



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS DE
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE ANÁLISIS
NODAL DE LOS POZOS: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010,
DEL CAMPO “TIPUTINI” PARA INCREMENTAR LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

ACOSTA FIERRO BRYAN FABRICIO

DIRECTOR: ING. LUIS ALBERTO CALLE GUADALUPE

Quito, Marzo 2018

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2018
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	171636987-9
APELLIDO Y NOMBRES:	Acosta Fierro Bryan Fabricio
DIRECCIÓN:	Urbanización Mastodontes calle 2w Casa #608 (Carcelén)
EMAIL:	bryanfaf94@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	(02)4512631
TELÉFONO MÓVIL:	0995443872

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Evaluación Técnica-Económica de los equipos de bombeo electrosumergible mediante análisis nodal de los pozos: TPTC-002, TPTC-009, TPTC010, del campo "Tiputini" para incrementar la producción de petróleo.
AUTOR O AUTORES:	Acosta Fierro Bryan Fabricio
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	12 marzo del 2018
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Luis Alberto Calle Guadalupe
PROGRAMA	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero de petróleos
RESUMEN:	Este estudio, tuvo como objetivo realizar una evaluación técnica - económica del uso de los equipos del sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible en tres pozos, del campo "Tiputini" de la amazonía ecuatoriana con el fin incrementar la producción. Esto se realizó después de constatar que no todas las

partes que conforman dicho sistema trabajan eficientemente; es común que esto ocurra en cualquier yacimiento debido a que cambian sus condiciones petrofísicas al pasar el tiempo, también por parte de la empresa operadora existe una pérdida económica respecto al excesivo consumo de energía ocupado por el equipo de bombeo electrosumergible. Esto ha llevado a la industria a buscar diferentes alternativas para incrementar la producción, disminuir los costos de operación y aprovechar de manera eficiente el potencial de los pozos. Previamente se comenzó con la descripción de las características y propiedades del Campo Tiputini y del estado mecánico del sistema de levantamiento artificial, se recopiló información como: historiales de producción, curvas de declinación, historiales de reacondicionamiento, pruebas de presión (Build up); posteriormente se realizó el análisis de cada pozo: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010 que consta de un análisis nodal y análisis en las curvas de eficiencia de las bombas instaladas; se verificó que cada una de las bombas instaladas en los pozos antes mencionados trabajan con sobredimensionamiento, lo que significa pérdida de producción y pérdida económica en el campo. Por lo tanto, se propuso, el rediseño del equipo electrosumergible para realizar el cambio de bomba y además un ajuste en la completación de fondo. Finalmente se realizó el análisis económico de la propuesta y se concluye que existe una relación de costo-beneficio de 3 a 1 con un ahorro anual de 427 679.257 dólares si se decide aplicar el presente estudio.

PALABRAS CLAVES:

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, ANÁLISIS NODAL, ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.

ABSTRACT:


The objective of this study was to carry out a technical - economic evaluation of the use of the equipment of the system of lifting by electrosumergible pumping in three wells, of the "Tiputini" field of the Ecuadorian Amazon in order to increase production. This was done after verifying that not all the parts that make up this system work efficiently; It is common for this to occur in any reservoir due to the fact that its petrophysical conditions change over time, also

by the operating company there is an economic loss with respect to the excessive consumption of energy occupied by the electrosumergible pumping equipment. This has led the industry to look for different alternatives to increase production, reduce operating costs and efficiently exploit the potential of the wells. Previously began with the description of the characteristics and properties of the Tiputini Field and the mechanical state of the artificial lift system, information was collected as: production records, declination curves, reconditioning histories, pressure tests (Build up); Subsequently, the analysis of each well was carried out: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010 consisting of a nodal analysis and analysis in the efficiency curves of the pumps installed; it was verified that each one of the pumps installed in the aforementioned wells work with oversizing, which means loss of production and economic loss in the field. Therefore, it was proposed, the redesign of the electrosumergible equipment to make the pump change and also an adjustment in the background completion. Finally, the economic analysis of the proposal was made and it is concluded that there is a cost-benefit ratio of 3 to 1 with an annual saving of 427 679,257 dollars if it is decided to apply the present study.

KEYWORDS

ELECTROSUMERGIBLE PUMPING, NODAL ANALYSIS, TECHNICAL – ECONOMIC ANALYSIS.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f: 
ACOSTA FIERRO BRYAN FABRICIO
C.I. 171636987-9

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **ACOSTA FIERRO BRYAN FABRICIO**, CI 1716369879 autor del proyecto titulado: **EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010, DEL CAMPO "TIPUTINI" PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**. Previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 12 de marzo de 2018

f: _____



ACOSTA FIERRO BRYAN FABRICIO

C.I. 171636987-9



AGENCIA DE
REGULACIÓN Y CONTROL
HIDROCARBURÍFERO

**LA QUE SUSCRIBE, COORDINADORA DE ADMINISTRACIÓN
DE TALENTO HUMANO
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO**

CERTIFICA:

Que, el señor **ACOSTA FIERRO BRYAN FABRICIO** con C.I. 1716369879 estudiante de la Facultad Ingeniería de Petróleos de la Universidad Tecnológica Equinoccial, realizó su Trabajo de Investigación titulado: **EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010, DEL CAMPO "TIPUTINI" PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**, desde el 25 de septiembre del 2017 hasta el 25 de enero del 2018, en la Dirección de Control Técnico de Hidrocarburos de ésta Cartera de Estado.

En virtud a lo expuesto, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero informa que el señor **ACOSTA FIERRO BRYAN FABRICIO**, ha culminado su trabajo de investigación y esperamos que mantenga esa actitud de colaboración y disposición al trabajo que contribuye con su crecimiento personal y profesional.

Quito, 09 de febrero de 2018

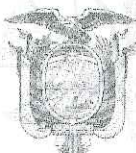

Dra. Jenny Armijos Valdez

COORDINADORA

GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO



Lina Arellano



GOBIERNO
DE LA REPÚBLICA
DEL ECUADOR

Calle Estadio s/n, entre Manuela Cañizares y Lola Quintana, Sector La Armenia, Conocoto
Teléfono: (02) 3996500
Quito - Ecuador

DECLARACIÓN

Yo **BRYAN FABRICIO ACOSTA FIERRO**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

f:  _____

ACOSTA FIERRO BRYAN FABRICIO

C.I. 171636987-9

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título "EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010, DEL CAMPO "TIPUTINI" PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO", que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **BRYAN FABRICIO ACOSTA FIERRO**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.

f: _____



ING. LUIS ALBERTO CALLE GUADALUPE

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1705283446

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTO

A Jenny Fierro, mi madre le agradezco por brindarme su apoyo incondicional a lo largo de mi vida, le quiero dedicar especialmente este trabajo de titulación a ella por ser aquella persona quien jamás tuvo descanso para sacarme adelante y jamás rendirse, por ser mi ejemplo a seguir, pero sobre todo gracias por nunca dejarme desfallecer y amarme con todos mis defectos y virtudes.

A Margarita Bonilla, mi abuelita le agradezco por ser mi guía, por brindarme su ayuda y cariño, pero sobre todo gracias por creer en mí y bendecirme con su compañía diariamente.

A Emily y Camila, mis primas que son las mujeres que yo más amo en este mundo, gracias por ser las dos mejores primas y ser quienes a diario con una broma, un detalle o un regaño me ayudaron a ser mejor persona y me motivaron a culminar con esta etapa de mi vida.

A Gabriela Parra, mi novia quien ha sido mi compañía y por ser quien me supo dar palabras de aliento para seguir adelante a lo largo de mi carrera, por ser mi mayor fortaleza y por día a día brindarme un amor puro y sincero, quiero agradecerle por permanecer a mi lado en lo bueno, lo malo, jamás dejarme solo y contar con tu apoyo a lo largo de toda esta etapa universitaria.

Al Ing. Daniel Orellana, Ing. Fausto Ramos, Ing. Luis Calle, Ing. Raúl Baldeón, como al resto de todos los ingenieros que pude conocer a lo largo de esta carrera les quiero agradecer por su ejemplo, por su orientación y por brindarme su conocimiento y experiencia que son las raíces para mi crecimiento profesional, también agradecerles por permitirme culminar con este presente trabajo de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 OBJETIVOS	9
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	9
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
2. METODOLOGÍA	10
2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	10
2.2 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS.	11
2.3 EVALUACIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE A TÉCNICA DEL ANÁLISIS NODAL	11
2.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	11
2.3.2 CÁLCULO DEL CAUDAL MÁXIMO	11
2.3.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO	12
2.3.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO	12
2.3.5 PROFUNDIDAD EN LA CARA DE FORMACIÓN.	13
2.3.6 ALTURA DIFERENCIAL (Δh)	13
2.3.7 ALTURA NETA	13
2.3.8 CÁLCULO DEL NIVEL DINÁMICO DE FLUIDO	14
2.3.9 PÉRDIDAS POR FRICCIÓN	14
2.3.10 CABEZA ESTÁTICA	14
2.3.11 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)	15
2.3.12 CÁLCULO DE LA SURGENCIA DE LA BOMBA	15
2.3.13 RELACIÓN DE SOLUBILIDAD	15
2.3.14 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.	15

2.3.15	CÁLCULO PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDO-REDUCIDAS.	16
2.3.16	CÁLCULO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS.	16
2.3.17	CÁLCULO DEL GAS TOTAL	16
2.3.18	CÁLCULO GAS EN SOLUCIÓN	17
2.3.19	CÁLCULO GAS LIBRE	17
2.3.20	CÁLCULO VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO	17
2.3.21	CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE GAS LIBRE	17
2.4	ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LAS BOMBAS	18
2.5	DISEÑO Y SELECCIÓN DE LAS BOMBAS	18
2.5.1	NÚMERO DE ETAPAS	18
2.5.2	POTENCIA	18
2.5.2.1	Potencia real transmitida al fluido	18
2.5.3	PÉRDIDAS POR EFICIENCIA DE LA BOMBA	18
2.6	ANÁLISIS ECONÓMICO	19
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	20
3.1	ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS.	20
3.2	EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES EN LOS POZOS SELECCIONADOS	21
3.2.1	CÁLCULOS DEL POZO TPTC-002	21
3.2.1.1	Cálculo del índice de productividad (IP)	21
3.2.1.2	Cálculo del caudal máximo	21
3.2.1.3	Gráfica del IPR compuesto	21
3.2.1.4	Cálculo de la gravedad específica del crudo.	23
3.2.1.5	Cálculo de la gravedad específica de la mezcla crudo-agua, la gravedad específica del agua de formación del reservorio es 1.	23
3.2.1.6	Cálculo de la profundidad en la cara de la formación	23
3.2.1.7	Cálculo de la altura diferencial, el sensor muestra una profundidad del intake de 3965.27 pies	23

3.2.1.8	Cálculo de la altura neta con la presión de fondo fluyente	24
3.2.1.9	Cálculo del nivel dinámico de fluido	24
3.2.1.10	Cálculo de las pérdidas por fricción para una tubería de 3 ½ con un diámetro interno de: 2.992" mediante la ecuación de Hasen Williams.	24
3.2.1.11	Cálculo de la altura dinámica total (TDH).	25
3.2.1.12	Cálculo de la sumergencia de la bomba	25
3.2.1.13	Cálculos de gas.	25
3.2.2	CÁLCULOS DEL POZO TPTC-009	27
3.2.2.1	Cálculo del índice de productividad (IP)	27
3.2.2.2	Cálculo caudal máximo	27
3.2.2.3	Gráfica del IPR compuesto	27
3.2.2.4	Cálculo de la gravedad específica del crudo.	29
3.2.2.5	Cálculo de la gravedad específica de la mezcla crudo-agua, la gravedad específica del agua de formación del reservorio es 1.	29
3.2.2.6	Cálculo de la profundidad en la cara de la formación	29
3.2.2.7	Cálculo de la altura diferencial, el sensor muestra una profundidad del intake de 5044 pies	29
3.2.2.8	Cálculo de la altura neta con la presión de fondo fluyente	30
3.2.2.9	Cálculo del nivel dinámico de fluido	30
3.2.2.10	Cálculo de las pérdidas por fricción para una tubería de 3 ½ con un diámetro interno de: 2.992" mediante la ecuación de Hasen Williams.	30
3.2.2.11	Cálculo de la altura dinámica total (TDH).	31
3.2.2.12	Cálculo de la sumergencia de la bomba	31
3.2.2.13	Cálculos de gas.	31
3.2.3	CÁLCULOS DEL POZO TPTC-010	33
3.2.3.1	Cálculo del índice de productividad (IP)	33
3.2.3.2	Cálculo caudal máximo	33
3.2.3.3	Gráfica del IPR compuesto	33
3.2.3.4	Cálculo de la gravedad específica del crudo.	35

3.2.3.5	Cálculo de la gravedad específica de la mezcla crudo-agua, la gravedad específica del agua de formación del reservorio es 1.	35
3.2.3.6	Cálculo de la profundidad en la cara de la formación	35
3.2.3.7	Cálculo de la altura diferencial, el sensor muestra una profundidad del intake de 4601.36 pies	35
3.2.3.8	Cálculo de la altura neta con la presión de fondo fluyente	36
3.2.3.9	Cálculo del nivel dinámico de fluido	36
3.2.3.10	Cálculo de las pérdidas por fricción para una tubería de 3 ½ con un diámetro interno de: 2.992" mediante la ecuación de Hasen Williams.	36
3.2.3.11	Cálculo de la altura dinámica total (TDH).	37
3.2.3.12	Cálculo de la sumergencia de la bomba	37
3.2.3.13	Cálculos de gas.	37
3.3	ANÁLISIS DE LA BOMBAS INSTALADAS	39
3.3.1	ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LAS BOMBAS INSTALADAS EN CADA POZO SELECCIONADO	39
3.3.1.1	Bomba S8000N instalada en los pozos TPTC-002 y TPTC-009	39
3.3.1.2	Bomba SN8500 instalada en el pozo TPTC-010	40
3.3.2	ANÁLISIS DE PARÁMETROS PARA EL DISEÑO Y SELECCIÓN ÓPTIMA DE LAS NUEVAS BOMBAS EN CADA UNO DE LOS POZOS.	40
3.3.2.1	Bomba DN610 para el pozo TPTC-002	40
3.3.2.2	Bomba D800N para el pozo TPTC-009	42
3.3.2.3	Bomba D1400N para el pozo TPTC-010	44
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	45
3.4.1	PRESUPUESTO DE LAS BOMBAS ACTUALES Y SUGERIDAS.	48
3.4.2	BALANCE GENERAL	54

	PÁGINA
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
4.1 CONCLUSIONES	55
4.2 RECOMENDACIONES	55
5. BIBLIOGRAFÍA	57
6. ANEXOS	60

