridado, dependiendo de las exigencias del completamiento. Este equipo es estándar en cada fabricante y sólo debe tomarse la precaución de que el conjunto de empaques y conexiones soporten la presión máxima posible en superficie. Por convencionalismo, se selecciona un Stuffing Box con capacidad máxima nominal a la presión igual a la del cabezal del pozo.

Sistema de Transmisión

como sistema de transmisión se conoce al dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen dos tipos de sistemas de transmisión tradicionalmente utilizados:

- Sistema con Poleas y Correas
- Sistema de Transmisión Hidráulica

Además, también existen fabricantes que utilizan sistemas de transmisión mecánica con engranajes de diversa naturaleza, ya sean externos o integrados a la estructura del cabezal de rotación. En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar el sistema a velocidades por debajo de 150 RPM, es práctica usual la instalación de cabezales con caja reductora interna (de engranaje) con un sistema alternativo de transmisión, generalmente de poleas y correas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas revoluciones, acción que trae como consecuencia la falla del mismo a corto plazo por insuficiente capacidad de disipar el calor generado. A continuación se mencionan algunos criterios importantes para el diseño de los sistemas de transmisión antes mencionados:

Sistemas con Poleas y Correas

La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado. Así tenemos que, en el caso de cabezales sin caja reductora interna, la relación es directa y viene determinada por la velocidad del motor y la velocidad de operación requerida por el sistema. En el caso de cabezales con caja reductora interna, debe

considerarse la relación de la caja de engranajes para establecer la relación de transmisión total. En los casos de cabezales sin caja reductora, se asume una relación de 1:1 por lo que la relación total será igual a la relación de poleas.

La relación de velocidades de rotación entre el eje del motor y la barra pulida es inversamente proporcional a la relación total de transmisión. Por lo tanto la selección apropiada de esta última, dependerá de la velocidad nominal del motor y la velocidad de operación requerida por el sistema. Por el contrario, el torque mantiene una relación directamente proporcional con respecto a la relación total de transmisión, En vista de esto es necesario seleccionar un motor que esté en capacidad de entregar un torque tal que, al multiplicarlo por la relación total de transmisión, se obtenga al menos, el torque requerido por el sistema.

Una vez seleccionados los tamaños adecuados de poleas, según los criterios de transmisión de velocidad y torque mencionados, es necesario determinar la longitud apropiada de correa, así como el tipo y la cantidad. En cuanto a la cantidad de correas necesarias, debe disponerse de las especificaciones del fabricante ya que este valor depende del tipo de correa, la relación de transmisión y las velocidades de operación. Al estimar la potencia máxima por unidad y conocer el requerimiento del sistema es fácil calcular el número de correas que se necesitan. Vale destacar que en el caso de aplicaciones PCP debe aplicarse un factor de servicio de aproximadamente 1.3 veces la potencia máxima especificada por el fabricante ya que tenemos un trabajo rotativo continuo y constante.

Por último, es necesario calcular la velocidad angular de los rines de la polea ya que los mismos están diseñados para soportar una velocidad máxima por

encima de la cual puede suceder una falla prematura de la polea como consecuencia de fuerzas inerciales excesivas. Lógicamente, debe diseñarse el sistema de superficie de manera tal que las poleas no excedan en ningún momento esta velocidad angular máxima.

Sistemas de Transmisión Hidráulica

Los sistemas de transmisión hidráulica consisten en dos componentes principales: Un motor hidráulico conectado directamente al cabezal de rotación y una bomba hidráulica conectada a una fuente primaria de energía (motor eléctrico o de combustión interna).

A excepción del motor hidráulico, el resto de los componentes viene montado en una unidad que incluye además de la bomba, diversos elementos como mangueras, conexiones, válvulas y elementos de control de presión y temperatura para el manejo apropiado del fluido de potencia. También, se incluye un tanque de reserva para almacenar el volumen de fluido requerido y una línea de drenaje necesaria para el control del sistema al momento del Back-Spin (esta última ejerce la función de freno sobre el cabezal de rotación).

Los parámetros de operación de un sistema PCP cuando este es conectado a un sistema de transmisión hidráulica serán controlados por la presión de bombeo y la capacidad de desplazamiento de la bomba. Así el torque del sistema será una relación linealmente directa con respecto a la presión, siendo la constante de relación una función del modelo específico del motor hidráulico que se esté utilizando.

Por otro lado, la velocidad del motor será determinada por la tasa de flujo del fluido hidráulico. La relación de velocidades entre el motor hidráulico y la

fuentes de energía primaria serán función de la capacidad de desplazamiento relativa y la bomba hidráulicos. El ajuste de estos parámetros determinará la velocidad de operación del sistema PCP. Por último, la potencia requerida por el sistema será función tanto de la presión del fluido hidráulico como de la tasa de flujo del mismo.

Fuente Primaria de Energía

Los sistemas PCP pueden ser adaptados tanto a motores eléctricos como a motores de combustión interna. De ellos, el primero es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización. Por el contrario, el uso de los motores a combustión interna está reservado a aquellas aplicaciones donde no se dispone de facilidades eléctricas o resulta muy costoso instalarlas.

En cualquiera de los dos casos, la función principal de la fuente de energía primaria es proveer la potencia requerida por el sistema para poder operar. Esta potencia es función directa del torque total del mismo. Los motores a combustión interna pueden ser operados con diferentes tipos de combustible tal como gas natural, diesel y/o gasolina. De ellos, el más versátil es el primero debido a su capacidad de trabajar con la alimentación conectada directamente al anular del pozo para utilizar el propio gas venteado. Es necesario notar que cada uno de estos motores tienen configuraciones internas diferentes que los habilitan a trabajar únicamente con el combustible para el cual son diseñados.

Por otro lado, existen motores a combustión interna de baja y alta velocidad. Su diferencia básica radica en la capacidad de la cámara de combustión de

cada uno. Los de baja velocidad trabajan con uno o dos cilindros obteniendo como máximo velocidades de hasta 750 RPM y potencias de no más de 30 HP. Los de alta velocidad pueden alcanzar velocidades de hasta 2000 RPM con potencias de más de 300 HP. Estos generalmente vienen configurados con cuatro, seis y hasta ocho cilindros con capacidad de almacenamiento de hasta cuatro (4) litros de combustible.

A pesar de la amplia gama de modelos en lo que a velocidad de rotación y potencia se refiere, la principal limitación de los motores a combustión interna es la pobre capacidad de automatización que ellos tienen. La única manera eficiente de controlarlos sería con la utilización de un sistema de transmisión hidráulica con el cual es posible definir las condiciones críticas de operación del sistema para evitar que este exceda los límites óptimos de cada parámetro (velocidad, torque, potencia). Por otro lado, el torque disponible es muy difícil de calcular ya que depende principalmente de la geometría y el principio de accionamiento mecánico del motor, valores que difieren enormemente de un fabricante a otro. Por tanto es necesario conocer las curvas de comportamiento para poder estimar y/o predecir cada parámetro de operación en una aplicación determinada, información que debe ser suministrada por el fabricante.

En los casos donde se dispone de facilidades eléctricas, es más común la utilización de motores eléctricos debido a su gran versatilidad, alta eficiencia, bajo costo, bajo mantenimiento y alta capacidad de automatización y control. Su principal limitación, desde el punto de vista de aplicación a sistemas PCP, es la necesidad de dispositivos electrónicos alternos para lograr variar su velocidad de operación, ya que esta es función directa de la frecuencia de la corriente de alimentación (50 Hz en Europa y algunos países de Suramérica, o 60 Hz en el resto del mundo) y el embobinado del motor (2, 4, 6 u 8 polos).

La tabla 4. muestra la velocidad nominal de operación para cada combinación de embobinado y frecuencia.

Tabla 4. Velocidad de Operación de Motores Eléctricos.

Frecuencia de la Corriente	Embobinado			
	2 Polos	4 Polos	6 Polos	8 Polos
50 Hz	3600 RPM	1800 RPM	1200 RPM	900 RPM
60 Hz	3000 RPM	1500 RPM	1000 RPM	750 RPM

FUENTE: PROGRESSING CAVITY PUMPING SYSTEMS. DESIGN, OPERATION AND PERFORMANCE OPTIMIZATION. MATTHEWS, C., ZAHACY, T. and SKOCZYLAS, P. Edmonton, Alberta (Canadá). 1999.

Los motores eléctricos que generalmente se utilizan para aplicaciones PCP son diseñados para trabajar con corriente alterna trifásica. El principio de funcionamiento es por inducción de un campo magnetico que permite el giro libre del rotor interno el cual, dependiendo del diferencial de corriente con respecto al estator, tiene capacidad de entregar un torque determinado.

Para la adaptación de estos motores a la fuente de alimentación principal, debe tomarse en cuenta no solo la frecuencia sino también el voltaje entre fases que esta puede suplir, el cual varía entre 360 hasta 480 Voltios, dependiendo de la región geográfica en donde esté ubicada.

1.3. EVALUACIÓN DE PROYECTOS

La evaluación de proyectos constituye una etapa del denominado ciclo de proyecto, que comienza con la identificación de alternativas, estudios de pre-factibilidad para seleccionar las más relevantes o promisorias, recolección de información para documentar las alternativas bajo evaluación, construcción de metodologías e indicadores para medir la conveniencia de un proyecto de

inversión, evaluación de alternativas, selección de la alternativa más conveniente, según los indicadores seleccionados, e implantación de esa alternativa o proyecto.

Como tal, la evaluación de proyectos comprende el desarrollo de una serie de metodologías que le permiten al inversionista analizar una o varias alternativas de inversión y financiamiento, buscando seleccionar la más adecuada según uno o varios criterios tales como, rentabilidad, valor presente neto (VPN) o valor económico agregado, para ello se deben tener claro conceptos como:

1.3.1. Alternativa de Inversión.

Un proyecto o una decisión cuya implantación contribuye a alcanzar uno o varios objetivos estratégicos de una empresa.

1.3.2. Proyecto de Inversión.

Programación en el tiempo de una serie de inversiones buscando que más adelante se genere una serie de beneficios que justifiquen desde el punto de vista económico las inversiones que se realizaron inicialmente.

1.3.3. Proyecto de Financiamiento.

Al inicio se reciben los desembolsos de un crédito, posteriormente se hacen los pagos por amortización a capital y pago de interés.

1.3.4. Plan de Inversiones.

Corresponde al conjunto de proyectos necesarios para lograr el cumplimiento de los objetivos estratégicos de una empresa dentro de un horizonte de planeamiento, por ejemplo cinco (5) años.

1.3.5. Plan de Financiamiento.

Trata de la combinación de recursos de financiamiento de corto, mediano y largo plazo, que se van a utilizar para financiar el plan de inversiones durante el horizonte de planeamiento de la empresa. En este sentido, para todo plan de inversiones debe existir el correspondiente plan de financiamiento.

1.3.6. Vida Útil de un Proyecto de Inversión.

Periodo durante el cual se justifica, desde el punto de vista económico, mantener operando el proyecto. En otras palabras, es el periodo durante el cual los beneficios generados por el proyecto superan los costos en que ocurre el mismo.

1.3.7. Retorno sobre la Inversión.

Corresponde al rendimiento porcentual que genera una inversión, medido a través de la relación entre los beneficios netos en el periodo (descontando costos) y el tamaño promedio de la inversión durante el periodo considerado.

1.3.8. Estructura de Costos de un Proyecto o Negocio.

Se refiere a la combinación entre costos fijos y costos variables, para varios niveles de producción.

1.3.9. Valor Económico Agregado.

Magnitud de valor que agrega un proyecto a una empresa o la gestión de una administración a una empresa.

1.3.10. Interés.

Algunos lo definen como el costo por utilizar el capital en el caso de un financiamiento, o el retorno por invertir una suma determinada en un proyecto, posponiendo el consumo actual.

Usualmente se mide por el incremento entre una suma original invertida o tomada en préstamo y el monto final acumulado o pagado. El interés en efectivo, o en términos absolutos de una inversión se calcula como:

$$\text{Interés} = \text{Cantidad Final acumulada} - \text{Inversión Inicial} \quad (1.1.)$$

Si el dinero fue tomado en préstamo, el interés en efectivo o términos absolutos será:

$$\text{Interés} = \text{Cantidad pagada} - \text{Préstamo Inicial} \quad (1.2.)$$

La expresión porcentual o tasa de interés se calcula así:

$$\text{Tasa de Interés} = \frac{\text{Interés por unidad de tiempo}}{\text{Cantidad Inicial}} \quad (1.3.)$$

1.3.11. Diagramas de Flujo.

Una de las herramientas más importantes para el análisis financiero de una empresa o de un proyecto son los diagramas de flujo. Los elementos básicos de un diagrama de flujo son:

Escala de Tiempo

Representa la unidad de tiempo básica con relación a la cual se van a medir todas las variables cuyo comportamiento depende del tiempo.

Fechas dentro de un Proyecto de Inversión

La fecha cero (0) corresponde a la fecha actual o de arranque del proyecto, en muchos casos, la inversión inicial se concentra en la fecha cero; esta fecha corresponde al inicio del primer periodo, mientras que la fecha uno (1) corresponde a la finalización del primer periodo básico de análisis, todos los ingresos y egresos del proyecto durante el primer periodo básico de análisis, excepto la inversión inicial, se concentran en la fecha uno (1) o fecha de finalización del primer periodo.

La fecha dos (2) corresponde a la fecha de finalización del segundo periodo básico de análisis y así sucesivamente.

Horizonte de Tiempo de un Proyecto de Inversión

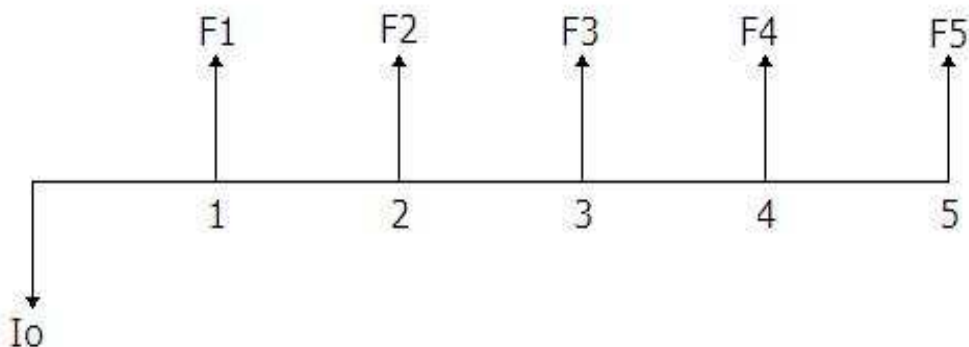
Corresponde al tiempo total dentro del cual se va a analizar el proyecto de inversión; por ejemplo, la vida útil del proyecto de inversión.

Flujo de Efectivo

Los INGRESOS o flujos de efectivo positivos (ingresos por ventas, pagos que se reciben por amortización de créditos, intereses obtenidos por una inversión, ingresos por venta de activos, etc.), se representan con flechas hacia arriba.

En el caso de los EGRESOS o flujos de efectivo negativos (inversiones, pago de intereses por financiamiento, cuotas que se pagan por gastos de operación, etc.) se utilizan flechas hacia abajo. La figura 10. representa gráficamente un diagrama de flujo con sus respectivos ingresos y egresos.⁹

Figura 10. Diagrama de Flujo Típico.



FUENTE: MATEMÁTICAS FINANCIERAS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS. SERRANO RODRÍGUEZ, J. Ediciones Uniandes. Facultad de Administración. Universidad de Los Andes. Bogotá, Colombia. 2004.

⁹ SERRANO RODRÍGUEZ, J. Matemáticas Financieras y Evaluación de Proyectos. Ediciones Uniandes. Facultad de Administración. Universidad de Los Andes. Bogotá, Colombia. 2004.

Periodo Básico de Análisis

Corresponde a la unidad de tiempo básica, en la cual se divide todo el horizonte de tiempo de un proyecto de inversión para su análisis. Cuanto más pequeño sea el periodo básico de análisis, más realista será la representación del proyecto pero más compleja su solución numérica.

1.3.12. Tasa Interna de Oportunidad (TIO)

Es la tasa de interés correspondiente a las alternativas convencionales de inversión que están disponibles para una empresa o un individuo.

En otras palabras, la TIO lo que hace es definir el concepto de equivalencia en el tiempo, es decir, si la TIO para un periodo es igual a "i", disponer de una cantidad "P" hoy, será equivalente a disponer de una cantidad "P(1+i)" dentro de un periodo determinado.

1.3.13. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la rentabilidad de los fondos que realmente se encuentran invertidos en el proyecto. Con frecuencia se habla de TIR como la rentabilidad del proyecto. En un sentido estricto, esto será cierto si los fondos que libera el proyecto se reinvierten a una tasa de interés igual a esa tasa interna de retorno. Esto es, la rentabilidad final del proyecto durante un cierto periodo depende finalmente de la forma como se invierten los fondos que libera el proyecto en fechas anteriores a su culminación.¹⁰

¹⁰ BACA CURREA, G. Matemáticas Financieras e Ingeniería Económica. Editorial Politécnico Grancolombiano. Santafé de Bogotá, 2000.

