



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE  
BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS NO CONVENCIONAL EN EL  
CAMPO PACOA- BLOQUE 1”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

**DIANA FERNANDA GARCÍA MORQUECHO**  
**ANTHONY WILLIAM GONZÁLEZ HUAMÁN**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2023**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL  
SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS NO  
CONVENCIONAL EN EL CAMPO PACOA- BLOQUE 1”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

**DIANA FERNANDA GARCÍA MORQUECHO  
ANTHONY WILLIAM GONZÁLEZ HUAMÁN**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2023**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



---

**ING. MARLELIS GUTIERREZ, PhD.**  
DIRECTOR DE CARRERA



Firmado electrónicamente por:  
**FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA AGUILAR**

---

**ING. FIDEL CHUCHUCA, MSc.**  
DOCENTE TUTOR



---

**ING. XAVIER VARGAS G, MSc.**  
DOCENTE ESPECIALISTA



---

**ING. CARLOS MALAVÉ, MSc.**  
DOCENTE GUIA DE LA UIC



---

**ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres, Cesar García y Ana Morquecho, por sus consejos, por darme la oportunidad de continuar con mis estudios y sobre todo por enseñarme que con esfuerzo y dedicación se puede alcanzar nuestras metas. Ustedes han sido mi mayor fortaleza y motivación.

A mis hermanos, por creer siempre en mí, por los consejos y el apoyo incondicional. Familia este logro están suyo como mío.

Con Cariño,

*Diana García Morquecho*

Este trabajo principalmente se lo dedico a Dios y a mis padres por estar siempre presentes conmigo brindándome su apoyo y dándome ánimos siempre, por criarme con buenos valores y el pleno sentido de la responsabilidad pese que a como todo joven tiene sus errores, ellos siempre han creído en mí.

A mi abuela que me cuida desde el cielo le dedico este trabajo porque siempre estuvo orgullosa de los logros de la familia, desde pequeño también fue un gran apoyo para mí y mis padres, siendo incondicional en cada etapa de mi vida personal y académica.

Este logro también es tuyo mamá, te amo.

*Anthony González Huamán*

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS NO CONVENCIONAL EN EL CAMPO PACOA-BLOQUE 1, elaborado por los estudiantes DIANA FERNANDA GARCÍA MORQUECHO y ANTHONY WILLIAM GONZÁLEZ HUAMÁN, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **9%** de la valoración permitida.

The screenshot shows a report from COMPILATIO. At the top left is the logo 'CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister'. The title of the document is 'TESIS GONZÁLEZ-GARCÍA'. The main results are: 9% Textos sospechosos, 9% Similitudes, 0% similitudes entre comillas, 0% Idioma no reconocido, and 0% Textos potencialmente generados por la IA. Below this, there are three columns of document details: 1) Nombre del documento: TESIS GONZÁLEZ-GARCÍA.docx, ID del documento: 0c15a01490cb4d2e4c9c637c4e1116c4d6691643, Tamaño del documento original: 231,14 kB; 2) Depositante: FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, Fecha de depósito: 8/12/2023, Tipo de carga: interface, fecha de fin de análisis: 8/12/2023; 3) Número de palabras: 11.293, Número de caracteres: 67.220.



Firmado electrónicamente por:  
FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA AGUILAR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

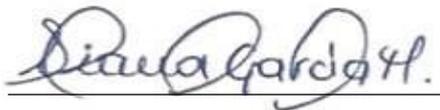
C.I.: 0704789502

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Diana Fernanda García Morquecho y Anthony William González Huamán, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS NO CONVENCIONAL EN EL CAMPO PACOA-BLOQUE 1”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

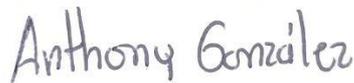
Atentamente,



DIANA GARCÍA MORQUECHO

**Autor de Tesis**

**C.I. 0929781482**



ANTHONY GONZÁLEZ HUAMÁN

**Autor de Tesis**

**C.I. 2450385576**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS NO CONVENCIONAL EN EL CAMPO PACOA- BLOQUE 1 previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Diana Fernanda García Morquecho y Anthony William González Huamán, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:  
FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA AGUILAR

---

Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

TUTOR

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, diciembre 19 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES  
*Magíster En Diseño Y Evaluación  
De Modelos Educativos*

## Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEO** de: **GARCÍA MARQUECHO DIANA FERNANDA & GONZÁLEZ HUAMÁN ANTHONY WILLIAM**, cuyo tema es: **“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS NO CONVENCIONAL EN EL CAMPO PACOA – BLOQUE 1”**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Docente de Español A: Literatura  
C.I. 0924489255  
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904  
Teléfono: 0962989420  
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios, quien me brinda vida, por guiarme y protegerme siempre. A mis padres y hermanos por todo el apoyo incondicional que me han ofrecido a lo largo de mi vida académica.

A nuestro tutor de tesis, el Ing. Fidel Chuchuca, por el apoyo incondicional, paciencia, y ser guía en el desarrollo de este trabajo de titulación

A los docentes de la carrera de ingeniería en petróleos de la Universidad Península de Santa Elena, por su compromiso, arduo trabajo y conocimientos impartidos han sido fundamentales para mi desarrollo como estudiante y como persona.

A mi compañero Anthony González, por el compromiso y dedicación durante el desarrollo de nuestra tesis. Trabajar contigo ha sido una experiencia gratificante.

*Diana García Morquecho*

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradezco a Dios, ya que gracias a Él me encuentro en estas instancias de mi vida a punto de culminar una meta importante en el ámbito académico y que durante todos estos años ha sido mi guía para no rendirme y seguir en pie luchando por mis sueños.

A mis padres que fueron quienes me ayudaron moral y económicamente en este largo camino que emprendí hace varios años atrás, quienes estuvieron conmigo desde que inicié el pre-universitario hasta el último semestre de mi carrera.

A mis maestros quienes me han transmitido sus conocimientos en mis años de estudio. A mis compañeros de clases que han sido aquellos amigos con los que se comparten momentos inolvidables y nos brindamos mutuo apoyo en cada actividad académica que hemos tenido dentro y fuera de la institución. A los ingenieros tutores por la ayuda brindada para la realización de este proyecto.

Pero sobre todo quiero agradecer a mi compañera de tesis, mi amiga Fernanda García porque a pesar de las adversidades e inconvenientes que se nos han presentado en el trayecto de la realización de nuestro trabajo ha sido una gran compañera y un gran apoyo durante los meses de trabajo y con quien he culminado con éxito este proceso.

*Anthony González Huamán*

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
DEDICATORIA .....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR .....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO .....	x
LISTA DE FIGURAS .....	xiv
LISTA DE TABLAS.....	xvii
RESUMEN.....	xix
ABSTRACT .....	xx
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3 ANTEDECENTES .....	2
1.4 HIPÓTESIS.....	3
1.5 OBJETIVOS.....	3
Objetivo General .....	3

Objetivos Específicos .....	3
1.6 ALCANCE.....	4
1.7 VARIABLES .....	4
Variables Dependientes .....	4
Variables Independientes .....	4
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO .....	5
2.1 MARCO REFERENCIAL.....	5
2.1.1 Ubicación geográfica del campo.....	5
2.1.2 Geología del campo.....	5
2.1.3 Actualidad del campo Pacoa.....	6
2.1.4 Estratigrafía del campo.....	6
2.1.5 Niveles Productores.....	9
2.2 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO .....	11
2.2.1 Porosidad. ....	11
2.2.2 Saturación.....	11
2.2.3 Permeabilidad. ....	11
2.2.4 Temperatura.....	12
2.2.5 Presión de formación.....	12
2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.....	12
2.3.1 Principio físico.....	12
2.3.2 Equipos de superficie .....	13

2.3.3	Equipo de fondo.....	15
2.4.4	Ventajas y desventajas.....	18
2.3	BOMBAS INSERTABLES PCP.....	18
2.3.1	Funcionamiento.....	19
2.3.2	Aplicación.....	20
2.4	CÁLCULOS Y MÉTODOS UTILIZADOS.....	20
2.4.1	Inflow performance Relationship (IPR).....	20
2.4.2	Carga dinámica total (tdh o total dynamic head).....	21
2.4.3	Cálculos de presión a la entrada de la bomba.....	23
2.4.4	Cálculos de presión de descarga a la bomba.....	23
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		24
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	24
3.2	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	24
3.3	POBLACIÓN.....	24
3.4	MUESTRA.....	25
3.5	SIMULACIÓN EN PROGRAMA ESPECIALIZADO.....	25
3.5.1	Diseño del pozo Pacoa 004.....	25
3.5.2	Diseño del pozo Pacoa 021.....	30
3.5.3	Diseño del pozo Pacoa 032.....	34
3.5.4	Diseño del pozo Pacoa 037.....	38
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		42
4.1	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	42

4.1.1	Pacoa 004 .....	42
4.1.2	Pacoa 021 .....	44
4.1.3	Pacoa 032 .....	46
4.1.4	Pacoa 037 .....	48
4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	50
4.2.1	Aspectos económicos.....	50
4.2.2	Costos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX).....	51
4.2.3	Evaluación financiera.....	52
4.2.4	Escenario Actual.....	53
4.2.5	Escenario optimista .....	54
4.2.6	Escenario pesimista.....	55
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		56
5.1	CONCLUSIONES .....	56
5.2	RECOMENDACIONES .....	58
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		59
ANEXOS.....		62

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Campo Pacoa, .....	5
Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Pacoa.....	7
Figura 3. Bomba de Cavidades Progresivas .....	13
Figura 4. Bomba de tipo insertable .....	19
Figura 5. Otro diseño de bomba de tipo insertable .....	19
Figura 6. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 004 .....	25
Figura 7. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 004 .....	26
Figura 8. Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 004.....	27
Figura 9. Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 004 .....	27
Figura 10. Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 004.....	28
Figura 11. Análisis de sensibilidad para las curvas de IPR y VLP del pozo Pacoa 004. .....	29
Figura 12. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 021 .....	30
Figura 13. Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 021.....	31
Figura 14. Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 021. ....	31
Figura 15. Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 021.....	32
Figura 16. Análisis de sensibilidad para las curvas de IPR y VLP del pozo Pacoa 021. .....	33
Figura 17. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 032.....	34
Figura 18. Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 032.....	35

Figura 19. Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 032. ....	35
Figura 20. Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 032.....	36
Figura 21. Análisis de sensibilidad para las curvas de IPR y VLP del pozo Pacoa 032. .....	37
Figura 22. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 037.....	38
Figura 23. Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 037.....	39
Figura 24. Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 037. ....	39
Figura 25. Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 032.....	40
Figura 27. IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo Pacoa 004.....	42
Figura 28. Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 004 .....	43
Figura 29. IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo Pacoa 021.....	44
Figura 30. Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 021 .....	45
Figura 31. IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo 032.....	46
Figura 32. Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 032. .....	47
Figura 33. IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo Pacoa 037.....	48
Figura 34. Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 037. .....	49
Figura 35. Precio actual del petróleo.....	51

Figura 36. Flujo Neto de Efectivo vs Tiempo (Escenario actual) .....	53
Figura 37. Flujo Neto de Efectivo vs Tiempo (Escenario optimista).....	54
Figura 38. Flujo Neto de Efectivo vs Tiempo (Escenario pesimista).....	55
Figura 39. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 004.....	63
Figura 40. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 021.....	64
Figura 41. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 032.....	65
Figura 42. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 037.....	66

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1. Estado actual del campo pacoa.....	6
Tabla 2 Parámetros petrofísicos de la formación socorro.....	10
Tabla 3. CAPEX Y OPEX para la implementación del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) .....	52

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

BFPD: Barriles de fluido por día.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

CAPEX: Gasto de capital.

GOR: Relación gas-petróleo.

IPR: Relación del rendimiento del fluido.

K: Permeabilidad.

OPEX: Gasto de operación.

PCP: Bombeo por cavidades progresivas.

POES: Petróleo original en sitio.

Pr: Presión de yacimiento o reservorio.

PVT: Presión, volumen y temperatura.

TIR: Tasa interna de retorno.

VLP: Rendimiento de elevación vertical.

VPN: Valor presente neto.

WO: Work over.

# **“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS NO CONVENCIONAL EN EL CAMPO PACOA- BLOQUE 1”**

**Autores:** Diana Fernanda García Morquecho

Anthony William González Huamán

**Tutor:** Fidel Chuchuca Aguilar

## **RESUMEN**

En el campo Pacoa, 26 pozos utilizan bombeo mecánico, en su mayoría registran una producción inferior a 5 bfpd, según informes de EP Petroecuador revelan incumplimientos en la producción planificada, con un déficit actual y bajos rendimientos de los pozos. Se plantea evaluar la factibilidad del sistema PCP y se eligió los pozos Pacoa 004, 021, 032 y 037 utilizando un programa especializado llamado PROSPER para simular el diseño de cada pozo, generación de modelos PVT, índices de productividad y esquema mecánico de los pozos.

El análisis de sensibilidad optimiza la producción y minimiza costos en la extracción de petróleo, examina parámetros como la profundidad de la bomba y diámetro de la tubería, ajustando la eficiencia y vida útil de los pozos. Detalla diseños de equipos PCP, especificaciones y criterios adaptables a las condiciones cambiantes del yacimiento, maximizando la productividad y prolongando la vida útil de los pozos. Se concluye que los pozos más viables financiera y operativamente son el Pacoa 004 y Pacoa 021. La evaluación financiera muestra que los Pacoa 004 y Pacoa 021 son las opciones más rentables, con un VAN \$239,749.50 y \$223,824.42 y la TIR superior a la tasa de descuento de 19% y 17% respectivamente, destacando su versatilidad incluso en condiciones adversas. Se recomienda un monitoreo continuo para optimizar la extracción de petróleo.

**PALABRAS CLAVE:** *PCP, Producción, PROSPER, Índice de productividad, Rentable.*

# **“FEASIBILITY ANALYSIS OF THE APPLICATION OF THE NON-CONVENTIONAL PROGRESSIVE CAVITY PUMPING SYSTEM IN THE PACOA FIELD - BLOCK 1”**

**Authors:** Diana Fernanda García Morquecho

Anthony William González Huamán

**Tutor:** Fidel Chuchuca Aguilar.

## **ABSTRACT**

In the Pacoa field, 26 wells use mechanical pumping, most of them register a production of less than 5 bfpd, according to reports from EP Petroecuador, revealing non-compliance in the planned production, with a current deficit and low yields of the wells. The feasibility of the PCP system was evaluated and the wells Pacoa 004, 021, 032 and 037 were chosen using a specialized program called PROSPER to simulate the design of each well, generation of PVT models, productivity indexes and mechanical scheme of the wells. The sensitivity analysis optimizes production and minimizes costs in oil extraction, examines parameters such as pump depth and tubing diameter, adjusting the efficiency and life of the wells. It details PCP equipment designs, specifications and criteria adaptable to changing reservoir conditions, maximizing productivity and extending well life. It is concluded that the most financially and operationally viable wells are Pacoa 004 and Pacoa 021. The financial evaluation shows that Pacoa 004 and Pacoa 021 are the most profitable options, with NPV \$239,749.50 and \$223,824.42 and IRR above the discount rate of 19% and 17% respectively, highlighting their versatility even in adverse conditions. Continuous monitoring is recommended to optimize oil extraction.

**KEYWORDS:** *PCP, Production, PROSPER, Productivity index, Profitable.*

# CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

## 1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Carreño (2020), menciona que en el campo Pacoa existen 26 pozos que producen por bombeo mecánico de la formación Socorro para las zonas productoras D, C, B y E, de los cuales los pozos PACOA 0004, 014, 021, 025, 026, 032 y 037 registran una producción de 0 barriles para la fecha del 30/06/2020. Además, se puede constatar que la producción de los otros pozos es inferior a los 5 bfpd y la producción de petróleo y agua oscilan entre el 50% y 30%, lo cual representa una producción relativamente baja ya que estos pozos no alcanzan el barril de petróleo por día.

En un reporte de Producción de EP Petroecuador con fecha 5/04/2023 en la sección de Producción vs Objetivos del campo Pacoa la producción diaria real es de 27 bppd y el objetivo que la empresa había planificado hasta esa fecha fue de 131 bppd por lo tanto existe un 20.91% de cumplimiento respecto a la producción.

De igual forma, en otro reporte de Producción de EP Petroecuador con fecha 5/05/2023 en la sección de Producción vs Objetivos del campo Pacoa la producción diaria real es de 27 bppd y el objetivo que la empresa había planificado hasta esa fecha fue de 128 bppd por lo tanto existe un 21.10% de cumplimiento respecto a la producción.

Últimamente, en el reporte de Producción de EP Petroecuador con fecha 1/06/2023 en la sección de Producción vs Objetivos del campo Pacoa la producción diaria real es de 31 bppd y el objetivo que la empresa había planificado es de 106 bpd por lo tanto existe un 29.33% de cumplimiento respecto a la producción.

De este modo, se puede comprobar que en la actualidad existe un déficit de producción en el campo Pacoa y no se están cumpliendo con las metas planificadas de producción debido a que los pozos con bombeo mecánico generan un aporte muy bajo con respecto a la producción global del campo.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

El presente caso de estudio es importante realizarlo debido a que, actualmente los pozos existentes en la formación Socorro del campo Pacoa tienen bajo aporte de producción que oscilan entre los 31 bppd con el sistema de bombeo mecánico; por tal razón, se plantea la idea de conocer la factibilidad del bombeo de cavidades progresivas no convencional, también porque es uno de los métodos de levantamiento artificial que se puede aplicar para producir hasta 4500 bfpd, bajo costo de implementación y con bajo tiempo de intervención (Merey, 2020).

Además, el bombeo de cavidades progresivas nos permitirá alcanzar los objetivos de producción que planifica la empresa EP Petroecuador debido a que, en los reportes de producción se pudo constatar que el campo Pacoa es el que menor porcentaje tiene.

Por otra parte, se requiere utilizar un software especializado porque se puede obtener análisis de sensibilidad para diferentes escenarios y así definir aspectos que permitan mejorar los escenarios de producción. Posteriormente se realizará el análisis económico y se determinará qué pozos son más factible para el proyecto.

## **1.3 ANTEDECENTES**

Gaitán (2008) evaluó la implementación de Bombas de Cavidades Progresivas (PCP) como método alternativo de levantamiento artificial en el campo Brisas de Colombia, por ser el método que se ha adaptado en gran parte a los pozos de este campo. Se determinó la viabilidad técnica y económica de la implementación del bombeo mecánico mediante la aplicación de PCP a través de la descripción de propiedades y características del campo, capacidades de producción de los pozos, diseños de bombas, gastos de instalación y operación, y la disminución de las pérdidas de producción de cada pozo.

Naranjo en (2017), realizó un análisis técnico y económico para la implementación del bombeo por PCP en el campo Vinita, Ecuador, a través de la evaluación petrofísica de la roca, análisis de producción, curvas, correlaciones para diseñar el sistema de levantamiento artificial, costos de operación y producción, costo por barril, perfiles de producción e indicadores financieros como VAN, TIR, PRI y análisis costo-beneficio.

Castaño & Díaz (2014) evaluaron la implementación de una herramienta tecnológica ABS TOOL en bombas PCP, en el campo Casabe, Colombia. Este estudio consideró los parámetros de selección del pozo, el análisis económico de la herramienta, ventajas y ganancias que brinda la herramienta a 6 y 12 meses e incremento del run life. Los resultados indican que la inversión de la instalación de esta herramienta se recupera fácilmente con la minimización de la producción diferida en mayor o menor tiempo dependiendo de las condiciones de cada pozo.

Kumar et al. (2017) analizaron una instalación no convencional de una bomba de inserción de cavidad progresiva, en un pozo con tubería de producción de 4 ½". Esta instalación produjo un PCP ligeramente más bajo que el convencional, que ayudó a reactivar el pozo sin realizar reparaciones costosas y ahorró un reacondicionamiento del pozo.

## **1.4 HIPÓTESIS**

¿Se puede proponer como alternativa la implementación del método de levantamiento artificial PCP para mejorar la producción de los pozos del campo Pacoa?

## **1.5 OBJETIVOS**

### **Objetivo General.**

Evaluar la factibilidad del sistema de levantamiento artificial de bombeo de cavidades progresivas a pozos con bajo aporte de la formación Socorro del campo Pacoa.

### **Objetivos Específicos.**

- Describir las generalidades y geología del Campo Pacoa ubicado en Santa Elena.
- Identificar las características principales del sistema de bombeo de cavidades progresivas con instalación de tipo insertable.

- Evaluar la viabilidad técnica a los pozos candidatos para la aplicación del bombeo de cavidad progresiva no convencional.
- Simular los pozos de bajo aporte de producción mediante el software especializado, con el método de PCP para la determinación del índice de productividad.
- Evaluar la viabilidad financiera de la implementación del sistema de bombeo de cavidad progresiva, mediante un análisis económico.

## **1.6 ALCANCE**

El alcance del estudio se limita a los pozos candidatos del campo Pacoa-Bloque 1, en donde se propone la implementación del método de levantamiento artificial de bombeo de cavidades progresivas teniendo en consideración el factor económico con una prolongación de 10 años de producción respecto a los pozos seleccionados para el caso de estudio.

Además, con la simulación de los pozos de bajo aporte de producción se determinará el índice de productividad, el cual nos permitirá obtener un análisis económico para conocer la viabilidad del sistema PCP no convencional en los pozos del campo Pacoa bloque 1.

## **1.7 VARIABLES**

### **VARIABLES Dependientes.**

- Producción.

### **VARIABLES Independientes.**

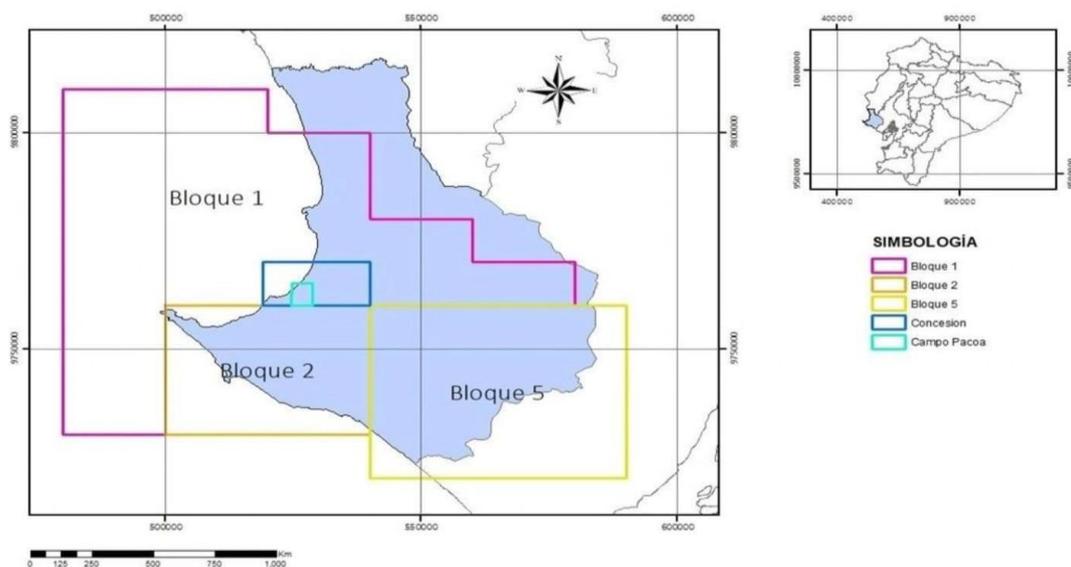
- Análisis económico.
- Propiedades de la producción.
- Propiedades de la formación Socorro.
- Configuración del conjunto de fondo PCP no convencional.

# CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

## 2.1 MARCO REFERENCIAL

### 2.1.1 Ubicación geográfica del campo.

El campo Pacoa – Bloque 1, se localiza en la Provincia de Santa Elena, Cantón Santa Elena y abarca una región que incluye las localidades de San Pablo, Santa Rosa, Cerro Alto y Morrillo. El Bloque 1 tiene un área de 4.000 Km<sup>2</sup>, donde el 75% es costa afuera y el 25% del área se encuentra en tierra (Cuadros, 2018).



**Figura 1.** Ubicación del Campo Pacoa, (Cuadros, 2018).

### 2.1.2 Geología del campo.

La geología de la península de Santa Elena ha sido estudiada por más de 90 años y se ha acumulado una gran cantidad de datos sobre el subsuelo y los afloramientos geológicos en la zona. A pesar de este amplio período de investigación, la geología de la península sigue siendo un enigma debido a su alta complejidad y falta de resolución (Pin & Ramírez, 2023).

El Bloque 1 está constituido por 3 unidades estructurales:

- El levantamiento de Santa Elena
- La cordillera Chongón Colonche
- La cuenca Progreso

### 2.1.3 Actualidad del campo Pacoa

**Tabla 1.** Estado actual del campo pacoa (Pin & Ramírez, 2023)

POZOS		MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	
Perforados	46	Productores	39
Productores	39	Flujo Natural	3
Reinyectores	1	Hidráulicos	4
Inyectores	0	Electricos	0
abandonados	1	Bombeo Mecánico	20
Cerrados	5	Pistoneo	12

### 2.1.4 Estratigrafía del campo.

El campo Pacoa se divide en tres unidades estratigráficas principales:

- Eoceno medio.
- Paleoceno.
- Cretáceo.

Esta clasificación se ha logrado a través de estudios bioestratigráficos, lo que ha mejorado la comprensión de la geología del subsuelo como se muestra en la Figura 3 y ha permitido una evaluación precisa de las zonas con potencial para la exploración de petróleo (Rodríguez & Tomalá, 2012).

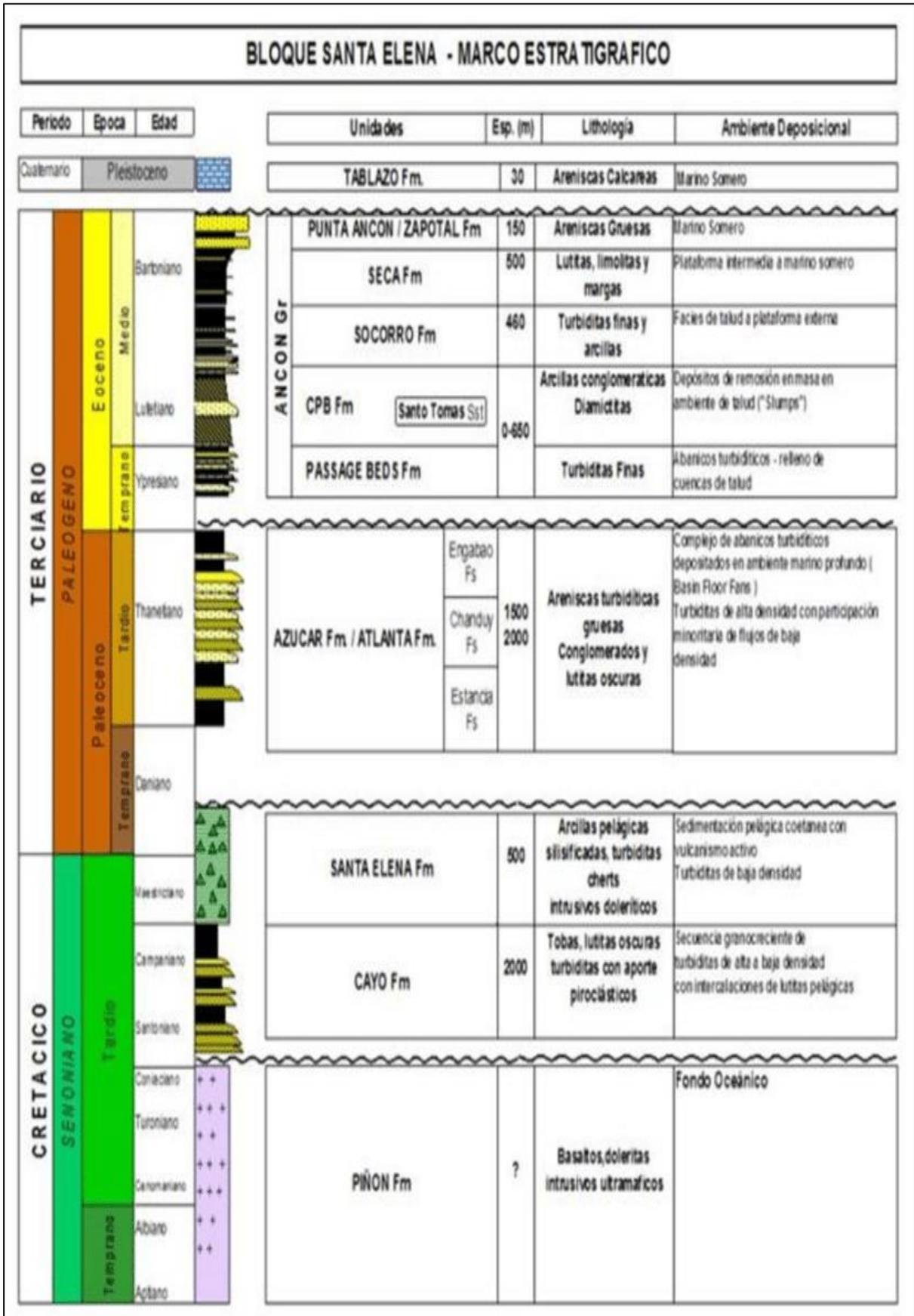


Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Pacoa. (Chunga, 2015)

- ***Formación Seca.***

Está compuesta principalmente por lutitas de tonos grises a café oscuro y lodolitas que contienen yeso. Estos materiales se alternan con capas de areniscas que tienen granos de tamaño fino a medio y muestran una estratificación gradada, junto con secuencias de Bouma. Esto indica que esta roca se formó en un entorno marino distante, donde la fauna presente en ella fue desplazada por eventos de sedimentación gravitacional, como corrientes turbulentas, hacia ambientes más profundo (Zumba, 2005).

- ***Formación Socorro.***

El principal depósito de petróleo en el campo Pacoa se encuentra en un tipo de roca que contiene especialmente areniscas con granos de tamaño fino, que están intercaladas con capas de lutitas, limolitas y lodolitas. Esta formación se divide en cuatro niveles productores D, C, B y E (Cadena, 2017).

- ***Formación Clay Pebble Beds.***

Contiene una secuencia compacta de diamictitas de origen arcilloso con bloques de superficie lisa, con bloques de superficie lisa, compuesta de cuarcitas negras, calcáreos y areniscas. Además, en las cercanías de esta formación se encuentran las “Passage Beds” (Peña & Pilo, 2022).

- ***Formación Santa Elena.***

La elevada cementación y compactación en esta formación hacen que sea improbable que se encuentre o forme petróleo, como indican los valores significativamente altos registrados tanto en los datos de sonido como en los de rayos gamma (Cuadros, 2018).

- ***Formación Rosario.***

Esta formación tiene una amplia distribución geográfica. Su identificación se basa en estudios sísmicos y en las características reveladas por pozos exploratorios alejados, tal como se informa en el informe de Canadá Grande. Según este informe, la Formación Rosario se

define como una "brecha" que se formó debido a la meteorización que afectó a dos de sus niveles estratigráficos. Por lo tanto, estos intervalos se consideran de especial interés para la exploración de petróleo (Ochoa, 2013).

- ***Formación Cayo.***

Está compuesta por múltiples secuencias de turbiditas volcánicas elásticas de alta densidad que se encuentran en las profundidades de un abanico submarino. Aunque no se encuentra presente en el campo, se encontraron pruebas de su existencia en los pozos exploratorios Aragón 2 y Aragón 3 a una profundidad de 1390.5 metros (Chiluiza & Rosales, 2013).

- ***Formación Piñón.***

Esta formación está compuesta principalmente por un conjunto de rocas volcánicas básicas, que incluyen basaltos de grano fino de color gris oscuro azulado y basaltos de color ocre con una notable presencia de pátinas ferrosas, lo que indica que estas rocas se han meteorizado con el tiempo (Peña & Pilozo, 2022).

### **2.1.5 Niveles Productores.**

En el campo Pacoa, se encuentra los siguientes niveles productores:

➤ ***Nivel D.***

Este nivel consiste en una combinación de rocas que incluyen areniscas arcillosas, limo fino y lutitas intercaladas. Inicialmente se midió una presión de 649 psi en el yacimiento. Actualmente, la presión en el yacimiento es de 450 psi y el agua presente en la formación tiene una salinidad de 46,200 ppm. Este nivel tiene un espesor productor de 39.38 ft y contiene la mayor cantidad de hidrocarburos, aunque no todas las áreas de arena son productivas (Peña & Pilozo, 2022).

➤ *Nivel C.*

Tiene una capacidad limitada para contener hidrocarburos líquidos. Se caracteriza por una continuidad estratigráfica sólida que incluye lutitas intercaladas y varias capas de calizas feldespatos. La presión inicial medida en este yacimiento fue de 966 psi. El espesor productor de este nivel es de 34 ft, presentando porosidades de alrededor del 16.8% (Cuadros, 2018).

➤ *Nivel B.*

Se compone de una litología continua de arenisca y lutitas. Inicialmente registro una presión de 968 psi, en la actualidad la presión de burbuja es de 240 psi. Este nivel presenta una porosidad del 29.1%, un espesor de 25.4 ft y una viscosidad de 3.49 cp (Borbor & Montalván, 2021).

➤ *Nivel E.*

La arenisca en este nivel muestra la presencia de depósitos de clastos líticos y feldespatos con una porosidad baja. Además, el nivel E está dividido en 2 subniveles llamados “E” superior y “E” inferior. Es importante destacar que no se dispone de información suficiente sobre estos subniveles (Peña & Piloza, 2022).

**Tabla 2** Parámetros petrofísicos de la formación Socorro (Pin & Ramírez, 2023)

<b>Nivel</b>	<b>H<sub>o</sub></b> <b>(ft)</b>	<b>Φ</b> <b>(%)</b>	<b>K</b> <b>(md)</b>	<b>APP</b>	<b>R<sub>w</sub></b>	<b>Sw</b> <b>8%</b>	<b>FR</b> <b>(%)</b>	<b>Presión</b> <b>Inicial</b> <b>(psi)</b>	<b>Presión</b> <b>Actual</b> <b>(psi)</b>
D	39.38	16.5	114	34.3	0.19	41	8.25	649	320
C	34	16.8	286	34	0.24	45	11.45	966	520
B	25.4	25.4	444	40.8	0.2	39	13.51	968	490
E	35	21			0.21	51	10		

## 2.2 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

### 2.2.1 Porosidad.

Es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca. La porosidad varía entre 0 y 1, siendo posible también expresarla en términos de porcentaje. (Paris de Ferrer, 2009)

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (1)$$

Donde

$\Phi$  =porosidad

$V_p$  = Volumen que ocupa los poros

$V_t$  = Volumen bruto de la roca

### 2.2.2 Saturación.

La saturación se describe como la fracción o porcentaje del volumen de poros que está ocupado por un fluido específico, ya sea petróleo, gas o agua. Esta propiedad se expresa mediante la siguiente ecuación. (Ahmed, 2010)

$$S = \frac{\text{Volumen de fluidos en los poros}}{\text{Volumen Total de los poros}} \quad (2)$$

### 2.2.3 Permeabilidad.

La permeabilidad (k) es una característica de las rocas que evalúa su capacidad para permitir el flujo de fluidos a través de ellas. Es una propiedad muy importante porque regula como se mueve y fluyen los fluidos de la formación. Dado que el yacimiento contiene agua, aceite y gas en diferentes proporciones, es posible identificar distintos tipos de permeabilidad en función de estos fluidos (Huerta, 2009).

#### **2.2.4 Temperatura.**

La temperatura varía con relación a la profundidad, cuanto más profundo sea el yacimiento, mayor será la temperatura. Comprender el gradiente de temperatura es esencial y se utiliza en diversas actividades, incluyendo la planificación y elección de revestimientos y tuberías para la producción, selección de fluidos de perforación, mantenimiento de pozos con fluidos, cementación y análisis de producción.

#### **2.2.5 Presión de formación.**

Se define como presión de formación al esfuerzo provocado por los fluidos dentro de los espacios porosos de la roca. En los poros de la roca los fluidos tienen un cierto grado de presión, llamada presión de formación o de yacimiento, su abreviatura es  $P_R$ .

## **2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS**

El bombeo por cavidad progresiva es un método no convencional para la producción de petróleo utilizada en la industria petrolera con el objetivo de extraer los hidrocarburos que se encuentran atrapados en el fondo de la formación y que posee características especiales como baja presión, alta viscosidad del petróleo o una combinación de ambas.

Según (Schlumberger, 2016) el PCP tiene un diseño específico para cada aplicación por lo que el equipo a utilizar debe dimensionarse considerando los diferentes elementos que integran el PCP, estos deben seleccionarse con mucho cuidado, para ello necesitamos una excelente caracterización del fluido

#### **2.3.1 Principio físico.**

El accionamiento del rotor se da mediante un sistema impulsor el cual ejerce un movimiento rotativo hacia la sarta de cabillas, la cual está adherida al rotor. El estator viene

a ser la parte fija de la bomba que contiene un elastómero con cualidades de recuperación elástica y capacidades de deformación.

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio de René Moineau, en el que se utiliza un rotor de forma helicoidal de  $n$  lóbulos dentro de un estator en forma de helicoide de  $n+1$  lóbulos. Se basa en el contacto del fluido en el fondo del pozo con un rotor el cual al girar sobre su propio eje y al hacer contacto con el fluido, ejerce una presión en dirección vertical contrarrestando la presión hidrostática y desplazando el fluido hacia la superficie. (Schlumberger, 2016)

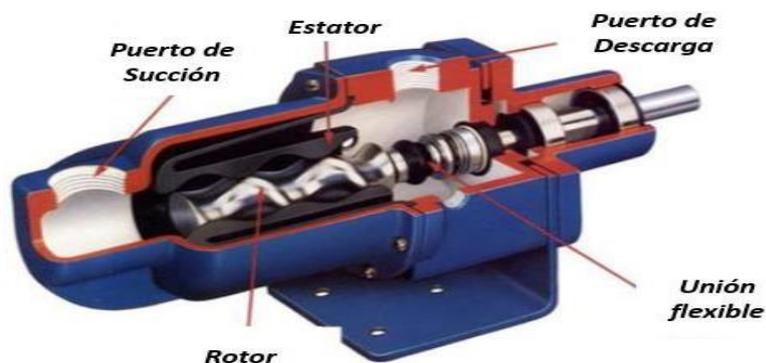


Figura 3. Bomba de Cavidades Progresivas, (Schlumberger, 2016).

### 2.3.2 Equipos de superficie.

#### - Motor.

Tiene como objetivo principal proveer la potencia necesaria para que el accionamiento del rotor pueda darse, siendo la potencia una cantidad de energía generada desde una fuente por unidad de tiempo y está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{requerida} = \frac{C * T_{sarta} * N}{\mu_{transmisión}} \quad (3)$$

Dónde:

$P_{requerida}$  = Potencia total requerida por el sistema (Kw o HP).

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

$N$  = Velocidad de rotación del sistema (rpm).

$\mu$  transmisión = Eficiencia de transmisión (%).

C = Constante (Sistema internacional:  $1,504 \cdot 10^{-2}$  o sistema inglés:  $1,917 \cdot 10^{-6}$ ).

- ***Cabezal de rotación.***

Es el encargado de soportar tanto el peso de la sarta de varillas, como el peso generado por la columna de fluidos por el rotor.

- ***Sistema de transmisión.***

Es un dispositivo utilizado para conducir la energía proporcionada desde la fuente principal (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos que son: poleas y correas, transmisión a engranajes e hidráulica.

- ***Sistema de correas y poleas.***

Este sistema va a depender del tipo de cabezal seleccionado y de la potencia requerida para accionar el sistema. Las poleas son ruedas con ranuras diseñadas para sostener las correas y guiarlas durante su movimiento. Generalmente hay dos poleas: una en el motor de accionamiento y otra en la bomba de cavidad progresiva. Las correas son bandas de material flexible y resistente que conectan las poleas del motor y la bomba.

Cuando el motor se enciende, impulsa la polea conectada a su eje, y la correa transmite esta energía a la polea conectada a la bomba de cavidad progresiva. La rotación de la polea en la bomba hace girar el rotor dentro de la carcasa de la bomba, creando las cavidades selladas que succionan y elevan el petróleo hacia la superficie.

- ***Variador de frecuencia.***

El variador de frecuencia cumple un papel fundamental en el sistema de bombeo, son utilizados de manera flexible al cambio de velocidad en un tiempo corto sin que exista algún cambio en los equipos, este variador rectifica la corriente alterna requerida por el motor y

la regula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente esto con la finalidad de variar la producción.

- ***Sistema de frenado.***

Función secundaria muy importante del cabezal, el cual requiere que el sistema rote de forma inversa, a esto se le llama “Back Spin”. Su funcionamiento se basa en la acumulación de energía en forma de torsión sobre las varillas, mientras el sistema BCP esté en operación, generando así que el sistema se detenga repentinamente, haciendo que toda esa energía se libere en la sarta de varillas de forma inversa liberando la torsión.

### **2.3.3 Equipo de fondo.**

- ***Bomba.***

Su función principal consiste en aumentar la presión de los fluidos presentes en el pozo de manera que estos puedan ser transportados eficazmente hasta la superficie, garantizando una presión adecuada en la boca del pozo.

Las bombas pueden clasificarse de distintas formas tomando en consideración su instalación y geometría.

➤ **Por su instalación se clasifican en:**

**Insertables.** El estator y el rotor son ensamblados de tal manera que ofrezcan un conjunto único. Este ensamblaje se baja al pozo con la sarta de varillas hasta conectarse a un niple de asiento instalado en la TP.

**Tubulares.** El estator se baja al pozo conectado a la TP y el rotor se baja con la sarta de varillas, por lo que el rotor y estator son elementos totalmente independientes. Este tipo de bomba ofrece mayor capacidad volumétrica que la bomba de inserción.

➤ **Por su geometría se clasifican en:**

**Simple:** La geometría de la bomba se define por la relación existente entre los lóbulos del rotor y el estator, en este caso la bomba presenta un rotor externamente helicoidal simple y

un estator internamente helicoidal doble, la relación existente entonces es 1:2. **Multilobulares;** Para este tipo de bomba se presenta una configuración en la cual el rotor presenta externamente una forma helicoidal doble, triple, etc., y el estator internamente presenta una forma helicoidal que excede en un lóbulo al rotor; las relaciones que pueden generarse son por ejemplo 2:3, 3:4, 4:5, etc.

- ***Rotor.***

Se produce utilizando acero de alta resistencia, fabricado con precisión en una máquina especial, y se protege con una capa de material altamente resistente a la abrasión mediante un proceso electroquímico de cromo. A diferencia de los elastómeros, los rotores se fabrican en diferentes diámetros y espesores de cromado, lo que permite un ajuste preciso de la interferencia. Luego, se conectan a una serie de varillas de bombeo que transmiten el movimiento de rotación desde la superficie, actuando como el mecanismo impulsor.

- ***Estator.***

Es un tubo de acero que ha sido forrado en su interior con un Elastómero sintético de alto peso molecular, el cual ha sido modelado en la forma de dos hélices y se ha unido de forma robusta al mediante un tubo un proceso especial.

- ***Elastómero.***

Estos componentes son fundamentales en el sistema PCP, donde se da forma al perfil de doble hélice del estator. La durabilidad de la PCP depende en gran medida de determinar con precisión su ajuste y su interacción con el rotor. Este componente tiene la particularidad de poder estirarse hasta un mínimo de dos veces su longitud original y recuperar inmediatamente su forma original. El Elastómero es el componente más delicado de la Bomba de Cavidades Progresivas, y el éxito o fracaso de esta aplicación depende en gran medida de hacer una selección adecuada de este material.

- ***Tubería de producción.***

Comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo. En el caso en el que se haya instalado un ancla de torsión, esta columna se ensambla con el torque óptimo API y si no se ha instalado igualmente debe ser ajustada con el máximo API, esto para evitar el desenrosque de la tubería de producción.

- ***Sarta de varillas.***

Su función principal es transferir el movimiento de rotación desde los equipos en la superficie hasta el rotor de la bomba. La sarta de varillas ha sido diseñada para soportar tanto las cargas mecánicas como las hidráulicas que se generan durante el funcionamiento del sistema.

- ***Niple de Paro.***

Es una tubería de longitud corta, el cual se instala bajo el estator (bombas tubulares) y cuyas funciones principales son:

- Actuar como un límite superior para el rotor al momento de su ajuste, proporcionando el espacio necesario para que el rotor funcione adecuadamente.
- Ofrecer un espacio libre al rotor que permita la expansión no restringida de la sarta de cabillas durante la operación del sistema.
- Prevenir que el rotor o las cabillas alcancen el fondo del pozo en caso de roturas o desconexiones.
- Servir como punto de conexión para accesorios como anclas de gas o anti-torque, filtros de arena, entre otros.

- ***Ancla de torque.***

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de la tubería. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator. La suma de estos efectos podría provocar el desprendimiento del tubing. El ancla de torque elude esta dificultad.

#### **2.4.4 Ventajas y desventajas.**

El bombeo de cavidades progresivas tiene ciertas ventajas sobre otro tipo de sistemas, pero a su vez puede ser bastante problemático. El no considerar las condiciones sobre las que estarán trabajando puede ocasionar como problema principal el elastómero cuya función es crear un sello entre el rotor y el estator, pudiendo sufrir una expansión térmica, hinchamiento, desprendimiento, abrasión e incluso llegar a quemarse (De Antuñano, 2015).