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Condiciones del pozo TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010.	20
Tabla 2. Condiciones de producción del pozo TPTC-002	22
Tabla 3. Condiciones de producción del pozo TPTC-009	28
Tabla 4. Condiciones de producción del pozo TPTC-010	34
Tabla 5. Condiciones de la bomba DN610 del pozo TPTC-002	41
Tabla 6. Condiciones de la bomba D800N del pozo TPTC-009	43
Tabla 7. Condiciones de la bomba D800N del pozo TPTC-009	44
Tabla 8. Resumen anual de costos del pozo TPTC-002.	46
Tabla 9. Resumen anual de costos del pozo TPTC-009.	46
Tabla 10. Resumen anual de costos del pozo TPTC-010.	46
Tabla 11. Presupuesto del reacondicionamiento de la bomba actual S8000N.	48
Tabla 12. Presupuesto de instalación de la bomba propuesta DN610.	49
Tabla 13. Presupuesto del reacondicionamiento de la bomba actual S8000N.	50
Tabla 14. Presupuesto de instalación de la bomba propuesta D800N.	51
Tabla 15. Presupuesto del reacondicionamiento de la bomba actual S8500N.	52
Tabla 16. Presupuesto de instalación de la bomba propuesta D1400N.	53
Tabla 17. Ahorro de la propuesta por año.	54

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Elementos del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible	5
Figura 2. Ubicación del campo Tiputini	10
Figura 3. Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el pozo TPTC-002	22
Figura 4. Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el pozo TPTC-009	28
Figura 5. Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el pozo TPTC-010	34
Figura 6. Curva de las propiedades de la bomba S8000N	39
Figura 7. Curva de las propiedades de la bomba SN8500	40
Figura 8. Curva de las propiedades de la bomba DN610	40
Figura 9. Curva de las propiedades de la bomba D800N	42
Figura 10. Curva de las propiedades de la bomba D1400N	44

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-002	60
ANEXO 2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-009	61
ANEXO 3. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-010	62
ANEXO 4. DIAGRAMA FINAL PROPUESTO DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-002	63
ANEXO 5. DIAGRAMA FINAL PROPUESTO DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-009	64
ANEXO 6. DIAGRAMA FINAL PROPUESTO DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-010	65

RESUMEN

Este estudio, tuvo como objetivo realizar una evaluación técnica - económica del uso de los equipos del sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible en tres pozos, del campo "Tiputini" de la amazonía ecuatoriana con el fin incrementar la producción. Esto se realizó después de constatar que no todas las partes que conforman dicho sistema trabajan eficientemente; es común que esto ocurra en cualquier yacimiento debido a que cambian sus condiciones petrofísicas al pasar el tiempo, también por parte de la empresa operadora existe una pérdida económica respecto al excesivo consumo de energía ocupado por el equipo de bombeo electrosumergible. Esto ha llevado a la industria a buscar diferentes alternativas para incrementar la producción, disminuir los costos de operación y aprovechar de manera eficiente el potencial de los pozos. Previamente se comenzó con la descripción de las características y propiedades del Campo Tiputini y del estado mecánico del sistema de levantamiento artificial, se recopiló información como: historiales de producción, curvas de declinación, historiales de reacondicionamiento, pruebas de presión (Build up); posteriormente se realizó el análisis de cada pozo: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010 que consta de un análisis nodal y análisis en las curvas de eficiencia de las bombas instaladas; se verificó que cada una de las bombas instaladas en los pozos antes mencionados trabajan con sobredimensionamiento, lo que significa pérdida de producción y pérdida económica en el campo. Por lo tanto, se propuso, el rediseño del equipo electrosumergible para realizar el cambio de bomba y además un ajuste en la completación de fondo. Finalmente se realizó el análisis económico de la propuesta y se concluye que existe una relación de costo-beneficio de 3 a 1 con un ahorro anual de 427 679.257 dólares si se decide aplicar el presente estudio.

Palabras clave: BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, ANÁLISIS NODAL, ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.

ABSTRACT

The objective of this study was to carry out a technical - economic evaluation of the use of the equipment of the system of lifting by electrosumergible pumping in three wells, of the "Tiputini" field of the Ecuadorian Amazon in order to increase production. This was done after verifying that not all the parts that make up this system work efficiently; It is common for this to occur in any reservoir due to the fact that its petrophysical conditions change over time, also by the operating company there is an economic loss with respect to the excessive consumption of energy occupied by the electrosumergible pumping equipment. This has led the industry to look for different alternatives to increase production, reduce operating costs and efficiently exploit the potential of the wells. Previously began with the description of the characteristics and properties of the Tiputini Field and the mechanical state of the artificial lift system, information was collected as: production records, declination curves, reconditioning histories, pressure tests (Build up); Subsequently, the analysis of each well was carried out: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010 consisting of a nodal analysis and analysis in the efficiency curves of the pumps installed; it was verified that each one of the pumps installed in the aforementioned wells work with oversizing, which means loss of production and economic loss in the field. Therefore, it was proposed, the redesign of the electrosumergible equipment to make the pump change and also an adjustment in the background completion. Finally, the economic analysis of the proposal was made and it is concluded that there is a cost-benefit ratio of 3 to 1 with an annual saving of 427 679,257 dollars if it is decided to apply the present study.

Keywords: ELECTROSUMERGIBLE PUMPING, NODAL ANALYSIS, TECHNICAL - ECONOMIC ANALYSIS.

1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Este estudio refleja la situación actual de los pozos que producen con levantamiento por bombeo electrosumergible y cuyo potencial de producción es económicamente bueno pero que puede ser aprovechado de mejor manera mediante el rediseño de los equipos electrosumergibles con un enfoque principal en la mejora de las bombas electro-sumergibles, que actualmente operan fuera de los rangos de eficiencia recomendados. (Dávila & Tayo, 2012)

El campo Tiputini no posee un análisis técnico económico actual para determinar las eficiencias energéticas de las bombas electro-sumergibles de los pozos, además, no se tiene la certeza de que estas bombas se estén aprovechando en su totalidad, por ende, se presenta la necesidad de elaborar dicho estudio.

Es necesario conocer el estado actual de los pozos donde se recomienda usar una de las técnicas más utilizadas a nivel mundial para optimizar sistemas de producción debido a su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial como es el análisis nodal. Esta técnica consiste en realizar varios análisis de las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción por medio de un análisis detallado de los historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, comportamiento del yacimiento, disponibilidad de los equipos, cálculo de IPR, rediseño de los equipos electrosumergibles, con ayuda de fuentes de consulta, manuales y programas facilitados por las compañías petroleras. (Segundo, 2012)

Además de la implementación del análisis nodal, se requiere rediseñar el equipo de fondo lo cual permite maximizar la eficiencia de la bomba de acuerdo a las características petrofísicas del pozo. El principal problema radica en pozos que están produciendo con altas presiones, alto corte de agua y alta viscosidad lo cual genera una disminución en el volumen óptimo que puede ser producido. Para evitar estos problemas es necesario una evaluación técnica detallada a los resultados del análisis nodal con el fin de aprovechar eficientemente el potencial de producción de los pozos. El sistema de Análisis nodal se utiliza para evaluar el rendimiento de los pozos de producción o inyección y es una de las mejores técnicas a nivel mundial para la evaluación del rendimiento del sistema de levantamiento. (Beggs, 1991)

Por medio del programa PIPESIM se determina el punto óptimo de operación de la bomba electrosumergible y el potencial de producción del campo que son necesarios en la ejecución de la investigación planteada. El procedimiento puede ser aplicado en pozos con distintos sistemas de levantamiento artificial, pero en el presente estudio se enfoca a pozos con levantamiento de bombeo

electrosumergible. Es necesario tener claramente identificado el concepto de oferta y demanda del pozo con el fin de establecer adecuadamente el análisis económico del estudio.

La curva de la oferta o mejor conocida como “Inflow”, es la presión que el yacimiento aporta para levantar el fluido a determinada profundidad, en este determinado caso se utilizaron los datos en la entrada de la bomba. La curva de la demanda o mejor conocida como “Outflow”, es la capacidad que tiene el pozo para extraer los fluidos del yacimiento que con el paso del tiempo por las mismas condiciones de explotación, este ya no tiene la capacidad de levantar el fluido a superficie de manera natural es decir con la misma presión de dicho yacimiento sino es necesario implementar un sistema de levantamiento que en nuestro caso es un bombeo electrosumergible por lo tanto para nuestra comprensión sería la presión necesaria que requiere la bomba para levantar una cantidad de petróleo y llevarlo hasta las facilidades de superficie. La diferencia de estas dos curvas a cualquier caudal es la presión o energía que debe de aportar la bomba para levantar el fluido desde el subsuelo. (Suntaxi, 2017)

La aplicación del análisis nodal contribuirá a determinar el tamaño y la potencia mínima requerida por la bomba para enviar el fluido del yacimiento a la superficie, que con la ayuda del software PIPESIM se puede simular el inflow y el outflow como también permite realizar un rediseño acertado, puesto que se obtuvo graficas de eficiencia, potencia y levantamiento de la bomba. De esta manera se observa el comportamiento y cambio de potencia de la bomba a diferentes variables como son la presión, el caudal y el tiempo. (Suntaxi, 2017)

Se muestra una alternativa económicamente rentable para incrementar la producción de los pozos que actualmente se encuentran produciendo con el bombeo electrosumergible del campo Tiputini. (Dávila & Tayo, 2012) Posteriormente es necesario plantear el rediseño del sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible de los pozos petrolíferos. En la actualidad el sistema de levantamiento artificial de bombeo Electrosumergible es el sistema de extracción de petróleo más usado en el Ecuador por las empresas operadoras de campos petrolíferos; debido a su capacidad de recuperar grandes volúmenes de fluido, eficiencia y ventajas operativas. (Cachumba, 2017)

El bombeo electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo con una alta eficiencia y baja economía. (Gabor, 2009) Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser

clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie. El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el pozo, consiste principalmente de un centralizador, un sensor, un motor eléctrico, un sello, un separador de gas, una bomba electro centrífuga y un cable de poder transmite la energía eléctrica de la boca del pozo hasta el motor. El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento. Los principales componentes de superficie son los transformadores, el controlador de velocidad o variador de frecuencia, y la caja de venteo. Varios componentes adicionales normalmente incluyen la cabeza de pozo, válvulas de retención y de drenaje, entre otros. (Suntaxi, 2017)

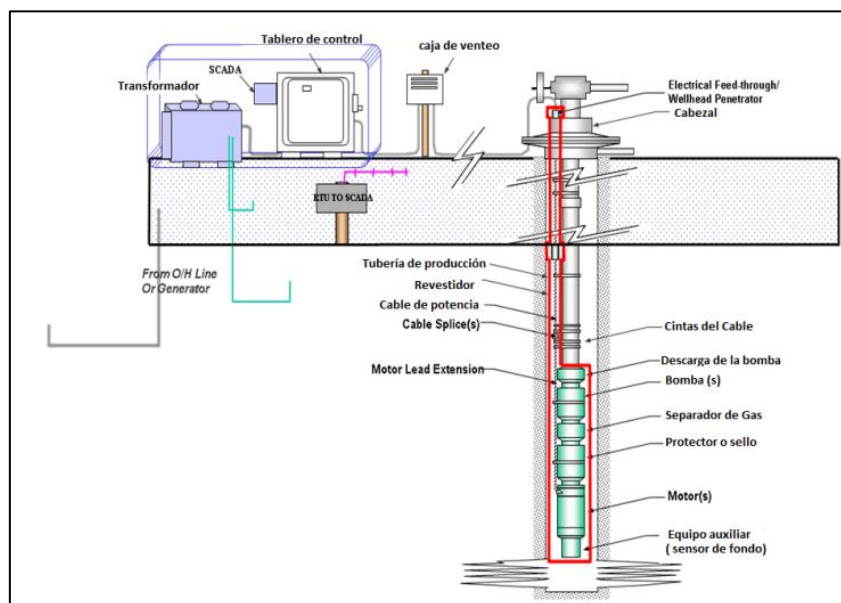


Figura 1. Elementos del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (Escalante, 2015)

En los equipos de Fondo necesitamos conocer el funcionamiento de los siguientes elementos:

Una bomba centrífuga es la parte más importante del sistema de levantamiento artificial y su definición más acertada sería que es una máquina que mueve fluidos, son del tipo centrífugo de múltiples etapas, consiste en un impulsor giratorio y un difusor estacionario; esta bomba levanta tasas de flujo varían desde 200 BFPD hasta 80,000 BFPD. La bomba tiene un rango de operación óptimo, si se opera por encima o debajo de ese rango, el empuje ascendente (upthrust) o descendente (downthrust) reduce la duración efectiva de la bomba, razón por la cual es muy importante determinar con precisión la productividad para recomendar el diseño óptimo. (Herrera, 2011)

Un motor eléctrico de inducción bipolar trifásico, el cual opera mediante el uso de corriente alterna de tres fases, el motor electrosumergible recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable que pasa a un estator el cual toma la energía eléctrica (KVA) de la superficie y la convierte a energía magnética. El voltaje de operación puede ser de 230 a 400 voltios, funciona a una velocidad de 3 600 RPM y a una frecuencia de 60 Hz. (Villavicencio, 2009)

El protector o sello es una herramienta mecánica que va ensamblada entre el motor y la bomba, está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación de la bomba. Las funciones básicas de este equipo son absorber la expansión del aceite dieléctrico que se encuentra en el motor resultado de las gradientes de temperatura y soporta las condiciones del pozo. (Ramirez, 2004)

El separador de gas es un componente opcional construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre esta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. Las eficiencias de los separadores de gas tienen un rango del 80 al 95%, sin embargo, la eficiencia del sistema es afectada por los volúmenes manejados, su composición y propiedades. (Escalante, 2015)

El cable de potencia se encarga de transmitir la energía eléctrica desde la fuente de poder en superficie hasta el motor en el fondo del pozo, su configuración puede ser plana o redonda. El cable normalmente va cubierto por un blindaje de acero galvanizado, aunque se fabrican con blindaje de monel para contrarrestar la corrosión. (Escalante, 2015)

El sensor es un equipo que se coloca en la parte final del motor, es un dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico. Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga y flujo. (Escalante, 2015)

En los equipos de superficie necesitamos conocer los siguientes elementos:

El variador de frecuencia es un controlador de motor que permite operar el sistema de bombeo electrosumergible en un rango amplio de frecuencia, su operación básica es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa. Así la tasa de producción se puede ajustar al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo. (Ramirez, 2004)

Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna, cuenta con dos transformadores, el primero reduce el voltaje de 13,8 kV al voltaje de 480 V, que es necesario para que funcione el variador de velocidad. El segundo transformador eleva el voltaje de salida del variador al voltaje que requiere el motor. (Ramirez, 2004)

La caja de venteo se encuentra a la salida del variador de frecuencia y es donde se conecta la salida de corriente, como su nombre lo indica ventea el gas que puede salir por el cable de potencia para evitar incendios en el variador y provee fácil acceso para puntos de medición para chequeo de los parámetros eléctricos de subsuelo. (Robles & Sánchez, 2012) El tablero de control es el dispositivo en forma de caja con partes eléctricas instaladas para proteger y diagnosticar los equipos de fondo, su función es la de controlar las operaciones del pozo. Consta de interruptores para arranque y parada, botones selectores de voltaje, fusibles, amperímetros, luces de señales, etc. (Bifarina, 2014)

Conocer cada uno de los elementos que conforma el sistema ayuda a escoger la bomba adecuada para los pozos, y se debe tomar en cuenta las características petrofísicas obtenidas de registros eléctricos, pruebas obtenidas del yacimiento o de información de pozos aledaños al yacimiento que usualmente son: Diámetro del casing, diámetro y características del tubing, profundidad de los disparos, presión de cabeza del tubing (THP), presión de cabeza del casing (CHP), tasa de producción, nivel de fluido dinámico, presión de intake de la bomba (P_{wf}), nivel de fluido estático, relación Gas/Petróleo (GOR), corte de agua (CW), índice de Productividad (IP). Como también se usa especificaciones como: Total dynamic head (TDH), potencia del motor, número de etapas de la bomba, levantamiento de la bomba (número de pies por etapa) y eficiencia de la bomba. Lo anterior describe que todas las características del pozo juegan un papel importante y crítico en el diseño adecuado de un sistema de bombeo eléctrico-sumergible; pues afectan directamente al rendimiento, a la eficiencia y a la longevidad del sistema. Cuando el pozo se haya estabilizado y se obtengan datos reales con pruebas de producción y análisis del fluido, va ser difícil que la bomba electro-sumergible trabaje eficientemente, por lo tanto, podría causar un daño apresurado en el mismo. (Suntaxi, 2017)

Los parámetros mencionados anteriormente son usados en el momento de la aplicación del sistema de bombeo sumergible para cumplir con distintos objetivos preestablecidos y así lograr cumplir las expectativas de producción; sin embargo, se debe tomar en cuenta que la selección adecuada es responsabilidad de la empresa o de la persona encargada de realizar los

cálculos correspondientes para una acertada decisión en la selección de la bomba. (Melo, 2014)

Este tipo de levantamiento es aplicable tanto para pozos direccionales y horizontales, en pozos con altos volúmenes de producción y con un costo relativamente bajo. No obstante, también es aplicable en pozos con bajas tasas de producción, por ende, este tipo de levantamiento artificial es el más común en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-petróleo. En la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, pozos gasíferos, pozos con fluidos abrasivos, pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido. Su amplio rango de aplicación ha hecho que este tipo de levamiento sea el escogido para la realización del estudio. (Bustamante, 2017)

Para concluir con el estudio después de tomar en cuenta la necesidad de cada pozo, se busca identificar y resolver el problema de sobredimensionamiento de las bombas en los pozos, de esta forma optimizar la producción y contribuir al desarrollo productivo del campo. Esto se traduce en un incremento de la rentabilidad petrolera que es lo que se pretende lograr cada día en la industria de forma exhaustiva. Esto traerá beneficios económicos tanto al país como a la empresa operadora y a las empresas de servicios, para así producir de manera más eficiente y responsable en los campos petroleros del Ecuador.