1.3.14. Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto de un proyecto a una tasa de interés (i), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto dada en valores monetarios actuales, es decir, el VPN refleja el valor de la inversión y el retorno de la misma en términos actuales al tener en cuenta tasas de interés que afectan el proyecto durante su tiempo de ejecución; muestra en dólares actuales todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. La fórmula que permite realizar una estimación del VPN es:

$$VPN = \frac{S}{(1+i)^n} \quad (1.4.)$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto, del flujo de caja realizado.

S = Valor de flujo de caja en un determinado periodo.

i = Tasa de Interés de capitalización del dinero por periodo

n = Número de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente.

Para la toma de decisiones con base en el VPN, se debe tener en cuenta que:

- Si el $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aún después de recuperar el dinero invertido.
- Si el $VPN < 0$, el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que necesariamente no

hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.

- Si el VPN = 0, es indiferente realizar el proyecto o escoger otras alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.¹¹

¹¹ GARCÍA, J. A. Matemáticas Financieras con Ecuaciones de Diferencia Finita. Universidad Externado de Colombia. Segunda Edición. Santafé de Bogotá, 1994.

2. ANÁLISIS TÉCNICO

2.1. METODOLOGÍA PARA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

El objetivo fundamental del presente capítulo es definir y seleccionar con el margen de error más bajo cuales son los pozos del Campo Santa Clara que obtendrían una mejor respuesta desde el punto de vista técnico y operacional al implementar el sistema de Levantamiento Artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), mediante el modelamiento de curvas de Relación de Comportamiento de Influjos o también llamadas “curvas IPR’s”, determinando así, cuales pozos podrían obtener un mayor incremento de producción mediante la disminución de la Presión de Fondo fluyente (P_{wf}), y de este modo obtener un diferencial de caudal de optimización ($\Delta Q_{\text{optimización}}$).

Además de lo anterior, se ha recopilado información acerca de las producciones diferidas que presentan los pozos por efecto de fallas en el actual sistema de levantamiento artificial y de este modo determinar cuales tiempos fuera podrían ser minimizados con la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP, obteniendo un incremento adicional en la producción de cada pozo, según sea su producción diferida.

Por otra parte, se pretende demostrar que el sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), arroja menos gastos

en cuanto a instalación, mantenimiento y operación por ello, también se pretende hacer un balance en cuanto a disminución de egresos a se refiere.

Todo lo anterior se realiza con el fin de obtener una utilidad mucho mayor teniendo de este modo dos posibilidades de negocio que harían atractiva la posibilidad de implementar el sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas como método de levantamiento artificial único en el Campo Santa Clara.

Para la ejecución de dicho proceso se debe recolectar y organizar la información a utilizar, ya que esta, aparte de ser extensa, proviene de diferentes fuentes como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Información obtenida para el presente estudio con su respectiva fuente.

INFORMACIÓN	FUENTE
BFPD, BSW, GOR	Pruebas de Producción
BSW, Temperatura, °API	Análisis de Laboratorio
BFPD, Sumergencia de la bomba	Registro de Dinagramas
SG _{gas} , SG _{agua} , Presión de yacimiento	TWM (Total Well Management)
PMP, Datos de Casing y Tubing, Kelly Bushing, Rat Hole	Estados Mecánicos de cada pozo
Presión Casing y de columna de Gas	Informe Diario de recorridos

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Un determinado proceso de selección no podrá ser nunca el mismo en dos escenarios distintos, por lo tanto no se podrá tomar la misma decisión de implementar el Bombeo PCP en otro campo con base en los criterios que se estipularon en el presente estudio, pero si es posible definir una metodología general que permita en el futuro facilitar y agilizar el proceso de estudio para la implementación de cualquier sistema de levantamiento artificial en un

campo determinado, en especial el sistema de levantamiento por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).

De este modo, se pretende describir claramente la metodología utilizada para llevar a cabo el proceso de selección de pozos candidatos para implementación de Bombas de Cavidades Progresivas en el campo Santa Clara y de este modo aumentar sustancialmente las utilidades de la compañía operadora de dicho campo, ya que se pretende incrementar los ingresos al aumentar la producción y al mismo tiempo disminuir los egresos, al bajar notoriamente los gastos de operación y mantenimiento, proporcionando además un moderno y confiable sistema de monitoreo y control que permita tener operaciones mucho más confiables y seguras.

Para determinar los pozos que mejor se adaptan al nuevo sistema de levantamiento artificial se ha dispuesto de dos criterios fundamentales:

- Aumento de Ingresos
- Disminución de Egresos

Por consiguiente, los criterios y los respectivos pasos que se llevaron a cabo fueron los siguientes:

2.1.1. Aumento de Ingresos.

En esta sección se expondrá el procedimiento para la evaluación de los pozos que presentan mejor respuesta desde el punto de vista técnico al implementar el nuevo sistema de levantamiento artificial y aumentar por

efecto de ello, la producción por disminución de la Presión de fondo Fluyente. Los pasos que se llevaron a cabo son los siguientes:

Primer Paso (Pre-Selección de Pozos)

Pre-seleccionar los pozos a estudiar y analizar de acuerdo a su sistema de levantamiento artificial actual, teniendo de este modo que para el presente estudio se analizarán solo los pozos cuyo sistema de levantamiento artificial no sea el bombeo PCP.

Segundo Paso (Verificación y Organización de la Información)

Recopilar y hacer control de calidad para filtrar la información precisa de cada pozo y del campo en general, de modo que esta sea la necesaria y correcta para la ejecución del presente estudio. Dentro de esta información se encuentra:

- Base de datos de TWM[®] y DIMS[®].
- Estado mecánico de los pozos.
- Estudio PVT.

Luego de esto, los datos de nuestro interés se almacenan y organizan en un archivo de Microsoft Office Excel[®] (Implementación PCP Santa Clara.xls), donde se tiene posteriormente una tabla relacionando la información en forma de variables, las cuales nos ayudarán a obtener los datos que se necesitan para realizar el análisis técnico y de este modo empezar la simulación el software WELLFLO[™] (Anexo A). Dicha tabla contiene las siguientes columnas:

- Nombre Técnico del Pozo.

INFORMACIÓN DE FLUIDOS

- % BSW a la misma fecha del dato de BFPD.
- °API a condiciones de operación y a la misma fecha del dato de presión de yacimiento.
- Gravedad específica del crudo determinada a partir de la °API.
- Gravedad específica del gas a la misma fecha del dato de presión de yacimiento.
- Gravedad específica del agua
- Gradiente de Presión del crudo determinado a partir del producto de la gravedad específica del mismo por el gradiente normal del agua dulce (0.433 psi/ft).

INFORMACIÓN DE PROFUNDIDADES (Todas las profundidades son TVD)

- Sumergencia de la bomba a la misma fecha de la prueba de producción (Presión de fondo fluyente vs Caudal).
- Profundidad Media de Perforados
- Profundidad de la Bomba determinada a partir de la suma del nivel de fluido y la sumergencia de la misma.

INFORMACIÓN DE PRESIONES Y TEMPERATURAS

- Presión de fondo Fluyendo a la misma fecha de la sumergencia de la bomba.
- Caudal a la Presión de Fondo Fluyendo respectiva.
- Temperatura de Fondo a la misma fecha de la prueba de producción.
- Temperatura de Superficie a la misma fecha de la prueba de producción.
- Presión Estática de Fondo a una fecha cercana a la de la prueba de producción, tomado de la base de datos TWM®.

- Elevación de la “Kelly Bushing”
- Presión estática de Fondo corregida a partir de profundidad media de perforados, gradiente del crudo, altura sobre el nivel del mar del campo y presión del Datum.
- Presión del Datum a partir de registros de presiones (Depto. de Yacimientos - SOH).

CÁLCULO Pwf ESPERADA

- Presión de Casing (CHP) (usualmente se desprecia)
- Presión de Columna de Gas (usualmente se desprecia)
- Presión de Fondo Fluyente Esperada Calculada, determinada a partir de Presión de Casing (CHP), Presión de la Columna de Gas, Gradiente del crudo y profundidad esperada de la bomba.
- Presión de Fondo Fluyente Esperada, presión ideal que solo se daría en caso que no haya inconvenientes al momento de desear profundizar o sacar la bomba.

UBICACIÓN DE LA BOMBA

- Ubicación de la bomba con respecto a la profundidad media de perforados.
- Presión de Fondo Fluyente Permitida, Presión máxima que se permitiría por seguridad a la profundidad establecida de la bomba.
- Rat Hole, espacio que se encuentra entre el fondo de perforados y el último fondo limpio, útil solo para los pozos donde la bomba está por encima de perforados.
- Profundización de la Bomba, es la distancia que se podría profundizar la bomba, en el caso de los pozos cuya bomba está por encima de perforados.

- Desasentamiento de Bomba, es la distancia que se podría desprofundizar la bomba, en el caso de los pozos cuya bomba está por debajo de perforados.
- Nueva Profundidad de la bomba, es la profundidad a la cual quedó la bomba luego de profundizarla, es decir es la suma de la antigua profundidad de la bomba más la profundización de la bomba.
- Nuevo espacio entre profundidad media de perforados - nueva profundidad de la bomba, para saber si realmente se puede hacer dicha profundización de la bomba.
- Sumergencia nueva de la bomba, sumergencia a la cual quedó instalada la bomba luego de ser profundizada.

Al tener los anteriores datos ya organizados, se procede a realizar las curvas IPR con ayuda de Microsoft Office Excel® mediante la ECUACIÓN DE VOGEL, asumiendo un Skin = 1, esto es:

$$\frac{q_o}{q_{o,\max}} = 1 - \left(0.2 * \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - \left(0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right) \quad (2.1.)$$

Dicha ecuación se aplica para yacimientos saturados ($P_{wf} < P_b$), como es el caso del campo Santa Clara. Lo anterior, permite comparar la capacidad de producción del pozo con su producción actual. Con esto se puede determinar si el pozo es capaz de producir más de lo que actualmente esta produciendo, y así determinar mediante otros factores como el %BSW, el caudal neto de crudo producido a partir de la implementación del nuevo sistema de levantamiento, este valor será un criterio de selección importante al momento de escoger los pozos para la implementación de bombas de cavidades progresivas (PCP).

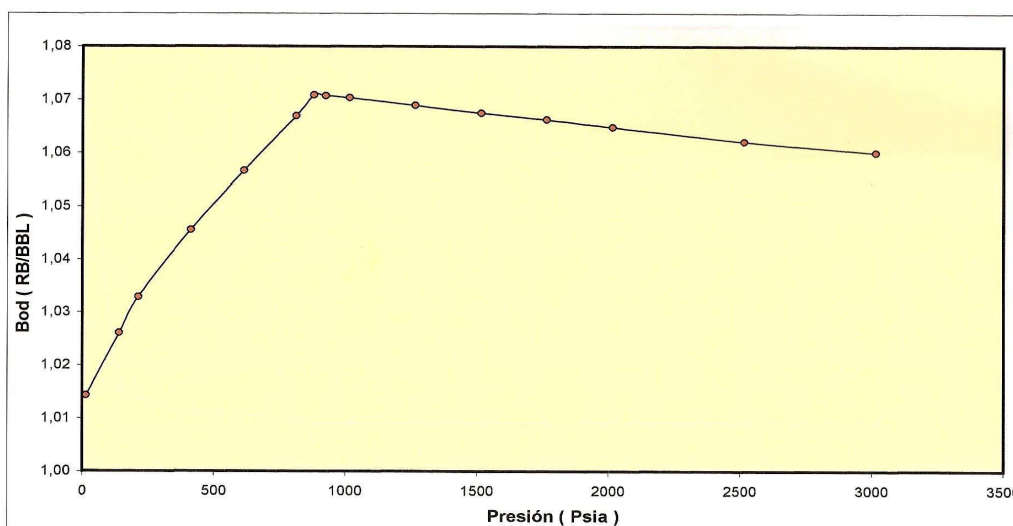
Tercer Paso (Desarrollo de Curvas IPR's)

Para el modelamiento de la Relación del Comportamiento de Influjo o IPR se ha de utilizar el software WELLFLO™, herramienta con la cual se puede realizar un análisis nodal de cada pozo y de esta forma determinar si su producción actual es la adecuada y predecir la producción incremental que se obtendrá al efectuar un cambio en las condiciones de operación, en este caso profundizar o sacar la bomba luego de la aplicación del sistema de bombeo por PCP. Para ello se debe seguir el siguiente procedimiento:

Ajuste de Datos PVT

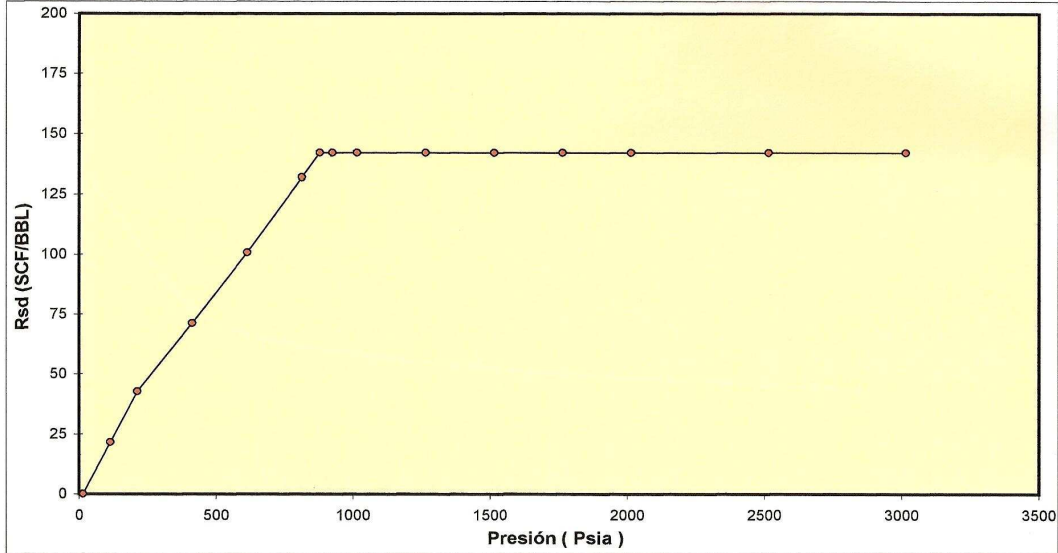
Dichos datos fueron obtenidos a partir del Estudio PVT para el pozo Santa Clara 13H, realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo en convenio con la Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima (SOH), el cual arrojó los siguientes gráficos:

Figura 11. Factor Volumétrico del Aceite, Bod para el campo Santa Clara mediante una Prueba de Liberación Diferencial.



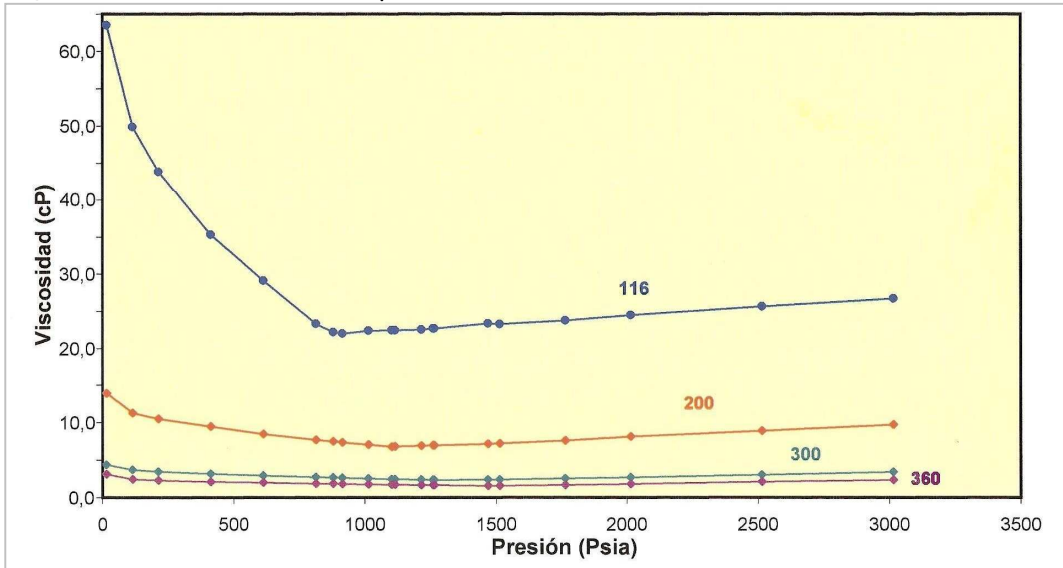
FUENTE: Informe Estudio PVT Santa Clara 13H, Campo SANTA CLARA. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y Gerencia Alto Magdalena (GAM), ECOPETROL S. A., 2003.