#### **Ventajas**

- Buen manejo de fluidos viscosos, altas concentraciones de sólidos y gas libre
- Altamente eficiente (50-60%)
- No contiene válvulas
- Bajo costo
- Instalación, operación y mantenimiento sencillas
- No presenta emulsiones por agitación

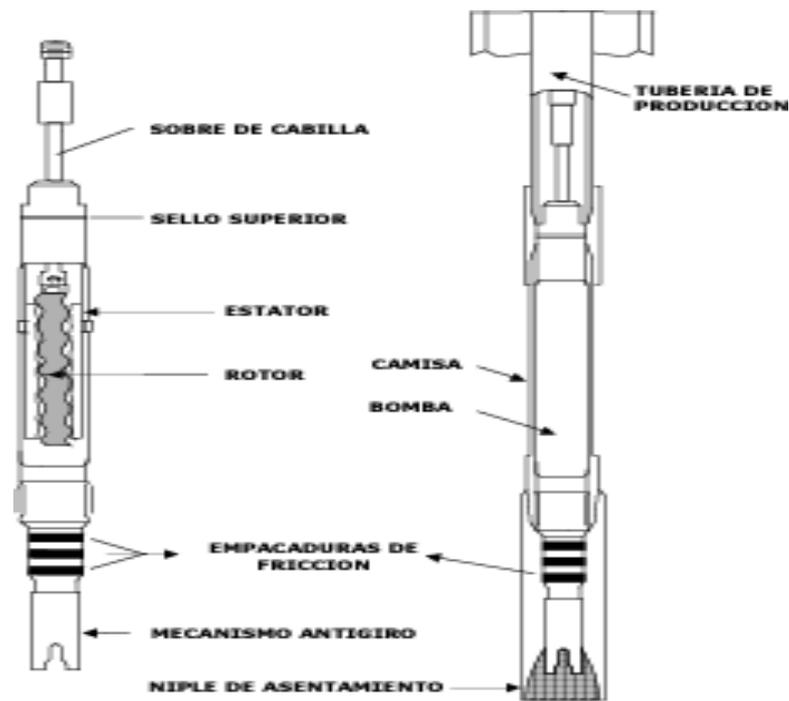
#### **Desventajas**

- Limitantes en los gastos de producción, profundidad y temperatura
- Diversos problemas con el estator causados por la sensibilidad del elastómero
- El fluido puede atacar y dañar el rotor
- Desgaste de la tubería y las varillas en pozos desviados por la rotación

### **2.3 BOMBAS INSERTABLES PCP**

Se caracteriza por su tamaño reducido y su instalación interna en el tubing, sin la necesidad de equipo de trabajo (WO). Su proceso de recuperación e instalación se facilita mediante el empleo de una sarta de varillas. Puede ser instalada en un Nipple o con un sistema de anclaje sobre la tubería. Este método posibilita la recuperación de la producción con costos reducidos en pozos de bajo potencial o aquellos que carecen de viabilidad económica para un trabajo de reparación (WO) (Pérez et al., 2016)

A pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción (ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción) pero ofrece la versatilidad de que para su remplazo no es necesario recuperar la tubería de producción con el consiguiente ahorro en tiempo, costos y producción diferida.



**Figura 4.** Bomba de tipo insertable (Chacín, 2003)



**Figura 5.** Otro diseño de bomba de tipo insertable (Chacín, 2003)

### 2.3.1 Funcionamiento.

Al accionarse la bomba, el movimiento entre el rotor y el estator crea cavidades progresivas donde se desplaza el fluido. Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidades y permitir manejar volúmenes de gas, sólidos en suspensión y cortes de agua.

Las dimensiones de los dos elementos que componen la bomba PCP (rotor y estator) generan una interferencia, la cual crea líneas de sellos que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan o progresan, en un movimiento combinado de traslación y rotación lo cual se manifiesta en un movimiento helicoidal de las cavidades desde la succión a la descarga de la bomba.

### **2.3.2 Aplicación.**

Sultan et al (2017) señala que “un nuevo dispositivo de anclaje para PCP insertables puede introducirse en el pozo sin necesidad de utilizar ningún equipo de perforación”. El uso de estos anclajes elimina la necesidad de colocar la boquilla de asiento de la bomba, ahorrando así el trabajo de tirar de la tubería para instalar o cambiar la profundidad de ajuste.

También se cuenta con un mecanismo de asiento recuperable en donde el ajuste de la bomba a determinada profundidad se manifiesta desasentando los anclajes y estos se vuelven a asentar a una nueva profundidad de ajuste, aumentando así la eficacia y sus beneficios en los pozos que se emplea.

Pueden instalarse en pozos en los que previamente se instalaron sistemas de bombeo por vigas, y viceversa, evitando así tener que tirar de la sarta de producción. Por lo tanto, si se requiere un cambio de un sistema de bombeo por vigas a un sistema PCP utilizando este nuevo diseño, el trabajo del equipo de perforación se limitaría a tirar de la sarta de varillas, reemplazar la bomba y reinstalar la sarta y si se utiliza un equipo de montaje rápido para realizar la sustitución, el tiempo de trabajo podría ser menor. Una principal ventaja de los PCP insertables es que se han incrementado los caudales de producción, obteniendo una gama de aplicaciones muy variadas. (Martínez et al., 2007)

## **2.4 CÁLCULOS Y MÉTODOS UTILIZADOS**

### **2.4.1 Inflow performance Relationship (IPR).**

Se trata de una representación gráfica que estima el comportamiento de producción de un pozo. Gráficamente, muestra la relación entre el caudal y la presión en el fondo del

pozo (Pwf). Esta relación es fundamental para determinar el esquema óptimo de producción y la elección de métodos artificiales de levantamiento.

Para construir las curvas IPR se consideran diversos parámetros como las condiciones del reservorio, propiedades petrofísicas y tipo de flujo. Respecto a los datos de este estudio, se representa las curvas IPR mediante la ecuación de Darcy para flujo pseudo estable (Prada, 2017). La ecuación 1 describe el comportamiento de los hidrocarburos mediante la Ley de Darcy:

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} = \frac{0,00708 K_o h}{\mu \beta_o \ln(0,472 X + S)} \quad (4)$$

Donde,

J = índice de productividad (Bppd/psi)

Q = caudal de petróleo (bppd)

Pr = presión del reservorio (Psi)

Pwf = presión de fondo fluyente (Psi)

Ko = permeabilidad efectiva (mD)

h = espesor del reservorio (ft)

$\mu_o$  = viscosidad del petróleo (cP)

Bo = factor volumétrico del petróleo (BY/BN)

X = factor de forma adimensional.

S = factor de daño adimensional.

#### 2.4.2 Carga dinámica total (tdh o total dynamic head).

Se refiere a un sistema de tuberías a través del cual fluye un fluido y al cual se le está aplicando una bomba. Se utiliza comúnmente en la ingeniería para determinar la capacidad de una bomba que tiene para mover un fluido desde un punto de entrada a un punto de salida, superando las pérdidas de carga en el proceso.

$$TDH = L_n + P_f + P_{bdp} \quad (5)$$

Donde:

TDH = Carga dinámica total (ft)

Ln = Levantamiento Neto (ft)

Pf = Perdidas por fricción (ft)

Pbdp = Presión de boca de pozo (ft)

Para determinar la carga dinámica total, primero se debe realizar el cálculo de la gravedad específica del petróleo y del fluido promedio.

$$SG_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad (6)$$

$$SG_{prom} = (f_w * SG_w) + (f_o * SG_o) \quad (7)$$

Donde:

SGo = Gravedad específica del petróleo

SGw = Gravedad específica del agua

SGprom = Gravedad específica del fluido promedio

Fw = Porcentaje de corte de agua

Fo = Porcentaje de corte de petróleo

#### - **Levantamiento Neto**

Se trata de la altura vertical desde el nivel dinámico del fluido hasta la boca del pozo, representando la distancia total que el fluido debe recorrer para llegar a la superficie.

$$Ln = PMP - \frac{Pwf * 2.31}{SG_{prom}} \quad (8)$$

Donde:

Ln = Levantamiento neto (ft)

PMP = Profundidad media de perforados (ft)

Pwf = Presión de fondo fluyente (psig).

#### - **Presión de boca del pozo.**

Se refiere a la presión requerida para llevar los fluidos desde el cabezal hasta las líneas de superficie, y se expresa en términos de ft.

$$P_{bdp} = \frac{P_{wh} * 2.31}{SG_{prom}} \quad (9)$$

Donde:

$P_{bdp}$  = Presión de cota del pozo (ft)

$P_{wh}$  = Presión del cabezal (psig)

$SG_{prom}$  = Gravedad específica del fluido promedio

### 2.4.3 Cálculos de presión a la entrada de la bomba.

$$PIP = PWF - \left[ \frac{(PMP - Prof \text{ propuesta intake})SG_{prom}}{2.31} \right] \quad (10)$$

Donde:

PIP = Presión a la entrada de la bomba (psig)

### 2.4.4 Cálculos de presión de descarga a la bomba.

$$PDP = \left( \frac{Ln * SG_{prom}}{2.31} \right) + P_f + P_{bdp} \quad (11)$$

Donde:

PDP = Presión a la descarga de la bomba (psig)

## **CAPITULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

Este estudio corresponde al tipo de investigación hipotético- deductivo debido a la formulación de una hipótesis; además, corresponde al método de investigación mixta porque se va a recopilar, analizar e integrar datos cuantitativos y cualitativos (Siponen & Klaavuniemi, 2020). De igual manera, se fundamenta del método descriptivo por la investigación referente al marco teórico, análisis e interpretación de resultados.

### **3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

Con base a la recopilación teórica y numérica que se adquirieron para el desarrollo de la investigación, se establece el método mixto debido a la recopilación de datos cuantitativos y cualitativos para la selección de pozos candidatos, incremento de la tasa de producción en el campo; además, la consideración de los resultados para el análisis técnico económico (Plano Clark et al., 2023).

### **3.3 POBLACIÓN**

La población pertenece al campo Pacoa del Bloque 1, el cual se encuentra ubicado en la provincia de Santa Elena-Ecuador, es de tipo finita porque existe una cantidad fácilmente contable de pozos con bajo aporte de producción de la formación Socorro que producen mediante el sistema de bombeo mecánico.

### 3.4 MUESTRA

La selección de la muestra se basa en pozos que tengan un bajo aporte de producción y también en la ubicación de los pozos perforados pertenecientes a la formación Socorro del campo Pacoa.

### 3.5 SIMULACIÓN EN PROGRAMA ESPECIALIZADO

#### 3.5.1 Diseño del pozo Pacoa 004.

##### ❖ Definición del método PCP

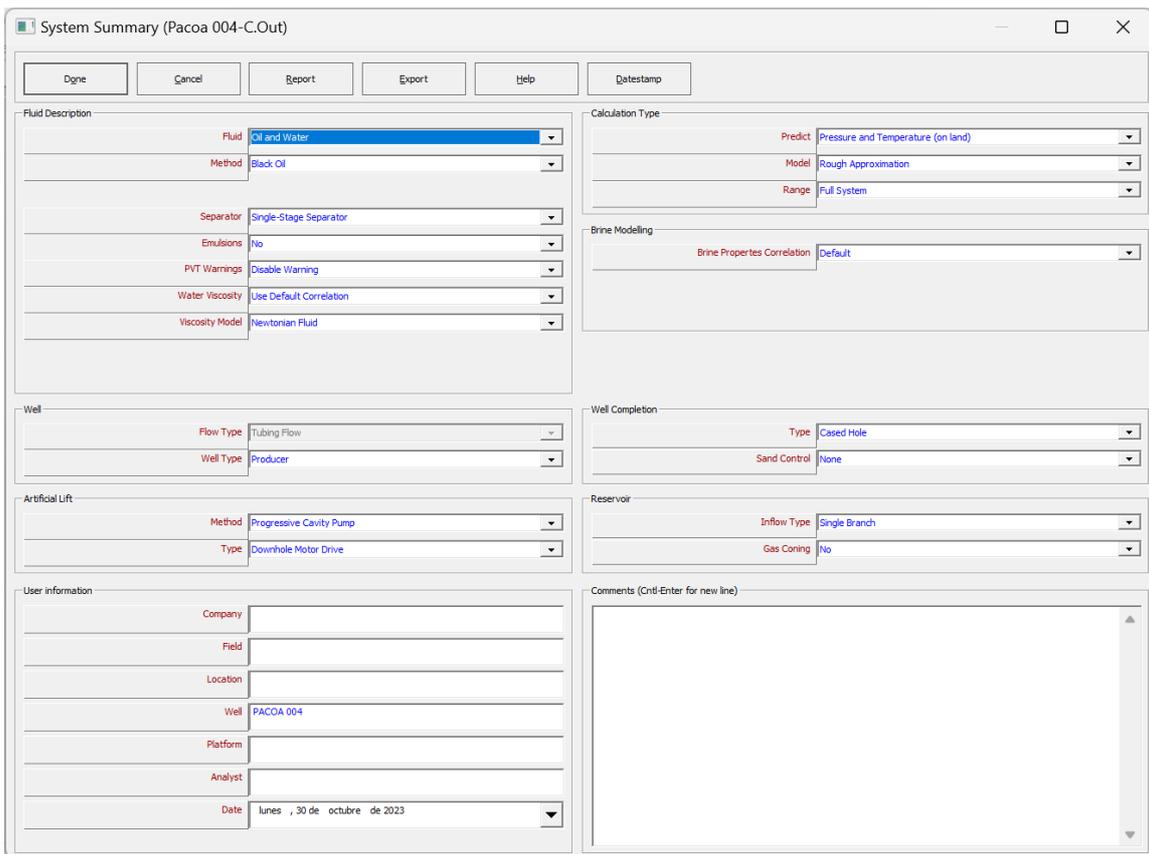


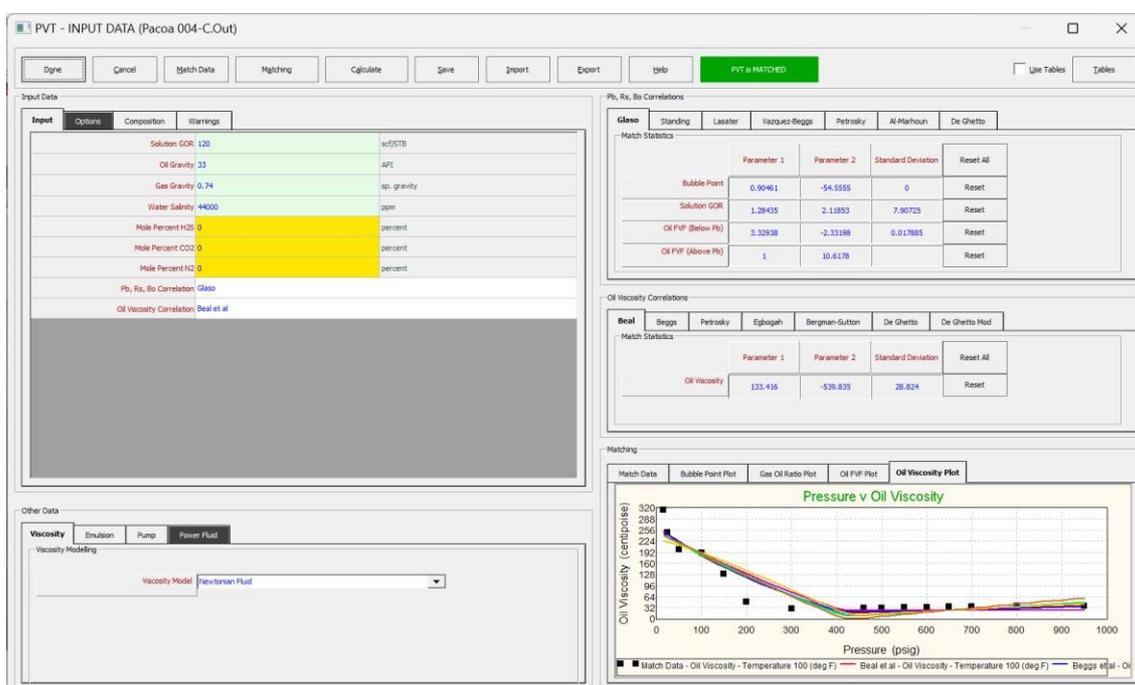
Figura 6. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 004.

En base a la Figura 6 se puede observar la ventana preliminar para el diseño del pozo Pacoa 004 dónde se modificó en la sección de levantamiento artificial por “Progressive Cavity Pump” y en tipo “Downhole Motor Drive”. También, en el tipo de cálculo se

seleccionó la opción “Pressure and Temperature on land” y en la información adicional se agregó el nombre del pozo y la fecha de inicio para la simulación.

El proceso mencionado anteriormente se repite para cada pozo que debe ser ejecutado en una simulación diferente debido a que el software no permite diseñar un conjunto de pozos, además, se debe verificar el argumento de la sección de pozo en “Producer” y producción por tubing.

## ❖ Generación del modelo PVT

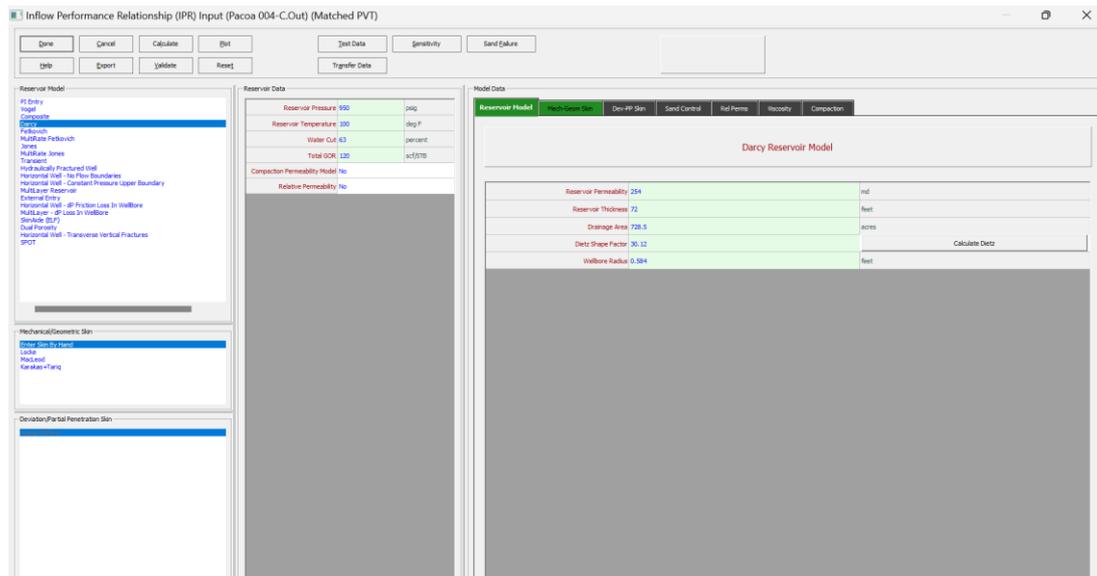


**Figura 7.** Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 004.

De acuerdo con la Figura 7, se ingresó un GOR de 120 scf/STB, gravedad del petróleo de 33 API, gravedad específica del gas de 0,74, salinidad de 44.000 ppm y se utilizó las correlaciones de Glaso y Beal debido a que son métodos empíricos utilizados en la industria petrolera para estimar propiedades y comportamientos del petróleo crudo, específicamente en relación con la producción y el flujo desde el reservorio. También, porque se han desarrollado a lo largo del tiempo y se han utilizado ampliamente en la industria debido a su simplicidad, capacidad para proporcionar estimaciones rápidas y razonables.

Además, se puede visualizar el recuadro en verde “PVT is MATCHED” lo cual indica que se realizó con éxito la estimación de la viscosidad del petróleo, factor volumétrico del petróleo, relación gas petróleo y puntos de burbuja a 460 Psi.

## ❖ Índice de productividad



**Figura 8.** Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 004.

Para estimar el índice de productividad del pozo Pacoa 004 se utilizó el modelo de “Darcy” y el daño mecánico y geomecánico “Enter Skin By Hand” para ello se ingresó la presión del reservorio de 950 Psi, 100 °F de temperatura, porcentaje de agua del 63% y el GOR de 120 scf/STB como se detalla en la Figura 8. Adicionalmente, se agregó la permeabilidad de 254 mD, espesor de arena de 72ft correspondiente a los niveles D y C del campo Pacoa, un promedio de área de drenaje de 728,5 acres, factor Dietz de 30,12, daño de formación de 0 y el radio del pozo de 7in, luego, se procedió a calcular y reportó como resultado el valor de 270 bfpd.

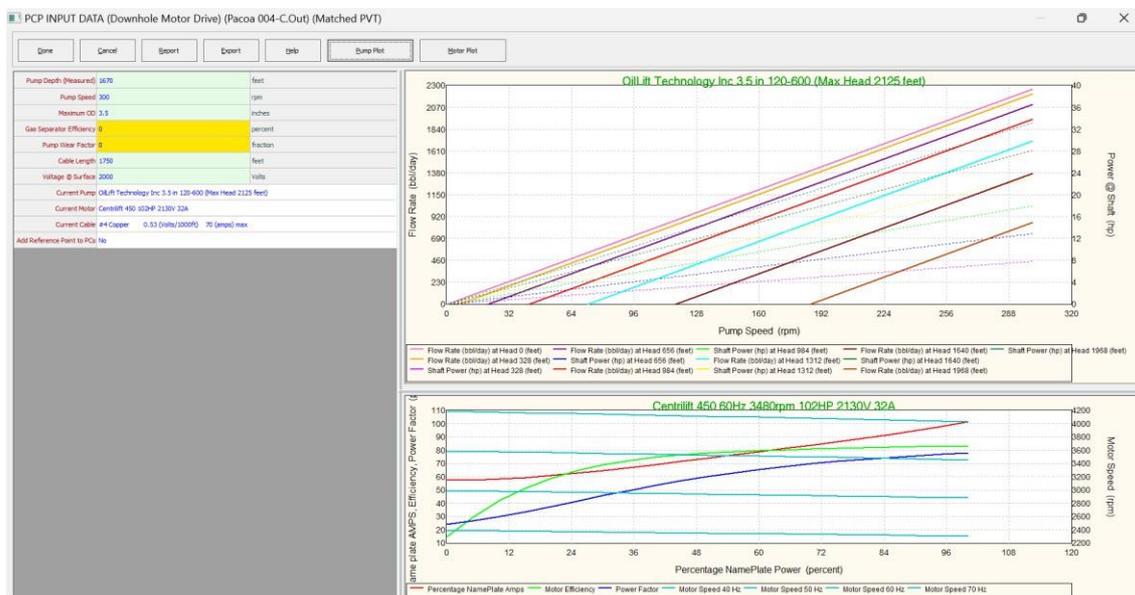
## ❖ Esquema del pozo

Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Wells Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	1799.9	1799.9	1799.9	2.70	0.0006	3.30	0.0006	9.63	0.0006
3	Casing		1	2500.0	2500.0	700.1					7.00	0.0006

**Figura 9.** Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 004.

En la Figura 9 se detalla los componentes del casing de 9 5/8in, casing de producción de 7in y la tubería de producción de 2 7/8in @ 1.800 ft y que se asienta hasta los 2.500 ft de profundidad vertical verdadera. Para las correlaciones del gradiente geotérmico se ingresó la temperatura a nivel del reservorio con la temperatura a condiciones normales de superficie y el coeficiente de transferencia de calor de  $8 \text{ BTU}/\text{h}/\text{ft}^2/^\circ\text{F}$  definido en base al manual del simulador para los casos de bombeo de cavidades progresivas.

### ❖ Selección del equipo PCP



**Figura 10.** Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 004.

Los parámetros de diseño del equipo de fondo y requerimientos de superficie se detallan en la Figura 10, en el cual se seleccionó una bomba de diámetro de 3,5in asentada a 1.670 ft para producir de 120 a 600 bfpd y para operar con una columna máxima de fluido de 2.125 ft. Además, se seleccionó un motor en base a los requerimientos del diseño de 2.000 V para operar a 120 HP, 2130 Voltios y 32 Amperios el mismo que opera al 83% del diseño y a una eficiencia de la bomba del 76%.

Por otra parte, el cable se seleccionó en base a la disponibilidad que existe en el catálogo del simulador para las condiciones del diseño voltaje y amperaje, en este caso es el #4 Copper el cual transmitirá 0,53 voltios cada 1.000 ft y a una capacidad de 70 Amperios.