También se necesita conocer el factor económico que el estudio involucra, lo cual permita justificar su viabilidad con respecto al precio del barril de petróleo cuyo valor actual establecido es 42\$ precio del barril de crudo de acuerdo al comportamiento y tendencia del mercado actual respecto al WTI y 48\$ respecto al Brent. Finalmente, el objetivo del estudio es incrementar la producción de petróleo en los pozos por bombeo electrosumergible y conseguir que el equipo funcione de manera eficiente. (Schlumberger, 2009)

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnica - económica del uso de los equipos del sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible en los pozos: TPTC-002, TPTC-009, TPTC010, del campo "Tiputini" de la amazonía ecuatoriana con el fin incrementar la producción de petróleo.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar las condiciones mecánicas del pozo y el estado del mecanismo artificial por bombeo electrosumergible instalado en los pozos: TPTC-002, TPTC-009, TPTC010, del campo "Tiputini".
- Resolver el problema de sobredimensionamiento de cada bomba instalada en cada uno de los pozos antes mencionados; mediante el análisis de las curvas de eficiencia de dichas bombas.
- Realizar un análisis económico con los datos obtenidos por medio de una relación costo - beneficio.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

2.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

La evaluación técnica – económica se ejecutó en los pozos: TPTC - 002, TPTC – 009, TPTC - 010 del campo Tiputini perteneciente al bloque 43, conocido como ITT (Ishpingo Tambacocha Tiputini), y operado actualmente por Petroamazonas EP, el campo tiene las siguientes limitaciones:

- Al noreste con la Reserva de Cuyabeno.
- La parte sur con el área intangible del Parque Nacional Yasuní.
- Al oeste se encuentra la frontera con Perú.
- La zona oeste del campo limita con el bloque 31, Apaika – Nenke.

Como se observa en la Figura 2 el campo Tiputini se encuentra la Región Amazónica Ecuatoriana de la provincia de Orellana y forma parte del Parque Nacional Yasuní, tiene una extensión de 7 km de largo por 2.7 de ancho. Cuenta con 237 pozos productores que tienen la siguiente estratigrafía: Tena, Napo M1 y M2, Napo U y T. No se encuentra la formación Hollín y pertenece a la edad Eocénica Temprana del Cenozoico.

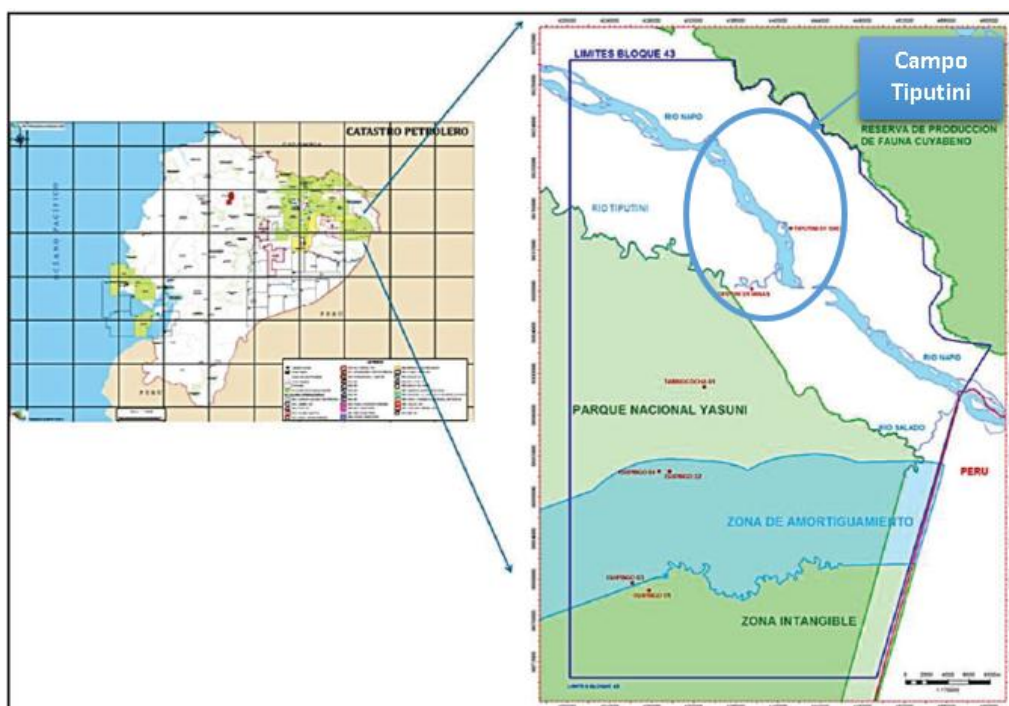


Figura 2. Ubicación del campo Tiputini
(Petroamazonas, 2017)

2.2 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS.

Se analizó los pozos del campo Tiputini, por medio de reportes diarios de historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, con pruebas de restauración de presión y curvas de declinación de los pozos. De esta manera se pudo seleccionar tres pozos de acuerdo a las siguientes características petrofísicas: bajo corte de agua, presión del reservorio, presión de fondo fluente, API del crudo, gravedades específicas, temperatura del reservorio, profundidad de las arenas, de esta manera los pozos anteriormente escogidos son los más adecuados para realizar el estudio.

La Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) entregó la información antes descrita de la empresa Petroamazonas EP. Por medio del convenio de confidencialidad para el uso adecuado de esta información con fines académicos.

2.3 EVALUACIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE A TÉCNICA DEL ANÁLISIS NODAL

Se realizó una evaluación de las condiciones de cada pozo con la técnica del análisis nodal la cual consiste en aplicar diferentes fórmulas que se va a detallar a continuación con el fin de saber el estado actual de producción del pozo.

2.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es necesario para determinar la capacidad de producción de nuestro pozo conforme se va generando una caída de presión.

$$IP = \frac{q_o}{(Pr - p_{wf})}$$

Dónde:

IP= Índice de productividad del pozo (Bls/Día/PSI)

Q_o= Caudal esperado (Bls/día)

Pr= Presión del reservorio (PSI)

P_{wf}= Presión de fondo fluente (PSI)

2.3.2 CÁLCULO DEL CAUDAL MÁXIMO

El caudal máximo es determinado para intentar obtener la máxima capacidad de producción del pozo.

$$Q_{max} = IP(P_r - P_{wf}) \quad [2]$$

Dónde:

IP= Índice de productividad del pozo (Bls/Día/PSI)

Q_{max}= Caudal máximo (Bls/día)

P_r= Presión del reservorio (PSI)

P_{wf}= Presión de fondo fluvente (PSI)

Es necesario determinar estos valores para poder obtener una gráfica de Inflow por el método de Vogel y poder identificar el caudal de petróleo, agua y fluido que se tiene en el pozo.

Fórmulas para determinar la gráfica de Vogel:

CASO 1 ($P_b < P_{wf} < P_r$)

$$q_t = J(P_R - P_{wf}) \quad [3]$$

CASO 2 ($0 < P_b < P_{wf}$)

$$q_t = q_b + [q_{omáx} - q_b] \times \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad [4]$$

2.3.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO

Se necesita determinar la gravedad específica del crudo para relacionar el peso que tiene un fluido con el peso que tiene el agua el cual es conocido, este valor de gravedad específica es adimensional.

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad [5]$$

Dónde:

SG= Gravedad específica

API= Grados API del crudo

2.3.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA PROMEDIO

Cuando tenemos una mezcla de varios componentes en el fluido podemos determinar la gravedad específica multiplicando la fracción de cada fluido por su gravedad específica, sumamos el resultado de cada componente y obtenemos una gravedad específica promedio.

$$SGm = (f_w \cdot \gamma_w) + (f_o \cdot \gamma_o) \quad [6]$$

Dónde:

f_w= Fracción de agua

γ_w= Gravedad específica del agua

f_o=Fracción de petróleo

γ_o=Gravedad específica del petróleo

2.3.5 PROFUNDIDAD EN LA CARA DE FORMACIÓN.

Esta es la profundidad en el medio de la arena productora y se calcula sacando la media entre el tope y la base de la arena.

$$MPP = \frac{htope + hbase}{2} \quad [7]$$

Dónde:

MPP= Profundidad en la cara de la formación (pies).

htope= Profundidad a la que se encuentra la primera perforación en (pies).

hbase= Profundidad a la que se encuentra la última perforación (pies).

2.3.6 ALTURA DIFERENCIAL (Δh)

Es la diferencia entre las profundidades en la cara de la formación en relación a la profundidad del intake de la bomba.

$$\Delta h = MPP - Prof \text{ intake de la bomba.} \quad [8]$$

Dónde:

MPP= Profundidad en la cara de la formación productora (pies).

Δh = Altura diferencial (pies).

Después de obtener esta altura se procede a calcular la presión con la siguiente ecuación:

$$P = (\Delta h * 0.433 \frac{Psi}{pies} * SGm) \quad [9]$$

Dónde:

Δh = Altura diferencial (pies).

SGm= Gravedad específica de la mezcla.

La presión a profundidad de formación será la siguiente:

$$P_{wf} = Presión \text{ Altura Diferencial} + Presión \text{ del Intake} \quad [10]$$

2.3.7 ALTURA NETA

La altura vertical neta es independiente de la profundidad de asentamiento de la bomba. Para transformar la presión en distancia utilizamos la siguiente ecuación:

$$L_f = \frac{P_{wf} * 2.31}{\text{Gravedad específica de la Mezcla}} \quad [11]$$

Dónde:

L_f= Altura de fluido (pies).

P_{wf}= Presión de fondo fluyente (PSI)

2.3.8 CÁLCULO DEL NIVEL DINÁMICO DE FLUIDO

Es necesario determinar el nivel dinámico Del fluido para luego poder obtener la altura dinámica total.

$$NVL = \text{Profundidad de la formación} - \text{Altura neta de fluido} \quad [12]$$

2.3.9 PÉRDIDAS POR FRICCIÓN

Fricción es una pérdida de energía (podemos contarla como una pérdida de presión) debido al corte viscoso de los fluidos cuando fluyen. Con este método podemos calcular las pérdidas por fricción en diferentes diámetros de tubería tanto extrapolando como con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1.852} * \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.852}}{ID^{4.8655}} \quad [13]$$

Dónde:

F= Perdidas por fricción en pies/1000pies

C=120

Q=Caudal (BPD)

ID=Diámetro interno de la tubería en (pulgadas)

2.3.10 CABEZA ESTÁTICA

La cabeza estática no es nada más que esta presión expresada en pies y la conversión se la realiza con la siguiente fórmula:

$$\text{Wellhead (ft)} = \frac{\text{Presión de Cabeza} * 2.31}{\text{Gravedad específica}} \quad [14]$$

2.3.11 ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH)

Se define como la altura de requerido levantar los fluidos para que estos lleguen a la estación de producción con ayuda de la bomba eléctrica sumergible y se la determina de la siguiente manera:

$$TDH = hn + pf + pc \quad [15]$$

Dónde:

hn= Altura neta (pies)

pf= Pérdidas por fricción (pies)

pc= Presión de cabeza (pies)

2.3.12 CÁLCULO DE LA SURGENCIA DE LA BOMBA

La surgencia de la bomba debe ser siempre que sea posible superior a la presión de burbuja para no tener problemas de obstrucción por gas en las bombas.

$$Surgencia = \frac{PIP}{0.433 * SG_o} \quad [16]$$

Dónde:

SGo= Gravedad específica del petróleo

PIP= Presión de entrada a la bomba en PSI

2.3.13 RELACIÓN DE SOLUBILIDAD

El cálculo de la relación de solubilidad a determinada presión y temperatura las cuales tomaremos las condiciones del intake de la bomba se la puede calcular con la siguiente correlación de Glasso.

$$R_s = SG_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125(API)}}{10^{0.0009(T)}} \right)^{1.2048} \quad [17]$$

Dónde:

SGg= Gravedad específica del gas

P= Presión (PSI)

T= Temperatura (F)

Pb= Punto de burbuja (PSI)

2.3.14 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.

Es la relación entre el volumen que ocupara un barril de yacimiento a condiciones normales y se lo puede obtener con la siguiente ecuación.

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147 \left(R_s \left(\frac{SGg}{SGo} \right) + 1.25T \right)^{1.175} \quad [18]$$

Dónde:

SGg= Gravedad específica del gas

SGo= Gravedad específica del petróleo.

T= Temperatura F

2.3.15 CÁLCULO PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDO-REDUCIDAS.

$$P_{sr} = \frac{P}{667 + 15 * SGg + 37.7 * SGg^2} \quad [19]$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168 + 325 * SGg - 12.5 * SGg^2} \quad [20]$$

Dónde:

Psr= Presión pseudoreducida (PSI)

Tsr= Temperatura pseudoreducida (°F)

SGg= Gravedad específica del gas.

2.3.16 CÁLCULO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS.

Se la calcula mediante la siguiente ecuación en la cual tenemos el factor Z que es la compresibilidad del gas, para encontrar este valor ingresaremos a la gráfica de standing con la presión y temperatura pseudoreducida.

$$\beta_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad [21]$$

Dónde:

Z= Factor de compresibilidad del gas (Ad).