Figura 12. Relación Gas en Solución – Aceite, Rsd para el campo Santa Clara mediante una Prueba de Liberación Diferencial



FUENTE: Informe Estudio PVT Santa Clara 13H, Campo SANTA CLARA. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y Gerencia Alto Magdalena (GAM), ECOPEPETROL S. A., 2003.

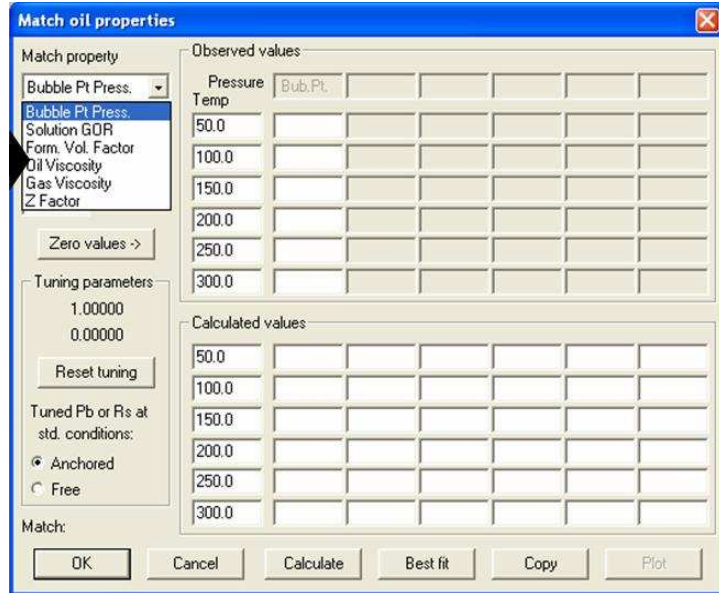
Figura 13. Viscosidad del Aceite, μ_o para el campo Santa Clara



FUENTE: Informe Estudio PVT Santa Clara 13H, Campo SANTA CLARA. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y Gerencia Alto Magdalena (GAM), ECOPEPETROL S. A., 2003.

Luego, con ayuda del software WELLFLO™ se procede a ajustar los datos:

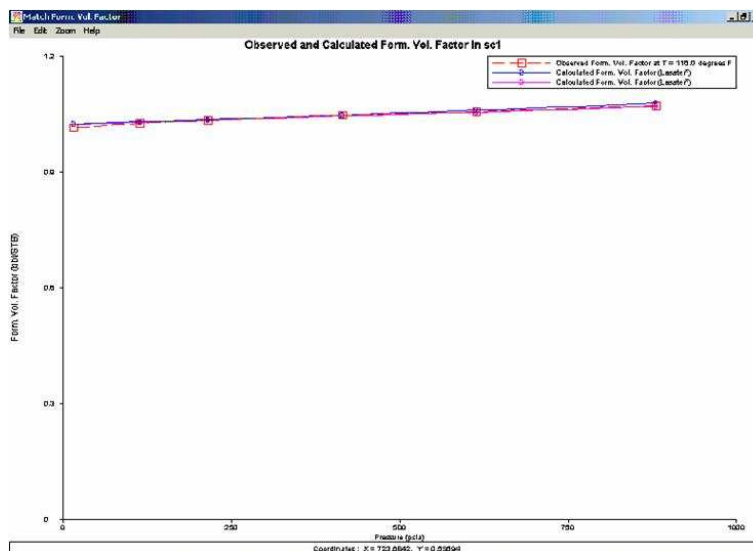
Figura 14. Ventana de Ingreso de datos PVT para posterior ajuste con el software WELLFLO™.



FUENTE: WELLFLO 3.8.2.™

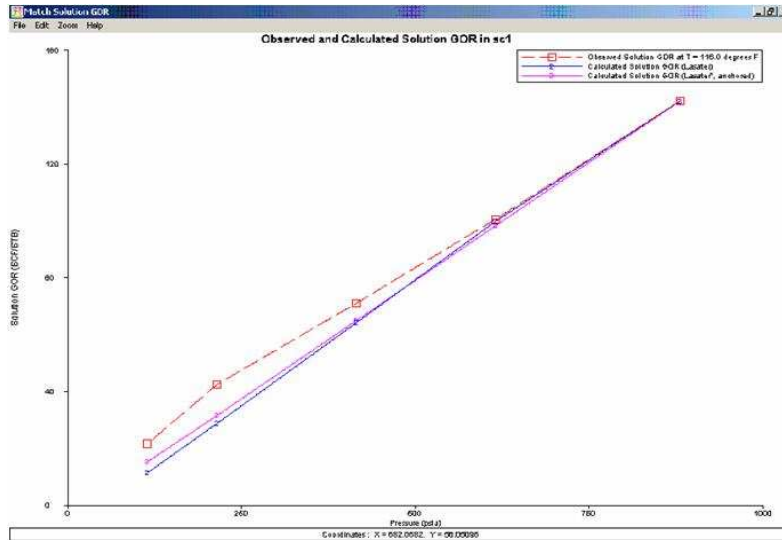
Después de ajustar los datos de Factor Volumétrico de Aceite, Relación Gas en Solución - Aceite y Viscosidad del Aceite, se tienen los siguientes gráficos:

Figura 15. Factor Volumétrico del Aceite, B_o , ajustado mediante el software WELLFLO™.



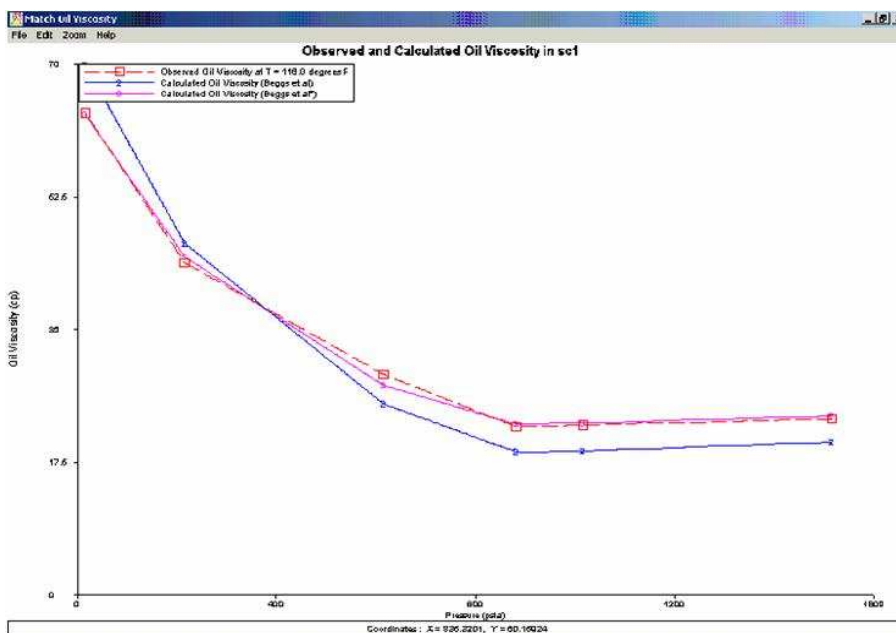
FUENTE: WELLFLO 3.8.2.™

Figura 16. Relación Gas en Solución – Aceite, Rs ajustado mediante el software WELLFLO™.



FUENTE: WELLFLO 3.8.2.™

Figura 17. Viscosidad del Aceite, μ_o ajustado mediante el software WELLFLO™.



FUENTE: WELLFLO 3.8.2.™

De esta manera queda cargado el PVT para todos los pozos del campo de manera correcta.

Carga de Parámetros de Fluido

Después de realizar el debido ajuste a los datos PVT provenientes del estudio respectivo al pozo Santa Clara 13H, y que se ha extrapolado a los demás pozos del campo para el presente estudio, se procede a ingresar los debidos parámetros de fluido para llevar a cabo el análisis nodal respectivo para cada pozo y así dejar cargado un archivo base en WELLFLO para cada pozo (ej. SC-001.wfl), estos parámetros son:

- % BSW
- Gravedad API del aceite o Gravedad específica
- Gravedad Especifica del agua o salinidad del agua.

Carga del “Survey” o Desviación de Pozo

Posteriormente se carga la información de desviación de pozo, proveniente de registros de desviación que proporcionan datos como profundidad vertical verdadera (TVD), profundidad medida (MD), ángulo de desviación y azimut respectivo. El software presenta una ventana como la que se muestra en la figura 18. para empezar a cargar manualmente o exportando desde un archivo de Excel el “Survey” respectivo.

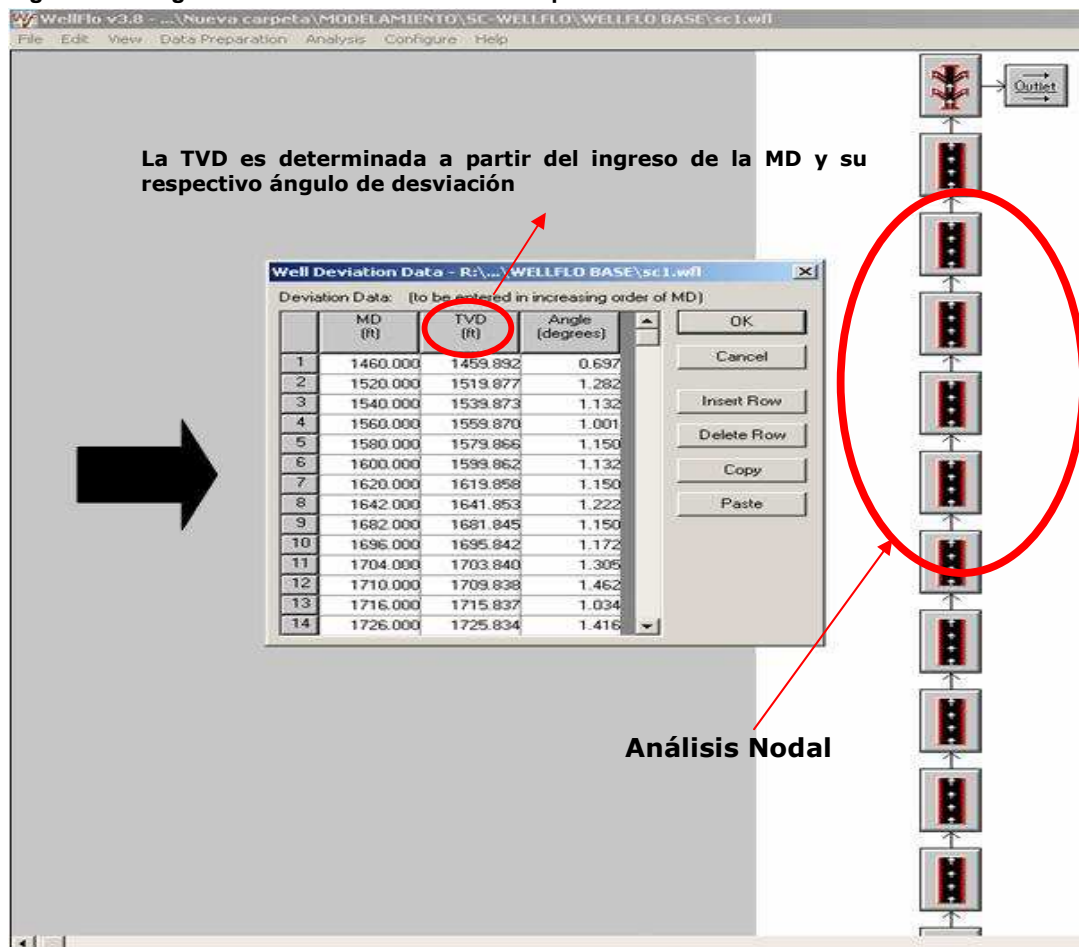
Carga de Condiciones Actuales de Pozo

Luego de tener cargados los parámetros de fluido así como también los datos de desviación del pozo, se procede a determinar el parámetro fundamental para la selección de los pozos candidatos a la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP, el “Índice de Productividad” o IP. Para ello se procede a ingresar los siguientes datos para cada pozo:

- Presión de yacimiento

- Temperatura de yacimiento
- Profundidad Media de perforados
- Datos de Prueba de Producción (Presión de Fondo Fluyente y su respectivo Caudal)

Figura 18. Carga de los datos de Desviación del pozo en Software WELLFLO™.



FUENTE: WELLFLO 3.8.2.™

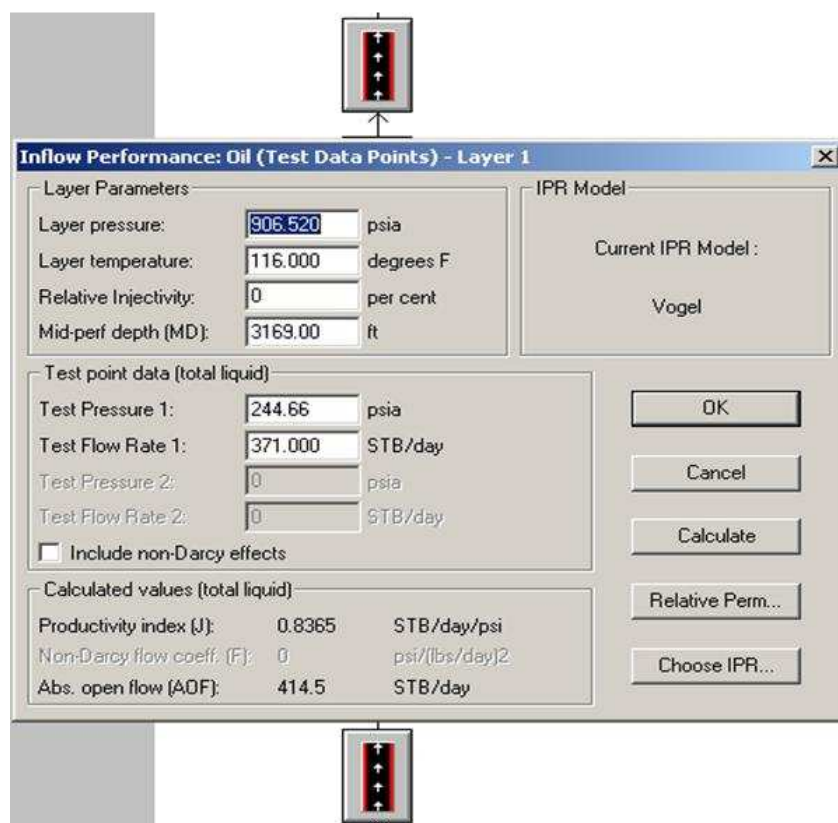
Posteriormente se define el modelo matemático que mejor se ajusta al presente estudio, tomando como modelo la ECUACIÓN DE VOGEL, obteniéndose así los Índices de Productividad (IP) y Caudal Máximo (AOF), como se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6. Índice de Productividad y Caudal Máximo para cada pozo.

POZO	IP (BFPD/Psi)	AOF (BFPD)	POZO	IP (BFPD/Psi)	AOF (BFPD)
SC-01	0,213	109,8	SC-08	-	-
SC-01S	0,259	123,0	SC-09	0,411	357,5
SC-02	1,338	1047,1	SC-09S	1,022	531,3
SC-02W	0,175	99,4	SC-10	0,339	203,8
SC-03	2,708	1802,7	SC-11	0,302	166,3
SC-03SD	0,208	130,4	SC-12	0,068	44,3
SC-04S	0,111	74,2	SC-13H	0,713	287,9
SC-05	0,490	109,9	SC-14D	1,267	582,6
SC-05S	0,770	544,9	SC-15D	0,263	135,4
SC-06	0,191	122,2	SC-16D	0,528	225,6
SC-07A	0,242	173,7	SC-17ST	0,438	327,4
SC-07SD	0,461	245,4	SC-18	0,268	116,1

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Figura 19. Cálculo de Índice de Productividad (IP) y Caudal Máximo (AOF) actuales mediante el software WELLFLO™.



FUENTE: WELLFLO 3.8.2.™

Cuarto Paso (Determinación de Pozos que presentan mejor respuesta a la Implementación de Bombeo por PCP).