La velocidad de la bomba se fijó en 300 rpm porque es la capacidad a la cual la bomba trabaja a una mayor tasa de flujo y mayor capacidad de elevación de la columna de fluido para que cumpla con los requerimientos de eficiencia y prolongar la vida útil del equipo de fondo.

❖ **Crterios para el análisis de sensibilidad e índice de productividad**

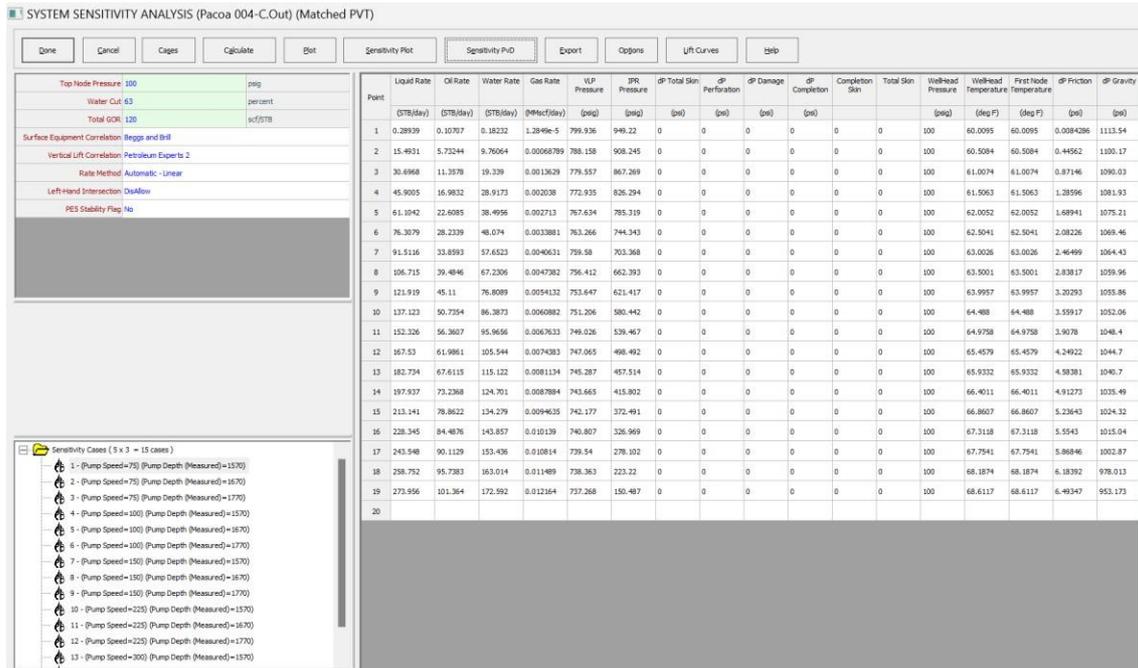


Figura 11. Análisis de sensibilidad para las curvas de IPR y VLP del pozo Pacoa 004.

El análisis de sensibilidad del pozo Pacoa 004 se realizó para determinar cómo actúan los parámetros de operación, determinar el punto óptimo de aporte de producción mediante las curvas de IPR y VLP. En este caso, se aplicó sensibilidad para la profundidad de asentamiento de 1.570 ft, 1.670 ft y 1.770 ft, también, para el diámetro de la tubería de producción de 2 3/8in, 2 7/8 in y 3 1/2 in. De igual manera, para las velocidades de rotación de la bomba se definió a 75 rpm, 100 rpm, 150 rpm, 225 rpm y el valor del diseño de 300 rpm.

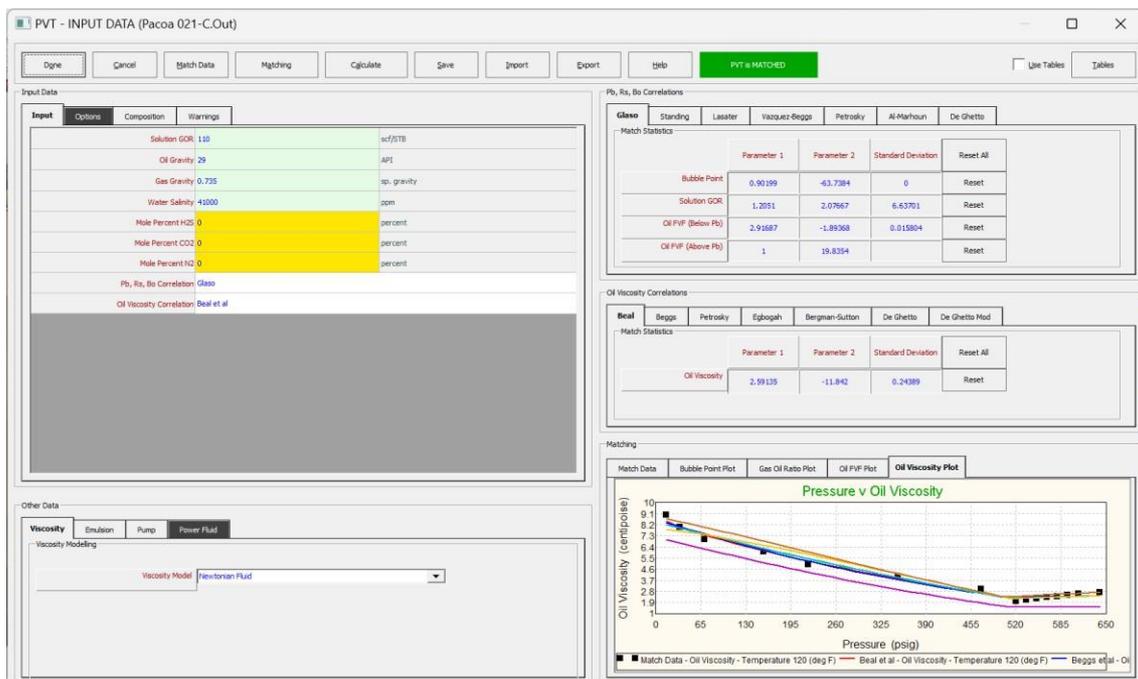
Dentro de este contexto la sensibilidad es de gran importancia en la industria del petróleo, ya que permite determinar los parámetros de operación óptimos para maximizar la producción y minimizar los costos. Al evaluar factores como la profundidad de asentamiento, el diámetro de la tubería de producción y la velocidad de rotación de la

bomba, se pueden tomar decisiones que optimicen la eficiencia, prolonguen la vida útil del pozo y se adapten a las cambiantes condiciones del yacimiento. Este análisis es fundamental para alcanzar los objetivos de producción y garantizar la rentabilidad de la operación del pozo Pacoa 004.

### 3.5.2 Diseño del pozo Pacoa 021

La selección del tipo de levantamiento artificial se agregó igual que el pozo Pacoa 004 con la diferencia de que el pozo Pacoa 021 se realizó el 31 de octubre de 2023, lo cual representa la fecha inicial para el proceso de simulación.

#### ❖ Generación del modelo PVT

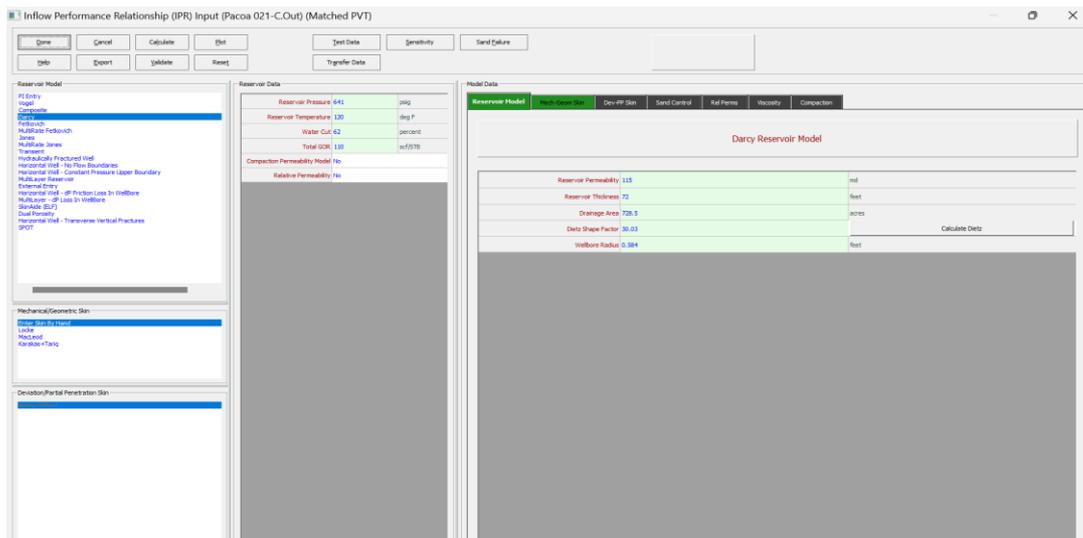


**Figura 12.** Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 021.

En la Figura 12, se agregó un GOR de 110 scf/STB, la gravedad del petróleo de 29 API, la gravedad específica del gas de 0,735, la salinidad alcanzó los 42.000 ppm y se optó por utilizar las correlaciones de Glaser y Beal. Estas correlaciones fueron empleadas debido a que eran métodos empíricos comúnmente usados en la industria petrolera para la estimación de propiedades y comportamientos del petróleo crudo, especialmente en relación con la producción y el flujo desde el reservorio.

Adicionalmente, se observa en la figura un recuadro en verde con la leyenda "PVT is MATCHED," lo que indica que se logró con éxito la estimación de la viscosidad del petróleo, el factor volumétrico del petróleo, la relación gas petróleo y los puntos de burbuja a una presión de 520 Psi.

### ❖ Índice de productividad



**Figura 13.** Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 021.

Para calcular la productividad del pozo Pacoa 021, se empleó el modelo de "Darcy" junto con el análisis del daño mecánico y geomecánico mediante el método "Enter Skin By Hand". Los datos de entrada incluyeron presión del yacimiento de 641 Psi, temperatura de 120 °F, contenido de agua del 62%, y GOR de 110 scf/STB, según se detalla en la Figura 13. Además, se consideraron permeabilidad de 115 mD, espesor de arena de 72 ft correspondiente a los niveles D y C del campo Pacoa, un área promedio de drenaje de 728,5 acres, factor Dietz de 30,03, cero de daño de formación, y radio del pozo de 7 in. Luego de los cálculos, se obtuvo una producción estimada de 2.000 bfpd.

### ❖ Esquema del pozo

Equipment Summary												
Point	Type	Label	Scale Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Innate Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	1849.9	1849.9	1849.9	2.38	0.0006	3.50	0.0006	10.75	0.0006
3	Casing		1	2830.0	2830.0	980.1					7.00	0.0006

**Figura 14.** Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 021.

En la Figura 14, se describen los elementos del esquema del pozo Pacoa 021 que incluyen un revestimiento de 10 3/8 in, revestimiento de 7 in y una tubería de producción de 2 3/8 in @ 1.850 ft, con una profundidad vertical verdadera de 2.500 ft.

Además, se utilizaron correlaciones de gradiente geotérmico que se tomó en cuenta la temperatura en el reservorio y la temperatura en la superficie en condiciones normales, junto con un coeficiente de transferencia de calor de 8 BTU/h/ft<sup>2</sup>/°F, como se define en el manual del simulador para casos de bombeo de cavidades progresivas.

### ❖ Selección del equipo PCP

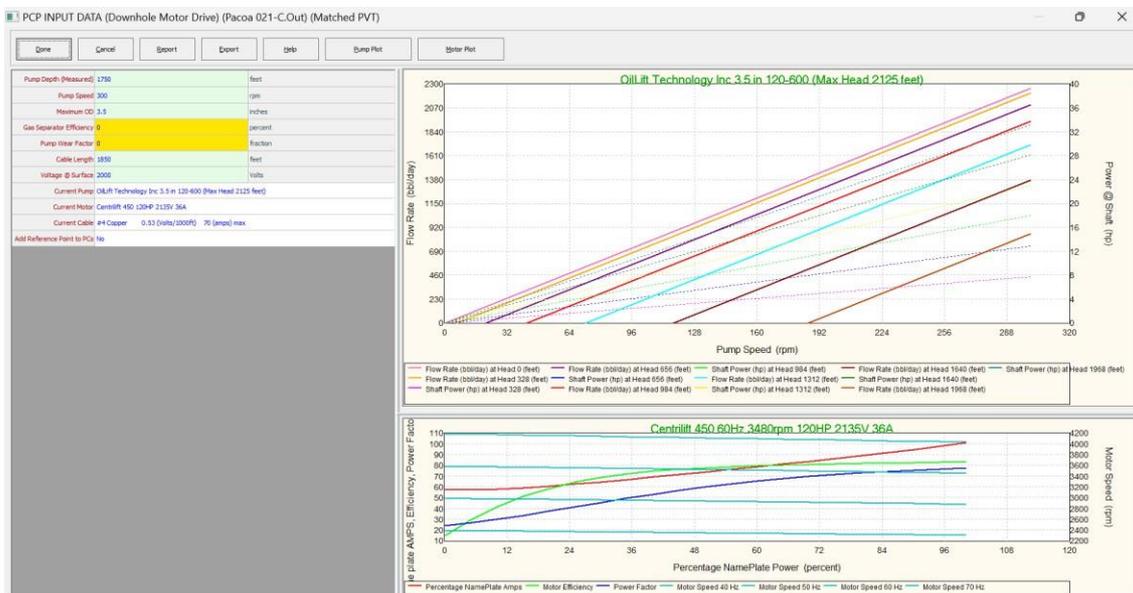


Figura 15. Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 021.

En la Figura 15, se describen los parámetros de diseño y las necesidades de superficie para un equipo PCP del pozo Pacoa 021 donde se eligió una bomba con un diámetro de 3,5 in, instalada a una profundidad de 1.750 ft, con la capacidad de producir entre 120 x 600 barriles por día y funcionar con una columna máxima de fluido de 2.125 ft; también, se seleccionó un motor que opere a 2.000 voltios y que opera a 120 caballos de fuerza, 2.130 voltios y 32 amperios manteniendo el 73% de su capacidad de diseño y con una eficiencia de la bomba del 65%.

Además, se eligió un cable de cobre de calibre #4 en función de su disponibilidad en el catálogo del simulador, que es capaz de transmitir 0,53 voltios por cada 1.000 ft y tiene

una capacidad de 70 amperios. La velocidad de la bomba se fijó en 300 revoluciones por minuto (rpm) porque esta velocidad permite que la bomba trabaje a una mayor tasa de flujo y una mayor capacidad de elevación de la columna de fluido, cumpliendo así con los requisitos de eficiencia y prolongando la vida útil del equipo de fondo.

❖ **Criterios para el análisis de sensibilidad e índice de productividad**

Point	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMscf/day)	VLP Pressure (psig)	IPR Pressure (psig)	Total Skin (psi)	IP Perforator (psi)	IP Damage (psi)	IP Completion (psi)	Completion Skin	Total Skin (psi)	Wellhead Pressure (psig)	Wellhead Temperature (deg F)	First Node Temperature (deg F)	IP Friction (psi)	IP Gravity (psi)
1	1.21835	0.46297	0.75537	5.0927e-5	832.129	640.554	0	0	0	0	0	100	60.0616	60.0616	0.0040798	1253.83	
2	65.2264	24.786	40.4404	0.0027265	788.767	617.132	0	0	0	0	0	100	63.2983	63.2983	0.20809	1203.55	
3	120.224	49.1091	80.1254	0.005402	771.818	593.709	0	0	0	0	0	100	66.5112	66.5112	0.40318	1180.65	
4	193.243	73.4322	119.81	0.0080775	761.356	570.287	0	0	0	0	0	100	69.5641	69.5641	0.63019	1154.66	
5	257.251	97.7552	159.495	0.010753	751.054	548.864	0	0	0	0	0	100	72.3433	72.3433	0.94004	1151.76	
6	321.259	122.078	199.18	0.013429	737.53	523.442	0	0	0	0	0	100	74.84	74.84	1.32325	1129.34	
7	385.267	146.401	238.865	0.016104	728.844	499.885	0	0	0	0	0	100	77.0874	77.0874	1.82402	1113.42	
8	449.275	170.724	278.55	0.01878	727.136	475.935	0	0	0	0	0	100	79.1234	79.1234	2.39494	1101.8	
9	513.283	195.047	318.235	0.021455	725.801	451.53	0	0	0	0	0	100	80.9796	80.9796	3.00071	1084.84	
10	577.291	219.371	357.92	0.024131	724.769	428.998	0	0	0	0	0	100	82.681	82.681	3.64978	1075.51	
11	641.299	243.694	397.605	0.026806	724.096	401.043	0	0	0	0	0	100	84.2474	84.2474	4.33916	1056.96	
12	705.307	268.017	437.29	0.029482	723.474	374.739	0	0	0	0	0	100	85.6945	85.6945	5.01153	1042.47	
13	769.315	292.34	476.975	0.032157	723.141	347.308	0	0	0	0	0	100	87.0354	87.0354	5.90344	1021.48	
14	833.323	316.663	516.66	0.034833	722.983	319.089	0	0	0	0	0	100	88.2811	88.2811	6.76065	978.139	
15	897.331	340.986	556.345	0.037508	722.983	289.071	0	0	0	0	0	100	89.441	89.441	7.65885	936.691	
16	961.339	365.309	596.03	0.040184	723.126	256.728	0	0	0	0	0	100	90.5234	90.5234	8.61011	932.755	
17	1025.35	389.632	635.715	0.04286	723.398	225.529	0	0	0	0	0	100	91.5354	91.5354	9.59887	887.626	
18	1089.36	413.955	675.4	0.045535	723.791	195.699	0	0	0	0	0	100	92.4833	92.4833	10.6541	849.689	
19	1153.36	438.278	715.085	0.048211	724.294	95.277	0	0	0	0	0	100	93.3728	93.3728	11.7546	770.21	
20	1217.37	462.601	754.77	0.050886	724.902	2.80141	0	0	0	0	0	100	94.2089	94.2089	13.9305	704.239	

Figura 16. Análisis de sensibilidad para las curvas de IPR y VLP del pozo Pacoa 021.

El análisis de sensibilidad del pozo Pacoa 021 consistió en examinar cómo diversos parámetros de funcionamiento pueden afectar su desempeño, con el objetivo de encontrar la configuración ideal para la producción. Para lograr esto, se evaluaron tres aspectos principales: la profundidad a la que se coloca el pozo (1.650 ft, 1.750 ft y 1.800 ft), el diámetro de la tubería de producción (2 3/8in, 2 7/8in y 3 1/2 in), y la velocidad de rotación de la bomba (75 rpm, 100 rpm, 150 rpm, 225 rpm y 300 rpm, que es el valor de diseño).

Este tipo de análisis permite identificar los parámetros ideales para maximizar la producción y reducir los costos. Al evaluar aspectos como la profundidad de colocación, el tamaño de la tubería y la velocidad de la bomba, se pueden tomar decisiones que optimicen la eficiencia, prolonguen la vida útil del pozo y se ajusten a las cambiantes condiciones del yacimiento. En resumen, este análisis es esencial para lograr los objetivos de producción y asegurar la rentabilidad de la operación del pozo Pacoa 021.

### 3.5.3 Diseño del pozo Pacoa 032

Se aplicó el mismo método de levantamiento artificial que los pozos anteriores con una fecha de inicio de simulación de 01 de noviembre de 2023.

#### ❖ Generación del modelo PVT

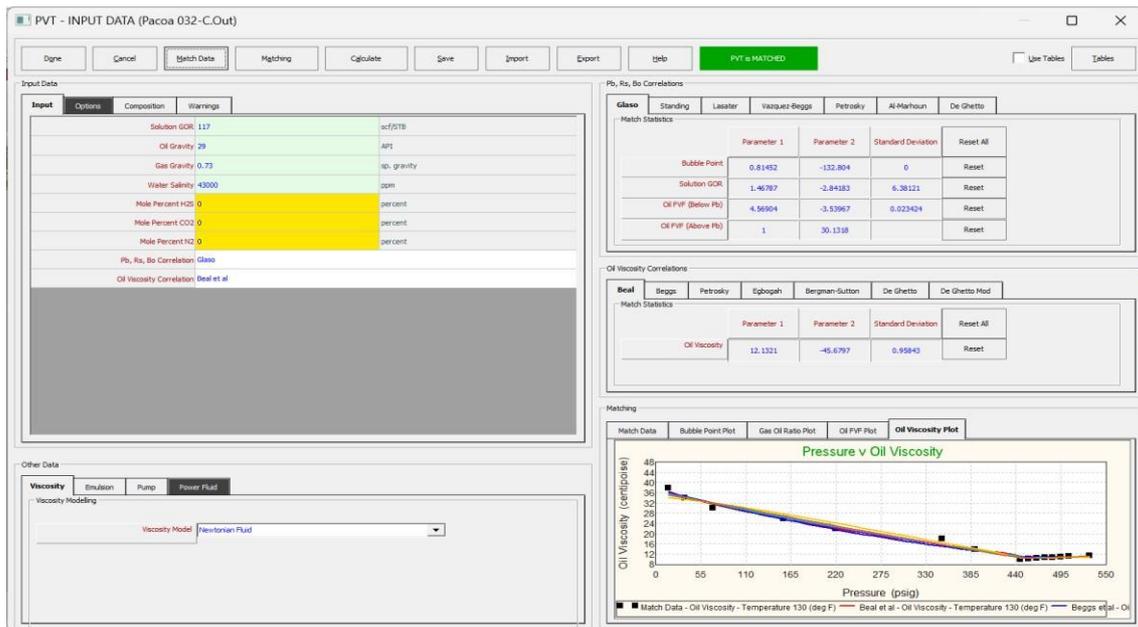
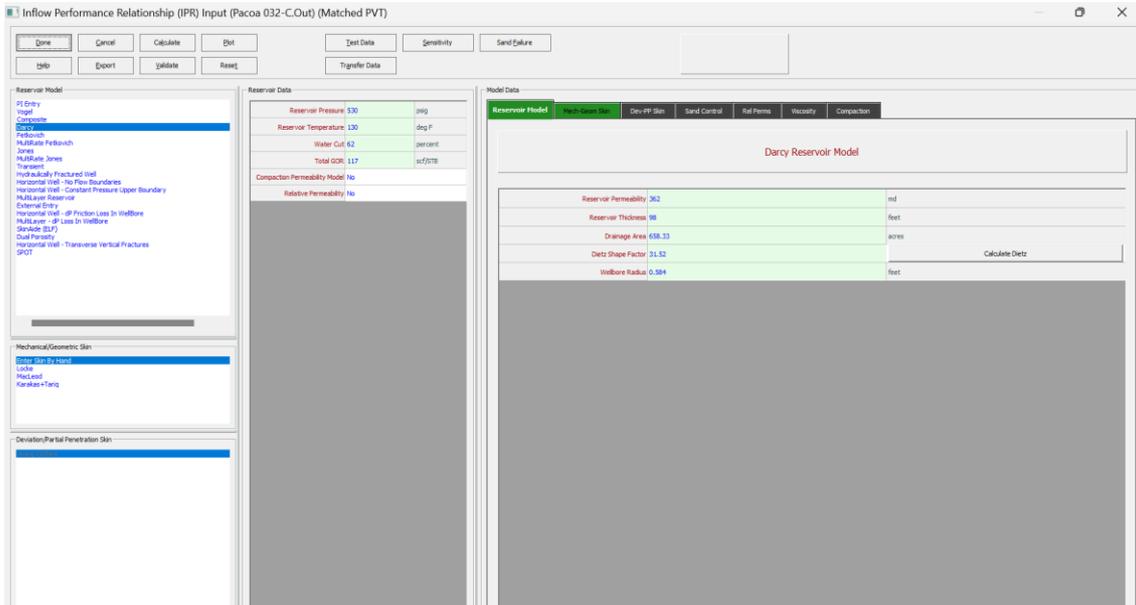


Figura 17. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 032.