T= Temperatura del fondo del pozo (°R)

P= Presión (PSI)

2.3.17 CÁLCULO DEL GAS TOTAL

Para el cálculo del gas total utilizamos el valor de la relación gas petróleo en la siguiente ecuación:

$$Gas\ total = \frac{GOR * BPPD}{1000} (MPCD) \quad [22]$$

2.3.18 CÁLCULO GAS EN SOLUCIÓN

Para el cálculo del gas en solución utilizamos el valor de la relación de solubilidad en la siguiente ecuación:

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s * BOPD}{1000} (MPCD) \quad [23]$$

2.3.19 CÁLCULO GAS LIBRE

El gas libre es una resta entre el gas total menos el gas en solución como podemos observar en la siguiente ecuación:

$$\text{Gas libre} = \text{Gas total} - \text{gas en solución} \quad [24]$$

2.3.20 CÁLCULO VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO

El volumen total de fluido es la cantidad de fluidos que manejará la bomba y para encontrar el valor nos ayuda la siguiente fórmula:

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad [28]$$

Dónde:

V_o= Volumen de petróleo (Bls)

V_w= Volumen de agua (Bls)

V_g= Volumen de gas (Bls)

Para encontrar estos volúmenes utilizamos las siguientes ecuaciones:

$$V_o = BOPD * \beta_o (BOPD) \quad [25]$$

$$V_w = BWPD * \beta_w (BWPD) \quad [26]$$

$$V_g = GAS LIBRE * \beta_g (BGPD) \quad [27]$$

2.3.21 CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE GAS LIBRE

Este valor se lo expresa en porcentaje y si es menor a 10% solo es necesario el uso del intake y si es mayor al 10% tendremos que hacer uso de un separador de gas en nuestro equipo de fondo, este valor lo encontramos con la siguiente ecuación:

$$GAS LIBRE = \frac{V_g}{V_t} * 100\% \quad [29]$$

Dónde:

Vg= Volumen de gas (Bls)

Vt= Volumen total (Bls)

2.4 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LAS BOMBAS

Para determinar la eficiencia actual de las bombas instaladas en cada pozo, se tomó como referencia el gráfico de las curvas de comportamiento de una bomba y se verificó que las bombas están trabajando fuera del rango óptimo de eficiencia.

2.5 DISEÑO Y SELECCIÓN DE LAS BOMBAS

Una vez que seleccionamos los pozos y realizados los cálculos adecuados para conocer el estado actual de producción de los pozos, podremos diseñar de forma óptima nuestras bombas electrosumergibles, la selección óptima de la bomba nos permite optimizar tanto operativa como económicamente.

2.5.1 NÚMERO DE ETAPAS

Para el cálculo del número de etapas que requiere nuestra bomba debemos determinar cuál es nuestro levantamiento por etapa (ft/etapa).

$$\text{Numero de etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza por etapa}} \quad [30]$$

2.5.2 POTENCIA

Según el desempeño de la bomba obtenemos el valor de cuanta potencia requiere la bomba por etapa (H_p /etapa), de esta manera podemos calcular la potencia total requerida por la bomba:

$$H_p = (\text{etapas totales}) * (H_p \text{ por etapa}) * SGm \quad [31]$$

2.5.2.1 Potencia real transmitida al fluido

$$H_{pr} = H_p * \text{Eficiencia} \quad [32]$$

2.5.3 PÉRDIDAS POR EFICIENCIA DE LA BOMBA

$$\Delta H_p = H_p - H_{pr} \quad [33]$$

La potencia que requiere la bomba más un 20 % por seguridad ya que el variador de frecuencia también consume potencia, existen varios tipos de motor y dependerá de la potencia que genere, el voltaje y el amperaje para su elección.

2.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para la realización del análisis económico se hizo una comparación entre los costos actuales de operación de los pozos con bombas sobredimensionadas y los costos que van a tener los pozos con las nuevas bombas propuestas, con esta comparación se pudo observar las ventajas económicas que tienen las nuevas bombas mediante la realización de un análisis costo-beneficio.

Se tomó en cuenta costos importantes como el de \$150 por etapa de la bomba, \$300 por Hp del motor y el costo del Kwh de 0,933 USD, así se conoció el valor total de la nueva completación con el que finalmente se obtuvo el ahorro total que se tendrá implementando las nuevas bombas. (Schlumberger, 2015)

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS.

De las propiedades petrofísicas presentadas en la tabla 1 se destaca la gravedad API, se observa que los pozos producen con un crudo pesado porque están dentro de la clasificación de 10-22.3 API, también se observa que los tres pozos tienen bajo corte de agua ya que ninguno supera el 40% y la mayor parte de producción es petróleo. En cuanto a su presión de reservorio es óptima porque no se acerca a la presión de burbuja por lo que no van a producir mucho gas y su temperatura está en el rango de 86 a 194 grados Fahrenheit lo que indica que son yacimiento de baja temperatura.

Tabla 1. Condiciones del pozo TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010.

PARÁMETRO	TPTC-002	TPTC-009	TPTC-010	UNIDAD
Presión de Reservorio(Pr)	1800	1800	1800	Psi
Presión de Burbuja(Pb)	212	212	212	Psi
Presión de Cabeza	165	172	180	Psi
Presión de descarga	1769	1963	2117	Psi
Profundidad del Intake	3965.27	5044	4601.36	Pies
Presión de fondo fluyente (Pwf)	213	252	274	Psi
API	14.2	14.5	14.5	°API
Relación Gas-Petróleo (GOR)	86	98	228	PCS/Bls
BSW	3	18	38	%
Gravedad específica (SGgas)	0.87	0.9	0.9	
Gravedad específica (SGagua)	1	1	1	
Factor volumétrico del petróleo (Bo)	1.04	1.05	1.06	BY/BN
BFPD	570	769	1319	Bls
BPPD	552.9	630.58	817.78	Bls
BAPD	17.1	138.42	501.22	Bls
Temperatura(T)	148	151	185	°F
Arena M1	4532 - 4577	5438 - 5494	5000 - 5048	Pies

(Petroamazonas, 2017)

3.2 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES EN LOS POZOS SELECCIONADOS

3.2.1 CÁLCULOS DEL POZO TPTC-002

Se realizó una estimación de la producción en el pozo por medio del método de Vogel en el cual se encontró el caudal máximo con el que se espera producir, después se realiza los cálculos para encontrar el porcentaje de Gas y determinar que elemento mecánico necesita la completación para controlar la producción de gas. Finalmente con el cálculo de TDH (Total Dynamic Head) se procede a escoger una bomba que trabaje óptimamente según las condiciones de nuestro pozo.

3.2.1.1 Cálculo del índice de productividad (IP)

$$IP = \frac{q_o}{(Pr - P_{wf})} \quad [1]$$
$$IP = \frac{570}{(1800 - 213)}$$
$$IP = 0.36 \text{ Bls/día/Psi}$$

3.2.1.2 Cálculo del caudal máximo

$$Q_{max} = IP(Pr - P_{wf}) \quad [2]$$
$$Q_{max} = 0.37(1800 - 0)$$
$$Q_{max} = 612.66 \text{ Bls}$$

3.2.1.3 Gráfica del IPR compuesto

CASO 1 ($P_b < P_{wf} < P_r$)

$$q_t = J(P_R - P_{wf}) \quad [3]$$

CASO 2 ($0 < P_b < P_{wf}$)

$$q_t = q_b + [q_{omáx} - q_b] \times \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad [4]$$

Tabla 2. Condiciones de producción del pozo TPTC-002

CASOS	Pwf (Psi)	Qw (Bls/día)	Qo (Bls/día)	Qt (Bls/día)
CASO 1	1800	0.00	0.00	0.00
	1700	1.07	34.83	35.91
	1600	2.15	69.67	71.83
	1500	3.23	104.51	107.75
	1400	4.31	139.35	143.66
	1300	5.38	174.19	179.58
	1200	6.46	209.03	215.50
	1100	7.54	243.87	251.41
	1000	8.62	278.71	287.33
	900	9.69	313.55	323.25
	800	10.77	348.39	359.16
	700	11.85	383.23	395.08
	600	12.93	418.07	431.00
	500	14.00	452.91	466.91
	400	15.08	487.75	502.83
	CASO 2	300	16.163	522.590
212		17.111	553.248	570.359
212		17.111	553.248	570.359
200		17.237	557.324	574.561
150		17.692	572.041	589.733
100		18.034	583.106	601.141
	50	18.264	590.520	608.783
	0	18.380	594.281	612.661

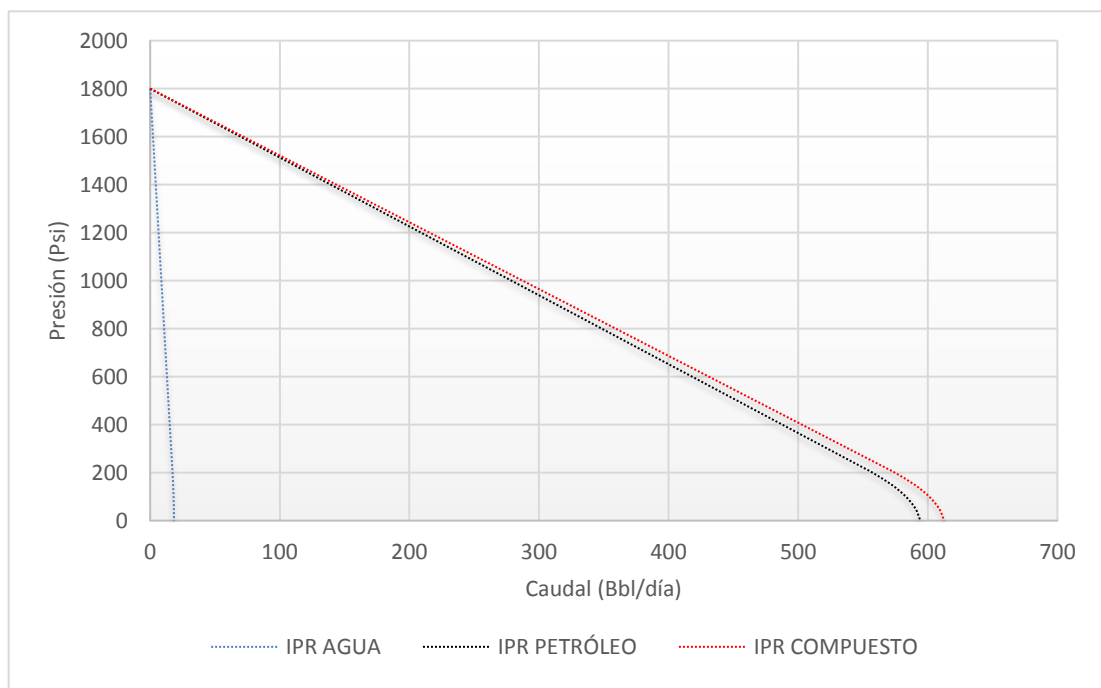


Figura 3. Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el pozo TPTC-002

En la tabla 1 se observa el caudal de petróleo que se obtiene del pozo TPTC-002 el cual es de 552.90 bls/día, en la tabla 2 tenemos el caudal máximo de petróleo que se puede obtener que es 594.28 bls/día y se puede identificar en la figura 3 como la curva negra de IPR de petróleo; este valor se pretende producir con la implementación de la bomba sugerida DN610.

3.2.1.4 Cálculo de la gravedad específica del crudo.

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad [5]$$

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + 14.2}$$

$$SG = 0.9711$$

3.2.1.5 Cálculo de la gravedad específica de la mezcla crudo-agua, la gravedad específica del agua de formación del reservorio es 1.

$$SGm = (f_w * \gamma_w + f_o * \gamma_o) \quad [6]$$

$$SGm = (0.03 * 1 + 0.97 * 0.9711)$$

$$SGm = 0.9720$$

3.2.1.6 Cálculo de la profundidad en la cara de la formación

$$MPP = \frac{4532 + 4577}{2} \quad [7]$$

$$MPP = 4554.50 \text{ pies}$$

3.2.1.7 Cálculo de la altura diferencial, el sensor muestra una profundidad del intake de 3965.27 pies

$$\Delta h = \text{Profundidad de la formación} - \text{Profundidad del sensor} \quad [8]$$

$$\Delta h = 4554.50 \text{ pies} - 3965.27 \text{ pies}$$

$$\Delta h = 589.23 \text{ pies}$$

Después de obtener esta altura se procede a calcular la presión con la siguiente ecuación:

$$P = (\Delta h * 0.433 \frac{Psi}{pies} * SGm) \quad [9]$$

$$P = (589.23 \text{ pies} * 0.433 \frac{Psi}{pies} * 0.9720)$$

$$P = 248.00 \text{ Psi}$$

La presión a profundidad de formación será la siguiente:

$$\begin{aligned}
 P_{wf} &= \text{Presión Altura Diferencial} + \text{Presión del Intake} & [10] \\
 P_{wf} &= 248 \text{ Psi} + 213 \text{ Psi} \\
 P_{wf} &= 461.00 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

3.2.1.8 Cálculo de la altura neta con la presión de fondo fluente

$$\begin{aligned}
 L_f &= \frac{P_{wf} * 2.31}{SGm} & [11] \\
 L_f &= \frac{461 * 2.31}{0.9720} \\
 L_f &= 1095.55 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.1.9 Cálculo del nivel dinámico de fluido

$$\begin{aligned}
 NVL &= \text{Profundidad de la formación} - \text{Altura neta de fluido} & [12] \\
 NVL &= 4554.50 \text{ pies} - 1095.55 \text{ pies} \\
 NVL &= 3458.95 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.1.10 Cálculo de las pérdidas por fricción para una tubería de 3 ½ con un diámetro interno de: 2.992" mediante la ecuación de Hasen Williams.

$$\begin{aligned}
 f &= \frac{2.083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1.852} \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.852}}{ID^{4.8655}} & [13] \\
 f &= \frac{2.083 \left(\frac{100}{120}\right)^{1.852} \left(\frac{570}{34.3}\right)^{1.852}}{(2.992)^{4.8655}} \\
 f &= 1.30 \text{ pies}/1000\text{pies} \\
 P_f &= \frac{3965.27 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} * 1.30\text{pies} \\
 P_f &= 5.19 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

Se procedió a transformar la presión de cabeza en altura:

$$\begin{aligned}
 \text{Wellhead} &= \frac{\text{Presión de Cabeza} * 2.31}{SGm} & [14] \\
 \text{Wellhead} &= \frac{165 * 2.31}{0.9720} \\
 \text{Wellhead} &= 392.11 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.1.11 Cálculo de la altura dinámica total (TDH).

$$\begin{aligned}TDH &= NVL + Pf + Wellhead & [15] \\TDH &= 3458.95 \text{ pies} + 5.19 \text{ pies} + 392.11 \text{ pies} \\TDH &= 3856.24 \text{ pies}\end{aligned}$$

3.2.1.12 Cálculo de la sumergencia de la bomba

$$\begin{aligned}Sumergencia &= \frac{PIP}{0.433 * SGo} & [16] \\Sumergencia &= \frac{213}{0.433 * 0.9711} \\Sumergencia &= 506.52 \text{ pies}\end{aligned}$$

3.2.1.13 Cálculos de gas.

Cálculo de la relación de solubilidad (Rs).

$$\begin{aligned}Rs &= SGgas \left(\frac{Pb}{18} * \frac{10^{0.0125(API)}}{10^{0.0009(T^\circ)}} \right)^{1.2048} & [17] \\Rs &= 0,87 \left(\frac{212}{18} * \frac{10^{0.0125(14.2)}}{10^{0.0009(148)}} \right)^{1.2048} \\Rs &= 19.20 \text{ PCS/Bls}\end{aligned}$$

Cálculo del factor volumétrico de petróleo.

$$\begin{aligned}\beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left(Rs \left(\frac{SGgas}{SGoil} \right) + 1.25(T^\circ) \right)^{1.175} & [18] \\\beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left(19.20 \left(\frac{0.87}{0.97117} \right) + 1.25(148) \right)^{1.175} \\\beta_o &= 1.0473 \text{ BY/BN}\end{aligned}$$

Cálculo de presión y temperatura Pseudo-reducidas

$$\begin{aligned}Psr &= \frac{Pr}{667 + 15 * (SGgas) + 37.7 * (SGgas)^2} & [19] \\Psr &= \frac{1800}{667 + 15 * 0.87 + 37.7 * 0.87^2} \\Psr &= 2.54 \text{ Psi}\end{aligned}$$

$$Tsr = \frac{T[^\circ R]}{168 + 325 * (SGgas) - 12.5 * (SGgas)^2} \quad [20]$$

$$T_{sr} = \frac{148 + 460}{168 + 325 * 0.87 - 12.5 * 0.87^2}$$

$$T_{sr} = 1.38 \text{ } ^\circ R$$

Factor de compresibilidad del gas $Z = 0.708$

Cálculo del factor volumétrico de gas.

$$\beta_g = 0.00504 \frac{(Z)(T[^\circ R])}{P_r} \quad [21]$$

$$\beta_g = 0.00504 \frac{(0.708)(608)}{1800}$$

$$\beta_g = 0.0012 \text{ PCY/PCS}$$

Cálculo de gas total.

$$\text{Gas total} = \frac{GOR * BPPD}{1000} (MPCD) \quad [22]$$

$$\text{Gas total} = \frac{86 * 552.90}{1000} (MPCD)$$

$$\text{Gas total} = 47.54 (MPCS)$$

Cálculo de gas en solución.