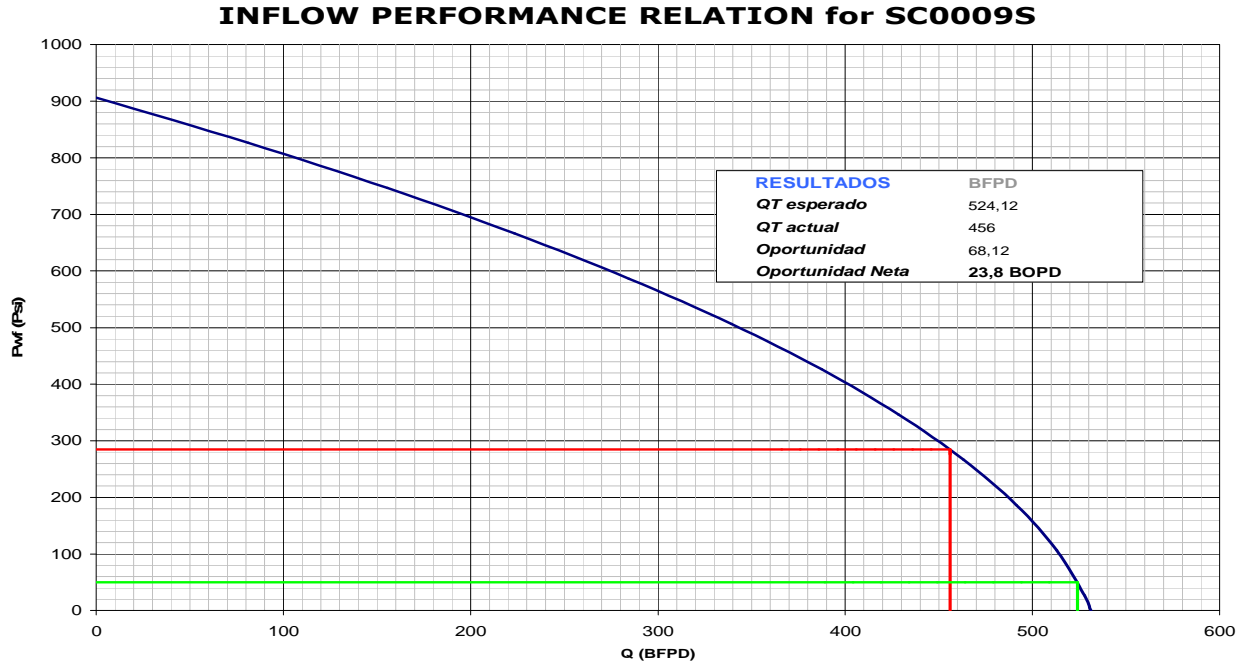
Luego de la realización de las curvas IPR mediante graficación en Microsoft Office Excel y su posterior verificación mediante el software especializado WELLFLO, se ha de revisar las propiedades de cada pozo con el fin de definir cuales son los pozos que presentan mejor respuesta a la implementación del bombeo por PCP.

Los parámetros bajo los cuales se de efectuar dicha revisión son:

- El caudal de producción del pozo debe ser menor al caudal máximo de producción o también llamado "AOF".
- Para los pozos cuya bomba se encuentra inicialmente por encima de perforados deben tener una presión mayor a 100 Psi.
- Para los pozos cuya bomba se encuentra inicialmente por debajo de perforados deben tener una presión mayor a 50 Psi.

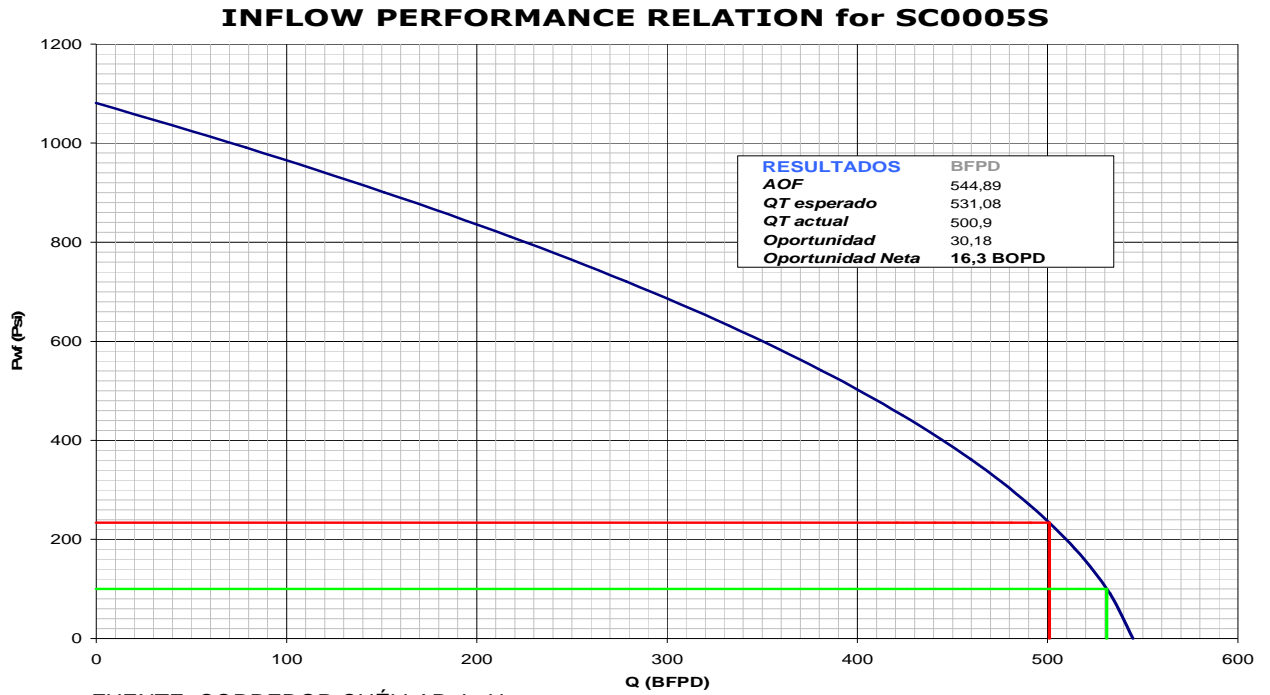
Las figuras 20. y 21. presentan dos (2) de los pozos que mejor responden a la implementación del nuevo sistema de levantamiento desde el punto de vista técnico y de aumento de producción.

Figura 20. Curva de Relación de Comportamiento de Influjo para el pozo Santa Clara 9 Sur.



FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Figura 21. Curva de Relación de Comportamiento de Influjo para el pozo Santa Clara 5 Sur.

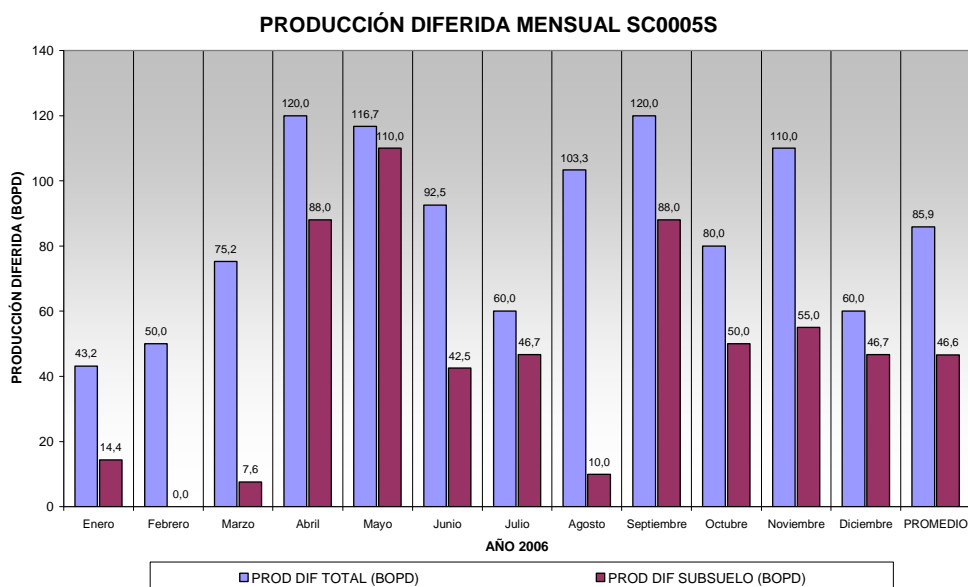


FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Quinto Paso. (Determinación de Producción Diferida por efecto de fallas en el Sistema de Levantamiento Artificial)

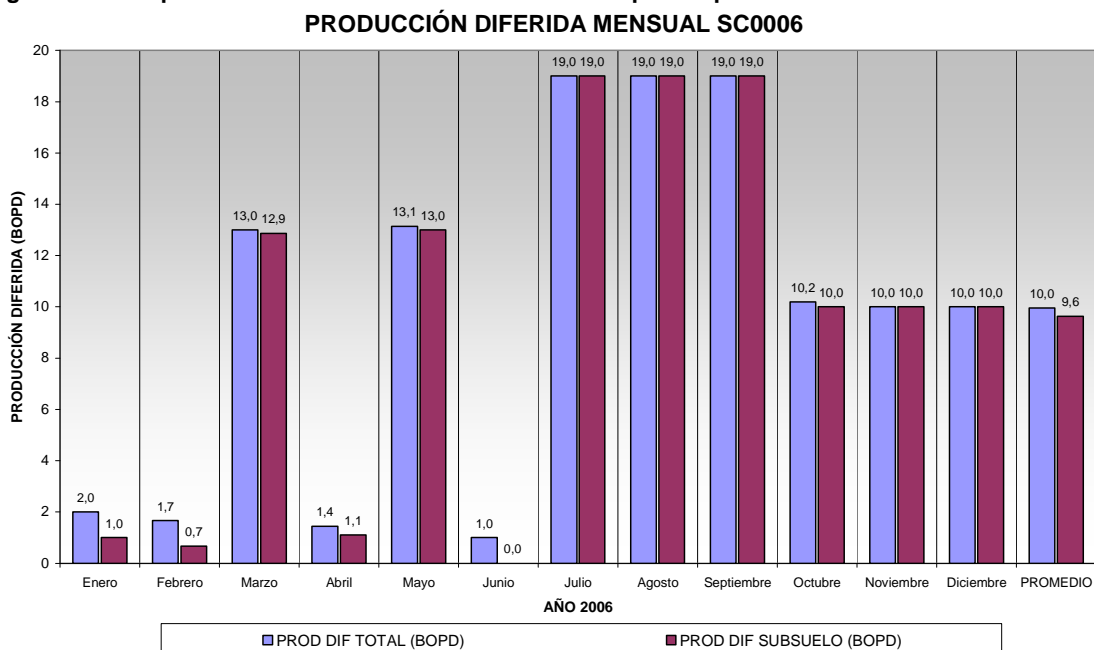
Evaluar los pozos que presentan mayor producción diferida por efecto de fallas en el actual sistema de levantamiento artificial y de este modo, determinar cuales tiempos fuera podrían ser minimizados a partir de la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP, para de este modo aumentar también la producción por esta vía. Es por esto que se han tomado los registros de producción diferida y se ha hecho un filtro de información para determinar cuales de estos tiempos fuera son por causados por falla del actual sistema de levantamiento artificial. (Anexo B.) y así determinar cuales podrían las producciones recuperadas con el nuevo sistema de levantamiento artificial, teniendo como base que dicho sistema reduciría en al menos un 50% dichos tiempos fuera. Las figuras 22., 23. y 24. muestran tanto la producción diferida total de cada pozo por año así como también la causada por falla en el sistema de levantamiento artificial.

Figura 22. Comportamiento de Producción Diferida anual para el pozo Santa Clara 5 Sur.



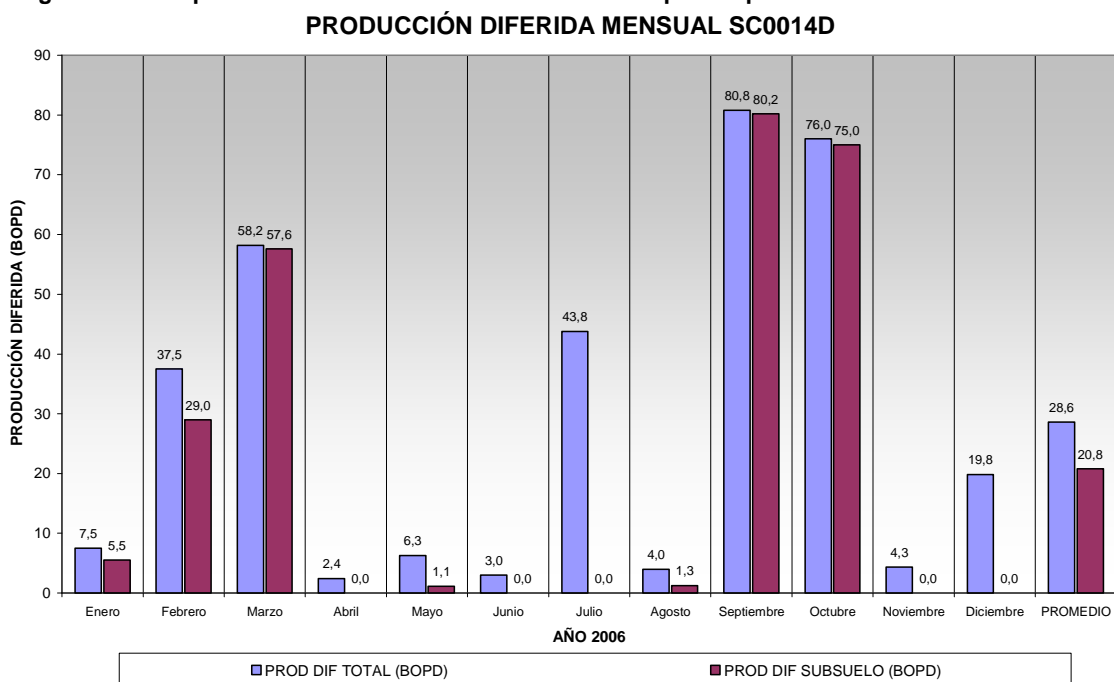
FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Figura 23. Comportamiento de Producción Diferida anual para el pozo Santa Clara 6.



FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Figura 24. Comportamiento de Producción Diferida anual para el pozo Santa Clara 14D.



FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Sexto Paso. (Selección de pozos candidatos a implementación de bombeo por PCP)

Seleccionar los pozos candidatos a implementación de de bombeo por PCP, luego de realizar un análisis detallado de los parámetros anteriormente mencionados. Para el presente estudio, los pozos que han presentado una respuesta positiva a la implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por PCP al disminuir Presión de Fondo Fluyente (Pwf) y además que presentaron recuperación en su producción, gracias a la disminución de los tiempos fuera y que deberían ser convertidos al sistema PCP se encuentran consignados en la Tabla 7.

Tabla 7. Datos de producción obtenida con la implementación del bombeo por PCP.

POZO	PRODUCCIÓN DIFERIDA TOTAL (BOPD)	PROD. DIFERIDA SUBSUELO (BOPD)	PROD. OBTENIDA NUEVO S.L.A. (BOPD)	PRODUCCIÓN OPTIMIZACIÓN (BOPD)	OPORTUNIDAD NETA TOTAL (BOPD)
SC-01	20,50	18,70	9,35	0,50	9,85
SC-01S	4,30	2,40	1,20	0,00	1,20
SC-02	16,40	8,50	4,25	0,00	4,25
SC-02W	5,30	5,30	2,65	9,60	12,25
SC-03	39,50	20,80	10,40	0,00	10,40
SC-03SD	16,60	7,80	3,90	0,00	3,90
SC-04S	17,50	15,80	7,90	0,00	7,90
SC-05	7,80	5,90	2,95	0,00	2,95
SC-05S	85,90	46,60	23,30	16,30	39,60
SC-06	10,00	9,60	4,80	1,70	6,50
SC-07A	5,80	4,00	2,00	0,10	2,10
SC-07SD	3,80	0,90	0,45	0,40	0,85
SC-09	13,70	5,30	2,65	0,30	2,95
SC-09S	44,90	16,00	8,00	23,80	31,80
SC-10	8,40	7,10	3,55	0,00	3,55
SC-11	4,50	2,70	1,35	0,00	1,35
SC-12	6,80	5,70	2,85	1,10	3,95
SC-13H	9,80	6,30	3,15	0,30	3,45
SC-14D	28,60	20,80	10,40	7,40	17,80
SC-15D	13,20	8,20	4,10	0,00	4,10
SC-16D	30,70	25,30	12,65	0,00	12,65
SC-17ST	11,10	2,00	1,00	19,50	20,50
SC-18	9,10	6,50	3,25	0,30	3,55
TOTAL	405,10	245,70	126,10	81,30	207,4

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

2.1.2. Disminución de Egresos.

Para esta sección, se estudiará lo concerniente a los egresos obtenidos como consecuencia de la implementación de un nuevo sistema de levantamiento artificial, para nuestro caso el sistema de bombeo por PCP.

Primero se debe tener en cuenta para cuanto tiempo está destinado tener desarrollado completamente el proyecto del cual es base el presente estudio, para ello se ha estipulado un periodo de evaluación del proyecto de cinco (5) años, en el cual se ha distribuido la implementación del nuevo sistema de levantamiento así:

Primera Fase (I). Cambio de los diez (10) pozos más productivos al nuevo sistema de levantamiento artificial por PCP.