La Figura 17, muestra que se incorporaron datos del GOR de 110 scf/STB, la densidad del petróleo de 29 grados API, la densidad específica del gas de 0,73, una salinidad de 43.000 partes por millón (ppm) y se optó por emplear las correlaciones de Glaso y Beal. Estas correlaciones fueron utilizadas porque son métodos empíricos ampliamente aceptados en la industria petrolera para estimar propiedades y comportamientos del crudo, especialmente en relación con su producción y flujo desde el yacimiento.

Además, en la misma figura se destaca un cuadro en color verde con la indicación "PVT is MATCHED," lo que señala que se logró exitosamente estimar la viscosidad del petróleo, el factor volumétrico del petróleo, la relación gas-petróleo y los puntos de burbujeo a una presión de 445 libras por pulgada cuadrada (Psi).

## ❖ Índice de productividad



**Figura 18.** Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 032.

Para evaluar la producción del pozo Pacoa 032, se usó el modelo de flujo de fluidos conocido como "Darcy", y los criterios mecánicos y geomecánicos mediante el método "Enter Skin By Hand". La información empleada fueron datos como la presión del yacimiento de 530 Psi, la temperatura de 130 °F, el corte de agua 62%, y la relación gas-petróleo (GOR) de 117 scf/STB, detallados en la Figura 18. Se consideró la permeabilidad de 362 mD, el espesor de la capa productiva de 98 ft en los niveles D, B y C del campo Pacoa, el área de drenaje promedio de 658,33 acres, un factor de corrección Dietz de 31,52, ausencia de daño en la formación, y el diámetro del pozo de 7 in. Tras los cálculos realizados, se proyecta una producción estimada de 1.100 bfpd.

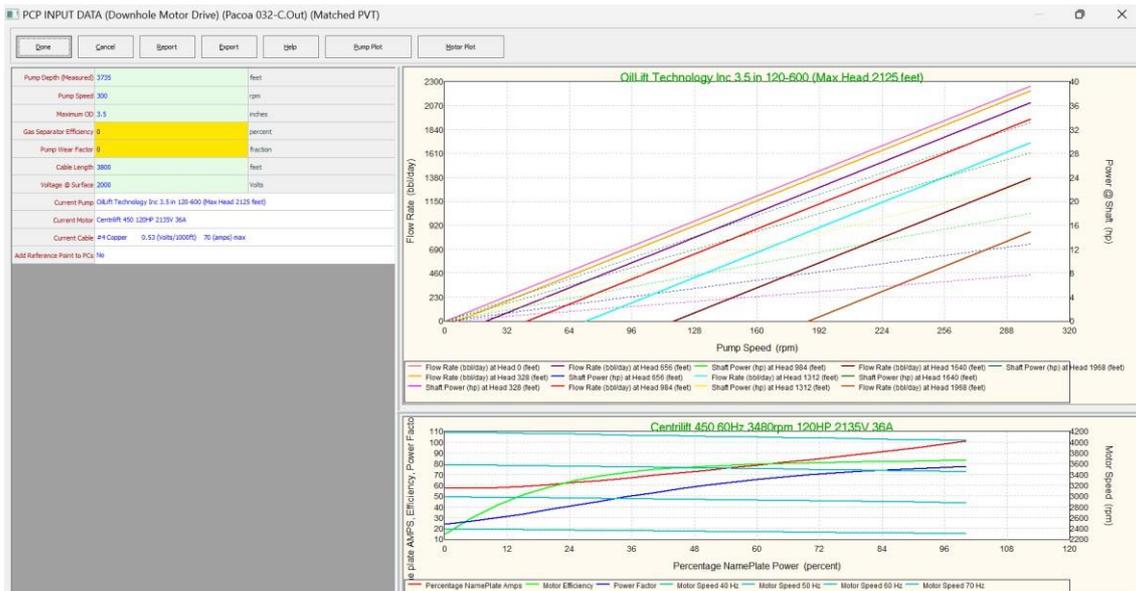
## ❖ Esquema del pozo

Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Knock Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	3864.9	3864.9	3864.9	2.38	0.0006	3.50	0.0006	5.63	0.0006
3	Casing		1	4080.0	4080.0	215.1					4.50	0.0006

**Figura 19.** Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 032.

En la Figura 19, se detallan los componentes del diseño del pozo Pacoa 032, que consta de un casing superficial de 9 5/8 in, casing de producción de 4 1/2 in y una tubería interna de producción de 2 3/8 in a una profundidad de 3.865 ft, hasta una profundidad de 4.080 ft.

## ❖ Selección del equipo PCP

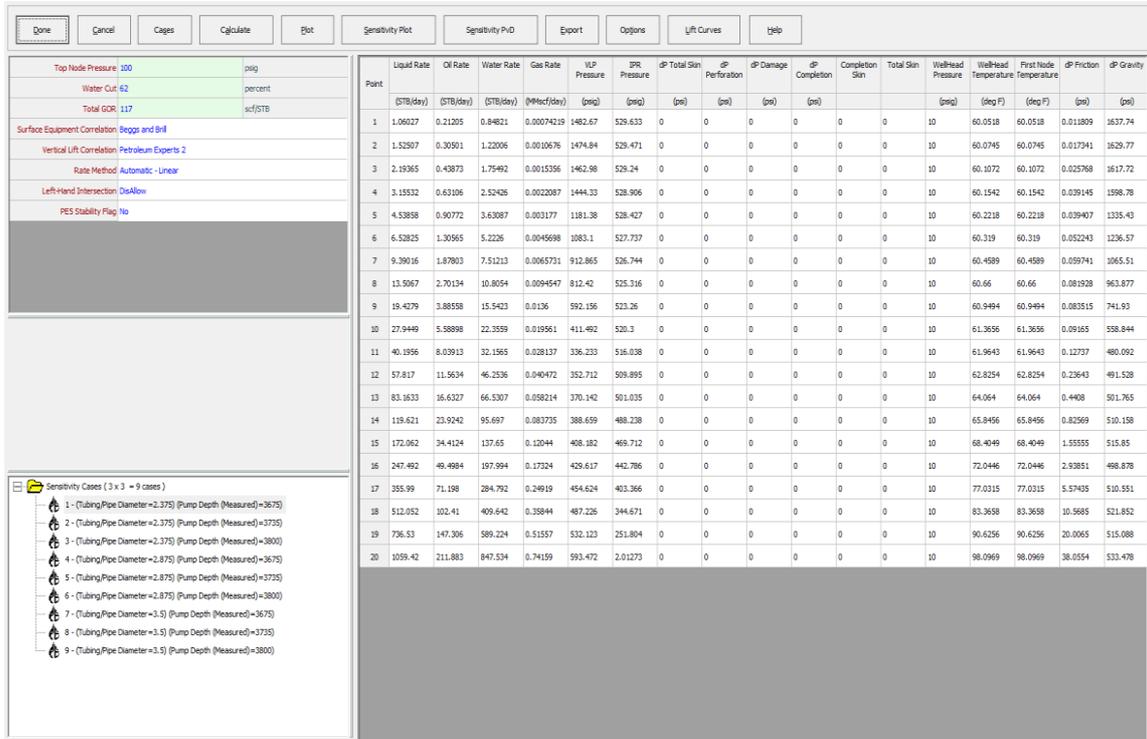


**Figura 20.** Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 032.

En la Figura 20, se detallan los requisitos de diseño de fondo y superficie necesaria para un equipo PCP del pozo Pacoa 032. Dónde se escogió una bomba con un diámetro de 3,5 in, colocada a una profundidad de 3.735 ft. Esta bomba puede producir entre 120 y 600 barriles de fluido por día y es capaz de funcionar con una columna máxima de fluido de 2.125 ft. También, se ha seleccionado un motor que trabaja a 2.000 voltios y tiene una potencia de 120 caballos de fuerza, operando a 2.130 voltios y 32 amperios, manteniendo el 80% de su capacidad de diseño y con una eficiencia de la bomba del 77%.

Además, se ha optado por un cable de cobre calibre #4 debido a su disponibilidad en el catálogo del simulador. Este cable puede transmitir 0,53 voltios por cada 1.000 ft y tiene una capacidad de 70 amperios. La velocidad de la bomba se ha establecido en 300 revoluciones por minuto (rpm) para permitir que la bomba trabaje con un flujo mayor y con una capacidad de elevación de la columna de fluido superior, cumpliendo con los requisitos de eficiencia y prolongando la vida útil del equipo de fondo.

## ❖ Criterios para el análisis de sensibilidad e índice de productividad



**Figura 21.** Análisis de sensibilidad para las curvas de IPR y VLP del pozo Pacoa 032.

Se implementó un análisis de sensibilidad en el pozo Pacoa 032 para examinar cómo varios parámetros operativos podrían influir en su desempeño. El propósito era descubrir la configuración ideal que maximizará la producción. En este caso, se evaluaron la profundidad de asentamiento de la bomba en el pozo de 3.675 ft, 3.735 ft y 3.800 ft, el diámetro de la tubería de producción de 2 3/8in, 2 7/8in, 3 1/2 in y la velocidad de rotación de la bomba 75 rpm, 100 rpm, 150 rpm, 225 rpm y 300 rpm como se puede observar en la Figura 21.

Este tipo de análisis se realizó porque permite identificar los parámetros óptimos para maximizar la producción y reducir los costos. Al evaluar aspectos como la profundidad de asentamiento de la bomba, el tamaño de la tubería y la velocidad de la bomba, que optimizarán la eficiencia y prolongarán la vida útil del pozo, adaptándose a las condiciones cambiantes del yacimiento y de diagrama mecánico.

### 3.5.4 Diseño del pozo Pacoa 037

Se utilizó el método de elevación artificial, de la misma forma que en los pozos anteriores y la simulación inició el 2 de noviembre de 2023.

#### ❖ Generación del modelo PVT

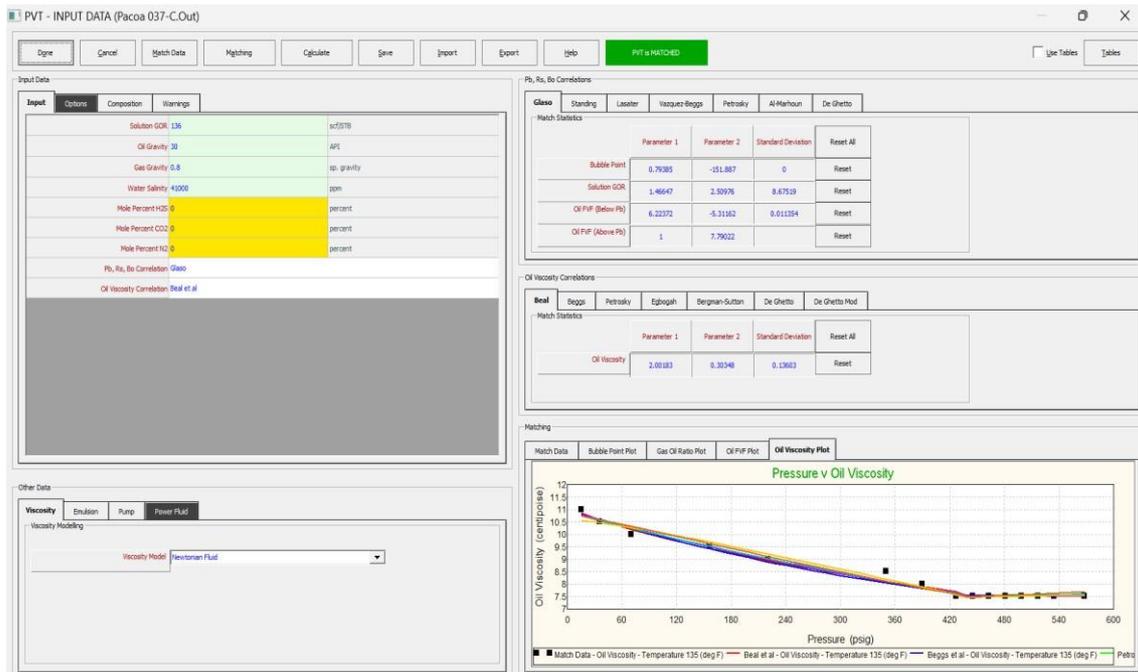
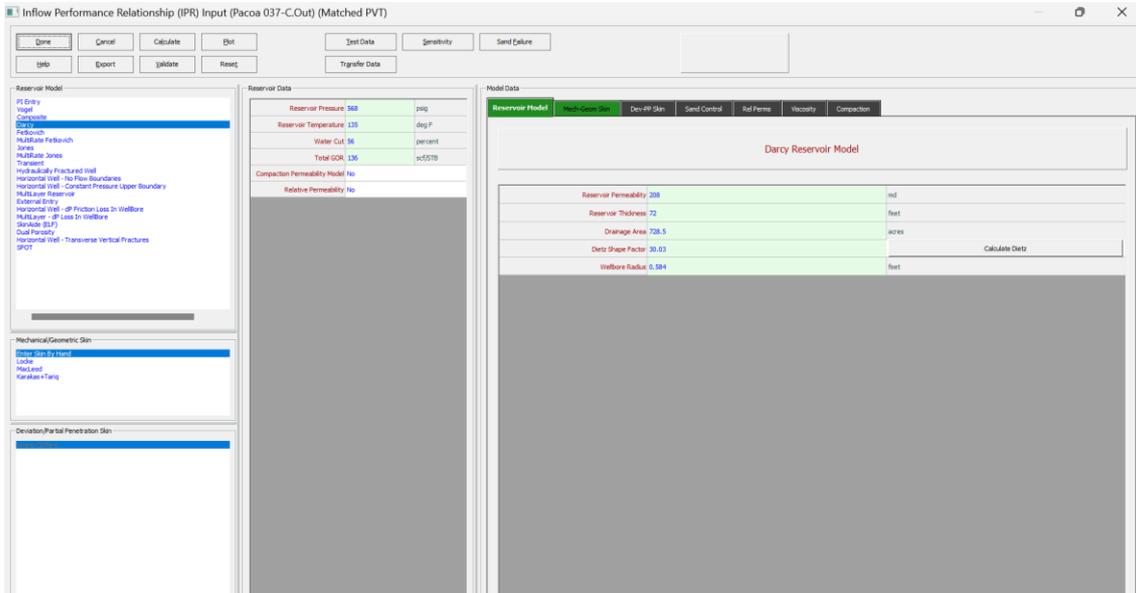


Figura 22. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 037.

En la Figura 22, se muestra la introducción de parámetros del reservorio como el GOR de 110 scf/STB, la densidad del petróleo de 30 grados API, la densidad relativa del gas de 0,8 y una salinidad de 41.000 ppm. Además, se optó por utilizar las correlaciones de Glaso y Beal, que son métodos comúnmente aplicados en la industria petrolera para estimar propiedades y comportamientos del crudo, particularmente en relación con su producción y flujo desde el yacimiento.

También, se muestra un recuadro en verde con la indicación "PVT is MATCHED", lo que señala que se logró exitosamente estimar la viscosidad del petróleo, el factor volumétrico del petróleo, la relación gas-petróleo y los puntos de burbuja a una presión de 427 Psi.

## ❖ Índice de productividad



**Figura 23.** Ajustes del índice de productividad del pozo Pacoa 037.

Para analizar la producción del pozo Pacoa 037, se aplicó el modelo de flujo de fluidos "Darcy" junto con criterios mecánicos y geomecánicos utilizando el método "Enter Skin By Hand". Por lo cual, se utilizaron datos como la presión del yacimiento de 568 Psi, temperatura de 135 °F, corte de agua de 56%, relación gas-petróleo (GOR) de 136 scf/STB, detallados en la Figura 23. Además, se consideró la permeabilidad de 208 mD, el espesor de la aren de 72 ft en los niveles D y C del campo Pacoa, el área de drenaje promedio de 728,5 acres, un factor de corrección Dietz de 30,03, sin daño en la formación y el diámetro del pozo de 7 in. Según los cálculos realizados, se estima una producción de 500 bfpd.

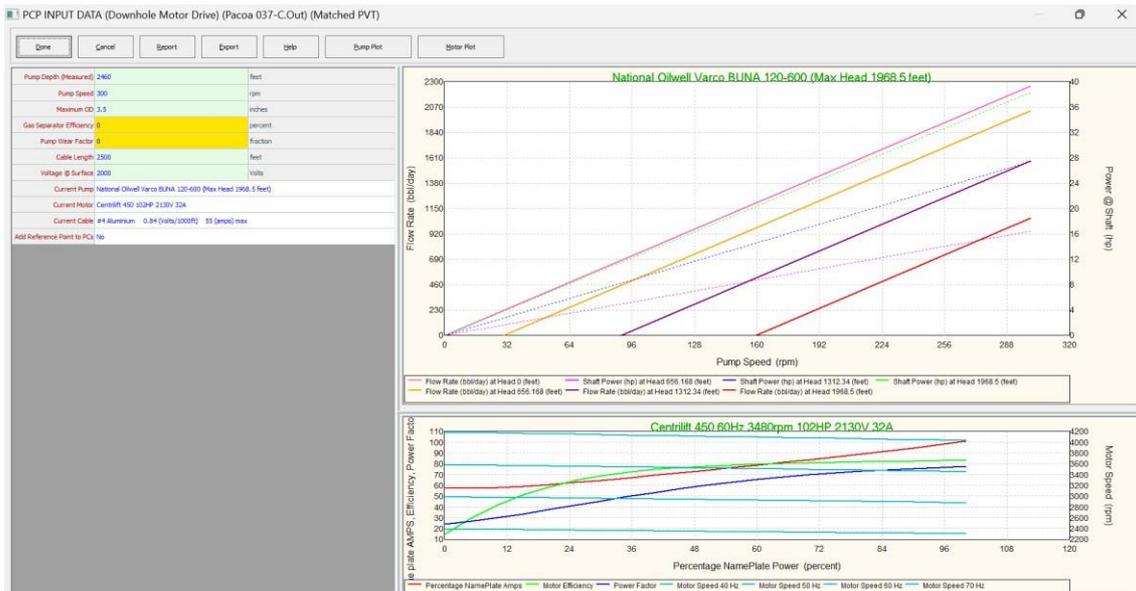
## ❖ Esquema del pozo

Equipment Summary												
Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Lines Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	2531.9	2531.9	2531.9	3.38	0.0005	3.50	0.0005	10.75	0.0005
3	Casing		1	3450.0	3450.0	918.1					7.00	0.0005

**Figura 24.** Valores del esquema mecánico del pozo Pacoa 037.

En la Figura 24 se detallan los componentes utilizados en el esquema del pozo Pacoa 037 que consiste en un casing de 10 3/4 in, un segundo casing de producción de 7 in y una tubería de producción de 2 3/8 in a una profundidad de 2.532 ft, y el pozo se extiende hasta una profundidad vertical de 3.450 ft.

## ❖ Selección del equipo PCP



**Figura 25.** Diseño y eficiencia del equipo PCP del pozo Pacoa 032.

En la Figura 25 se detallan las especificaciones de diseño para fondo y superficie requerida para un equipo PCP en el pozo Pacoa 032. Se optó por una bomba de 3,5 in de diámetro colocada a 2.460 ft de profundidad. Esta bomba puede producir entre 120 y 600 barriles por día y tiene la capacidad de funcionar con una columna máxima de fluido de 2.125 ft. Asimismo, se seleccionó un motor que opera a 2.000 voltios y 120 caballos de fuerza que opera a 2.130 voltios y 32 amperios, manteniendo el 71% de su capacidad de diseño, con una eficiencia de la bomba del 59%.

Además, se eligió un cable de cobre calibre #4 debido a su disponibilidad en el catálogo del simulador. Este cable puede transmitir 0,53 voltios por cada 1.000 ft y tiene una capacidad de 70 amperios. La velocidad de la bomba se estableció en 300 revoluciones por minuto (rpm) para garantizar un mayor flujo y capacidad de elevación de la columna de fluido, cumpliendo con los estándares de eficiencia y prolongando la vida útil del equipo en el fondo del pozo.

## ❖ Criterios para el análisis de sensibilidad e índice de productividad

Point	Liquid Rate (STB/Day)	Oil Rate (STB/Day)	Water Rate (STB/Day)	Gas Rate (MMscf/Day)	I/P Pressure (psig)	O/P Pressure (psig)	dP Total Skin (psi)	dP Perforation (psi)	dP Damage (psi)	dP Completion (psi)	Completion Skin	Total Skin	Wellhead Pressure (psig)	Wellhead Temperature (deg F)	First Node Temperature (deg F)	dP Friction (psi)	dP Gravity (psi)
1	0.47555	0.20924	0.26631	0.00041848	162.86	97.653	0	0	0	0	0	0	25	60.0261	60.0261	0.0023003	1517.52
2	25.4594	11.2021	14.2572	0.022404	127.937	549.286	0	0	0	0	0	0	25	61.3976	61.3976	0.21775	554.025
3	50.4432	22.195	28.2482	0.04439	145.479	530.667	0	0	0	0	0	0	25	62.7691	62.7691	0.46766	544.020
4	75.427	33.1879	42.2391	0.066376	154.671	511.773	0	0	0	0	0	0	25	64.1405	64.1405	0.88307	526.278
5	100.411	44.1807	56.23	0.088361	161.639	492.574	0	0	0	0	0	0	25	65.5116	65.5116	1.46372	506.64
6	125.395	55.1736	70.221	0.11035	167.905	473.036	0	0	0	0	0	0	25	66.8804	66.8804	2.05867	486.639
7	150.378	66.1665	84.2119	0.13233	174.078	453.116	0	0	0	0	0	0	25	68.2423	68.2423	2.71307	466.747
8	175.362	77.1594	98.2028	0.15432	180.173	432.765	0	0	0	0	0	0	25	69.591	69.591	3.41893	446.952
9	200.346	88.1523	112.194	0.1763	185.91	411.918	0	0	0	0	0	0	25	70.9198	70.9198	4.17804	426.964
10	225.33	99.1451	126.185	0.19829	191.748	390.494	0	0	0	0	0	0	25	72.2229	72.2229	4.97523	407.282
11	250.314	110.138	140.176	0.22028	197.278	368.389	0	0	0	0	0	0	25	73.4959	73.4959	5.8209	371.188
12	275.297	121.131	154.167	0.24226	202.725	345.46	0	0	0	0	0	0	25	74.7558	74.7558	6.70682	328.666
13	300.281	132.124	168.158	0.26425	207.964	321.509	0	0	0	0	0	0	25	75.941	75.941	7.63511	296.108
14	325.265	143.117	182.148	0.28623	212.8	296.239	0	0	0	0	0	0	25	77.1106	77.1106	8.6111	262.091
15	350.249	154.109	196.139	0.30822	217.378	269.177	0	0	0	0	0	0	25	78.2444	78.2444	9.63451	264.94
16	375.233	165.102	210.13	0.3302	221.853	239.474	0	0	0	0	0	0	25	79.3429	79.3429	10.7003	257.739
17	400.216	176.095	224.121	0.35219	226.259	205.268	0	0	0	0	0	0	25	80.4066	80.4066	11.808	248.118
18	425.2	187.088	238.112	0.37418	230.653	160.131	0	0	0	0	0	0	25	81.4366	81.4366	12.9596	221.461
19	450.184	198.081	252.103	0.39616	234.984	82.7334	0	0	0	0	0	0	25	82.4337	82.4337	14.1727	214.339
20	475.168	209.074	266.094	0.41815	239.261	1.65375	0	0	0	0	0	0	25	83.3992	83.3992	15.3906	215.488

Figura 26. Selección del método de cavidades progresivas para el pozo Pacoa 037.