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s * BPPD}{1000} (MPCD) \quad [23]$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{19.20 * 552.90}{1000} (MPCD)$$

$$\text{Gas en solución} = 10.61 (MPCS)$$

Cálculo de gas libre.

$$\text{Gas libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas en Solución} \quad [24]$$

$$\text{Gas libre} = 47.54 - 10.61$$

$$\text{Gas libre} = 36.93 (MPCS)$$

Cálculo del volumen total de fluido.

Para encontrar estos volúmenes utilizamos las siguientes ecuaciones:

$V_o = BPPD * \beta_o$	$V_w = BAPD * \beta_w$	$V_g = \text{Gas libre} * \beta_g$
$V_o = 579.05 \text{ BLS}$	$V_w = 17.10 \text{ BLS}$	$V_g = 44.32 \text{ BLS}$

$$\begin{aligned}
 V_{Total} &= V_o + V_w + V_g & [28] \\
 V_{Total} &= 579.05 + 17.10 + 44.32 \\
 V_{Total} &= 640.47 \text{ BLS}
 \end{aligned}$$

Cálculo del porcentaje de gas libre

$$\begin{aligned}
 \% \text{ GAS LIBRE} &= \frac{\text{Volumen del Gas}}{\text{Volumen Total}} * 100\% & [29] \\
 \% \text{ GAS LIBRE} &= \frac{44.32}{640.47} * 100\% \\
 \% \text{ GAS LIBRE} &= 6.92\%
 \end{aligned}$$

Para el caso del Pozo TPTC-002 no se necesita separador de gas ya que su porcentaje de gas libre es de 6.92%, que esta en el rango de 0-10%, por lo que solo se requiere de un INTAKE en la completación de fondo.

3.2.2 CÁLCULOS DEL POZO TPTC-009

Para este pozo se realizó el mismo procedimiento propuesto para el pozo TPTC-002 tomando en cuenta que el porcentaje de BSW (Basic Sediment and Water) es del 18% por lo tanto este pozo si tiene una producción de agua a considerarse que se puede observar en la figura 4 de Vogel realizada a continuación.

3.2.2.1 Cálculo del índice de productividad (IP)

$$\begin{aligned}
 IP &= \frac{q_o}{(Pr - P_{wf})} & [1] \\
 IP &= \frac{769}{(1800 - 252)} \\
 IP &= 0.50 \text{ BLS/día/Psi}
 \end{aligned}$$

3.2.2.2 Cálculo caudal máximo

$$\begin{aligned}
 Q_{max} &= IP(Pr - P_{wf}) & [2] \\
 Q_{max} &= 0.50(1800 - 0) \\
 Q_{max} &= 847.38 \text{ BLS}
 \end{aligned}$$

3.2.2.3 Gráfica del IPR compuesto

Tabla 3. Condiciones de producción del pozo TPTC-009

CASOS	Pwf (Psi)	Qw (Bls/día)	Qo (Bls/día)	Qt (Bls/día)
CASO 1	1800	0.00	0.00	0.00
	1700	8.94	40.73	49.67
	1600	17.88	81.47	99.35
	1500	26.82	122.20	149.03
	1400	35.76	162.94	198.70
	1300	44.70	203.67	248.38
	1200	53.65	244.41	298.06
	1100	62.59	285.14	347.73
	1000	71.53	325.88	397.41
	900	80.47	366.61	447.09
	800	89.41	407.35	496.77
	700	98.36	448.08	546.44
	600	107.30	488.82	596.12
	500	116.24	529.55	645.80
	400	125.18	570.29	695.47
	300	134.12	611.02	745.15
	212	141.99	646.87	788.87
CASO 2	212	141.99	646.87	788.87
	200	143.04	651.63	794.68
	150	146.82	668.84	815.66
	100	149.66	681.78	831.44
	50	151.56	690.45	842.01
	0	152.52	694.85	847.37

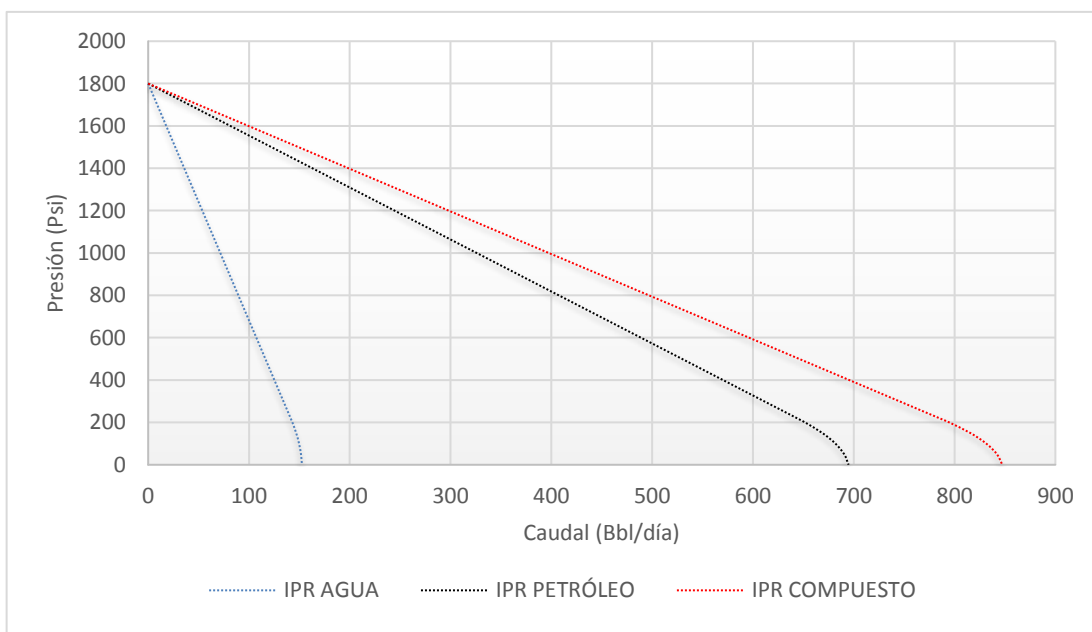


Figura 4. Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el pozo TPTC-009

En la tabla 1 se observa el caudal de petróleo que se obtiene del pozo TPTC-009 el cual es de 630.58 bls/día, en la tabla 3 tenemos el caudal máximo de petróleo que se puede obtener que es 694.85 bls/día y se puede identificar en la figura 4 como la curva negra de IPR de petróleo; este valor se pretende producir con la implementación de la bomba sugerida D800N.

3.2.2.4 Cálculo de la gravedad específica del crudo.

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad [5]$$

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + 14.5}$$

$$SG = 0.9691$$

3.2.2.5 Cálculo de la gravedad específica de la mezcla crudo-agua, la gravedad específica del agua de formación del reservorio es 1.

$$SGm = (fw * \gamma_w + fo * \gamma_o) \quad [6]$$

$$SGm = (0.18 * 1 + 0.82 * 0.9691)$$

$$SGm = 0.9747$$

3.2.2.6 Cálculo de la profundidad en la cara de la formación

$$MPP = \frac{5438 + 5494}{2} \quad [7]$$

$$MPP = 5466.00 \text{ pies}$$

3.2.2.7 Cálculo de la altura diferencial, el sensor muestra una profundidad del intake de 5044 pies

$$\Delta h = \text{Profundidad de la formación} - \text{Profundidad del sensor} \quad [8]$$

$$\Delta h = 5466 \text{ pies} - 5044 \text{ pies}$$

$$\Delta h = 422.00 \text{ pies}$$

Después de obtener esta altura se procede a calcular la presión con la siguiente ecuación:

$$P = (\Delta h * 0.433 \frac{Psi}{pies} * SGm) \quad [9]$$

$$P = (422 \text{ pies} * 0.433 \frac{Psi}{pies} * 0.9747)$$

$$P = 178.10 \text{ Psi}$$

La presión a profundidad de formación será la siguiente:

$$\begin{aligned}
 P_{wf} &= \text{Presión Altura Diferencial} + \text{Presión del Intake} & [10] \\
 P_{wf} &= 178.10 \text{ Psi} + 252 \text{ Psi} \\
 P_{wf} &= 430.10 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

3.2.2.8 Cálculo de la altura neta con la presión de fondo fluente

$$\begin{aligned}
 L_f &= \frac{P_{wf} * 2.31}{SGm} & [11] \\
 L_f &= \frac{430.10 * 2.31}{0.97471} \\
 L_f &= 1019.30 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.2.9 Cálculo del nivel dinámico de fluido

$$\begin{aligned}
 NVL &= \text{Profundidad de la formación} - \text{Altura neta de fluido} & [12] \\
 NVL &= 5466 \text{ pies} - 1019.30 \text{ pies} \\
 NVL &= 4446.70 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.2.10 Cálculo de las pérdidas por fricción para una tubería de 3 ½ con un diámetro interno de: 2.992" mediante la ecuación de Hasen Williams.

$$\begin{aligned}
 f &= \frac{2.083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1.852} \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.852}}{ID^{4.8655}} & [13] \\
 f &= \frac{2.083 \left(\frac{100}{120}\right)^{1.852} \left(\frac{769}{34.3}\right)^{1.852}}{(2.992)^{4.8655}} \\
 f &= 2.27 \text{ pies}/1000\text{pies} \\
 Pf &= \frac{5044 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} * 2.27 \text{ pies} \\
 Pf &= 11.49 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

Se procedió a transformar la presión de cabeza en altura:

$$\begin{aligned}
 \text{Wellhead} &= \frac{\text{Presión de Cabeza} * 2.31}{SGm} & [14] \\
 \text{Wellhead} &= \frac{172 * 2.31}{0.97471} \\
 \text{Wellhead} &= 407.62 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.2.11 Cálculo de la altura dinámica total (TDH).

$$\begin{aligned}TDH &= NVL + Pf + Wellhead & [15] \\TDH &= 4446.70 \text{ pies} + 11.49 \text{ pies} + 407.62 \text{ pies} \\TDH &= 4865.81 \text{ pies}\end{aligned}$$

3.2.2.12 Cálculo de la sumergencia de la bomba

$$\begin{aligned}Sumergencia &= \frac{PIP}{0.433 * SGo} & [16] \\Sumergencia &= \frac{252}{0.433 * 0.96917} \\Sumergencia &= 600.50 \text{ pies}\end{aligned}$$

3.2.2.13 Cálculos de gas.

Cálculo de la relación de solubilidad (Rs).

$$\begin{aligned}Rs &= SGgas \left(\frac{Pb}{18} * \frac{10^{0.0125(API)}}{10^{0.0009(T^\circ)}} \right)^{1.2048} & [17] \\Rs &= 0,9 \left(\frac{212}{18} * \frac{10^{0.0125(14.5)}}{10^{0.0009(151)}} \right)^{1.2048} \\Rs &= 19.92 \text{ PCS/BlS}\end{aligned}$$

Cálculo del factor volumétrico de petróleo.

$$\begin{aligned}\beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left(Rs \left(\frac{SGgas}{SGoil} \right) + 1.25(T^\circ) \right)^{1.175} & [18] \\ \beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left(19.92 \left(\frac{0.9}{0.96917} \right) + 1.25(151) \right)^{1.175} \\ \beta_o &= 1.0495 \text{ BY/BN}\end{aligned}$$

Cálculo de presión y temperatura Pseudo-reducidas

$$Psr = \frac{Pr}{667 + 15 * (SGgas) + 37.7 * (SGgas)^2} \quad [19]$$

$$Psr = \frac{1800}{667 + 15 * 0.9 + 37.7 * 0.9^2}$$

$$Psr = 2.53 \text{ Psi}$$

$$Tsr = \frac{T[^\circ R]}{168 + 325 * (SGgas) - 12.5 * (SGgas)^2} \quad [20]$$

$$Tsr = \frac{151 + 460}{168 + 325 * 0.9 - 12.5 * 0.9^2}$$

$$Tsr = 1.36 \text{ }^\circ R$$

Factor de compresibilidad del gas $Z = 0.69$

Cálculo del factor volumétrico de gas.

$$\beta g = 0.00504 \frac{(Z)(T[^\circ R])}{Pr} \quad [21]$$

$$\beta g = 0.00504 \frac{(0.69)(611)}{1800}$$

$$\beta g = 0.0011 \text{ PCY/PCS}$$

Cálculo de gas total.

$$\text{Gas total} = \frac{GOR * BPPD}{1000} (MPCD) \quad [22]$$

$$\text{Gas total} = \frac{98 * 630.58}{1000} (MPCD)$$

$$\text{Gas total} = 61.79 (MPCS)$$

Cálculo de gas en solución.

$$\text{Gas en solución} = \frac{Rs * BPPD}{1000} (MPCD) \quad [23]$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{19.92 * 630.58}{1000} (MPCD)$$

$$\text{Gas en solución} = 12.56 (MPCS)$$

Cálculo de gas libre.

$$\text{Gas libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas en Solución} \quad [24]$$

$$\text{Gas libre} = 61.79 - 12.56$$

$$\text{Gas libre} = 49.22 (MPCS)$$

Cálculo del volumen total de fluido.