En esta fase se cambiarán al sistema por bombeo PCP los diez (10) pozos más productivos, es decir los que mayor oportunidad neta provean al proyecto, estos los siguientes:

Tabla 8. Costos de Instalación y Mantenimiento para la primera Fase (I) del proyecto.

POZO	COSTOS INSTALACIÓN (US\$)	COSTOS OPERACIONALES (US\$)	WORKOVER (US\$)	BOMBAS DE TRANSFERENCIA (US\$)
SC-02	\$ 48.247,00	\$ 447,56	\$ 18.000,00	
SC-02W	\$ 35.041,60	\$ 228,33	\$ 18.000,00	
SC-03SD	\$ 35.123,00	\$ 313,07	\$ 18.000,00	
SC-04S	\$ 35.041,60	\$ 172,69	\$ 18.000,00	
SC-05S	\$ 100.477,26	\$ 905,81	\$ 18.000,00	
SC-06	\$ 35.123,00	\$ 47,33	\$ 18.000,00	\$ 3.500,00
SC-09S	\$ 91.247,02	\$ 561,64	\$ 18.000,00	
SC-14D	\$ 99.869,56	\$ 598,95	\$ 18.000,00	
SC-16D	\$ 95.598,86	\$ 370,11	\$ 18.000,00	
SC-17ST	\$ 96.711,58	\$ 261,57	\$ 18.000,00	
TOTAL	\$ 672.480,48	\$ 3.907,06	\$ 180.000,00	\$ 3.500,00

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Segunda Fase (II). Cambio de los siguientes siete (7) pozos más productivos al nuevo sistema de levantamiento artificial por PCP.

En esta fase se cambiarán al sistema por bombeo PCP los siguientes cinco (5) pozos más productivos, es decir los que mayor oportunidad neta provean al proyecto después de los diez pozos ya convertidos, estos los siguientes:

Tabla 9. Costos de Instalación y Mantenimiento para la segunda Fase (II) del proyecto.

POZO	COSTOS INSTALACIÓN (US\$)	COSTOS OPERACIONALES (US\$)	WORKOVER (US\$)	BOMBAS DE TRANSFERENCIA (US\$)
SC-03	\$ 66.900,00	\$ 887,60	\$ 18.000,00	
SC-05	\$ 35.123,00	\$ 172,59	\$ 18.000,00	
SC-07A	\$ 35.123,00	\$ 164,26	\$ 18.000,00	
SC-09	\$ 36.727,00	\$ 236,07	\$ 18.000,00	\$ 3.500,00
SC-10	\$ 36.727,00	\$ 152,46	\$ 18.000,00	
SC-12	\$ 95.521,23	\$ 121,84	\$ 18.000,00	
SC-18	\$ 35.123,00	\$ 81,39	\$ 18.000,00	
TOTAL	\$ 341.244,23	\$ 1.816,20	\$ 126.000,00	\$ 3.500,00

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Tercera Fase (III). Automatización de los diez (10) primeros pozos convertidos al nuevo sistema de levantamiento artificial.

Tabla 10. Costos de Instalación de un sistema de monitoreo y control para la Tercera Fase (III).

POZO	AUTOMATIZACIÓN (US\$)
SC-05S	\$ 14.000,00
SC-09S	\$ 14.000,00
SC-17ST	\$ 14.000,00
SC-14D	\$ 14.000,00
SC-02W	\$ 14.000,00
SC-16D	\$ 14.000,00
SC-04S	\$ 14.000,00
SC-03SD	\$ 14.000,00
SC-06	\$ 14.000,00
SC-02	\$ 14.000,00
TOTAL	\$ 140.000,00

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Cuarta Fase (IV). Cambio de los cinco (5) pozos menos productivos al nuevo sistema de levantamiento artificial por PCP.

Tabla 11. Costos de Instalación y Mantenimiento para la Cuarta Fase (IV) del proyecto.

POZO	COSTOS INSTALACIÓN (US\$)	COSTOS OPERACIONALES (US\$)	WORKOVER (US\$)
SC-01S	\$ 35.041,60	\$ 210,17	\$ 18.000,00
SC-07SD	\$ 90.750,94	\$ 92,61	\$ 18.000,00
SC-11	\$ 35.123,00	\$ 61,47	\$ 18.000,00
SC-13H	\$ 94.439,05	\$ 145,58	\$ 18.000,00
SC-15D	\$ 35.123,00	\$ 376,70	\$ 18.000,00
TOTAL	\$ 290.477,59	\$ 886,52	\$ 90.000,00

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Quinta Fase (V). Automatización de los doce (12) pozos menos productivos, convertidos al nuevo sistema de levantamiento artificial.

Tabla 12. Costos de Instalación de un sistema de monitoreo y control para la Quinta Fase (V).

POZO	AUTOMATIZACIÓN (US\$)
SC-03	\$ 14.000,00
SC-05	\$ 14.000,00
SC-07A	\$ 14.000,00
SC-09	\$ 14.000,00
SC-10	\$ 14.000,00
SC-12	\$ 14.000,00
SC-18	\$ 14.000,00
SC-01S	\$ 14.000,00
SC-07SD	\$ 14.000,00
SC-11	\$ 14.000,00
SC-13H	\$ 14.000,00
SC-15D	\$ 14.000,00
TOTAL	\$ 168.000,00

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

2.2. DISEÑO DE BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) PARA CADA POZO

El éxito de la aplicación de sistemas con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) requiere que los componentes del sistema sean compatibles con las condiciones del pozo y del ambiente de operación. Un procedimiento de diseño que tome en cuenta ambos grupos de consideraciones, tendrá mayor probabilidad de éxito si se utiliza un criterio de selección de componentes acorde a las limitaciones que ellas ofrecen.

Es por ello, que para el diseño de las bombas a emplear en cada pozo, es necesario tener la información precisa y correcta tanto del estado mecánico del pozo como de las propiedades de los fluidos que se espera sean bombeados a superficie, para así obtener el diseño apropiado para el pozo y obtener la producción deseada. La figura 25. presenta el procedimiento correcto para el diseño de sistemas PCP.

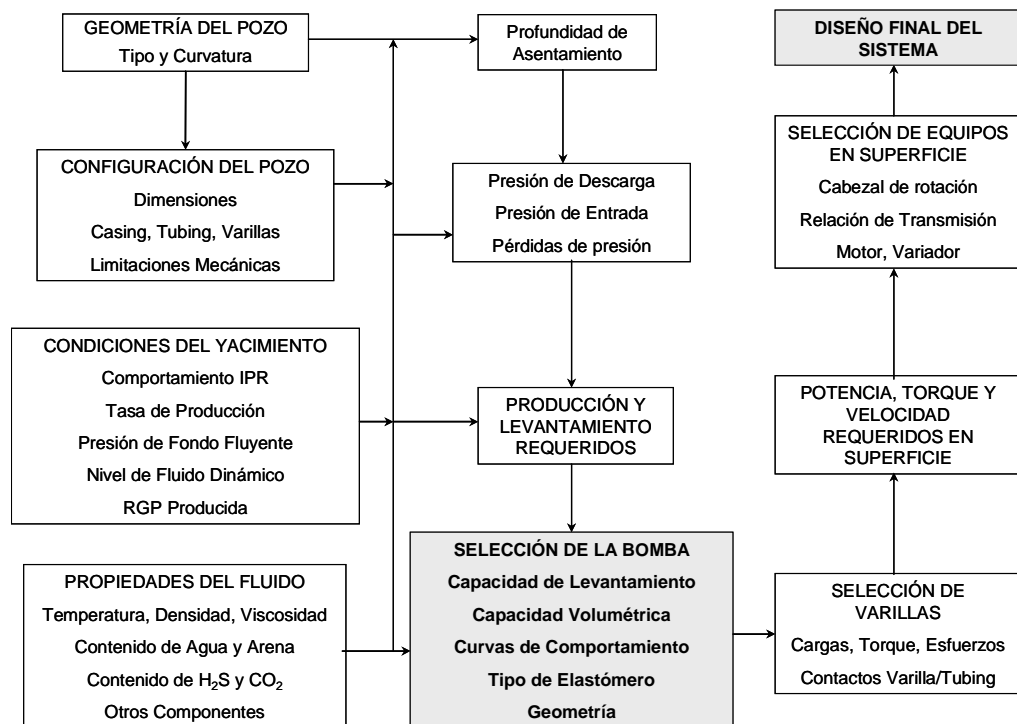
2.2.1. Consideraciones Generales.

Al igual que ocurre en el diseño de cualquier método de levantamiento artificial, los sistemas PCP deben tomar en cuenta las limitaciones que ofrece el entorno en el que están operando. Así, independientemente de los componentes propios del sistema, existen limitaciones dimensionales, de aplicación y de compatibilidad que restringen la selección de ciertos y determinados productos en un ambiente determinado. Entre estas consideraciones se tiene:

- Geometría y Configuración Mecánica del Pozo

- Relación de Comportamiento de Influjo
- Propiedades de los Fluidos Producidos
 - Viscosidad y Densidad del Petróleo.
 - Gas Libre Asociado al Petróleo.
 - Presencia de Arena.
 - Presencia de CO₂ y H₂S.
 - Presencia de Aromáticos.
 - Altas Temperaturas.¹⁰

Figura 25. Flujoograma para un diseño apropiado de sistema con Bomba de Cavity Progresiva.



FUENTE: PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS PCP. MATTHEWS DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. C-FER Technologies Inc. Calgary, Alberta (Canada). 1999.

¹⁰ MATTHEWS, C., ZAHACY, T. and SKOCZYLAS, P. Progressing Cavity Pumping Systems. Design, Operation and Performance Optimization. Edmonton, Alberta (Canada). 1999.

2.2.2. Metodología para el Diseño de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) para el Campo Santa Clara.

Para diseñar un sistema con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), se debe entender que se trata de un conjunto de decisiones para la selección y correcta aplicación de cada una de las partes que componen este sistema. Cada etapa del proceso de diseño se basa en la evaluación individual o en conjunto, de cada una de estas consideraciones. Para ello se ha pretendido seguir la metodología implementada por la compañía WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED, para el diseño de Bombas de Cavidades progresivas (PCP) mediante el software especializado PC – PUMP™ desarrollado por la compañía C-FER. El procedimiento es el siguiente:

Primer Paso (Introducción de Datos de Tubería)

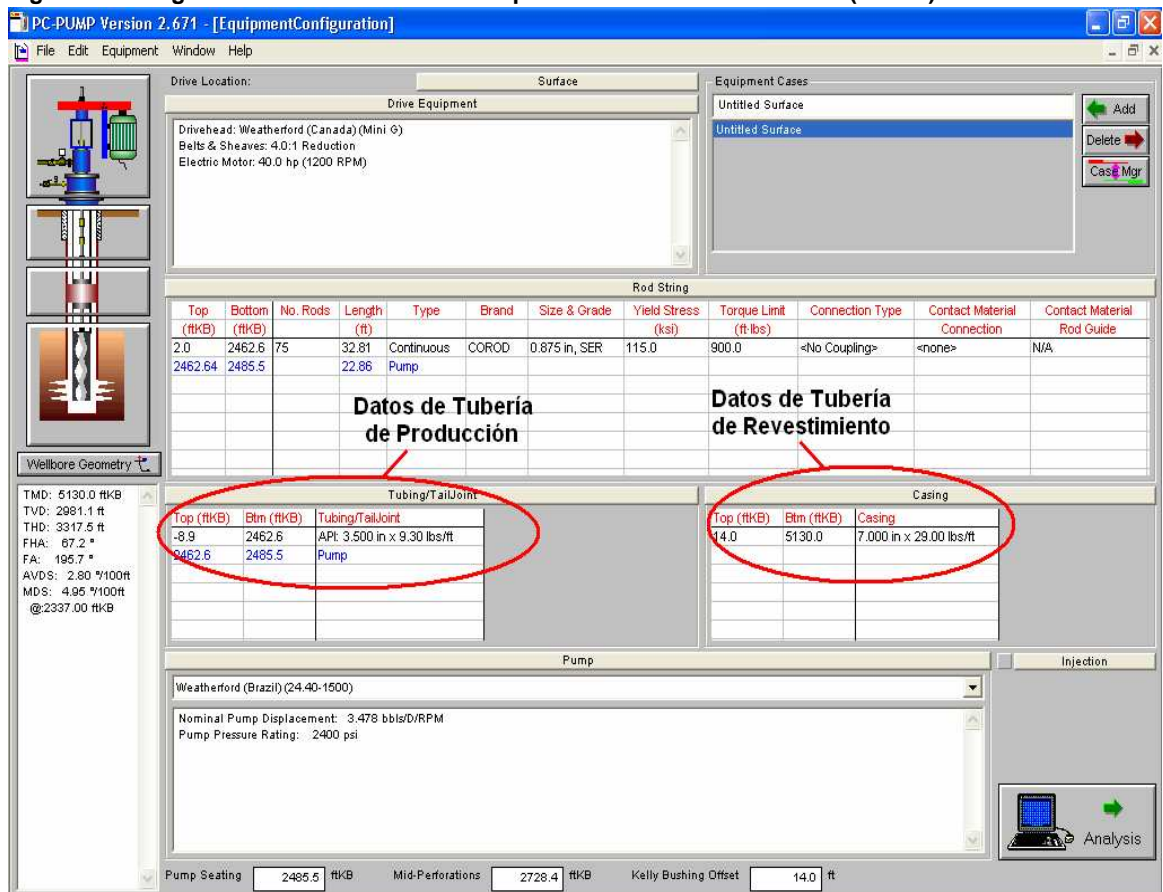
Inicialmente se introducen datos de tubería de producción y completamiento del pozo, la cual se encuentra en el estado mecánico de cada pozo, igualmente se introducen al software los datos de profundidad de la bomba, profundidad media de perforados y altura de la Kelly Bushing. Tal como lo muestra la Figura 26.

- *Segundo Paso (Introducción de Datos de Desviación del Pozo)*

Se introducen los datos de desviación del pozo, ya que en la evaluación de sistemas PCP, una representación precisa de la geometría del perfil del pozo es fundamental, sobretodo en los casos donde el mayor problema lo representan las fallas por desgaste. Usualmente, al perforar un pozo, se registra la desviación y dirección del mismo utilizando mediciones como el

comportamiento de la profundidad medida en función de la profundidad vertical.

Figura 26. Carga de los datos de Tubería del pozo en Software PC-PUMP™ (C-FER).

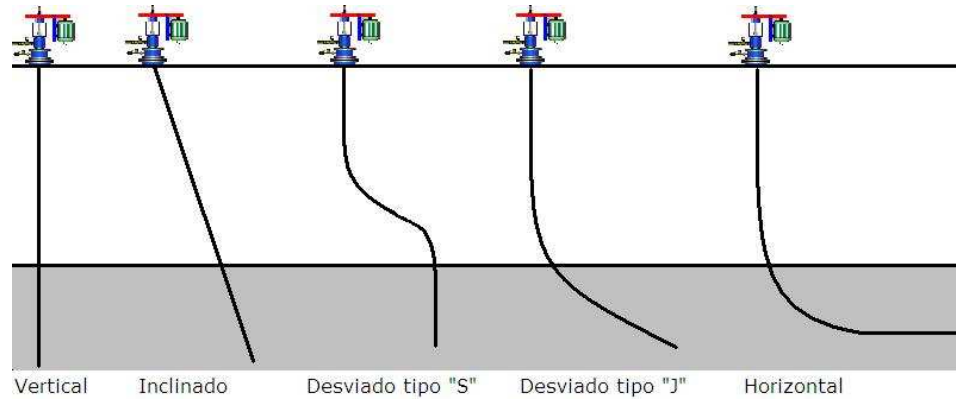


FUENTE: PC-PUMP™ version 2.671 (C-FER)

Además de los datos de tubería del pozo, se debe conocer la inclinación (ángulo), la severidad de la desviación (dog leg) y la dirección (azimuth) en varios puntos de profundidad, ya que de esto depende saber que tipo de geometría de pozo se tiene y así tener un diseño preciso y acertado del pozo donde luego no presenten problemas de desgaste de tubería por efecto de un proceso de fricción severa entre la varilla y la formación (ver figura 27.)

Estudio de factibilidad para la implementación de Bombas de Cavity Progressiva (PCP) como método de levantamiento artificial único en el Campo Santa Clara

Figura 27. Diferentes Geometrías de Pozo.



FUENTE: PROGRESSING CAVITY PUMPING SYSTEMS. DESIGN, OPERATION AND PERFORMANCE OPTIMIZATION. MATTHEWS, C., ZAHACY, T. and SKOCZYLAS, P. Edmonton, Alberta (Canadá). 1999.

La figura 28. muestra el procedimiento a seguir para introducir los datos de desviación del pozo en el software PC-PUMP™.

Figura 28. Carga de Datos de Desviación del Pozo en Software PC-PUMP™ (C-FER).