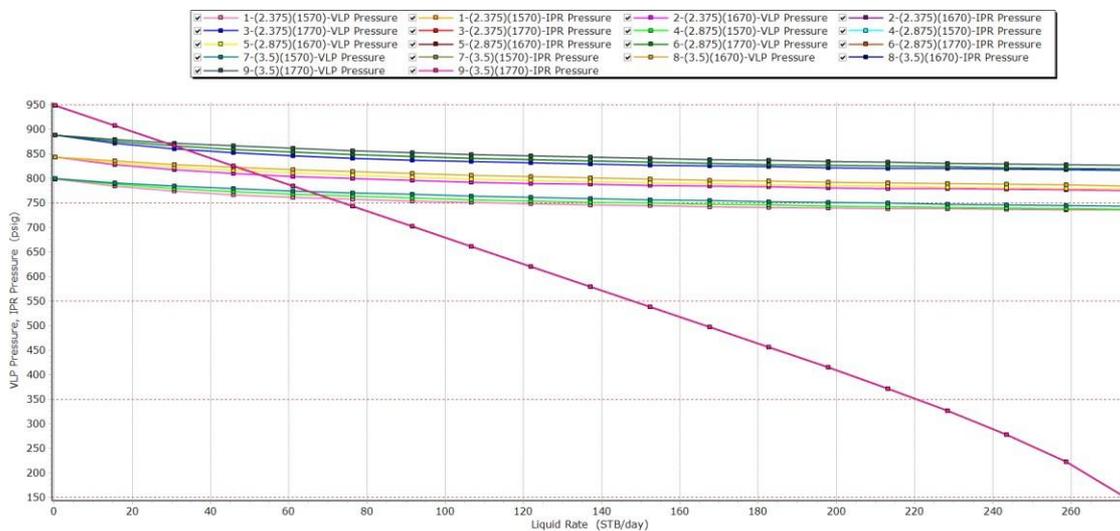
El análisis de sensibilidad del pozo Pacoa 037 consistió en examinar cómo diversos parámetros de funcionamiento podían afectar su desempeño. Dónde, se evaluaron la profundidad a la que se colocaba la bomba en el pozo en 1.650 ft, 1.750 ft y 1.800 ft, el diámetro de la tubería de producción 2 3/8in, 2 7/8in y 3 1/2 in, y la velocidad de rotación de la bomba de 75 rpm, 100 rpm, 150 rpm, 225 rpm y 300 rpm.

De este modo, el análisis permite identificar los parámetros ideales para maximizar la producción y reducir los costos. Al evaluar aspectos como la profundidad de colocación, el tamaño de la tubería y la velocidad de la bomba, se pudieron tomar decisiones para optimizar la eficiencia, prolongar la vida útil del pozo y adaptarse a las cambiantes condiciones del yacimiento y configuración mecánica del pozo Pacoa 037.

# CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## 4.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

### 4.1.1 Pacoa 004.

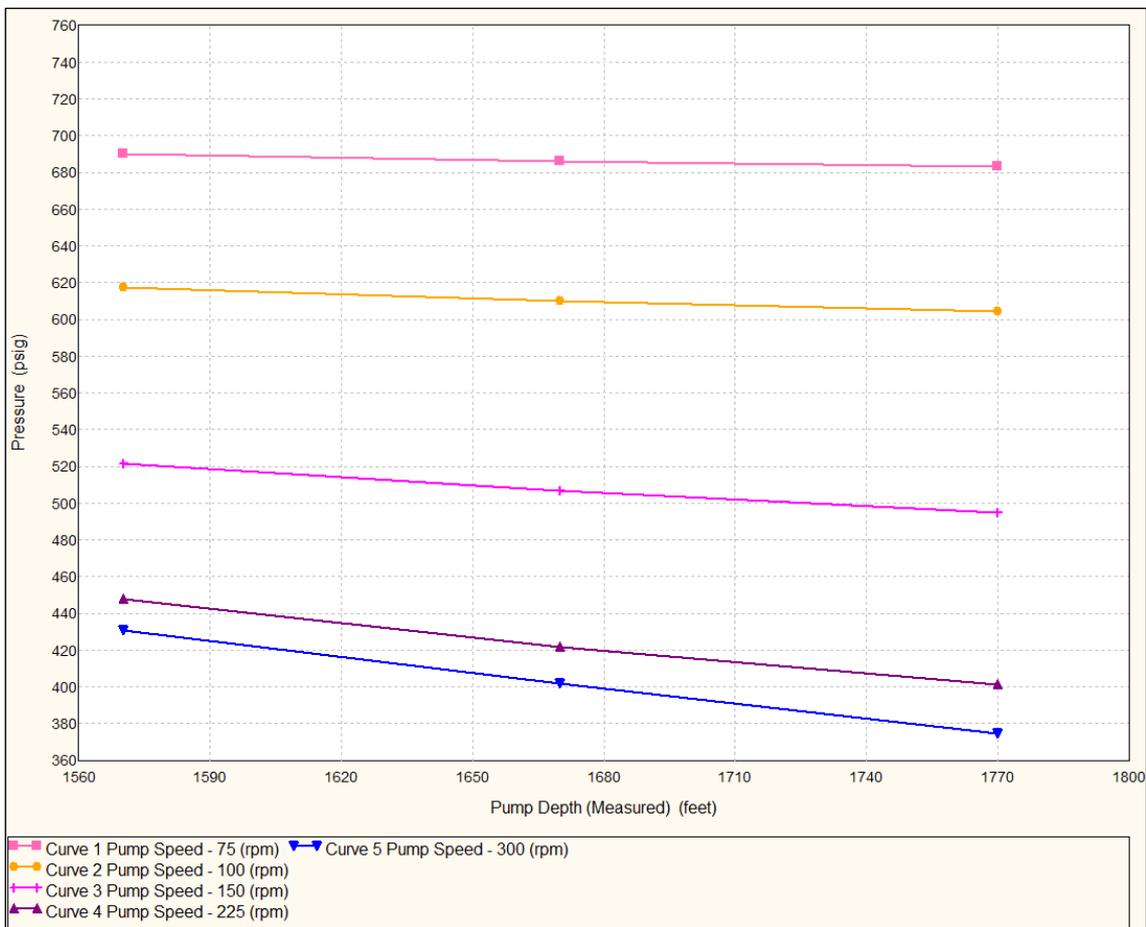


**Figura 27.** IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo Pacoa 004.

En la Figura 27 observamos el comportamiento de la curva IPR, la cual parte de 950 psi a un caudal del 0 bfpd, y finaliza en 0 psi a un caudal de 275 bfpd. También apreciamos que al utilizar una tubería de producción de 2.875 in de diámetro y una bomba asentada a una profundidad de 1.670 ft, se obtiene un caudal óptimo de 46 bfpd. Al seleccionar el caudal de 46 bfpd, es decir cuando las curvas IPR y VLP se interceptan, significa que la producción del pozo es igual a la capacidad del sistema de levantamiento artificial en ese punto específico. En este caso, el pozo está operando de manera eficiente y sin restricciones.

De la misma manera al seleccionar una tubería de producción de 3,5 in de diámetro y al asentar la bomba a una profundidad de 1.770 ft, el caudal óptimo de producción es de 30 bfpd. Mientras que al seleccionar una tubería de producción de 2.375 in de diámetro y una profundidad de asentamiento de 1.570 ft, se obtiene un caudal de producción de 70 bfpd.

La curva IPR y VLP son herramientas esenciales en la industria del petróleo y el gas para evaluar y optimizar la producción de pozos, ya sea en términos de la capacidad de producción del yacimiento o el rendimiento del sistema de levantamiento artificial. Estas curvas ayudan a los operadores a tomar decisiones informadas para maximizar la eficiencia y la rentabilidad de los pozos de petróleo o gas.



**Figura 28.** Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 004

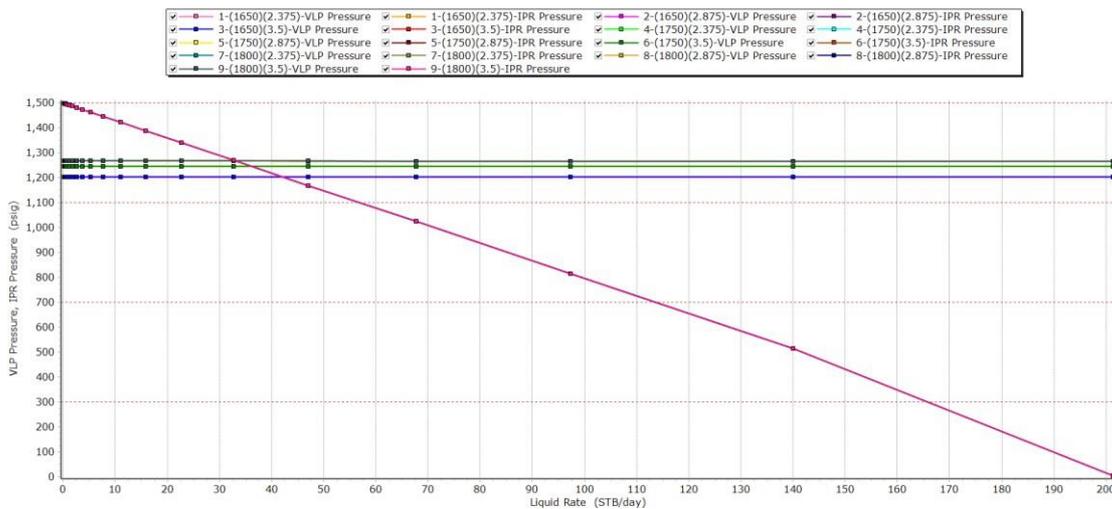
En la figura 28 se observa que mientras mayor sea la presión en el pozo, menores serán la velocidad de revolución y la profundidad de asentamiento de la bomba. Para optimizar la producción con una bomba de velocidad de 300 rpm, si la presión en el pozo es de 430

psi, se deberá asentar la bomba a 1.570 ft de profundidad, mientras que, si la presión del pozo es de 370 psi, la profundidad óptima de asentamiento de la bomba es de 1.770 ft.

Por otro lado, utilizando una velocidad de la bomba de 75 rpm, si la presión del pozo es de 520 psi, la bomba debe asentarse a una profundidad de 1.570 ft. Mientras que, si la presión del pozo es de 495 psi, la bomba deberá ser asentada a una profundidad de 1.770 ft.

La curva de sensibilidad integra estas tres variables; profundidad de asentamiento, presión y velocidad de revolución de la bomba, para encontrar el equilibrio adecuado entre ellas. Esto es crucial para maximizar la producción de petróleo o gas del pozo de manera eficiente y prolongar la vida útil de los equipos.

#### 4.1.2 Pacoa 021.



**Figura 29.** IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo Pacoa 021.

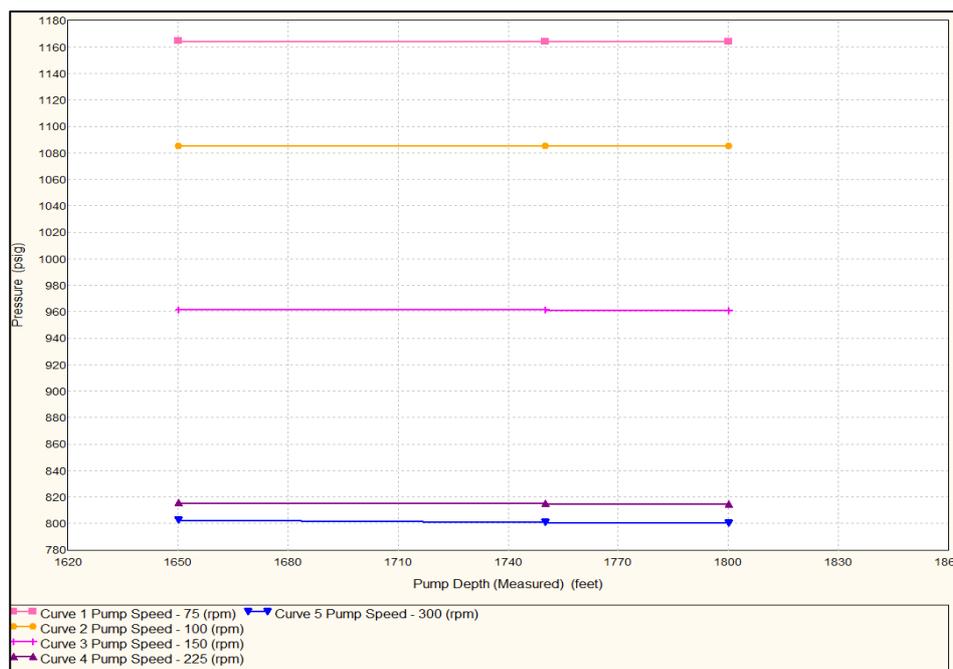
En la Figura 29, se puede observar el comportamiento de la curva IPR. Esta curva comienza en 1500 psi con un caudal de 0 bfpd y finaliza en 0 psi con un caudal de 200 bfpd. También se puede notar que al emplear una tubería de producción de 2.375 pulgadas de diámetro y ubicar la bomba a una profundidad de 1.750 pies, se logra un caudal óptimo de 35 bfpd. La elección de este caudal específico, donde las curvas IPR y VLP se cruzan,

indica que la producción del pozo coincide con la capacidad del sistema de levantamiento artificial en ese punto. En este escenario, el pozo opera eficientemente y sin restricciones.

Del mismo modo, al optar por una tubería de producción de 3,5 pulgadas de diámetro y situar la bomba a una profundidad de 1.650 pies, se alcanza un caudal óptimo de producción de 44 bfpd. Contrariamente, al elegir una tubería de producción de 2.375 pulgadas de diámetro y una profundidad de asentamiento de 1.800 pies, se obtiene un caudal de producción de 33 bfpd.

La presión de burbuja es fundamental en la interpretación de estas curvas, ya que proporciona información crucial para prevenir problemas operativos, mantener la estabilidad del sistema y maximizar la eficiencia de la producción de petróleo y gas.

La curva de IPR y VLP son instrumentos fundamentales en la industria del petróleo y el gas para analizar y mejorar la producción de pozos, ya sea en relación con la capacidad de producción del yacimiento o el desempeño del sistema de levantamiento artificial. Estas curvas asisten a los operadores en la toma de decisiones fundamentadas para optimizar la eficacia y la rentabilidad de los pozos de petróleo o gas.

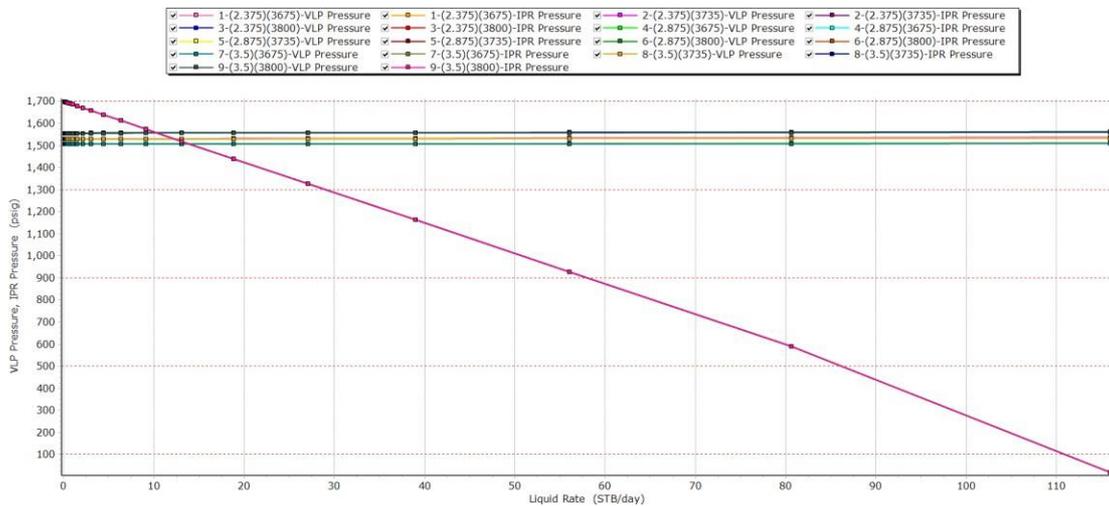


**Figura 30.** Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 021

En la figura 30, se evidencia que a medida que la presión en el pozo aumenta, la velocidad de revolución y la profundidad de asentamiento de la bomba disminuyen. Si la presión del reservorio oscila los 800 Psi la velocidad de operación de la bomba debe ser 300 rpm, si la presión es de 815 la velocidad de rotación debe ser 225 rpm, para una presión de 964 Psi la velocidad de rotación se debe disminuir a 150 rpm, en el caso de que la presión sea 1086 Psi la velocidad de rotación debe ser 100 rpm, finalmente cuando se tenga una presión de 1165 Psi la bomba puede operar a 75 rpm.

Todas estas predicciones permiten conocer las velocidades de rotación óptima de la bomba para el rango de profundidades de asentamiento de la bomba de 1650 ft a 1800ft. De este modo, la curva de sensibilidades del asentamiento y velocidades de la bomba es esencial para tomar decisiones informadas que optimicen la producción, mejoren la eficiencia operativa y contribuyan a la rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo de los pozos de petróleo y gas.

### 4.1.3 Pacoa 032.



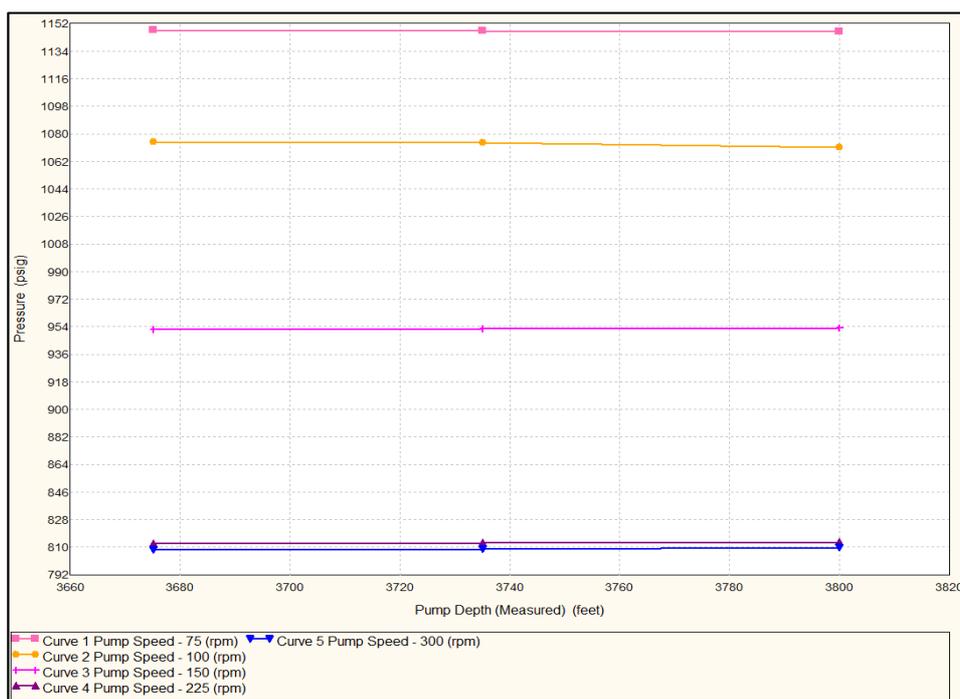
**Figura 31.** IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo 032.

En la Figura 31, se muestra el comportamiento de la curva IPR. Esta curva inicia en 1.700 psi con un caudal de 0 bfpd y culmina en 0 psi con un caudal de 110 bfpd. Asimismo, al utilizar una tubería de producción de 2,375 pulgadas de diámetro y colocar la bomba a

una profundidad de 3.735 pies, se obtiene un caudal óptimo de 11 bfpd. Bajo estas condiciones, el pozo funciona de manera eficiente y sin limitaciones.

De manera similar, al seleccionar una tubería de producción de 2,875 pulgadas de diámetro y ubicar la bomba a una profundidad de 3.800 pies, se logra un caudal óptimo de producción de 13 bfpd. En cambio, al decidir por una tubería de producción de 3,5 pulgadas de diámetro y una profundidad de asentamiento de 3.675 pies, se obtiene un caudal de producción de 15 bfpd.

La construcción de la curva IPR vs. VLP es esencial para optimizar la producción de petróleo y gas, tomar decisiones operativas, prevenir problemas operativos y adaptarse eficientemente a las cambiantes condiciones del yacimiento.



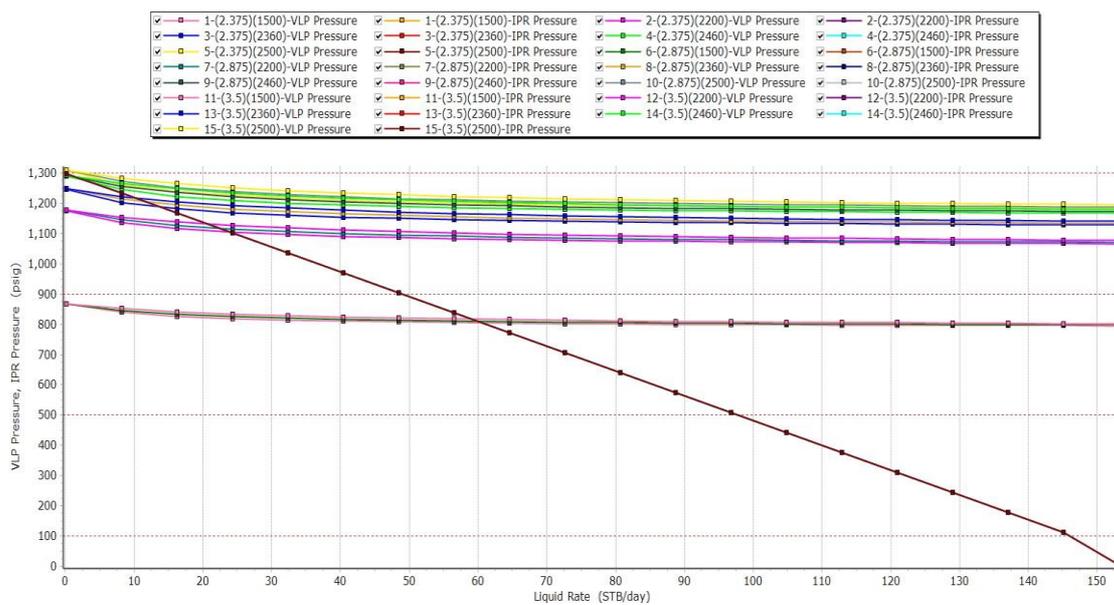
**Figura 32.** Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 032.