Para encontrar estos volúmenes utilizamos las siguientes ecuaciones:

$V_o = BPPD * \beta_o$	$V_w = BAPD * \beta_w$	$V_g = \text{Gas libre} * \beta_g$
$V_o = 661.78 \text{ BLS}$	$V_w = 138.42 \text{ BLS}$	$V_g = 58.17 \text{ BLS}$

$$V_{Total} = V_o + V_w + V_g \quad [28]$$

$$V_{Total} = 661.78 + 138.42 + 58.17$$

$$V_{Total} = 858.37 \text{ BLS}$$

Cálculo del porcentaje de gas libre

$$\begin{aligned}\% \text{ GAS LIBRE} &= \frac{\text{Volumen del Gas}}{\text{Volumen Total}} * 100\% & [29] \\ \% \text{ GAS LIBRE} &= \frac{58.17}{858.37} * 100\% \\ \% \text{ GAS LIBRE} &= 6.77\%\end{aligned}$$

Para el caso del Pozo TPTC-009 no se necesita separador de gas ya que su porcentaje de gas libre es de 6.77%, se encuentra en el rango de 0-10%, por lo que solo se requiere de un INTAKE en la completación de fondo.

3.2.3 CÁLCULOS DEL POZO TPTC-010

Se realizó el mismo procedimiento propuesto para el pozo TPTC-002 y TPTC-009 tomando en cuenta que el porcentaje de BSW (Basic Sediment and Water) es del 38%, sin embargo este pozo tiene un caudal de petróleo mayor al de los otros dos pozos, se puede observar en la figura 5.

3.2.3.1 Cálculo del índice de productividad (IP)

$$\begin{aligned}IP &= \frac{q_o}{(P_r - P_{wf})} & [1] \\ IP &= \frac{1319}{(1800 - 274)} \\ IP &= 0.86 \text{ Bls/día/Psi}\end{aligned}$$

3.2.3.2 Cálculo caudal máximo

$$\begin{aligned}Q_{max} &= IP(P_r - P_{wf}) & [2] \\ Q_{max} &= 0.86(1800 - 0) \\ Q_{max} &= 1474.39 \text{ Bls}\end{aligned}$$

3.2.3.3 Gráfica del IPR compuesto

Tabla 4. Condiciones de producción del pozo TPTC-010

CASOS	Pwf (Psi)	Qw (Bls/día)	Qo (Bls/día)	Qt (Bls/día)
CASO 1	1800	0.00	0.00	0.00
	1700	32.84	53.59	86.43
	1600	65.69	107.18	172.87
	1500	98.53	160.76	259.30
	1400	131.38	214.35	345.74
	1300	164.22	267.94	432.17
	1200	197.07	321.53	518.61
	1100	229.91	375.12	605.04
	1000	262.76	428.71	691.48
	900	295.60	482.30	777.91
	800	328.45	535.89	864.35
	700	361.29	589.48	950.78
	600	394.14	643.07	1037.22
	500	426.99	696.66	1123.65
	400	459.83	750.25	1210.09
	CASO 2	300	492.68	803.84
212		521.58	851.00	1372.59
212		521.58	851.00	1372.59
200		525.42	857.27	1382.70
150		539.30	879.91	1419.21
100		549.73	896.93	1446.66
50		556.72	908.33	1465.05
0	560.26	914.12	1474.39	

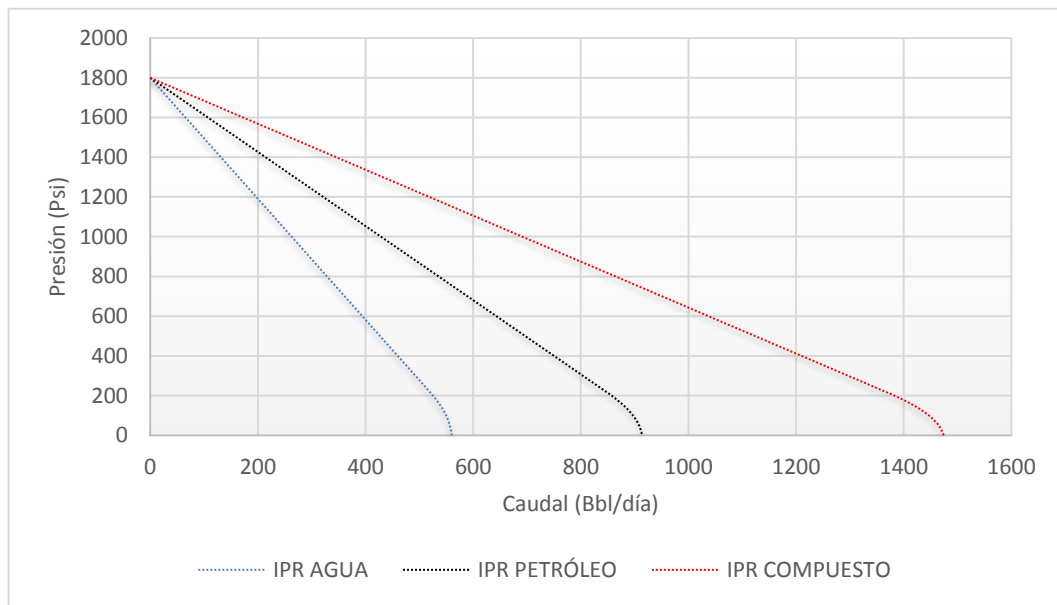


Figura 5. Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el pozo TPTC-010

En la tabla 1 se observa el caudal de petróleo que se obtiene del pozo TPTC-010 el cual es de 817.78 bls/día, en la tabla 3 se tiene el caudal máximo de petróleo que se puede obtener que es 914.12 bls/día y se puede identificar en la figura 4 como la curva negra de IPR de petróleo; este valor se pretende producir con la implementación de la bomba sugerida D1400N.

3.2.3.4 Cálculo de la gravedad específica del crudo.

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad [5]$$

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + 14.5}$$

$$SG = 0.9691$$

3.2.3.5 Cálculo de la gravedad específica de la mezcla crudo-agua, la gravedad específica del agua de formación del reservorio es 1.

$$SGm = (f_w * \gamma_w + f_o * \gamma_o) \quad [6]$$

$$SGm = (0.38 * 1 + 0.62 * 0.96917)$$

$$SGm = 0.9808$$

3.2.3.6 Cálculo de la profundidad en la cara de la formación

$$MPP = \frac{5000 + 5048}{2} \quad [7]$$

$$MPP = 5024.00 \text{ pies}$$

3.2.3.7 Cálculo de la altura diferencial, el sensor muestra una profundidad del intake de 4601.36 pies

$$\Delta h = \text{Profundidad de la formación} - \text{Profundidad del sensor} \quad [8]$$

$$\Delta h = 5024 \text{ pies} - 4601.36 \text{ pies}$$

$$\Delta h = 422.64 \text{ pies}$$

Después de obtener esta altura se procede a calcular la presión con la siguiente ecuación:

$$P = (\Delta h * 0.433 \frac{Psi}{pies} * SGm) \quad [9]$$

$$P = (422.64 \text{ pies} * 0.433 \frac{Psi}{pies} * 0.9808)$$

$$P = 179.50 \text{ Psi}$$

La presión a profundidad de formación será la siguiente

$$\begin{aligned}
 P_{wf} &= \text{Presión Altura Diferencial} + \text{Presión del Intake} & [10] \\
 P_{wf} &= 179.50 \text{ Psi} + 274.00 \text{ Psi} \\
 P_{wf} &= 453.50 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

3.2.3.8 Cálculo de la altura neta con la presión de fondo fluente

$$\begin{aligned}
 L_f &= \frac{P_{wf} * 2.31}{SGm} & [11] \\
 L_f &= \frac{453.50 * 2.31}{0.9808} \\
 L_f &= 1068.00 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.3.9 Cálculo del nivel dinámico de fluido

$$\begin{aligned}
 NVL &= \text{Profundidad de la formación} - \text{Altura neta de fluido} & [12] \\
 NVL &= 5024 \text{ pies} - 1068 \text{ pies} \\
 NVL &= 3956,00 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.3.10 Cálculo de las pérdidas por fricción para una tubería de 3 ½ con un diámetro interno de: 2.992" mediante la ecuación de Hasen Williams.

$$\begin{aligned}
 f &= \frac{2.083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1.852} \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.852}}{ID^{4.8655}} & [13] \\
 f &= \frac{2.083 \left(\frac{100}{120}\right)^{1.852} \left(\frac{1319}{34.3}\right)^{1.852}}{(2.992)^{4.8655}} \\
 f &= 6.18 \text{ pies}/1000\text{pies} \\
 P_f &= \frac{4601.36 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} * 6.18 \text{ pies} \\
 P_f &= 28.47 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

Se procedió a transformar la presión de cabeza en altura:

$$\begin{aligned}
 \text{Wellhead} &= \frac{\text{Presión de Cabeza} * 2.31}{SGm} & [14] \\
 \text{Wellhead} &= \frac{180 * 2.31}{0.9720} \\
 \text{Wellhead} &= 392.11 \text{ pies}
 \end{aligned}$$

3.2.3.11 Cálculo de la altura dinámica total (TDH).

$$\begin{aligned}TDH &= NVL + Pf + Wellhead \\TDH &= 3956 \text{ pies} + 28.47 \text{ pies} + 392.11 \text{ pies} \\TDH &= 4376.58 \text{ pies}\end{aligned}\quad [15]$$

3.2.3.12 Cálculo de la sumergencia de la bomba

$$\begin{aligned}Sumergencia &= \frac{PIP}{0.433 * SG_o} \\Sumergencia &= \frac{274}{0.433 * 0.9691} \\Sumergencia &= 652.92 \text{ pies}\end{aligned}\quad [16]$$

3.2.3.13 Cálculos de gas.

Cálculo de la relación de solubilidad (Rs).

$$\begin{aligned}Rs &= SG_{gas} \left(\frac{Pb}{18} * \frac{10^{0.0125(API)}}{10^{0.0009(T^\circ)}} \right)^{1.2048} \\Rs &= 0.9 \left(\frac{212}{18} * \frac{10^{0.0125(14,5)}}{10^{0.0009(185)}} \right)^{1.2048} \\Rs &= 18.30 PCS/Bls\end{aligned}\quad [17]$$

Cálculo del factor volumétrico de petróleo.

$$\begin{aligned}\beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left(Rs \left(\frac{SG_{gas}}{SG_{oil}} \right) + 1.25(T^\circ) \right)^{1.175} \\ \beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left(18.30 \left(\frac{0.9}{0.96917} \right) + 1.25(185) \right)^{1.175} \\ \beta_o &= 1.0677 BY/BN\end{aligned}\quad [18]$$

Cálculo de presión y temperatura Pseudo-reducidas

$$P_{sr} = \frac{Pr}{667 + 15 * (SG_{gas}) + 37.7 * (SG_{gas})^2}\quad [19]$$

$$\begin{aligned}P_{sr} &= \frac{1800}{667 + 15 * 0.9 + 37.7 * 0.9^2} \\P_{sr} &= 2.53 \text{ Psi}\end{aligned}$$

$$T_{sr} = \frac{T[^\circ R]}{168 + 325 * (SG_{gas}) - 12.5 * (SG_{gas})^2}\quad [20]$$

$$T_{sr} = \frac{185 + 460}{168 + 325 * 0.9 - 12.5 * 0.9^2}$$

$$T_{sr} = 1.432 \text{ } ^\circ R$$

Factor de compresibilidad del gas $Z = 0.746$

Cálculo del factor volumétrico de gas.

$$\beta_g = 0.00504 \frac{(Z)(T[^\circ R])}{Pr} \quad [21]$$

$$\beta_g = 0.00504 \frac{(0.746)(645)}{1800}$$

$$\beta_g = 0.0013 \text{ PCY/PCS}$$

Cálculo de gas total.

$$\text{Gas total} = \frac{GOR * BPPD}{1000} \text{ (MPCD)} \quad [22]$$

$$\text{Gas total} = \frac{228 * 817.78}{1000} \text{ (MPCD)}$$

$$\text{Gas total} = 186.45 \text{ (MPCS)}$$

Cálculo de gas en solución.

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s * BPPD}{1000} \text{ (MPCD)} \quad [23]$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{18.30 * 817.78}{1000} \text{ (MPCD)}$$

$$\text{Gas en solución} = 14.96 \text{ (MPCS)}$$

Cálculo de gas libre.

$$\text{Gas libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas en Solución} \quad [24]$$

$$\text{Gas libre} = 186.45 - 14.96$$

$$\text{Gas libre} = 171.48 \text{ (MPCS)}$$

Cálculo del volumen total de fluido.

Para encontrar estos volúmenes utilizamos las siguientes ecuaciones:

$V_o = BPPD * \beta_o$	$V_w = BAPD * \beta_w$	$V_g = \text{Gas libre} * \beta_g$
$V_o = 873.21 \text{ BLS}$	$V_w = 501.22 \text{ BLS}$	$V_g = 231 \text{ BLS}$

$$V_{Total} = V_o + V_w + V_g \quad [28]$$

$$V_{Total} = 873.21 + 501.22 + 231$$

$$V_{Total} = 1605.43 \text{ BLS}$$

Cálculo del porcentaje de gas libre

$$\% \text{ GAS LIBRE} = \frac{\text{Volumen del Gas}}{\text{Volumen Total}} * 100\% \quad [29]$$

$$\% \text{ GAS LIBRE} = \frac{231}{1605.43} * 100\%$$

$$\% \text{ GAS LIBRE} = 14.39\%$$

Para el caso del Pozo TPTC-010 su porcentaje de gas libre es de 14.39%, que se encuentra dentro del rango de 10-40%, por lo que requiere de un SEPARADOR de gas en su completación de fondo.

3.3 ANÁLISIS DE LA BOMBAS INSTALADAS

3.3.1 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE LAS BOMBAS INSTALADAS EN CADA POZO SELECCIONADO

3.3.1.1 Bomba S8000N instalada en los pozos TPTC-002 y TPTC-009

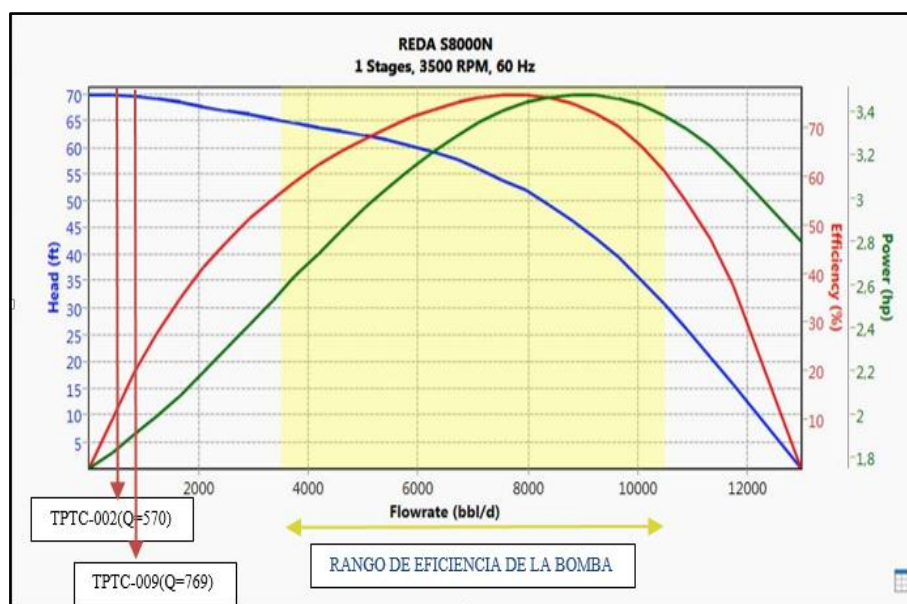


Figura 6. Curva de las propiedades de la bomba S8000N (PIPESIM, 2017)

En la figura 6 se observa que la bomba S8000N instalada en estos dos pozos TPTC-002 con producción de 570 bls/día y TPTC-009 con producción de 769 bls/día está trabajando fuera de su rango de eficiencia el cual se encuentra desde 4 000 bls/día a 10 000 bls/día, lo que quiere decir que existe sobredimensionamiento de la bomba utilizada y se sugiere un cambio de la bomba.