The screenshot shows the PC-PUMP software interface with a data table for well deviation. The table has columns for Station #, Measured Depth (MD), Hole Angle, Azimuth, Dogleg Severity (Overall, Vertical, Plan), Hole Angle Change, Vertical Depth, Horizontal Distance, Latitude, Departure, and Vertical Section. Red circles highlight the 'Measured Depth (MD)' and 'Vertical Depth' columns. Red arrows point from these columns to the text 'Profundidad Medida (MD)' and 'Profundidad Vertical Verdadera (TVD)' respectively.

Stn #	Measured Depth (ft)	Hole Angle (°)	Azimuth (°)	Dogleg Severity			Hole Angle Change (°/100ft)	Vertical Depth (ft)	Horizontal Distance (ft)	Latitude (ft)	Departure (ft)	Vertical Section (ft)
				Overall (°/100ft)	Vertical (°/100ft)	Plan (°/100ft)						
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	565.00	0.56	249.99	0.10	0.10	0.10	0.10	565.0	2.8	-0.9	-2.6	1.6
3	597.00	1.19	226.49	2.23	1.97	1.04	1.57	597.0	3.2	-1.2	-3.0	2.0
4	627.00	2.06	228.86	2.91	2.90	2.90	2.90	627.0	4.0	-1.8	-3.6	2.7
5	659.00	2.74	229.61	1.87	1.97	1.97	1.97	659.0	5.3	-2.7	-4.6	3.8
6	690.00	2.00	229.61	2.00	2.00	2.00	2.00	690.0	6.9	-3.6	-5.9	5.1
7	721.00	2.23	229.61	2.23	2.23	2.23	2.23	721.0	8.9	-4.8	-7.5	6.6
8	752.00	4.88	238.11	2.93	2.84	0.71	2.84	751.7	11.3	-6.1	-9.6	8.4
9	782.00	6.10	238.86	4.07	4.07	0.24	4.07	781.6	14.2	-7.6	-12.0	10.5
10	814.00	6.94	238.24	2.63	2.63	0.22	2.63	813.4	17.8	-9.5	-15.1	13.2
11	844.00	8.06	239.66	3.80	3.73	0.70	3.73	843.1	21.7	-11.5	-18.5	16.0
12	874.00	9.30	240.74	4.16	4.13	0.44	4.13	872.8	26.3	-13.7	-22.4	19.3
13	904.00	10.50	242.49	4.12	4.00	1.00	4.00	902.4	31.4	-16.2	-26.9	22.9
14	935.00	11.66	243.36	3.46	3.42	0.54	3.42	932.8	37.3	-18.9	-32.2	26.9
15	966.00	12.69	243.49	3.65	3.65	0.09	3.65	963.1	43.8	-21.8	-38.0	31.3
16	997.00	14.00	242.99	4.24	4.23	0.37	4.23	993.3	51.0	-25.0	-44.4	36.1
17	1027.00	15.18	242.36	3.97	3.93	0.53	3.93	1022.3	58.5	-28.5	-51.1	41.3
18	1059.00	16.50	240.74	4.35	4.13	1.38	4.13	1053.1	67.3	-32.6	-58.8	47.4
19	1088.00	17.63	239.24	4.18	3.90	1.52	3.90	1080.8	75.8	-36.9	-66.2	53.5
20	1119.00	18.63	237.99	3.46	3.23	1.25	3.23	1110.3	85.4	-41.9	-74.4	60.5
21	1150.00	19.75	237.99	3.61	3.61	0.00	3.61	1139.5	95.6	-47.3	-83.1	68.1
22	1181.00	21.13	236.61	4.51	4.45	0.70	4.45	1168.6	106.4	-53.0	-92.3	76.0
23	1215.00	22.44	238.24	3.87	3.85	0.40	3.85	1200.1	119.0	-59.6	-103.0	85.3
24	1245.00	23.50	237.86	3.57	3.53	0.49	3.53	1227.8	130.7	-65.8	-112.9	94.0
25	1276.00	24.63	237.24	3.74	3.65	0.82	3.65	1256.1	143.4	-72.6	-123.6	103.4
26	1307.00	26.00	236.74	4.47	4.42	0.69	4.42	1284.1	156.6	-79.8	-134.7	113.4
27	1337.00	27.31	236.49	4.38	4.37	0.37	4.37	1310.9	170.0	-87.2	-146.0	123.5
28	1368.00	28.47	237.11	3.86	3.74	0.94	3.74	1338.3	184.5	-95.2	-158.1	134.5
29	1399.00	29.81	236.58	4.40	4.32	0.83	4.32	1365.4	199.6	-103.4	-170.7	145.9
30	1430.00	31.00	236.36	3.86	3.84	0.36	3.84	1392.1	215.3	-112.1	-183.8	157.7
31	1461.00	32.19	235.99	3.89	3.84	0.63	3.84	1418.5	231.5	-121.1	-197.3	170.1
32	1491.00	33.44	235.74	4.19	4.17	0.45	4.17	1443.7	247.8	-130.2	-210.8	182.5

FUENTE: PC-PUMP™ version 2.671 (C-FER)

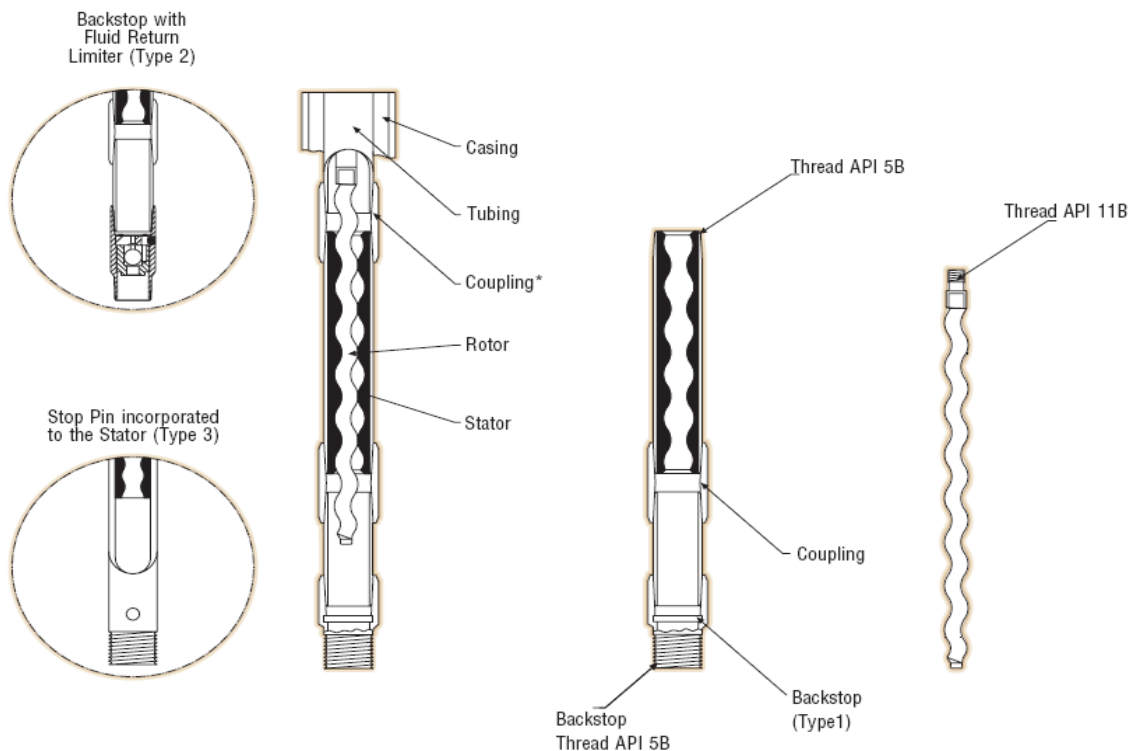
Tercer Paso (Selección de la Bomba Apropriada)

Para seleccionar el tipo de bomba adecuado se debe tener en cuenta tanto la presión de descarga requerida, así como la capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba. Además, se debe recordar que las bombas seleccionadas para tal fin, deben ser de marca *Weatherford Brazil* y que vienen en dos tipos:

- Bombas Insertables
- Bombas Tubulares

La figura 29. y 30. muestra estos dos tipos de bombas.

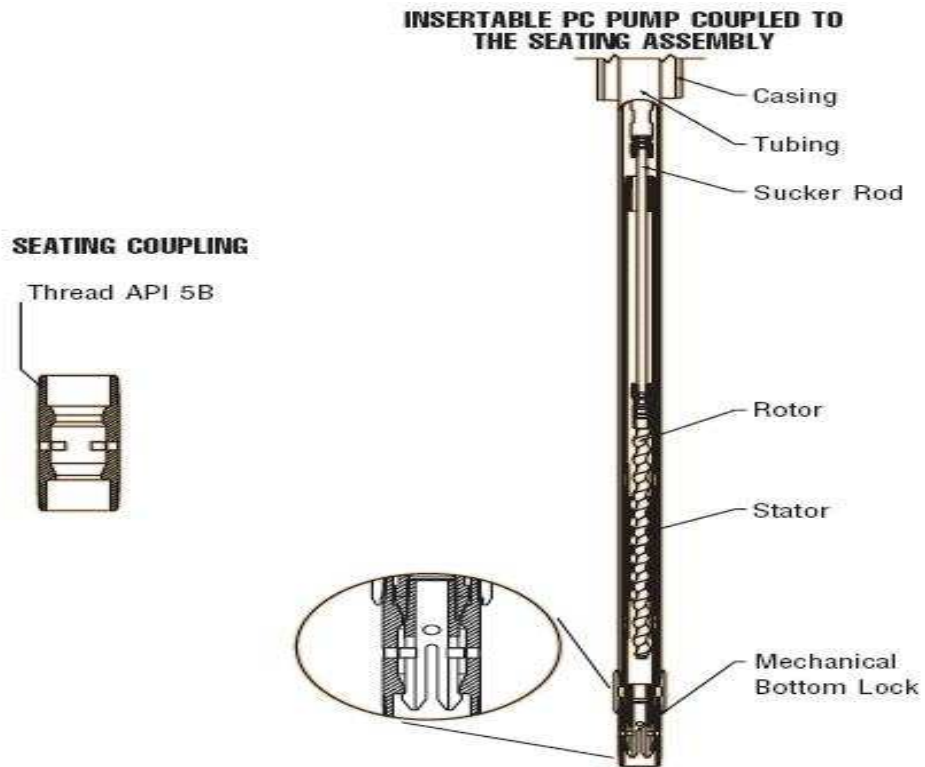
Figura 29. Bomba de Cavidades Progresivas Tubular WTF.



* Can be supplied with NU/EUE coupling for adaptation to the tubing.

FUENTE: GEREMIA TECHNICAL CATALOG. GEREMIA PROGRESSING CAVITY PUMPS. Artificial Lift Systems. Weatherford International. 2007

Figura 30. Bomba de Cavidades Progresivas Insertable WTF.



FUENTE: GEREMIA TECHNICAL CATALOG. GEREMIA PROGRESSING CAVITY PUMPS. Artificial Lift Systems. Weatherford International. 2007

La referencia de cada bomba permite saber no solo de que bomba se trata, sino también conocer cual es el número de etapas que presenta e indirectamente la presión que puede manejar, el diámetro del rotor y el desplazamiento de la misma, tal como lo muestra la figura 31.

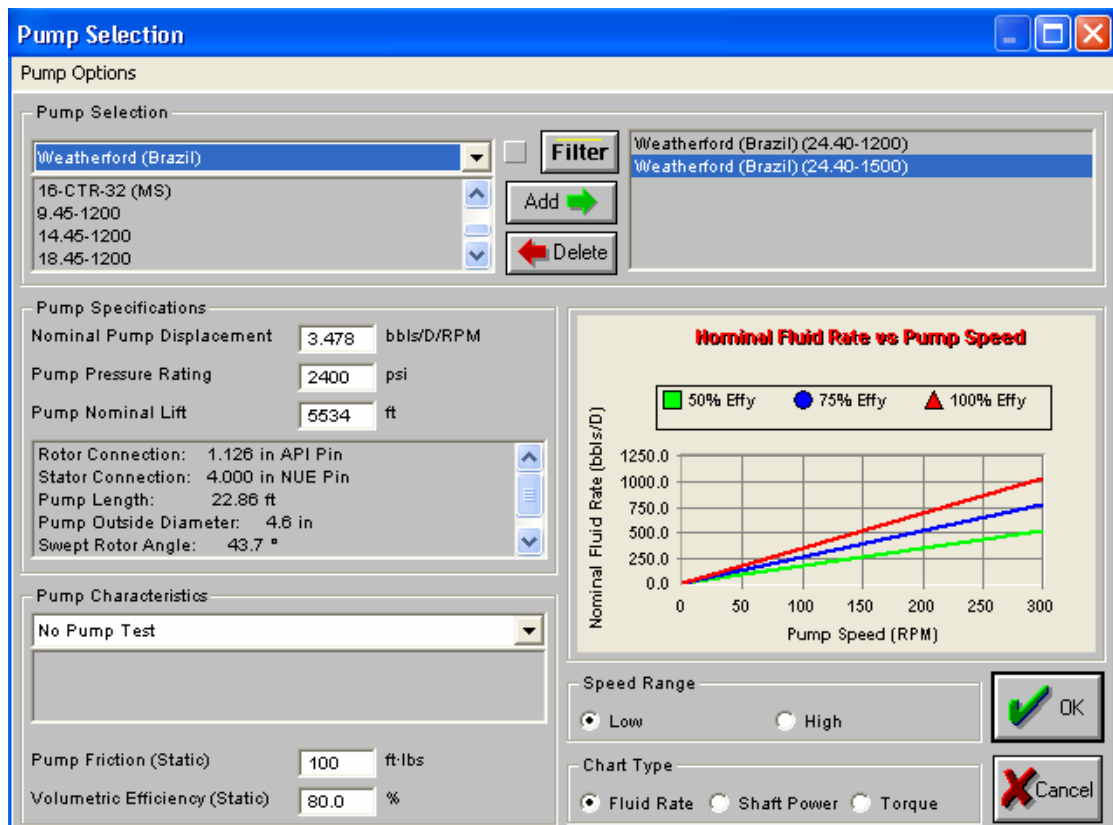
Figura 31. Referencia típica de una Bomba de Cavidades Progresivas marca WTF Brazil.

*Pump Model Identification		
24	40	1200
Number of Stages	Rotor Diameter (mm)	Pump Maximum Displacement (BFPD/RPM)
*As recommended by ISO in WD 15		

FUENTE: GEREMIA TECHNICAL CATALOG. GEREMIA PROGRESSING CAVITY PUMPS. Artificial Lift Systems. Weatherford International. 2007

El software PC-PUMP™ (C-FER) contiene una base de datos donde se encuentran almacenados todos los tipos de bombas disponibles para diseños de la compañía WEATHERFORD INTERNATIONAL, como se puede apreciar en la Figura 32.

Figura 32. Selección de Bomba a partir de la base de datos del software PC-PUMP™ (C-FER).