En la figura 32, se puede observar que a medida que la presión en el pozo aumenta, la velocidad de revolución y la profundidad de asentamiento de la bomba disminuyen. Si la presión del reservorio oscila los 806 Psi la velocidad de operación de la bomba debe ser 300 rpm, si la presión es de 813 la velocidad de rotación debe ser 225 rpm, para una presión de 951 Psi la velocidad de rotación se debe disminuir a 150 rpm, en el caso de

que la presión sea 1075 Psi la velocidad de rotación debe ser 100 rpm, finalmente cuando se tenga una presión de 1148 Psi la bomba puede operar a 75 rpm.

Estas proyecciones proporcionan información crucial sobre las velocidades de rotación ideales de la bomba en el rango de profundidades de asentamiento de 3675 ft a 3800 ft. En consecuencia, la curva de sensibilidades entre el asentamiento y las velocidades de la bomba se vuelve fundamental para la toma de decisiones informadas. Esto no solo optimiza la producción, sino que también mejora la eficiencia operativa, contribuyendo así a la rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo del pozo.

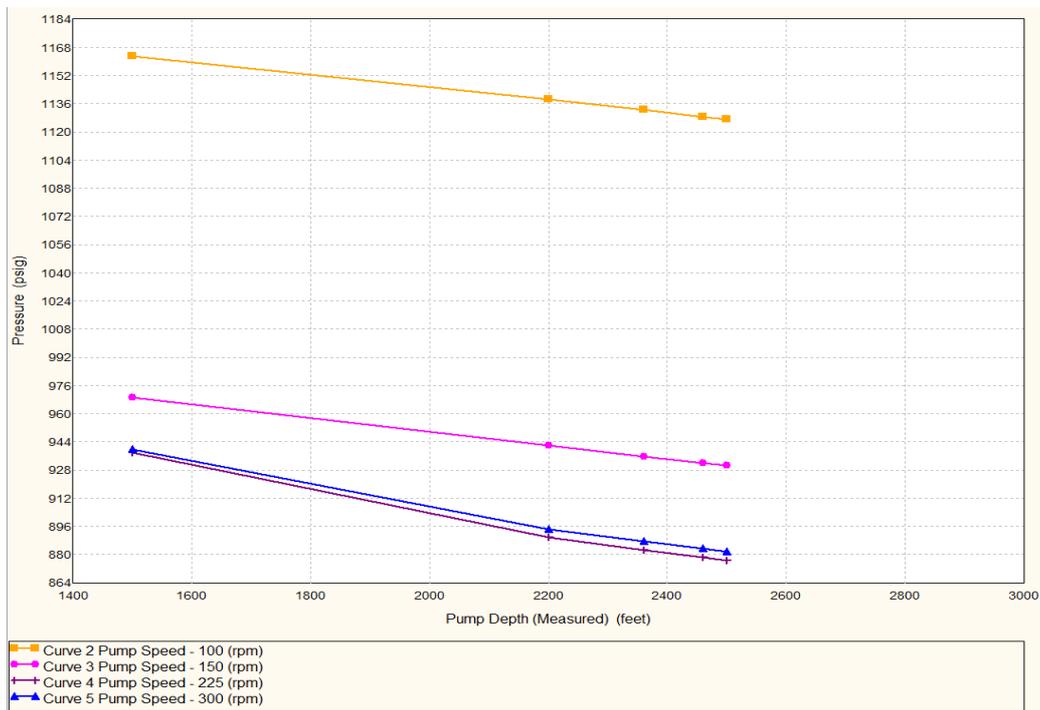
#### 4.1.4 Pacoa 037.



**Figura 33.** IP del asentamiento de la bomba y diámetros de la tubería de producción del pozo Pacoa 037

En la Figura 33, se ilustra el comportamiento de la curva IPR, que se inicia en 1.300 psi con un caudal de 0 bfpd y concluye en 0 psi con un caudal de 150 bfpd. Al emplear una tubería de producción con un diámetro de 2.375 pulgadas y situar la bomba a una profundidad de 2.460 pies, se logra un caudal óptimo de 5 bfpd. Bajo estas condiciones, el pozo opera las condiciones normales.

En contraste, al optar por una tubería de producción de 3,5 pulgadas de diámetro y una profundidad de asentamiento de 2.360 pies, se alcanza un caudal de producción de 60 bfpd. Además, al optar por una tubería de producción de 2,875 pulgadas de diámetro y una profundidad de asentamiento de 2.460 pies, se alcanza un caudal de producción de 25 bfpd; de este modo, al entender la relación entre la IPR y VLP, se puede decir que el sistema de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas es el método más efectivo para este pozo.



**Figura 34.** Sensibilidad del asentamiento de la bomba y velocidades del pozo Pacoa 037.

En la figura 34, se puede observar que a medida que la presión en el pozo aumenta, la velocidad de revolución y la profundidad de asentamiento de la bomba disminuyen. Si la presión del reservorio oscila los 888 Psi la velocidad de operación de la bomba debe ser 300 rpm, si la presión es de 895 Psi la velocidad de rotación debe ser 225 rpm, para una presión de 942 Psi la velocidad de rotación se debe disminuir a 150 rpm, en el caso de que la presión sea 1138 Psi la velocidad de rotación debe ser 100 rpm, en el caso de este pozo no es aplicable las velocidades de rotación para 75 rpm.

Estas estimaciones ofrecen datos esenciales sobre las velocidades de rotación óptimas de la bomba en el intervalo de profundidades de 1500 ft a 2500 ft. Por lo tanto, la

comprensión de la relación entre el asentamiento y las velocidades de la bomba resulta crucial para tomar decisiones informadas. Esto no solo maximiza la producción, sino que también aumenta la eficiencia operativa, lo que a su vez contribuye a la rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo del pozo.

## **4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO**

El análisis económico de este proyecto se realiza con el propósito de evaluar la viabilidad financiera y económica del mismo. Tiene como objetivo principal determinar si el proyecto generará beneficios económicos que justifiquen la inversión realizada.

La valoración de este proyecto se realizará mediante el empleo de los indicadores económicos conocidos como Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

### **4.2.1 Aspectos económicos.**

Para realizar la evaluación económica del presente proyecto se considera lo siguiente:

- Periodo de evaluación de 10 años (del 2023 al 2033).
- Tasa de interés activa máxima anual de 8,31% y una tasa de descuento de 0,09%.
- Se consideran 3 escenarios:
  1. Escenario actual; se considera el precio actual del barril de petróleo, de 79,77 USD (Figura 35).
  2. Escenario optimista; se considera un precio del barril de petróleo de 100 USD.
  3. Escenario pesimista; se toma un valor inferior al precio actual del barril de petróleo, para este caso se tomó 20 USD.

### Precios del petróleo hoy:

#### Precio del petróleo Brent sube a 79,77 dólares

★Última actualización: 17 November 2023 a las 17:12:57 horas.

#### **Precio del petróleo Brent hoy, viernes, 17.11.2023:**

A las 16:53 horas (HCE) el petróleo BRENT (entrega enero 2024) ha operado a 79,77 dólares el barril, subiendo unos +2,35 USD (+3,04%) frente a los 77,42 USD en el cierre del jueves, en Europa.



17.11.2023 Evolución BRENT en 2023 = -6,73%, en 2022 = +10,64%, en 2021 = +46,62%.

[clic para leer el informe diario del precio petróleo Brent de hoy](#)

**Figura 35.** Precio actual del petróleo (PrecioPetroleo.net, 2023)

## **4.2.2 Costos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX).**

CAPEX se refiere a los gastos de capital, que son inversiones a largo plazo en activos que generarán beneficios a lo largo del tiempo, mientras que OPEX se refiere a los gastos operativos, que son los costos necesarios para mantener las operaciones diarias de la empresa. Ambos son componentes importantes en la gestión financiera y contable de una organización.

Para la elaboración de la Tabla 3 donde se detalla el CAPEX y OPEX para la implementación del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), se realizó una revisión de los trabajos: “Economical and Performance Evaluation Between Sucker Rod Pumps and Progressive Cavity Units for Heavy Oil Production in Some Syrian Fields” (Ibrahim, 2023), y “Prospects and Evaluation of Progressive Cavity Pump for Niger Delta Field Application” (Udechukwu, Ekwueme, Ubanozie, & Okoro, 2019), donde se detalla el CAPEX y OPEX para la implementación del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP).

**Tabla 3.** CAPEX Y OPEX para la implementación del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) (Elaboración propia, 2023).

CAPEX Y OPEX	Precio individual (\$)
Equipos PCP	40.000
Instalación PCP	11.375
Suministro de energía en 10 años	139.050
Work-over	352.500
Mantenimiento	6140
Tratamiento de agua	350.000
<b>Inversión total por pozo (\$)</b>	<b>899.065</b>

### 4.2.3 Evaluación financiera.

Para evaluar la viabilidad del proyecto de la aplicación del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas No Convencional en el Campo Pacoa- Bloque I, se utiliza el VAN y TIR.

#### ✓ Valor actual (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN), que refleja la disparidad entre los ingresos y gastos actuales de un proyecto, se calcula al descontar estos flujos netos mediante una tasa de interés conocida como tasa de expectativa, alternativa u oportunidad. El VAN sirve como indicador de la rentabilidad mínima requerida para el proyecto, asegurando la recuperación de la inversión, la cobertura de costos y la obtención de beneficios. En el caso de que el VAN sea igual o superior a cero, se aprueba la propuesta; de lo contrario, se rechaza (Ordoñez, Vite, & Barrezueta, 2019).

$$VAN = \frac{FNC_1}{(1 + K)^1} + \frac{FNC_2}{(1 + K)^2} + \dots n. -I > 0 \quad (12)$$

Dónde:

- *FNC*: Ingresos generados por año.
- *K*: Tasa de descuento.
- *I*: Inversión inicial.

### ✓ Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) constituye otro parámetro financiero que se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos y egresos de un proyecto. La misma tasa de expectativa empleada en el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) se utiliza en este proceso. A diferencia del VAN, la TIR no está sujeta a las condiciones del mercado financiero. Si la TIR supera la tasa de expectativa, el proyecto resulta atractivo desde el punto de vista financiero, ya que sus ingresos no solo cubren los gastos, sino que generan beneficios adicionales por encima de la expectativa. Por otro lado, si la TIR es inferior a la tasa de expectativa, el proyecto carece de viabilidad, ya que existen opciones de inversión alternativas que podrían ofrecer resultados más favorables.

La distinción principal con respecto al VAN es que la TIR representa la tasa de crecimiento del capital; por lo tanto, cuanto más elevada sea, se obtienen mejores resultados, debido a que la TIR estará evaluando la rentabilidad del proyecto (Ordoñez, Vite, & Barrezueta, 2019).

$$TIR = \frac{FNC_1}{(1+K)^1} + \frac{FNC_2}{(1+K)^2} + \dots + n = 0 \quad (13)$$

#### 4.2.4 Escenario Actual

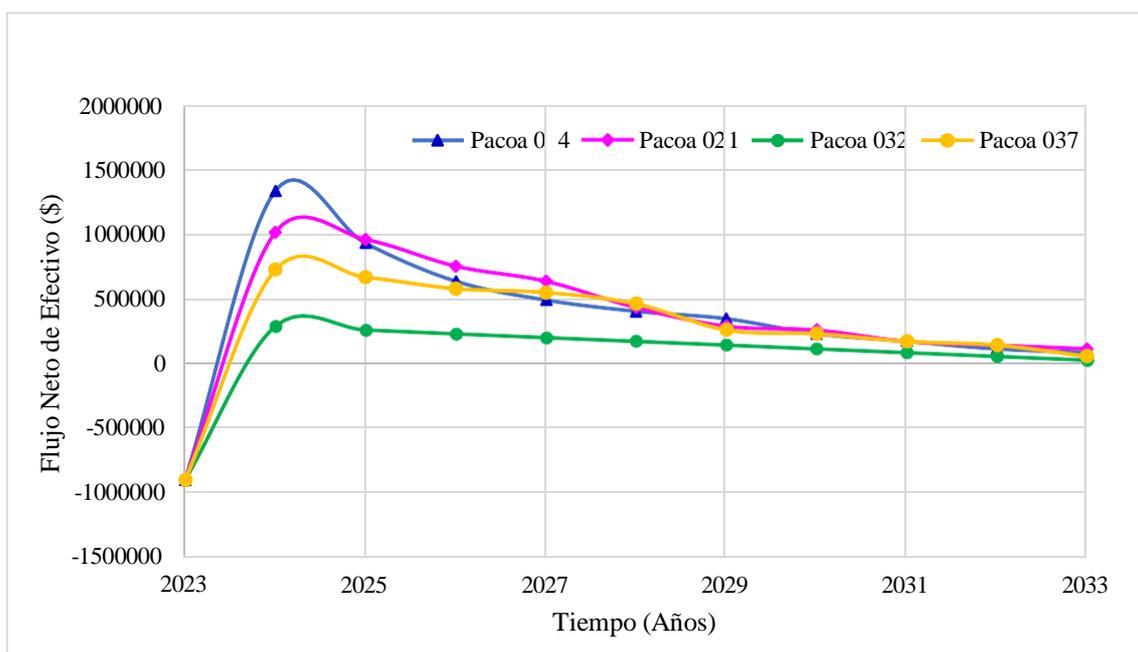
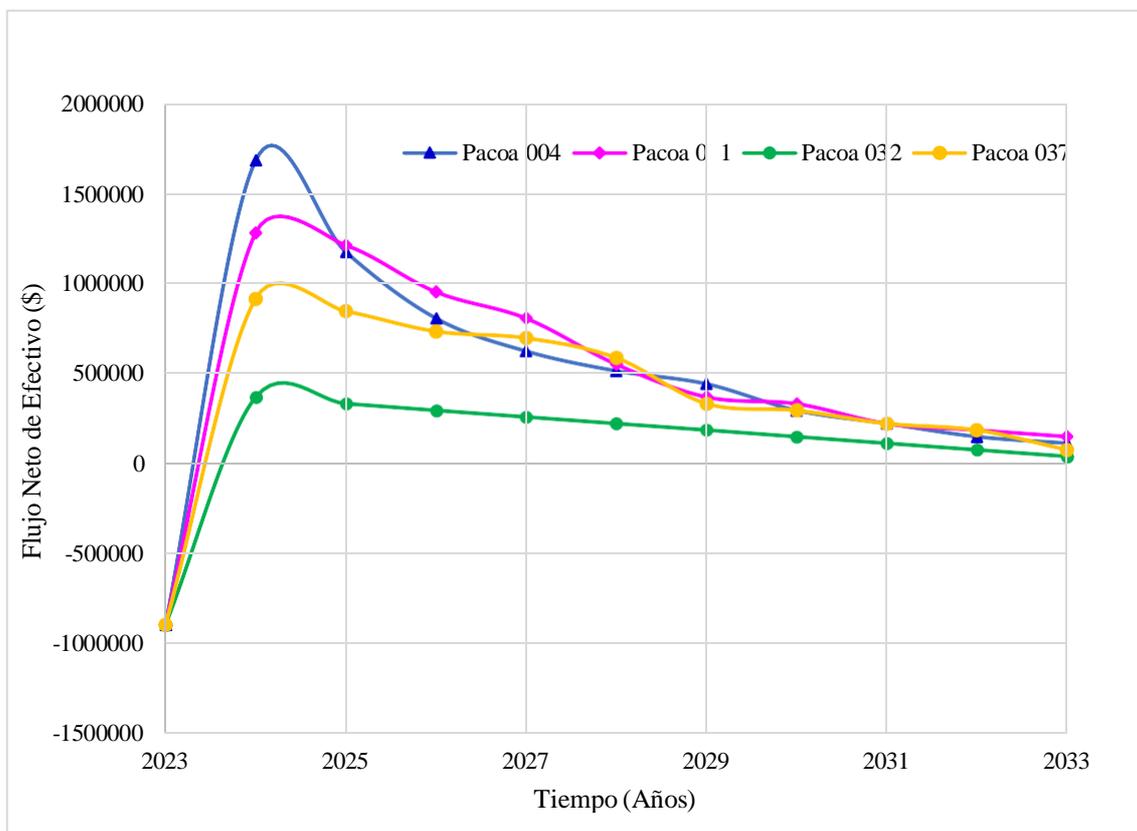


Figura 36. Flujo Neto de Efectivo vs Tiempo (Escenario actual).

La Figura 36 muestra que los pozos Pacoa 004, 021, 032, y 037 requieren una inversión inicial de \$899.065 cada uno. Esta inversión inicial, es recuperada hasta el año 2024 de producción del pozo Pacoa 004, de igual manera para el pozo Pacoa 021 se recupera en el primer año de producción, y para los pozos Pacoa 032 y Pacoa 037, esta inversión se recupera en el segundo año. Como resultado, el Valor Actual Neto es de \$2'734,664.32, \$2'683,850.57, \$258,381.98 y \$1'936,169.49 para los pozos Pacoa 004, 021, 032 y 037 respectivamente. Y la Tasa Interna de Retorno del 119%, 101%, 18% y 70% para los pozos Pacoa 004, 021, 032 y 037 respectivamente.

#### 4.2.5 Escenario optimista

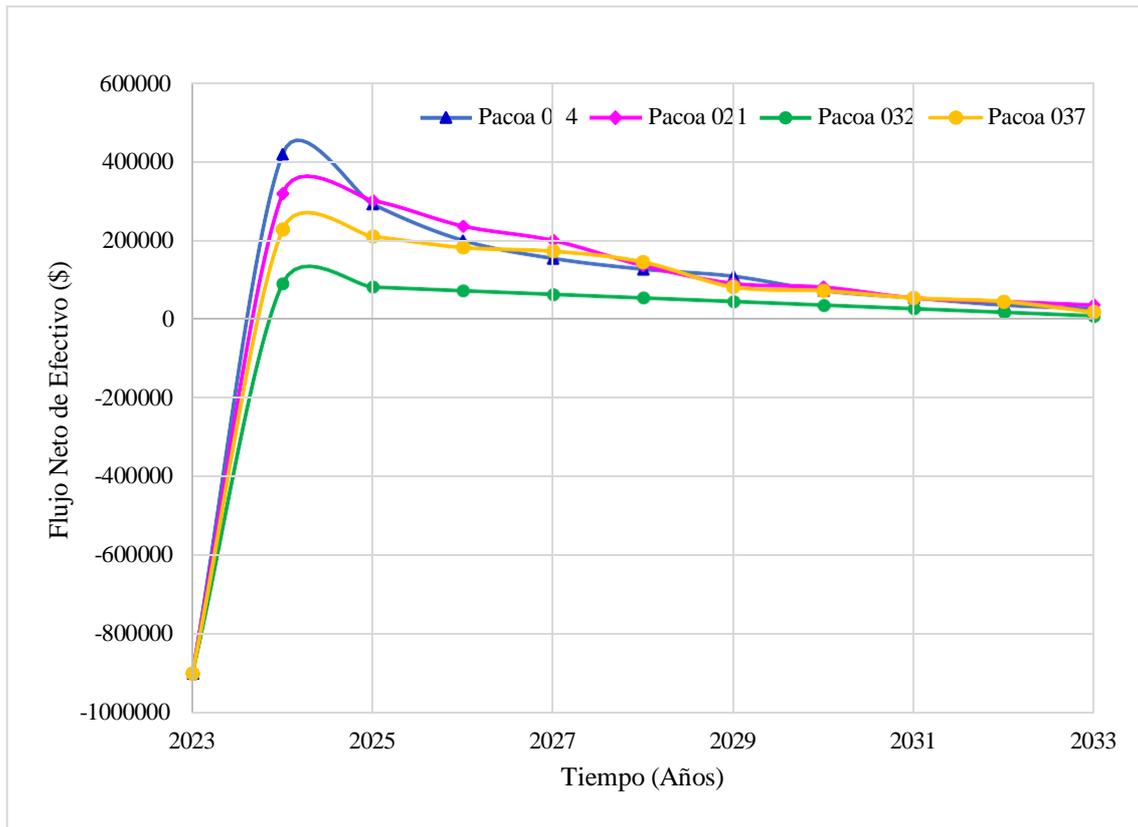


**Figura 37.** Flujo Neto de Efectivo vs Tiempo (Escenario optimista).

La Figura 37 muestra que los pozos Pacoa 004, 021, 032, y 037 requieren una inversión inicial de \$899.065 cada uno. Esta inversión inicial, es recuperada hasta el año 2024 de producción del pozo Pacoa 004, de igual manera para el pozo Pacoa 021 se recupera en el primer año de producción, y para los pozos Pacoa 032 y Pacoa 037, esta inversión se recupera en el segundo año. Como resultado, el Valor Actual Neto es de \$3'656,193.01,

\$3'592,492.70, \$551,915.29 y \$2'655,196.62 para los pozos Pacoa 004, 021, 032 y 037 respectivamente. Y la Tasa Interna de Retorno del 157%, 131%, 27% y 91% para los pozos Pacoa 004, 021, 032 y 037 respectivamente.

#### 4.2.6 Escenario pesimista



**Figura 38.** Flujo Neto de Efectivo vs Tiempo (Escenario pesimista).

La Figura 38 muestra que los pozos Pacoa 004, 021, 032, y 037 requieren una inversión inicial de \$899.065 cada uno. Esta inversión inicial, es recuperada hasta el año 2024 de producción del pozo Pacoa 004, de igual manera para el pozo Pacoa 021 se recupera en el primer año de producción, y para los pozos Pacoa 032 y Pacoa 037, esta inversión se recupera en el segundo año. Como resultado, el Valor Actual Neto es de \$239,749.50, \$223,824.42, -\$536,319.93 y -\$10,499.60 para los pozos Pacoa 004, 021, 032 y 037 respectivamente. Y la Tasa Interna de Retorno del 19%, 17%, -12% y 9% para los pozos Pacoa 004, 021, 032 y 037 respectivamente.

# CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1 CONCLUSIONES

- ✓ Con base al análisis de la situación actual del campo Pacoa se determinó que es un campo donde los pozos productores Pacoa 04, 21, 32 y 37 tienen bajo aporte de producción inferior a 10 bfpd; además, la profundidad del nivel de fluido del tubing para el pozo Pacoa 04 es de 1.510 ft, Pacoa 021 de 1.640, Pacoa 032 de 3.156 y el Pacoa 037 de 2.300 y las profundidades de asentamiento de los tubing de producción se encuentran a 100 ft adicionales a las profundidades de cada pozo lo cual indica que existe fluido en la columna del tubing que no se desplaza de manera eficiente.
- ✓ La identificación de las características principales del sistema de bombeo de cavidades progresivas con instalación insertable revela su versatilidad y adaptabilidad en diferentes condiciones de profundidad para los pozos de bajo aporte como el Pacoa 04, 21, 32 y 37, debido a la capacidad de inserción de la bomba de cavidades progresivas en estos pozos sin la necesidad de realizar modificaciones extensas en el esquema mecánico, ofreciendo una solución eficiente de aporte de producción y rentable para la extracción de petróleo.
- ✓ De acuerdo con la simulación de los pozos candidatos para la aplicación del bombeo de cavidades progresivas se identificó que la configuración óptima para el Pozo Pacoa 04 es con una tubería de producción de 2.375 pulgadas de diámetro y una profundidad de asentamiento de 1.570 pies, alcanzando un caudal máximo de 70 bfpd. De manera similar, los pozos Pacoa 021, 032 y 037 exhibieron condiciones específicas para una eficiencia máxima, con caudales óptimos de 44 bfpd, 15 bfpd y 60 bfpd, respectivamente. La relación inversa entre la presión en el pozo y la profundidad de asentamiento fue evidente, afectando directamente la eficiencia y en todos los casos se destaca la importancia de ajustar las velocidades de la bomba de manera precisa, según la presión del pozo, para maximizar la producción y garantizar la eficiencia operativa a largo plazo.