3.3.1.2 Bomba SN8500 instalada en el pozo TPTC-010

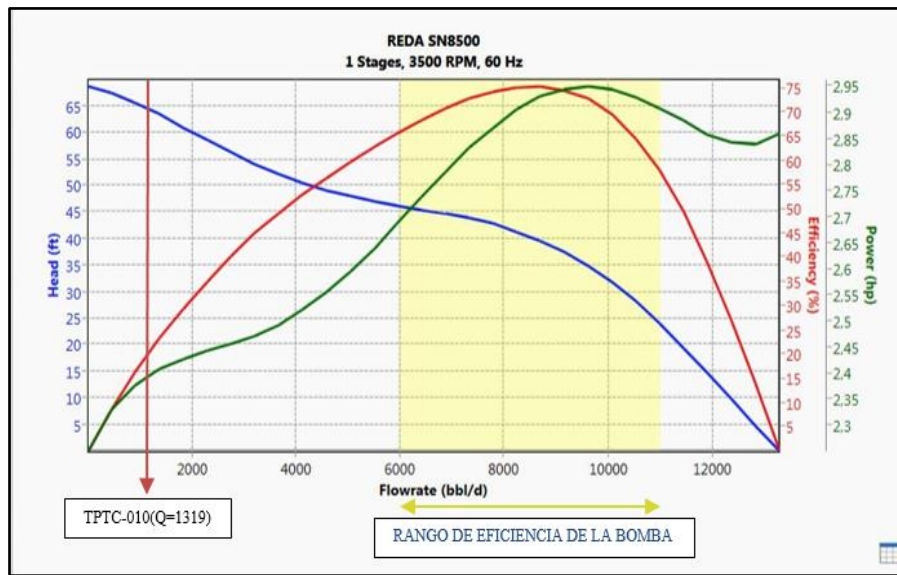


Figura 7. Curva de las propiedades de la bomba SN8500 (PIPESIM, 2017)

En la figura 7 se observa que la bomba SN8500 instalada en el pozo TPTC-010 con una producción de 1319 bl/d está trabajando fuera de su rango de eficiencia el cual se encuentra desde 6 000 bl/día a 11 000bl/día, lo que quiere decir que existe un sobredimensionamiento de la bomba utilizada y se sugiere un cambio de la bomba.

3.3.2 Análisis de parámetros para el diseño y selección óptima de las nuevas bombas en cada uno de los pozos.

3.3.2.1 Bomba DN610 para el pozo TPTC-002

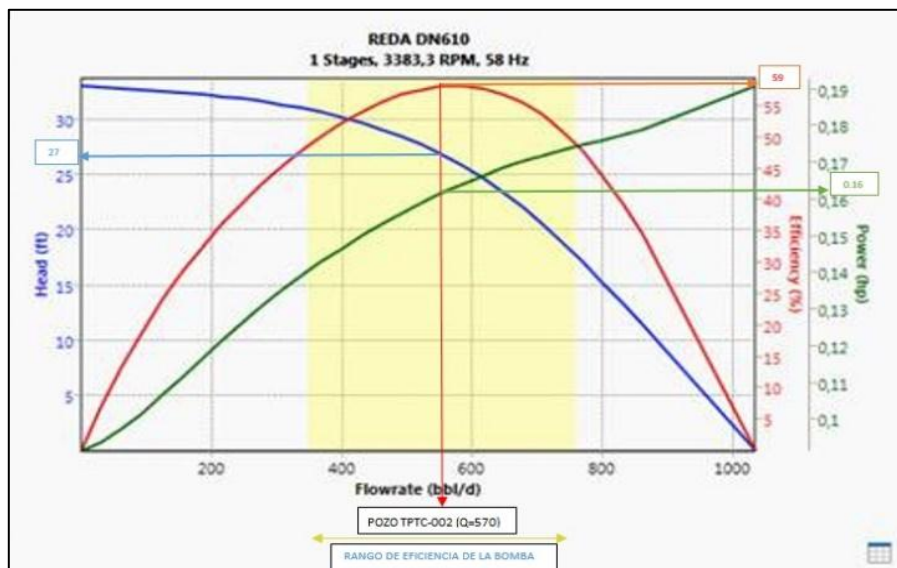


Figura 8. Curva de las propiedades de la bomba DN610 (PIPESIM, 2017)

En la figura 8 se observa que la bomba DN610 trabaja dentro del rango de eficiencia que se encuentra desde 380 bls/día a 780 bls/día, para el pozo TPTC-002 cuyo caudal es de 570 bls/día; por lo que se sugiere trabajar con esta bomba cuyos parámetros son: 59% de eficiencia, levantado 27 ft/etapa y con una potencia de 0.162 Hp/etapa.

Datos de la bomba DN610

Tabla 5. Condiciones de la bomba DN610 del pozo TPTC-002

DATOS	VALOR	UNIDAD
Eficiencia	59	%
Levantamiento	27	Pies/etapa
Potencia	0.162	Hp/etapa
Diámetro	4	Pulgadas
Serie	400	
Revestidor	7	Pulgadas
TDH	3856.25	Pies

(Petroamazonas, 2017)

Cálculo del número de etapas

$$N^{\circ}Etapas = \frac{TDH}{Head} \quad [30]$$

$$N^{\circ}Etapas = \frac{3856.25 \text{ pies}}{27 \text{ pies /etapa}}$$

$$N^{\circ}Etapas = 143$$

En este caso se instalará una bomba de 143 etapas de la serie 400 que nos brinda el levantamiento requerido.

Potencia requerida

$$Hp = N^{\circ} \text{ etapas} * Hp/etapa * SGm \quad [31]$$

$$Hp = 143 * 0.162 * 0.9720$$

$$Hp = 23$$

Potencia real transmitida al fluido

$$Hpr = Hp * Eficiencia \quad [32]$$

$$Hpr = 23 * 0.59$$

$$Hpr = 14 \text{ Hp}$$

Pérdidas por eficiencia de la bomba

$$\begin{aligned}\Delta h_p &= H_p - H_{pr} & [33] \\ \Delta h_p &= 23 - 14 \\ \Delta h_p &= 9H_p\end{aligned}$$

Se determina que la bomba sugerida DN610 requiere al menos 23 caballos de potencia para su funcionamiento normal, más un 20 % de rango de seguridad lo que nos da mínimo 28 caballos de potencia para un funcionamiento correcto y se sugiere trabajar con un motor de 36 Hp, serie 456 RX el adecuado para soportar la potencia de la bomba propuesta.

3.3.2.2 Bomba D800N para el pozo TPTC-009

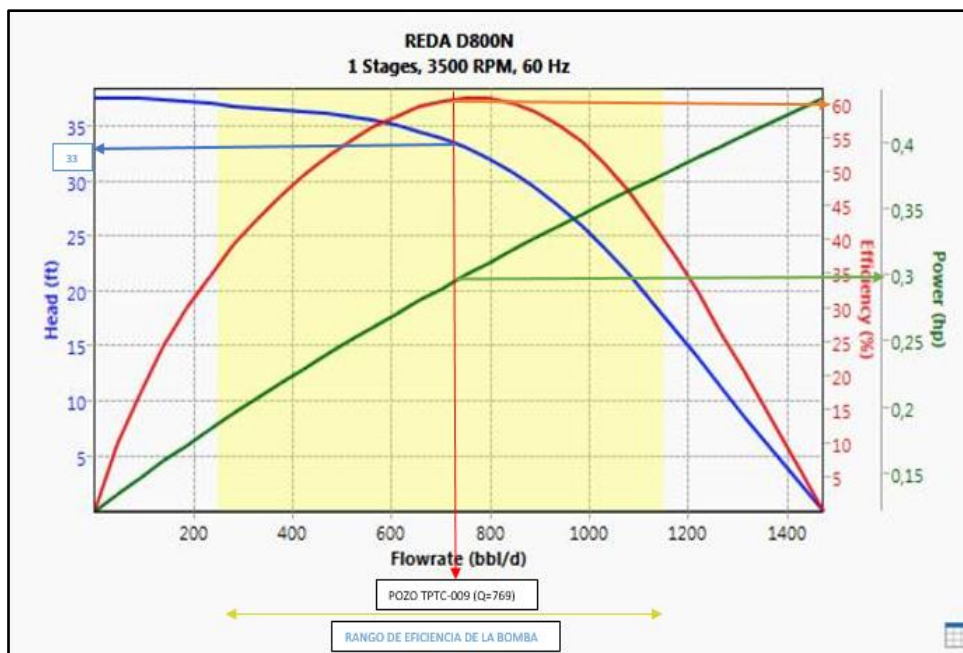


Figura 9. Curva de las propiedades de la bomba D800N (PIPESIM, 2017)

En la figura 9 se observa que la bomba D800N trabaja dentro del rango de eficiencia el cual se encuentra desde 250 bls/día a 1 150bls/día, para el pozo TPTC-009 cuyo caudal es de 769 bls/día; por lo que se sugiere trabajar con esta bomba cuyos parámetros son: 60% de eficiencia, levantado 33 ft/etapa y con una potencia de 0.3 Hp/etapa.

Datos de la bomba D800N

Tabla 6. Condiciones de la bomba D800N del pozo TPTC-009

DATOS	VALOR	UNIDAD
Eficiencia	60	%
Levantamiento	33	Pies/etapa
Potencia	0.3	Hp/etapa
Diámetro	4	Pulgadas
Serie	400	
Revestidor	7	Pulgadas
TDH	4856.82	Pies

(Petroamazonas, 2017)

Cálculo del número de etapas

$$N^{\circ}Etapas = \frac{TDH}{Head} \quad [30]$$
$$N^{\circ}Etapas = \frac{4865.82 \text{ pies}}{33 \text{ pies/etapa}}$$
$$N^{\circ}Etapas = 147$$

En este caso se instalará una bomba de 147 etapas de la serie 400 que nos brinda el levantamiento requerido.

Potencia requerida

$$Hp = N^{\circ} \text{ etapas} * Hp/etapa * SGm \quad [31]$$
$$Hp = 147 * 0.3 * 0.97471$$
$$Hp = 43$$

Potencia real transmitida al fluido

$$Hpr = Hp * Eficiencia \quad [32]$$
$$Hpr = 43 * 0.60$$
$$Hpr = 26 Hp$$

Pérdidas por eficiencia de la bomba

$$\Delta hp = Hp - Hpr \quad [33]$$
$$\Delta hp = 43 - 26$$
$$\Delta hp = 17 Hp$$

Se determina que la bomba D800N requiere al menos 43 caballos de potencia para su funcionamiento normal, más un 20 % de rango de seguridad lo que

nos da mínimo 52 caballos de potencia para un funcionamiento correcto y se sugiere trabajar con un motor de 60 Hp @ una frecuencia de 60 Hz, serie 456 RX el adecuado para soportar la potencia de la bomba propuesta.

3.3.2.3 Bomba D1400N para el pozo TPTC-010

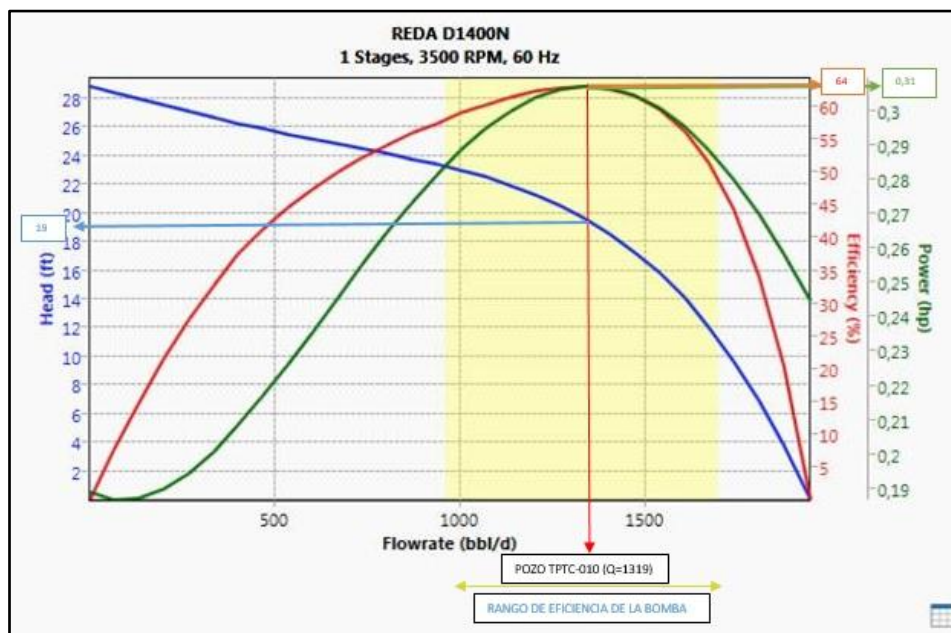


Figura 10. Curva de las propiedades de la bomba D1400N (PIPESIM, 2017)

En la figura 9 se observa que la bomba D1400N trabaja dentro del rango de eficiencia el cual se encuentra desde 1 000 bls/día a 1 700bls/día para el pozo TPTC-010 cuyo caudal es de 1 319 bls/día; por lo que se sugiere trabajar con esta bomba cuyos parámetros son: 65% de eficiencia, levantado 19 ft/etapa y con una potencia de 0.31 Hp/etapa.

Datos de la bomba D1400N

Tabla 7. Condiciones de la bomba D800N del pozo TPTC-009

DATOS	VALOR	UNIDAD
Eficiencia	65	%
Levantamiento	19	Pies/etapa
Potencia	0.31	Hp/etapa
Diámetro	4	Pulgadas
Serie	400	
Revestidor	7	Pulgadas
TDH	4376.58	Pies

(Petroamazonas, 2017)

Cálculo del número de etapas

$$\begin{aligned} N^{\circ}Etapas &= \frac{TDH}{Head} & [30] \\ N^{\circ}Etapas &= \frac{4376.58 \text{ pies}}{19 \text{ pies/etapa}} \\ N^{\circ}Etapas &= 230 \end{aligned}$$

En este caso se instalará una bomba de 230 etapas de la serie 400 que nos brinda el levantamiento requerido.