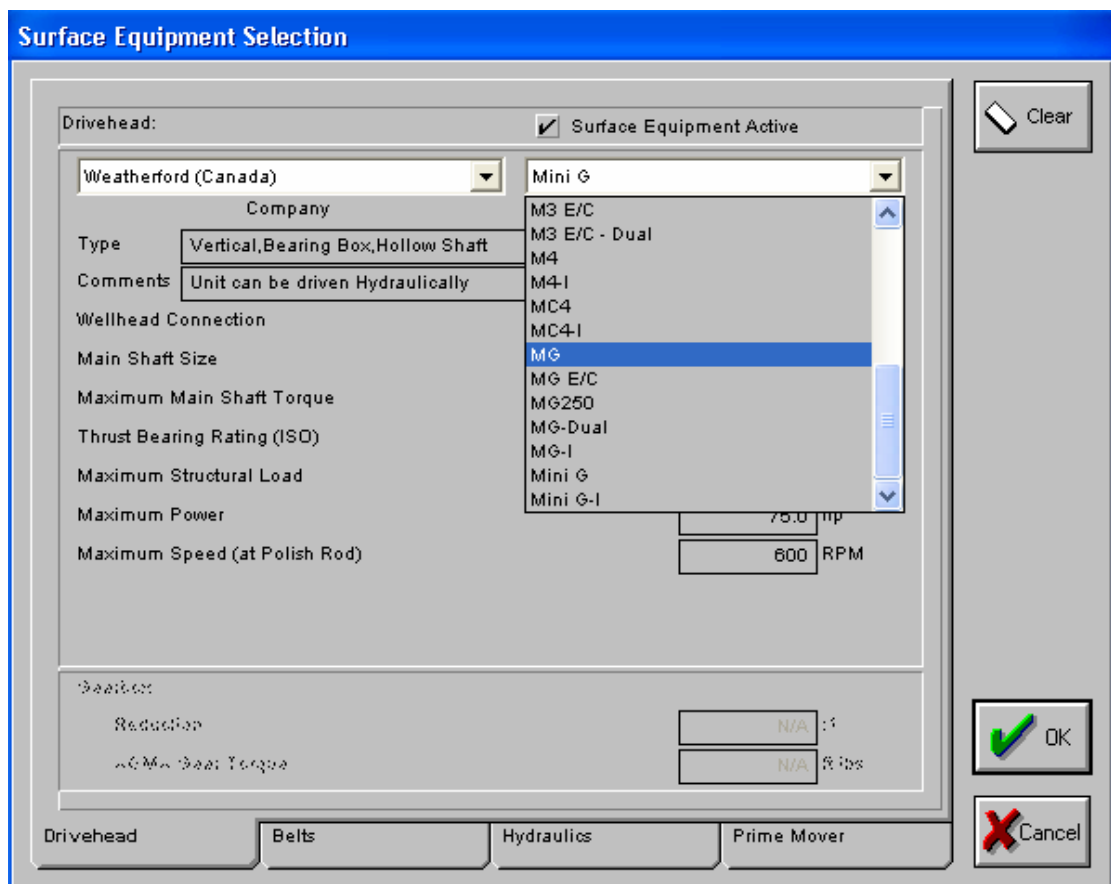
FUENTE: PC-PUMP™ version 2.671 (C-FER)

Cuarto Paso (Selección de Cabezal Apropriado)

Al igual que en la selección de la bomba adecuada, el cabezal se selecciona de una base de datos del software PC-PUMP™ (C-FER) que contiene los tipos de cabezales para sistemas PCP con los que trabaja la compañía

WEATHERFORD INTERNATIONAL, como lo muestra la figura 33. Para seleccionar el tipo de cabezal adecuado se debe tener en cuenta tanto la presión de descarga requerida, así como la energía requerida por el sistema para así determinar la potencia del motor a utilizar en el diseño. Para el Campo Santa Clara se ha decidido trabajar con cabezales tipo *Weatherford Canadá Mini G*, los cuales son más pequeños que los convencionales *Weatherford Canadá MG*. Cabe recordar que para cada tipo de bomba se han establecido una serie de cabezales los cuales al poner en conjunto, presentarán mayor eficiencia al momento de la operación.

Figura 33. Selección de Cabezal a partir de la base de datos del software PC-PUMP™ (C-FER).

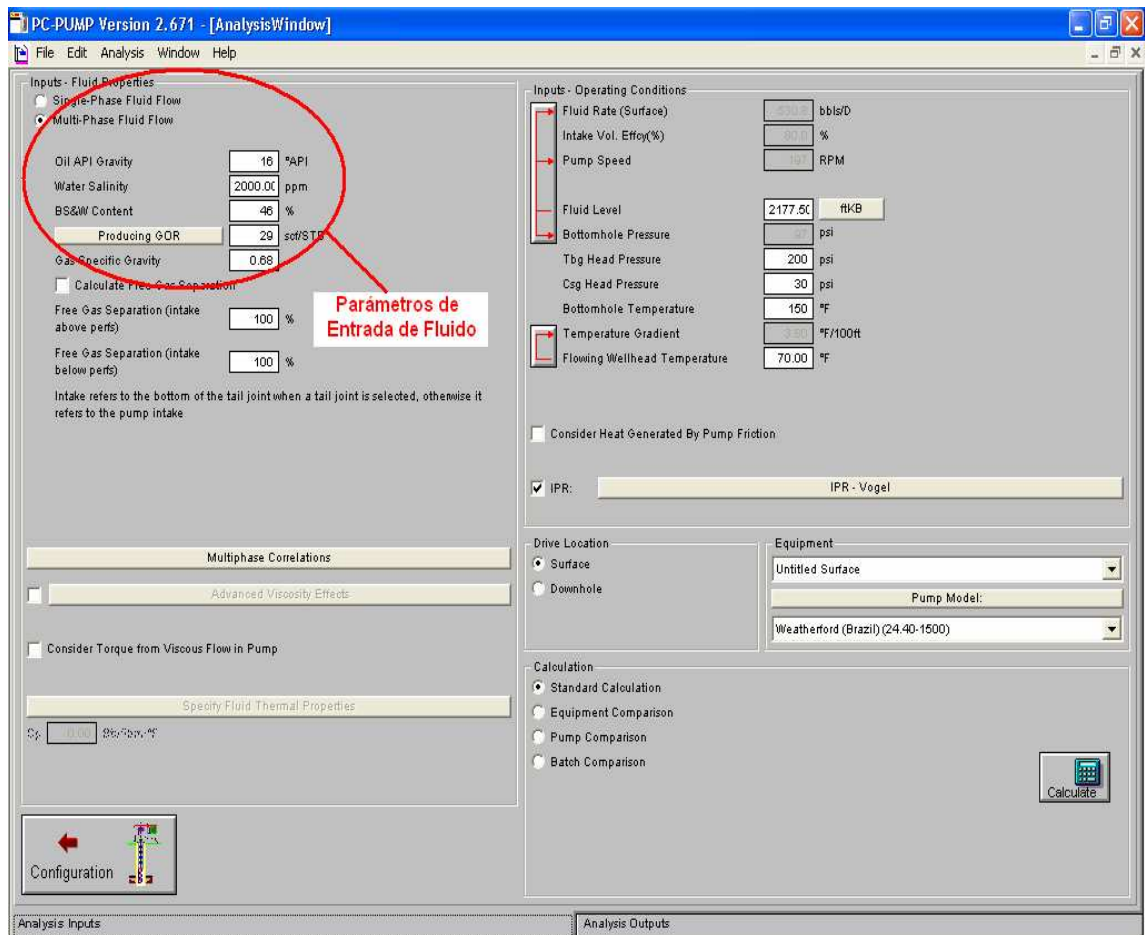


FUENTE: PC-PUMP™ version 2.671 (C-FER)

Quinto Paso (Carga de Parámetros de Fluido)

Después de realizar el debido ajuste a los datos PVT provenientes del estudio respectivo al pozo Santa Clara 13H, y que se ha extrapolado a los demás pozos del campo para el presente estudio, se procede a ingresar los debidos parámetros de fluido para llevar a cabo el diseño respectivo de los sistemas PCP para cada pozo y así poder finalmente obtener el diseño final del sistema. La figura 34. muestra dicho procedimiento.

Figura 34. Carga de Parámetros de Fluido en el software PC-PUMP™ (C-FER).

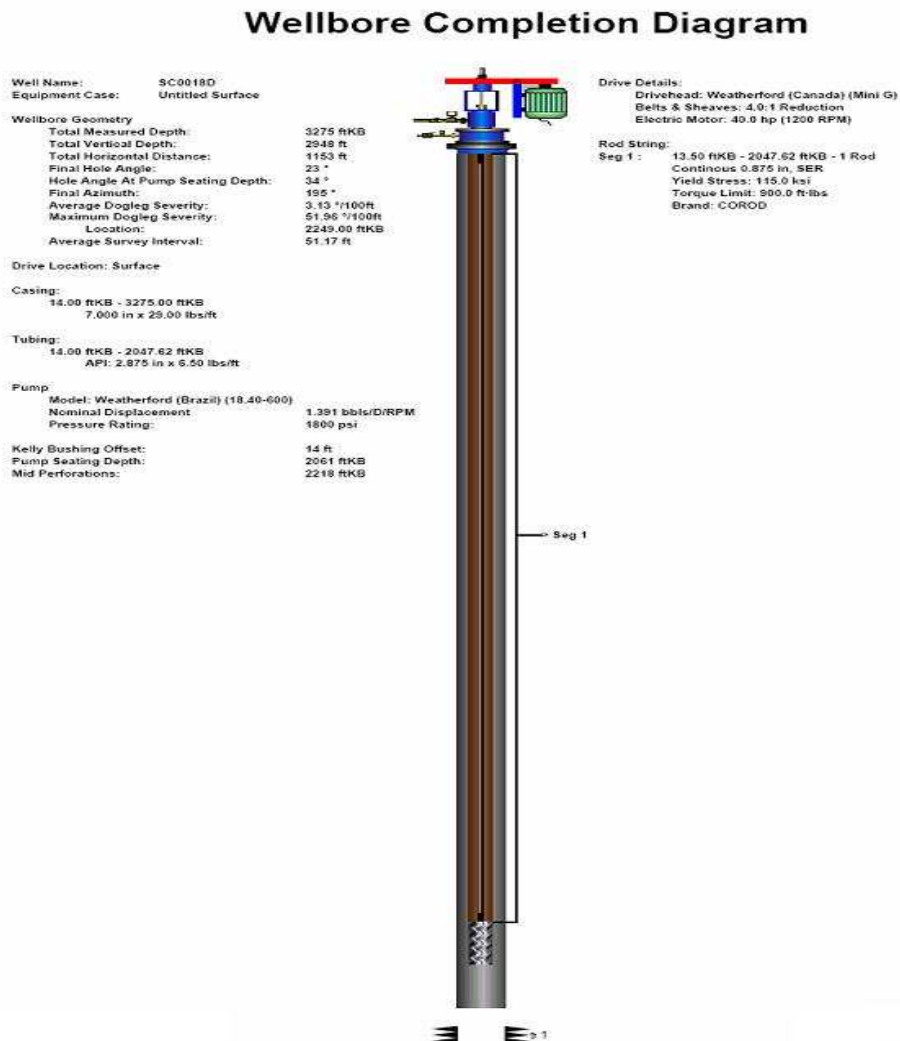


FUENTE: PC-PUMP™ version 2.671 (C-FER)

Sexto Paso (Diseño Final)

Luego de ingresar los datos de geometría de pozo y condiciones actuales del mismo, así como también parámetros de fluido respectivos se determina finalmente cual podría ser el diseño del sistema PCP a emplear en cada pozo. La figura 35. muestra el diseño obtenido mediante el software PC - PUMP™ (C-FER) para el pozo Santa Clara 18D.

Figura 35. Diseño Final para el Pozo Santa Clara 18D y su respectivo Informe.



Analysis Summary

Equipment Case: Untitled Surface
Pump Model: Weatherford (Brazil) (18.40-600)
Drive Location: Surface

Fluid Properties (Multiphase)

Oil API Gravity:		17 °API
Water Salinity:		2000 ppm
Gas Specific Gravity:		0.70
BS&W:		79.14 %
Producing GOR:		275.0 scf/STB
Free Gas Separation:		100.00 %
Correlations:	Solution GOR	Vasquez & Beggs
	Bubble Point	Vasquez & Beggs
	Under Saturated Oil Viscosity	Vasquez & Beggs
	Live Oil Viscosity	Beggs & Robinson
	Dead Oil Viscosity	Ng & Egobah

Viscosity

Advanced Viscosity Not Selected

Operating Conditions

Fluid Rate:	113.7 bbls/D
Pump Volumetric Efficiency:	80%
Pump Speed:	104 RPM
Fluid Level:	2000 ftKB
Bottomhole Pressure:	64 psi
Tubing Head Pressure:	100 psi
Casing Head Pressure:	30 psi
Bottomhole Temperature:	116°F
Flowing Wellhead Temperature:	78.00°F
IPR Type:	Vogel

Summary Output Parameters

Pump Intake Pressure:	46.80 psi
Pump Discharge Pressure:	905.12 psi
Net Hydrostatic Head:	782.8 psi
Flow Losses:	5.55 psi
Pump Pressure Loading:	47.68%
Max. Rod Torque:	233 ft-lbs
Max. Rod Torque Load:	26 %
Max. Axial Rod Load:	7.5 kips
Max. Effective Rod Stress:	33.8% @ 4 ftKB
Max. Elastic Design Factor:	0.34
Max. Deformation Design Factor:	0.26
Max. Contact Loads:	
Continuous Rod:	5.9 lbf/ft @ 768 ftKB
System Input Power:	5.6 hp
Prime Mover Output Power:	5.0 hp
Energy Cost:	5.01 \$/day
Thrust Bearing L10 Life:	237.8 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading:	11.6 %
Drivehead Structural Loading:	N/A
Drivehead Power Output:	6.1 %
Drivehead Speed Output:	17.3 %
Drivehead Gearbox Torque:	N/A
Motor Loading:	12.46 %
Efficiency:	
System Mechanical/Electrical:	37.6%
System Overall :	30.1%

Output Messages

WARNING: Electric motor oversized (12 % Rated)
 WARNING: Low electric motor operating frequency(21 Hz)
 NOTE: Gas separation specified as 100.00 %
 NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
 NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 79%
 NOTE: Electric motor speed adjusted to 415 RPM (21 Hz)

3. ANÁLISIS ECONÓMICO

Antes de realizar un proyecto de inversión es necesario evaluarlo financieramente para averiguar si es bueno realizar el proyecto o no. Por ello el presente capítulo tiene como finalidad demostrar la viabilidad y rentabilidad de la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) en todos los pozos del campo Santa Clara, para finalmente acelerar la producción de reservas de dicho campo.

Para tal efecto, se debe tener claro conceptos básicos y fundamentales al momento de realizar un análisis económico de tal envergadura, como ya se enunció en el capítulo 1. del presente estudio; por esto, los índices de rentabilidad se convierten en una herramienta importante al momento de evaluar cualquier proyecto, ya que estos son criterios de selección que se utilizan para medir la bondad económica de un proyecto de inversión.

Para el presente proyecto se ha tenido en cuenta como indicador económico principal el Valor Presente Neto (VPN) además de la Tasa Interna de Retorno (TIR). De igual modo, se han establecido otros criterios fundamentales al momento de realizar el análisis económico del presente proyecto como se muestra en la Tabla 13.

Posterior a la determinación de los criterios de referencia se tiene el análisis de costos año a año, para finalmente mediante la TIO, llevar los ingresos y egresos futuros a valores presentes y posteriormente obtener el Valor Presente Neto (VPN) que indicará la viabilidad del presente proyecto.

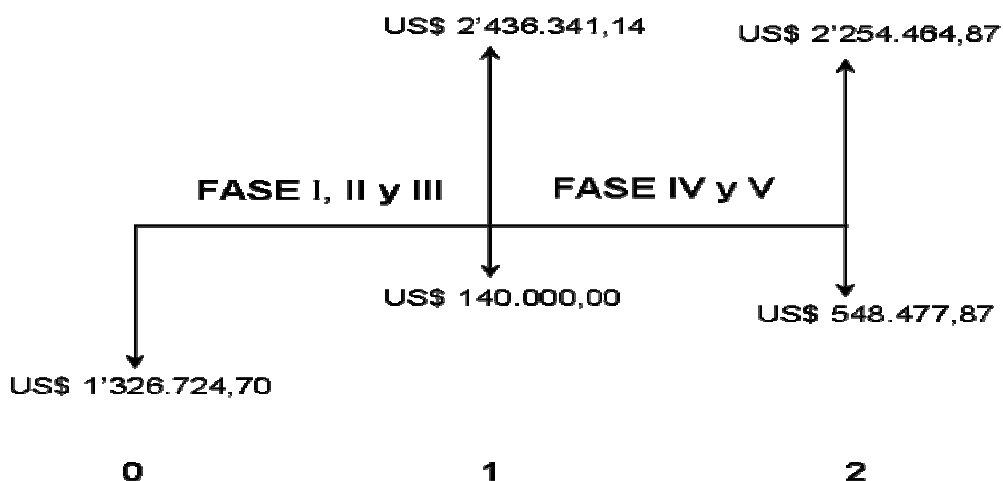
Tabla 13. Criterios establecidos para la realización del Análisis Económico.

PARÁMETRO	VALOR
Tasa Interna de Oportunidad (TIO) para ECOPETROL S.A.	14 %
Precio de Referencia para ECOPETROL S.A.	40 US\$/Bbl
Periodo de Evaluación	2 años
Porcentaje de Declinación de Producción del Campo por Año	12 %

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Además, como se mostró en el capítulo 2. del presente estudio, se ha establecido un cronograma de procedimientos que consta de cinco (5) fases, las cuales han sido distribuidas a través del periodo de evaluación que se ha dispuesto para el presente proyecto y las cuales se han representado en un Diagrama de Flujo como se muestra en la figura 36.

Figura 36. Diagrama de Flujo para el proyecto de Implementación de Bombeo PCP en el campo Santa Clara.



FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Ahora bien para comparar los dos posibles sistemas de levantamiento a emplear en el campo Santa Clara se deben tener en cuenta tanto los ingresos como los egresos causados por cada sistema de levantamiento. La tabla 14. presenta los ingresos obtenidos al implementar el nuevo sistema de levantamiento por bombeo PCP, al incrementar la producción diaria de cada pozo mediante la disminución de tiempos fuera por falla en el sistema de levantamiento actual, así como también la disminución de la presión de fondo fluyente (P_{wf}).

Tabla 14. Ingresos anuales obtenidos a partir de la producción de los pozos del campo Santa Clara mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP.