- ✓ Tras evaluar la viabilidad financiera de la implementación del sistema de bombeo de cavidades progresivas, se concluye que, en el escenario actual los pozos Pacoa 04 y 021 tuvieron valores positivos de VAN \$2'734,664.32 y \$2'683,850.57 y la TIR de 119% y 101% respectivamente, en el escenario optimista como todos los pozos en estudio generan ingresos debido al precio del petróleo de \$100 reafirmando el atractivo financiero pero con el escenario pesimista se determinó que los pozos Pacoa 04 y 021 tuvieron valores positivos de VAN \$239,749.50 y \$223,824.42 y la TIR superior a la tasa de descuento de 19% y 17% respectivamente; de este modo, se conoció la opción más factible para la inversión en el sistema de bombeo de cavidades progresivas.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Tras analizar la situación actual del campo Pacoa, se recomienda realizar un estudio detallado de los pozos productores para determinar estrategias que mejoren la eficiencia de producción, dado su bajo aporte actual. Se sugiere considerar intervenciones que optimicen el desplazamiento eficiente del reservorio hacia las fronteras del pozo, como la aplicación de tecnologías especializadas para mejorar la extracción de petróleo en estas condiciones.
- ✓ En cuanto a la identificación de las características del sistema de bombeo de cavidades progresivas con instalación insertable, se recomienda explorar la implementación de esta tecnología en los pozos de bajo aporte, especialmente en los pozos Pacoa 04 y 021. Dada su versatilidad y adaptabilidad en diferentes condiciones de profundidad, este sistema puede ofrecer una solución eficiente y rentable para mejorar la producción de petróleo en estos pozos sin requerir modificaciones extensas en el esquema mecánico.
- ✓ Establecer un programa de monitoreo en tiempo real que abarque variables clave, como la presión del pozo, la velocidad de la bomba y la eficiencia de producción, este monitoreo permitirá ajustes proactivos y decisiones informadas para optimizar el rendimiento del sistema a medida que evolucionen las condiciones del campo y los precios del petróleo. Además, la implementación de tecnologías avanzadas de monitoreo puede proporcionar datos en tiempo real para mejorar la toma de decisiones, maximizando la eficiencia operativa y garantizando una adaptabilidad continua a los desafíos cambiantes del entorno petrolero.
- ✓ Considerando la evaluación de la viabilidad financiera, se recomienda priorizar la inversión en el sistema de bombeo de cavidades progresivas en el pozo Pacoa 04 y 021 con un Valor Actual Neto de \$2.7 MM y 2.6 MM y TIR de 119% y 101% en el escenario actual, y un VAN de \$239 M y \$223 M y TIR del 19% y 17% en el escenario pesimista, estos pozos muestra una mayor resistencia ante condiciones adversas en el escenario pesimista lo cual ofrece resultados financieros favorables y operacionales sólidos en diferentes escenarios.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

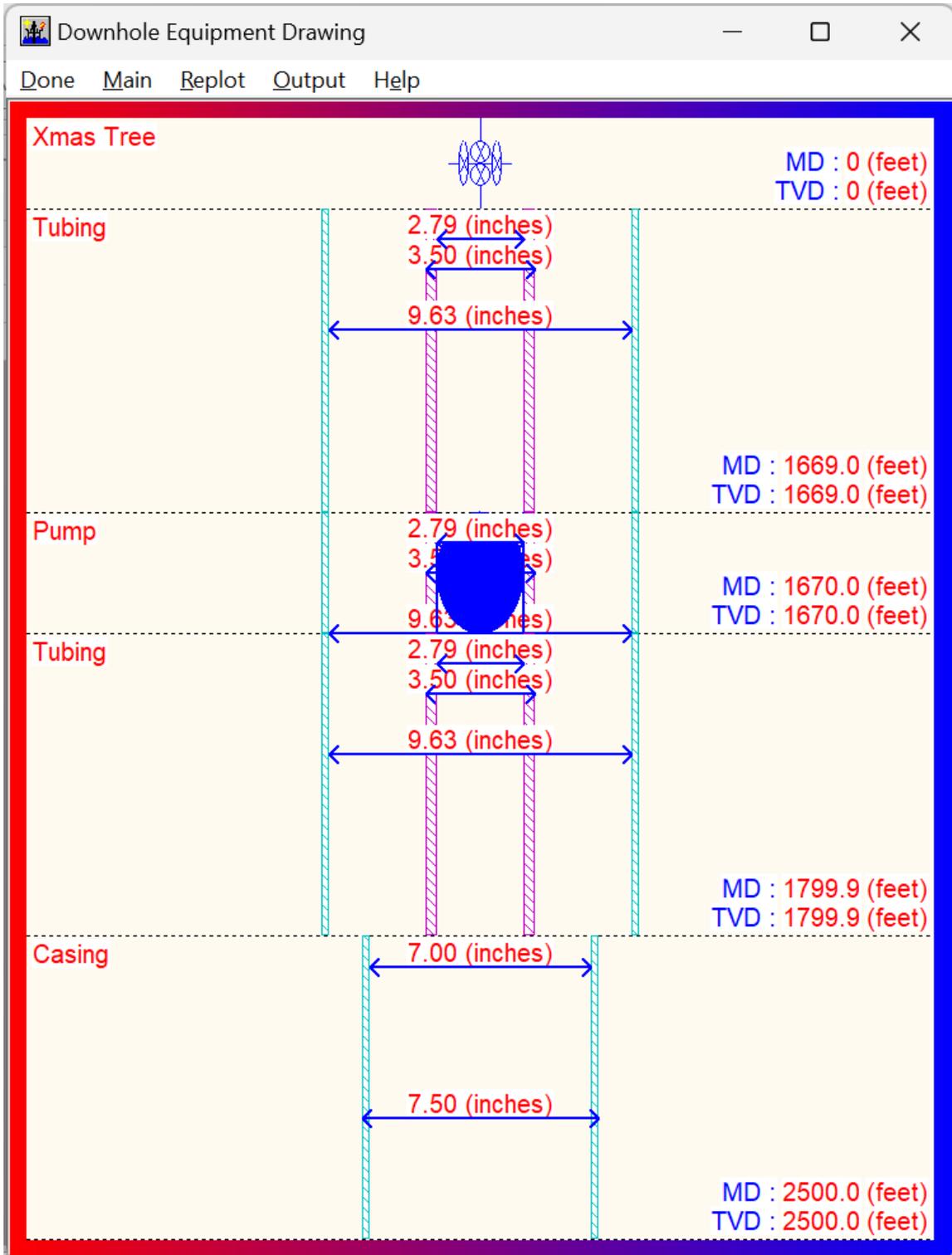
- Ahmed Tarek. (2010). *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Pub.
- Ángel Martínez, M., Mario López, J. K., & Ypf, R. (2007). *Las bombas insertables para PC reducen los costes de funcionamiento*. <http://onepetro.org/SPELACP/proceedings-pdf/07LACPEC/Ail-07LACPEC/SPE-108120-MS/2778846/spe-108120-ms.pdf/1>
- Borbor Morán, R. V., & Montalván Recalde, A. E. (2021). *Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa – bloque 1*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/6606>
- Carreño Acosta, D. A. (2020). *Estudio para la optimización de la producción mediante análisis nodal en pozos con sistema de bombeo mecánico del campo Pacoa*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23656>
- Castaño, C., & Díaz, E. (2014). *Evaluación de la implementación de la ABS TOOL (Tecnología SERINPET) en las bombas de cavidades progresivas (PCP)*.
- Chiluiza Vera, W. E., & Rosales Gonzabay, J. A. (2013). *Rediseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, mediante el estudio de factores mecánicos y petrofísicos para el incremento de la producción en el campo Pacoa bloque 1 operado por EP Petroamazonas*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/1587>
- Cuadros Buenaventura, V. A. (2018). *Caracterización geológica de la formación Socorro en el Campo Pacoa*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/14981>
- Daniela Jamilex Peña Indio, & Víctor Alejandro Piloza Quimí. (2022). *Estudio De recuperación de petróleo por inyección de agua caliente del yacimiento en el Campo Pacoa en la Provincia de Santa Elena*. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/7728/1/UPSE-TIP-2022-0012.pdf>
- Gaitán, P. (2008). *Estudio de viabilidad técnico-económica y diseño de bombas de cavidad progresiva (PCP) para su implementación en el campo BRISAS*.

- Huerta Bravo Jonathan. (2009). *Métodos y herramientas para estimular la presión de formación de yacimiento antes y después de la terminación de un pozo*. Universidad Nacional Autónoma De México.
- Ing. Nelvy Chacín. (2003). *Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting*.
- Jefferson Stalin Cadena Mosquera. (2017). *Análisis para la reclasificación del pozo productor en reinjector de agua a las Areniscas "C" y "D", Campo Pacoa, pozo Pacoa 27*. Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Kumar, P., Bohra, A., & Tiwari, S. (2017). Unconventional Installation of Insert PCP. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2017*, 979–986. <https://doi.org/10.2118/185431-MS>
- Magdalena Paris de Ferrer. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* (Astro Data S.A).
- Naranjo Mena, E. X. (2017). *Análisis Técnico Económico para la Implementación del Sistema de Levantamiento Artificial con Bombas de Cavidad Progresiva en el Campo Vinita*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17541>
- Ochoa, F. E. P., Abraham, M., & Dueñas, D. (2013). *Estudio técnico de pozos no productivos para seleccionar potenciales reinyectores, diseño y costos de facilidades de superficie en el campo Pacoa, provincia de Santa Elena*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/1610>
- Pérez Sergio, Plaza Camilo, & Pérez Luis. (2016). *Diseño e implementación de sistema de anclaje para bombas PCP insertables en pozos pendientes de Workover*.
- Pin Espinal, J. A., & Ramírez Caiche, B. A. (2023). *Inyección de agua de baja salinidad en el bloque 1, del campo Pacoa ubicado en la comuna Morrillo, provincia de Santa Elena*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9068>
- Pin, J., & Ramírez, B. (2023). *Inyección de agua de baja salinidad en el bloque 1, del Campo Pacoa ubicado en la comuna morrillo, Provincia de santa elena*.

- Prada, C. (2017). *Determinación de una correlación de comportamiento de afluencia para flujo multifásico que se ajusta a las condiciones de las arenas B-Formación Mugrosa del campo Llanito.*
- Rodríguez Granado, G. Y., & Tomalá, C. C. (2012). *Determinación de parámetros de producción de los pozos del campo Pacoa-Bloque1, mediante la aplicación de la técnica de análisis nodal para la optimización de la producción.* <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/2479>
- Schlumberger. (2016). *The Defining Series: Progressing Cavity Pumps (PCPs).* [www.slb.com/defining](http://www.slb.com/defining)
- Steve Gerardo De Antuñano Ruiz. (2015). *Implementación de los sistemas artificiales de producción para los yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas.*
- Şükrü Merey. (2020). Comparison of Sucker Rod Pump and Progressive Cavity Pump Performances in Batı Raman Heavy Oil Field of Turkey. In Şükrü Merey. [https://www.researchgate.net/publication/342424660\\_Comparison\\_of\\_Sucker\\_Rod\\_Pump\\_and\\_Progressive\\_Cavity\\_Pump\\_Performances\\_in\\_Bati\\_Raman\\_Heavy\\_Oil\\_Field\\_of\\_Turkey](https://www.researchgate.net/publication/342424660_Comparison_of_Sucker_Rod_Pump_and_Progressive_Cavity_Pump_Performances_in_Bati_Raman_Heavy_Oil_Field_of_Turkey)
- Sultan, A., Khalil, M., Attar, I., Gazi, N., & Al-Sabea, S. (2017). *El eficaz anclaje de bomba de cavidad progresiva insertable optimiza los costes de reacondicionamiento.* <http://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-pdf/17ADIP/4-17ADIP/D041S101R007/1261539/spe-188459-ms.pdf/1>
- Zumba Piña Nancy Victoria. (2005). *Interpretación Geológica- Sísmica 2D en el área de San Vicente- Morrillo del Bloque ESPOL.* Escuela Superior Politécnica del Litoral.

## **ANEXOS**

## ANEXO A



**Figura 39.** Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 004.

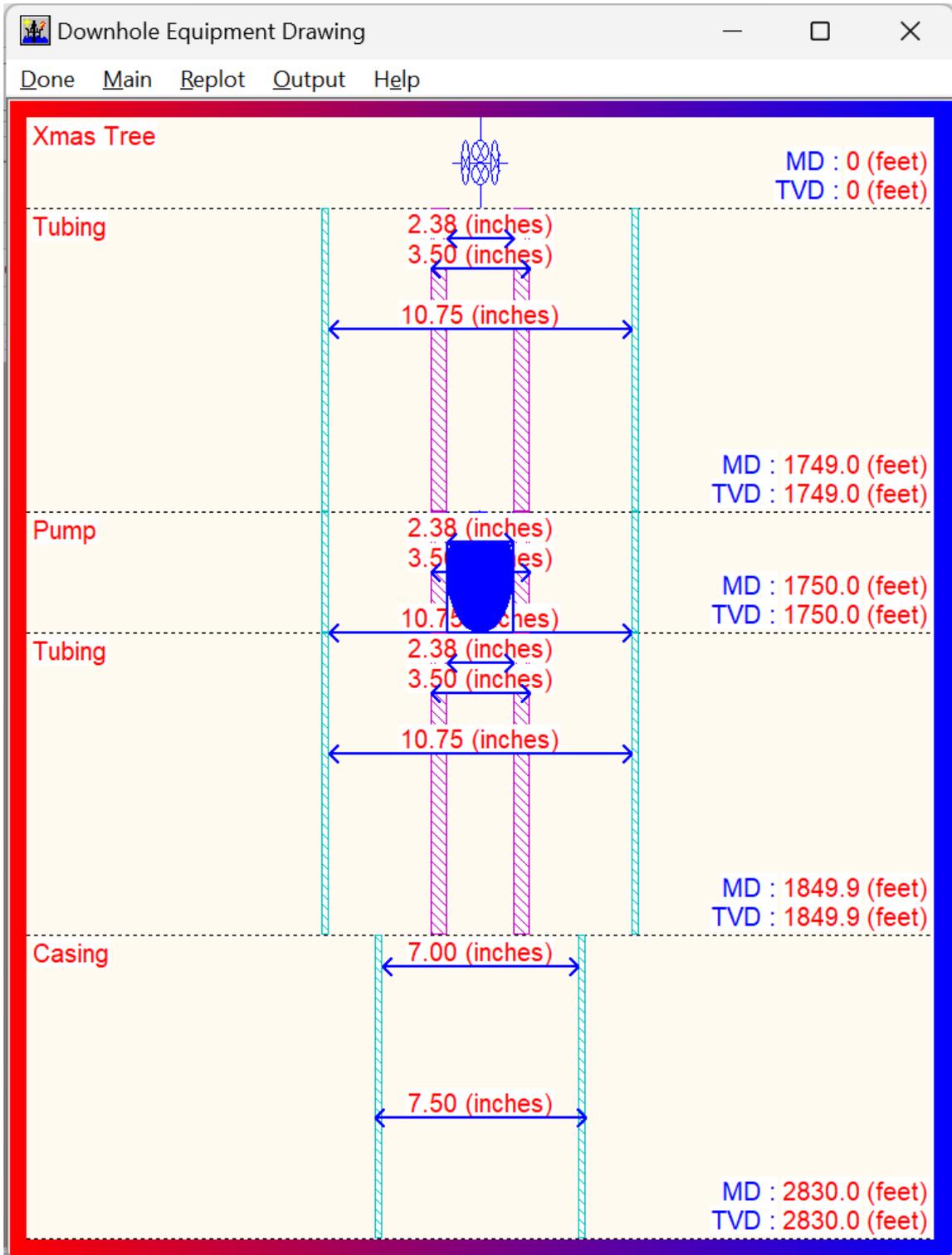


Figura 40. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 021.

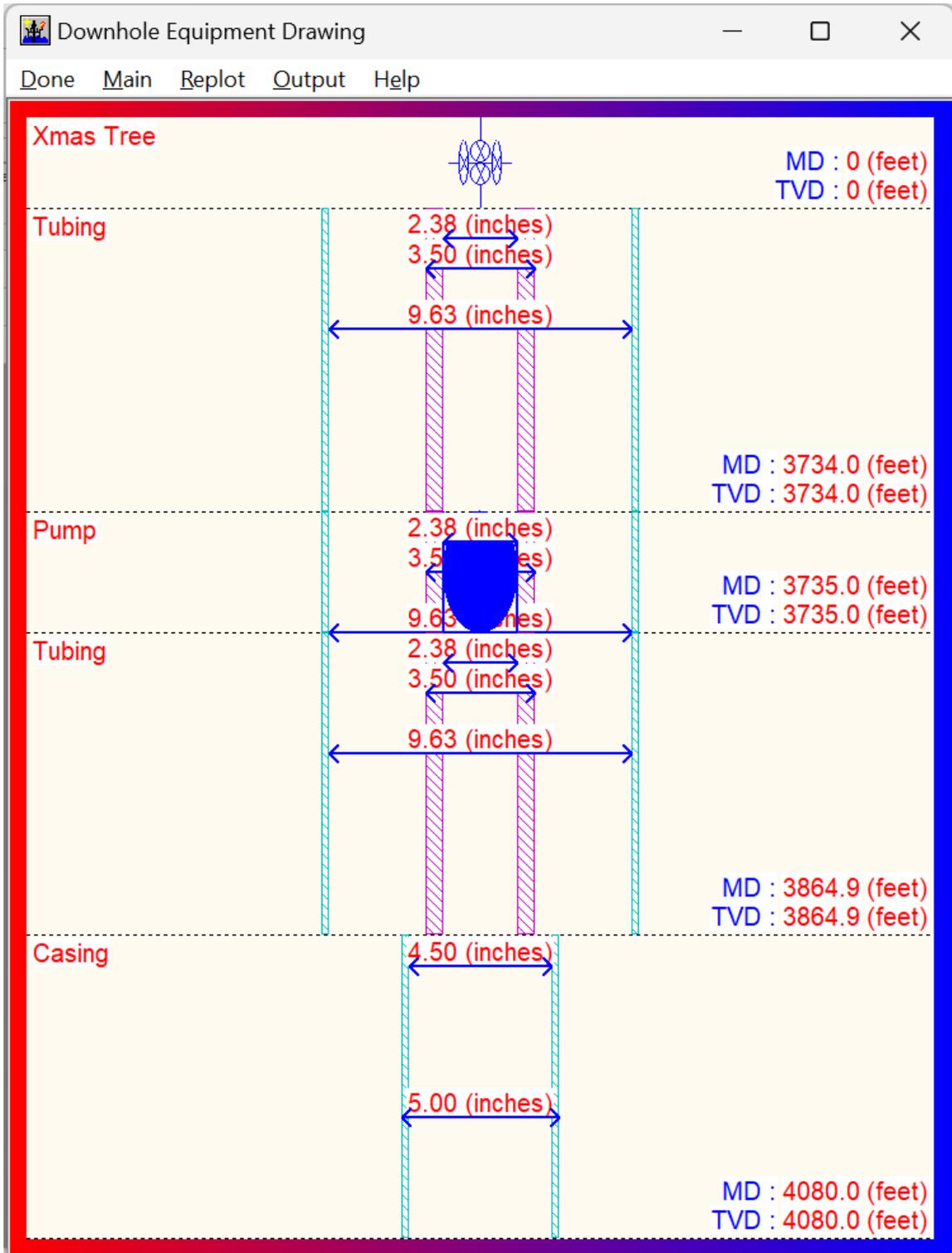


Figura 41. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 032.

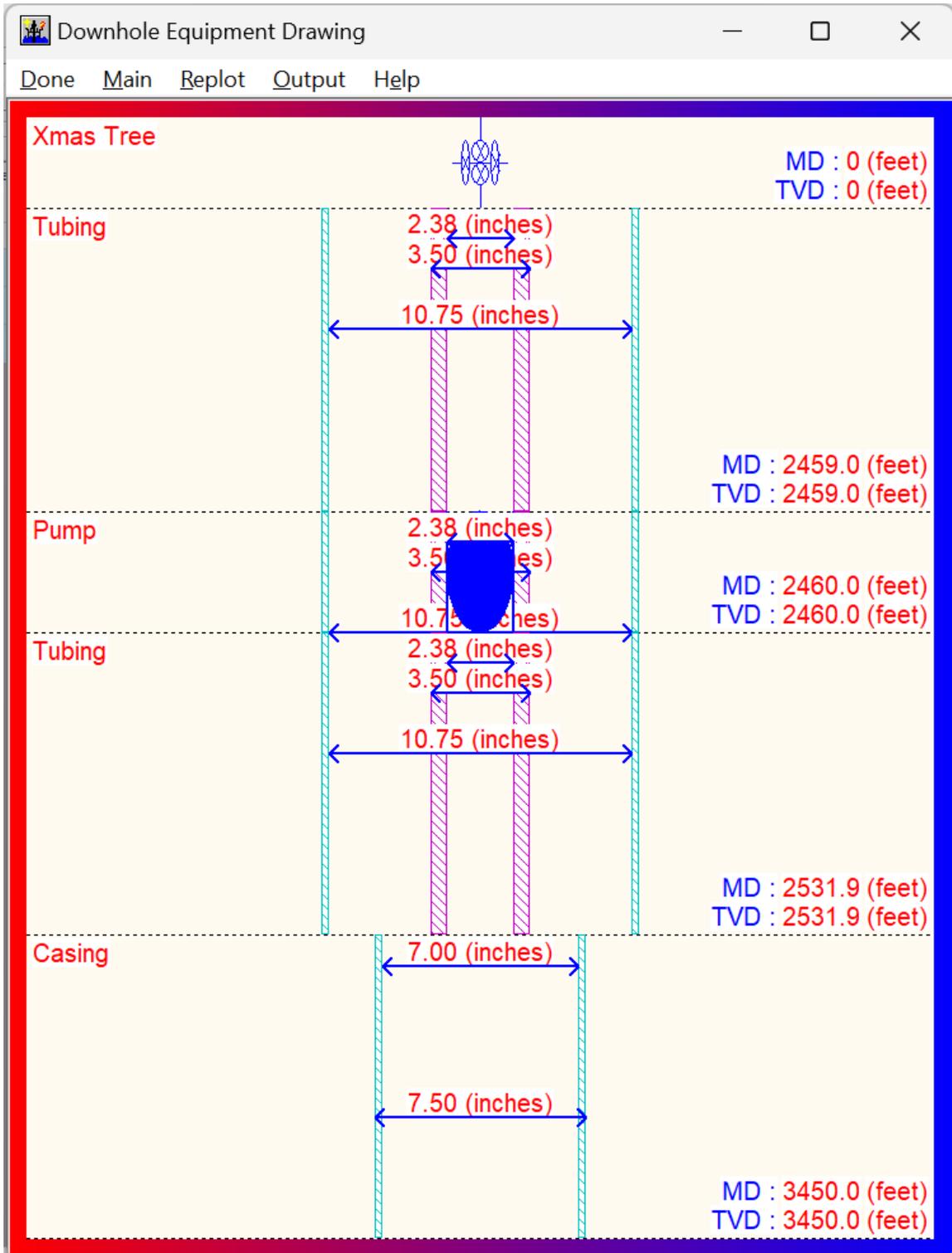


Figura 42. Gráfica del equipo de fondo del pozo Pacoa 037