POZO	PRODUCCIÓN NETA (BOPD)	INGRESOS DIARIOS (US\$/DÍA)	INGRESOS ANUALES (US\$/AÑO)
SC-02	149,19	\$ 3.729,67	\$ 1.361.330,46
SC-02W	76,11	\$ 1.902,75	\$ 694.503,75
SC-03SD	104,36	\$ 2.608,89	\$ 952.244,85
SC-04S	57,56	\$ 1.439,05	\$ 525.253,25
SC-05S	301,94	\$ 7.548,43	\$ 2.755.175,31
SC-06	15,78	\$ 394,40	\$ 143.956,00
SC-09S	187,21	\$ 4.680,33	\$ 1.708.319,57
SC-14D	199,65	\$ 4.991,29	\$ 1.821.819,94
SC-16D	123,37	\$ 3.084,25	\$ 1.125.751,25
SC-17ST	87,19	\$ 2.179,78	\$ 795.618,79
SC-03	295,87	\$ 7.396,67	\$ 2.699.785,83
SC-05	57,53	\$ 1.438,25	\$ 524.961,25
SC-07A	54,75	\$ 1.368,87	\$ 499.636,23
SC-09	78,69	\$ 1.967,28	\$ 718.057,49
SC-10	50,82	\$ 1.270,46	\$ 463.717,90
SC-12	40,61	\$ 1.015,30	\$ 370.584,50
SC-18	27,13	\$ 678,21	\$ 247.546,92
SC-01S	70,06	\$ 1.751,40	\$ 639.261,00
SC-07SD	30,87	\$ 771,73	\$ 281.679,94
SC-11	20,49	\$ 512,25	\$ 186.971,25
SC-13H	48,53	\$ 1.213,16	\$ 442.801,83
SC-15D	125,57	\$ 3.139,14	\$ 1.145.786,10
TOTAL		\$ 55.081,54	\$ 20'104.763,41

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Por su parte, la tabla 15. presenta los ingresos obtenidos al seguir con el actual sistema de levantamiento por bombeo mecánico.

Tabla 15. Ingresos anuales obtenidos a partir de la producción de los pozos del campo Santa Clara mediante el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

POZO	PRODUCCIÓN NETA (BOPD)	INGRESOS DIARIOS (US\$/DÍA)	INGRESOS ANUALES (US\$/AÑO)
SC-02	144,71	\$ 3.617,73	\$ 1.320.471,63
SC-02W	63,98	\$ 1.599,38	\$ 583.771,88
SC-03SD	98,43	\$ 2.460,69	\$ 898.151,85
SC-04S	50,46	\$ 1.261,40	\$ 460.411,00
SC-05S	269,99	\$ 6.749,63	\$ 2.463.614,04
SC-06	10,20	\$ 255,00	\$ 93.075,00
SC-09S	159,24	\$ 3.980,88	\$ 1.453.021,20
SC-14D	182,49	\$ 4.562,16	\$ 1.665.187,03
SC-16D	113,88	\$ 2.847,00	\$ 1.039.155,00
SC-17ST	66,64	\$ 1.665,90	\$ 608.053,50
SC-03	292,47	\$ 7.311,76	\$ 2.668.791,49
SC-05	54,93	\$ 1.373,25	\$ 501.236,25
SC-07A	50,43	\$ 1.260,87	\$ 460.216,18
SC-09	75,94	\$ 1.898,51	\$ 692.956,88
SC-10	46,57	\$ 1.164,21	\$ 424.935,74
SC-12	36,87	\$ 921,80	\$ 336.457,00
SC-18	23,68	\$ 591,90	\$ 216.044,41
SC-01S	68,88	\$ 1.722,00	\$ 628.530,00
SC-07SD	30,05	\$ 751,27	\$ 274.214,83
SC-11	19,68	\$ 492,00	\$ 179.580,00
SC-13H	45,99	\$ 1.149,63	\$ 419.615,68
SC-15D	123,34	\$ 3.083,58	\$ 1.125.506,70
TOTAL		\$ 50.720,54	\$ 18'512.997,28

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Por su parte, los egresos causados por la implementación de cada uno de los sistemas de levantamiento (Bombeo PCP y Bombeo Mecánico) en el campo Santa Clara se encuentran consignados en las tablas 16. y 17., en las cuales se tienen en cuenta no solo los costos de instalación y automatización para el bombeo PCP, sino también los costos de instrumentación y de

reacondicionamiento de cada pozo a ser intervenido cada sistema de levantamiento artificial.

Tabla 16. Egresos promedio producto de la implementación, automatización y reacondicionamiento para un sistema de levantamiento artificial por bombeo PCP en el campo Santa Clara.

POZO	COSTOS INSTALACIÓN (US\$)	WORKOVER (US\$)	AUTOMATIZACIÓN (US\$)
SC-02	\$ 48.247,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-02W	\$ 35.041,60	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-03SD	\$ 35.123,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-04S	\$ 35.041,60	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-05S	\$ 100.477,26	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-06	\$ 35.123,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-09S	\$ 91.247,02	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-14D	\$ 99.869,56	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-16D	\$ 95.598,86	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-17ST	\$ 96.711,58	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-03	\$ 66.900,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-05	\$ 35.123,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-07A	\$ 35.123,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-09	\$ 36.727,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-10	\$ 36.727,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-12	\$ 95.521,23	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-18	\$ 35.123,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-01S	\$ 35.041,60	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-07SD	\$ 90.750,94	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-11	\$ 35.123,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-13H	\$ 94.439,05	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
SC-15D	\$ 35.123,00	\$ 18.000,00	\$ 14.000,00
	\$ 1'304.202,29	\$ 396.000,00	\$ 308.000,00
TOTAL			\$ 2'008.202,30

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

De este modo, se puede observar claramente que el sistema que mejor se acomoda a las condiciones operacionales del campo Santa Clara es el sistema de levantamiento por Bombeo PCP, donde se observa que es el que mayores ingresos proporciona a la compañía operadora del campo producto

de un recobro de petróleo mucho mayor que el que venía haciendo el sistema de Bombeo Mecánico.

Luego de revisar los posibles ingresos producto de la implementación de uno u otro sistema de levantamiento, se procede a determinar las utilidades netas obtenidas a partir de la producción del campo Santa Clara con cualquiera de los dos sistemas de levantamiento artificial objeto de estudio del presente análisis económico y de este modo determinar cual es el mejor sistema de bombeo que se acomoda a las condiciones de operación del campo Santa Clara.

De este modo se tiene el presente análisis económico periodo a periodo para un horizonte de tiempo de dos (2) años, para el sistema que mejor se ajusta a las condiciones operacionales del campo Santa Clara, el sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).

3.1. ANÁLISIS DE COSTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR PCP

Para la implementación del nuevo sistema de levantamiento por PCP se debe realizar el análisis de costos año a año, en este caso para un periodo de prueba de dos (2) años, recordando por conceptos básicos de ingeniería económica que se debe iniciar con el periodo cero (0) como fecha inicial del diagrama de flujo e ir avanzando y teniendo al final de cada periodo la sumatoria de ingresos y egresos y así determinar la utilidad del proyecto. De este modo se tiene para cada año el siguiente análisis:

3.1.1. Periodo Cero.

El periodo cero (0) comprende la fase I del proyecto, en la cual se tienen en cuenta los costos de instalación de los diez (10) pozos más productivos del campo más la instalación de la primera de las dos bombas multifásicas de transferencia, la fase II la cual tiene en cuenta los costos de instalación de los siguientes siete (7) pozos más productivos del campo, así como también el costo de la otra Bomba de Transferencia para el bombeo en superficie del fluido producido, dando esto como resultado un Valor Presente Neto (VPN) negativo.

Tabla 18. Flujo Neto para el periodo cero de implementación del sistema PCP.

FASE	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)
I	\$ 0,00	\$ 855.980,48
II	\$ 0,00	\$ 470.744,23
TOTAL	\$ 0,00	\$ 1.326.724,70
VP	\$ 0,00	\$ 1.326.724,70
VPN periodo cero	-\$ 1'326.724,70	

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

3.1.2. Periodo Primero.

Para el segundo periodo de implementación del proyecto se pretende cubrir la fase III que concierne a la instalación de un sistema de monitoreo y control para los sistemas de bombeo en los diez (10) pozos más productores del campo, teniendo de este modo tanto los ingresos obtenidos por la instalación del nuevo sistema de levantamiento en la fase I como en la fase II.

Tabla 19. Flujo Neto para el primer periodo de implementación del sistema PCP.

FASE	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)
I	\$ 2.078.497,67	\$ 0,00
II	\$ 357.843,47	\$ 0,00
III	\$ 0,00	\$ 140.000,00
TOTAL	\$ 2.436.341,14	\$ 140.000,00
VP	\$ 2.137.141,35	\$ 122.807,02
VPN primer periodo	\$ 2.014.334,34	

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

3.1.3. Periodo Segundo.

Para el segundo periodo de implementación del proyecto se pretende cubrir la fase IV que concierne a la instalación de sistemas PCP a los cinco (5) pozos menos productores del campo, teniendo al igual que para el primer periodo los ingresos obtenidos por la instalación del nuevo sistema de levantamiento en la fase IV, más la producción de los diecisiete (17) anteriormente convertidos a PCP, así como también los costos de la fase V, producto de la instalación de un sistema de monitoreo y control para los sistemas de bombeo en los doce (12) pozos restantes.

Tabla 20. Flujo Neto para el segundo periodo de la implementación de un sistema PCP.

FASE	INGRESOS (US\$)	EGRESOS (US\$)
I - II	\$ 2.143.980,21	\$ 0,00
III - IV	\$ 110.484,67	\$ 380.477,59
V	\$ 0,00	\$ 168.000,00
TOTAL	\$ 2.254.464,87	\$ 548.477,59
VP	\$ 1.734.737,51	\$ 422.035,69
VPN segundo periodo	\$ 1'312.701,82	

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

Finalmente, luego del análisis de costos año a año, para la implementación de un sistema PCP, tanto el resultado del valor presente neto (VPN) como la tasa interna de retorno (TIR), muestran que el proyecto es viable, como lo presenta la siguiente tabla.

Tabla 21. Indicadores Económicos producto de la implementación del sistema de bombeo por PCP para el campo Santa Clara.

CAPITAL INICIAL INVERTIDO (US\$)	\$ 2'021.812,08
VALOR PRESENTE NETO (VPN) (US\$)	\$ 2'000.311,45
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) (%)	129.19 %

FUENTE: CORREDOR CUÉLLAR, L. H.

4. CONCLUSIONES

- Se estableció una metodología básica para la selección de pozos candidatos a una posible implementación de un nuevo sistema de levantamiento artificial, que para nuestro caso es el bombeo por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) y de este modo poder obtener el sistema de bombeo que mejor permita desarrollar las reservas del campo en estudio.
- Se demostró mediante un análisis técnico – económico que el sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) es el que mejor se adapta a las condiciones operacionales y financieras del Campo Santa Clara.
- Se comprobó mediante el análisis técnico que el Campo Santa Clara no presenta complicaciones al momento de implementar un nuevo sistema de levantamiento como el de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), ya que dicho análisis demostró una respuesta favorable a dicho sistema en comparación con el Bombeo Mecánico.
- Se estableció que el bloque sur del Campo Santa Clara es el que mayor potencialidad presenta, ya que allí se encuentran la mayoría de los pozos que se intervendrán en la primera fase del proyecto, además dicho bloque es el que mejor respuesta arrojó a la implementación del sistema de bombeo por PCP.

- Se constató que con ayuda de la implementación de un sistema de levantamiento artificial como el de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP), se reduce sustancialmente la producción diferida del campo por falla en el sistema de bombeo como ya lo han demostrado los pozos que ya se han cambiado al bombeo PCP.
- Se comprobó que al implementar un sistema de bombeo por PCP, no solo se tendrán mayores ingresos por el aumento de la producción sino que también se contará con la confianza, seguridad y responsabilidad de una compañía líder a nivel mundial en el sector petrolero, como lo es WEATHERFORD INTERNATIONAL.
- Se determinó que la utilidad neta de la implementación del sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) en el Campo Santa Clara es de aproximadamente 2 millones de dólares, siendo esta utilidad aproximadamente el 100% de la inversión inicial en tan solo dos años, lo que hace el proyecto un negocio muy tentador para ECOPETROL S. A., compañía operadora del campo,
- Los resultados reportados en este proyecto son solo un estimativo de los valores de producción incremental que se pueden llegar a obtener en la etapa de ejecución de las fases de implementación del nuevo sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades progresivas en el Campo Santa Clara..
- Se demostró la viabilidad técnica y económica de la implementación del sistema de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) en el Campo Santa Clara.

5. RECOMENDACIONES

- Cambiar los pozos SC-05S y SC-09S inmediatamente al sistema PCP por ser estos, los que mejor respuesta presentan al cambio de sistema de levantamiento artificial.
- Llevar un monitoreo más estricto a los pozos que presentan baja aceptación a la implementación del nuevo sistema de levantamiento por bombeo PCP, como lo son el SC-11 y SC-07SD.
- Realizar estudios de factibilidad para la implementación de sistemas de levantamiento artificial por Bombas de Cavidades progresivas (PCP), en los campos aledaños al Campo Santa Clara, por ser este sistema más novedoso, seguro y confiable.

BIBLIOGRAFÍA

ARDILA, J., PÁEZ, J. D., CORTES, I. y LOBO, A. PROGNOSIS SC –0007S y SC-0018. Departamento de Yacimientos y Producción. Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima (SOH). Gerencia Regional Sur. Gerencia Técnica de Producción. ECOPETROL S. A. Neiva, Huila. Agosto, 2004.

ARISTIZABAL, J. A. y REINA, J. F. “Estudio de Factibilidad Técnico-Económico para la Implementación de la Inyección Cíclica de Vapor en el Campo Santa Clara”. Proyecto de Grado. Universidad Surcolombiana. Programa de Ingeniería de Petróleos. Neiva, Huila. 2004. Pág. 2 – 4.

BACA CURREA, G. Ingeniería Económica. Sexta Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá, Colombia. 2000.

BRADLEY, H. B. Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers(SPE). Houston, TX. 1997.

BROWN, K. E. Overview of Artificial Lift Systems. Paper SPE 09979, University of Tulsa & Society of Petroleum Engineers Inc.

CLEGG, J. D., BUCARAM, S. M. and HEIN Jr., N.W. New Recommendations and Comparisons for Artificial Lift Method Selection. Paper SPE 24834. Society of Petroleum Engineers Inc, 1992.

DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHACY, T. A. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad

Progresiva (BCP). Centre for Frontier Engineering Research (C-FER). Calgary, Alberta, Canadá. Sección 1 y 2. Pág. 2, 9 – 12.

DUNN, L. J., **MATTHEWS**, C. M. and **ZAHACY**, T. A. Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production. Paper SPE 30271. Society of Petroleum Engineers Inc, 1995.

GARCÍA, J. A: Matemáticas Financieras con Ecuaciones de Diferencia Finita. Universidad Externado de Colombia. Segunda edición. Santafé de Bogotá, 1994.

HEINZE, L. R., **WINKLER**, H. W. and **LEA**, J. F. Decision Tree for Selection of Artificial Lift Method. Paper SPE 29510. Texas Tech University, AMOCO Production Company & Society of Petroleum Engineers Inc.

MATTHEWS, C., **ZAHACY**, T. and **SKOCZYLAS**, P. Progressing Cavity Pumping Systems. Design, Operation and Performance Optimization. Edmonton, Alberta (Canadá). 1999.

MICROSOFT OFFICE® EXCEL 2003 for Windows™. Copyright 1985-2003. Microsoft Corporation. Reservados todos los Derechos.

MUÑOZ, O. A. y **MEZA**, D. A. “Determinación de la Potencialidad de Producción de Pozos de Petróleo y/o Gas”. Proyecto de Grado. Universidad Surcolombiana. Programa de Ingeniería de Petróleos. Neiva, Huila. 2003

PC – PUMP™ for Windows™ Version 1.1. An Interactive Design and Evaluation Tool for progressing cavity pumping Systems – User’s Guide, 1993. Centre for Frontier Engineering Research (C-FER).

SAVETH, K. J. and **KLEIN**, S. T. The Progressing Cavity Pump: Principle and capabilities. Paper SPE 18873, Society of Petroleum Engineers Inc, 1989.

SERRANO RODRÍGUEZ, J. Matemáticas Financieras y Evaluación de Proyectos. Ediciones Uniandes. Facultad de Administración. Universidad de Los Andes. Bogotá, Colombia. 2004.

VIZCAINO, H. L. y **DORIA**, L. M. “Selección de pozos, Diseño y Análisis económico para trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo Santa Clara”. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Santander. 2007.

WELLFLO™ for Windows™ Version 3.8.2. User’s Guide, 2006. FLOSYSTEM 3.8.