Potencia requerida

$$\begin{aligned} Hp &= N^{\circ} \text{ etapas} * Hp/\text{etapa} * SGm & [31] \\ Hp &= 230 * 0.31 * 0.98088 \\ Hp &= 70 \end{aligned}$$

Potencia real transmitida al fluido

$$\begin{aligned} Hpr &= Hp * Eficiencia & [32] \\ Hpr &= 70 * 0.65 \\ Hpr &= 46 \text{ Hp} \end{aligned}$$

Pérdidas por eficiencia de la bomba

$$\begin{aligned} \Delta hp &= Hp - Hpr & [33] \\ \Delta hp &= 70 - 46 \\ \Delta hp &= 24 \text{ Hp} \end{aligned}$$

Se determina que la bomba D1400N requiere al menos 70 caballos de potencia para su funcionamiento normal, más un 20 % de rango de seguridad lo que nos da mínimo 84 caballos de potencia para un funcionamiento correcto y se sugiere trabajar con un motor de 90 Hp, serie 456 RX UT @ (2402 Voltios y 25.5 Amperios) lo necesario para soportar la potencia de la bomba propuesta.

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En la industria buscamos métodos de obtener mayor rentabilidad en menor tiempo, mediante la optimización de los sistemas implementados en este caso el bombeo electrosumergible. A diferencia de las completaciones actuales que se encuentran sobre dimensionadas lo que provoca un aumento en los costos de implementación de la completación y el consumo de energía para operar el pozo, el diseño óptimo nos ayuda a eliminar estos gastos operativos,

obteniendo así mayores beneficios económicos por pozo en menos tiempo. El costo por etapa de bomba es de \$ 150 y el costo por Hp del motor es de \$300 determinamos el costo anual de cada bomba. Para el cálculo del costo al año tenemos que el Kwh cuesta 0.933 USD. (Schlumberger, 2015)

Tabla 8. Resumen anual de costos del pozo TPTC-002.

COMPLETACIÓN	COSTO DE IMPLEMENTACIÓN (USD)	COSTO DE CONSUMO DE ENERGÍA (USD/kwh)	COSTO TOTAL (USD)	EFICIENCIA %
ACTUAL	198 662.92\$	111 385.27\$	310 048.19\$	28%
PROPUESTA	204 758.93 \$	25 219.30\$	229 978.23\$	68%

En la tabla 10 se realizó una comparación por año del costo total que genera la completación actual cuyo valor es de 310 048.19 USD y el costo que va a generar la completación sugerida cuyo valor es de 229 978.23 USD por lo que la diferencia de estas, nos indica el ahorro que vamos a obtener por ende el ahorro total va a ser de 80 069.96 USD en el pozo TPTC-002 el cual representa ganancia para la empresa operadora.

Tabla 9. Resumen anual de costos del pozo TPTC-009.

COMPLETACIÓN	COSTO DE IMPLEMENTACIÓN (USD)	COSTO DE CONSUMO DE ENERGÍA (USD/kwh)	COSTO TOTAL (USD)	EFICIENCIA %
ACTUAL	198 662.92\$	111 385.27\$	310 048.19\$	28%
PROPUESTA	212 774.92 \$	36 427.88\$	249 202.80\$	68%

En la tabla 11 se realizó una comparación por año del costo total que genera la completación actual cuyo valor es de 310 048.19 USD y el costo que va a generar la completación sugerida cuyo valor es de 249 202.80 USD por lo que la diferencia de estas, nos indica el ahorro que vamos a obtener por ende el ahorro total va a ser de 60 845.39 USD en el pozo TPTC-009 el cual representa ganancia para la empresa operadora.

Tabla 10. Resumen anual de costos del pozo TPTC-010.

COMPLETACIÓN	COSTO DE IMPLEMENTACIÓN (USD)	COSTO DE CONSUMO DE ENERGÍA (USD/kwh)	COSTO TOTAL (USD)	EFICIENCIA %
ACTUAL	208 910.92\$	133 802.43\$	342 713.35\$	32%
PROPUESTA	252 462.92 \$	58 845.04\$	311 307.96\$	50%

En la tabla 12 se realizó una comparación por año del costo total que genera la completación actual cuyo valor es de 342 713.35 USD y el costo que va a

generar la completación sugerida cuyo valor es de 311 307.96 USD por lo que la diferencia de estas, nos indica el ahorro que vamos a obtener por ende el ahorro total va a ser de 3 405.39 USD en el pozo TPTC-010 el cual representa ganancia para la empresa operadora.

3.4.1 PRESUPUESTO DE LAS BOMBAS ACTUALES Y SUGERIDAS.

Tabla 11. Presupuesto del reacondicionamiento de la bomba actual S8000N.

Activo:	TIPUTINI				Trabajo a Realizar:		
Pozo:	TIPUTINI 002	Tipo Evento:	W.O	PULLING BES CONVENCIONAL			
RIG:	UTE-107	WO #:	1	Bomba BES S8000N			
Estimado días operación:	14	Fluidos (OIL):	918				
Fecha elaboración:		Fluidos (H2O):	38				
Elaborado por:	BRYAN ACOSTA	Fecha estimada:					
Revisado y procesado por:	FAUSTO RAMOS	Intervalo Disparos					
EVENTO	DESCRIPCIÓN	SUB-CD	VALOR U (USD)	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (USD)	TOTAL (USD)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	9101-02	10 879.17	1	Día	8 679.17	12 184.67
Movilización	Transporte movilización de taladro	9102-01	1 286.67	1	Día	1 286.67	1 441.07
Pulling	Tarifa diaria de taladro	9201-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Pulling	Servicio de Slick Line	9203-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Tarifa diaria de taladro	9701-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Run equipos	Camión de Slick line	9703-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Reparación de Cabezal	9708-01	5 000	1	EA	5 000	5 600
Run equipos	Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 2 3/8	9770-05	3 788.66	2	EA	7 577.33	8 486.60
Run equipos	Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 3.5	9770-06	7 240.40	1	EA	7 240.40	8 109.24
Run equipos	Crossover Sub 3-1/2" X 2-3/8" Eue Bxp	9770-07	750.44	1	EA	750.44	840.49
Run equipos	No-Go 3-1/2" X 2.75	9770-08	1 117.20	1	EA	1 117.20	1 251.26
Run equipos	Tubing, 3-1/2" 9.3 Ppf,L80,Eue	9770-26	380	380	EA	32 000	35 800
Run equipos	Tubing,2-7/8"; 8,6 Ppf,Grade: Tn 110Cr3 + Cable de potencia AGW N° 2	9770-27	251.52 3.0	19 4 500	EA Pies	4 778.84 + 13 200	5 352.30 +15 000
Run equipos	Reparación de herramientas BES	9703-02	58 350	1	EA	58 350	65 352
Generales	Vacuum	9904-01	43.85	60	Hora	2 631	2 946.72
Generales	Diesel para taladro	9910-04	0.92	350	GAL	1 607.76	1 800.69
Generales	Salarios Company man	9912-01	1 036	5	Día	5 180	5801.6
						TOTAL SIN IVA	TOTAL
TOTAL COMPLETACIÓN CONVENCIONAL						177 377.61 \$	198 662.92 \$

Tabla 12. Presupuesto de instalación de la bomba propuesta DN610.

Activo:	TIPUTINI				Trabajo a Realizar:		
Pozo:	TIPUTINI 002	Tipo Evento:	W.O	PULLING BES CONVENCIONAL			
RIG:	UTE-107	WO #:	1	Bomba BES DN610			
Estimado operación:	días 14	Fluidos (OIL):	918				
Fecha elaboración:		Fluidos (H2O):	38				
Elaborado por:	BRYAN ACOSTA	Fecha estimada:					
Revisado y procesado por:	FAUSTO RAMOS	Intervalo Disparos					
EVENTO	DESCRIPCIÓN	SUB-CD	VALOR U (USD)	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (USD)	TOTAL (USD)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	9101-02	10 879.17	1	Día	8 679.17	12 184.67
Movilización	Transporte movilización de taladro	9102-01	1 286.67	1	Día	1 286.67	1 441.07
Pulling	Tarifa diaria de taladro	9201-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Pulling	Servicio de Slick Line	9203-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Tarifa diaria de taladro	9701-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Run equipos	Camión de Slick line	9703-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Reparación de Cabezal	9708-01	5 000	1	EA	5 000	5 600
Run equipos	Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 2 3/8	9770-05	3 788.66	2	EA	7 577.33	8 486.60
Run equipos	Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 3.5	9770-06	7 240.40	1	EA	7 240.40	8 109.24
Run equipos	Crossover Sub 3-1/2" X 2-3/8" Eue Bxp	9770-07	750.44	1	EA	750.44	840.49
Run equipos	No-Go 3-1/2" X 2.75	9770-08	1 117.20	1	EA	1 117.20	1 251.26
Run equipos	Tubing, 3-1/2" 9.3 Ppf,L80,Eue	9770-26	380	380	EA	32 000	35 800
Run equipos	Tubing, 2-7/8"; 8,6 Ppf,Grade: Tn 110Cr3 + Cable de potencia AGW N° 2	9770-27	251.52 3.0	19 4 500	EA Pies	4 778.84 + 13 200	5 352.30 +15 000
Run equipos	Reparación de herramientas BES	9703-02	32 250	1	EA	32 250	36 210
Generales	Vacuum	9904-01	43.85	60	Horas	2 631	2 946.72
Generales	Diesel para taladro	9910-04	0.92	350	GAL	1 607.76	1 800.69
Generales	Salarios Company man	9912-01	1 036	5	Día	5 180	5 801.6
Lucro cesante						31 088.64	35 328
						TOTAL SIN IVA	TOTAL
TOTAL COMPLETACION CONVENCIONAL						182 366.25\$	204 758.93 \$

Tabla 13. Presupuesto del reacondicionamiento de la bomba actual S8000N.

Activo:	TIPUTINI				Trabajo a Realizar:		
Pozo:	TIPUTINI 009	Tipo Evento:	W.O	PULLING BES CONVENCIONAL			
RIG:	UTE-107	WO #:	2	Bomba BES S8000N			
Estimado días operación:	14	Fluidos (OIL):	918				
Fecha elaboración:		Fluidos (H2O):	38				
Elaborado por:	BRYAN ACOSTA	Fecha estimada:					
Revisado y procesado por:	FAUSTO RAMOS	Intervalo Disparos					
EVENTO	DESCRIPCIÓN	SUB-CD	VALOR U (USD)	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (USD)	TOTAL (USD)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	9101-02	8 679.17	1	Día	8 679.17	9 720.67
Movilización	Transporte movilización de taladro	9102-01	1 286.67	1	Día	1 286.67	1 441.07
Pulling	Tarifa diaria de taladro	9201-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Pulling	Servicio de Slick Line	9203-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Tarifa diaria de taladro	9701-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Run equipos	Camión de Slick line	9703-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Reparación de Cabezal	9708-01	4 000	1	EA	4 000	4 480
Run equipos	Camisa (Sleading - Sleeve) SI-SI 2 3/8	9770-05	3 288.66	2	EA	6 577.33	7 486.60
Run equipos	Camisa (Sleading - Sleeve) SI-SI 3.5	9770-06	6 240.40	1	EA	6 240.40	7 109.24
Run equipos	Crossover Sub 3-1/2" X 2-3/8" Eue Bxp	9770-07	750.44	1	EA	750.44	840.49
Run equipos	No-Go 3-1/2" X 2.75	9770-08	1 117.20	1	EA	1 117.20	1 251.26
Run equipos	Tubing, 3-1/2" 9.3 Ppf,L80,Eue	9770-26	380	380	EA	32 000	35 800
Run equipos	Tubing,2-7/8"; 8,6 Ppf,Grade: Tn 110Cr3 + Cable de potencia AGW N° 2	9770-27	251.52 3.0	19 5 400	EA Pies	4 778.84 + 16 200	5 352.30 +18 200
Run equipos	Reparación de herramientas BES	9703-02	58 350	1	EA	58 350	65 352
Generales	Vacuum	9904-01	43.85	60	Horas	2631	2 946.72
Generales	Diesel para taladro	9910-04	0.92	350	GAL	1 607.76	1 800.69
Generales	Salarios Company man	9912-01	1 036	5	Día	5 180	5 801.6
						TOTAL SIN IVA	TOTAL
TOTAL COMPLETACION CONVENCIONAL						177 377.61 \$	198 662.92 \$

Tabla 14. Presupuesto de instalación de la bomba propuesta D800N.

Activo:	TIPUTINI				Trabajo a Realizar:		
Pozo:	TIPUTINI 009	Tipo Evento:	W.O	PULLING BES CONVENCIONAL			
RIG:	UTE-107	WO #:	2	Bomba BES D800N			
Estimado días operación:	14	Fluidos (OIL):	918				
Fecha elaboración:		Fluidos (H2O):	38				
Elaborado por:	BRYAN ACOSTA	Fecha estimada:					
Revisado y procesado por:	FAUSTO RAMOS	Intervalo Disparos					
EVENTO	DESCRIPCIÓN	SUB-CD	VALOR U (USD)	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (USD)	TOTAL (USD)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	9101-02	8 679.17	1	Día	8 679.17	9 720.67
Movilización	Transporte movilización de taladro	9102-01	1 286.67	1	Día	1 286.67	1 441.07
Pulling	Tarifa diaria de taladro	9201-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Pulling	Servicio de Slick Line	9203-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Tarifa diaria de taladro	9701-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Run equipos	Camión de Slick line	9703-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Reparación de Cabezal	9708-01	4 000	1	EA	4 000	4 480
Run equipos	Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 2 3/8	9770-05	3 288.66	2	EA	6 577.33	7 486.60
Run equipos	Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 3.5	9770-06	6 240.40	1	EA	6 240.40	7 109.24
Run equipos	Crossover Sub 3-1/2" X 2-3/8" Eue Bxp	9770-07	750.44	1	EA	750.44	840.49
Run equipos	No-Go 3-1/2" X 2.75	9770-08	1 117.20	1	EA	1 117.20	1 251.26
Run equipos	Tubing, 3-1/2" 9.3 Ppf,L80,Eue	9770-26	380	380	EA	32 000	35 800
Run equipos	Tubing, 2-7/8"; 8,6 Ppf,Grade: Tn 110Cr3 + Cable de potencia AGW N° 2	9770-27	251.52	19	EA	4 778.84	5 352.30
			3.0	5 400	Pies	+ 16 200	+18 200
Run equipos	Reparación de herramientas BES	9703-02	34 950	1	EA	34 950	39 144
Generales	Vacuum	9904-01	43.85	60	Horas	2631	2 946.72
Generales	Diesel para taladro	9910-04	0.92	350	GAL	1 607.76	1 800.69
Generales	Salarios Company man	9912-01	1 036	5	Día	5 180	5 801.6
Lucro cesante						35 481.6	40 320
						TOTAL SIN IVA	TOTAL
TOTAL COMPLETACIÓN CONVENCIONAL						189 459.21\$	212 774.92 \$

Tabla 15. Presupuesto del reacondicionamiento de la bomba actual S8500N.

Activo:	TIPUTINI				Trabajo a Realizar:		
Pozo:	TIPUTINI 010	Tipo Evento:	W.O	PULLING BES CONVENCIONAL			
RIG:	UTE-107	WO #:	1	Bomba BES S8500N			
Estimado días operación:	14	Fluidos (OIL):	918				
Fecha elaboración:		Fluidos (H2O):	38				
Elaborado por:	BRYAN ACOSTA	Fecha estimada:					
Revisado y procesado por:	FAUSTO RAMOS	Intervalo Disparos					
EVENTO	DESCRIPCIÓN	SUB-CD	VALOR U (USD)	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (USD)	TOTAL (USD)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	9101-02	8 879.17	1	Día	8 879.17	10 184.67
Movilización	Transporte movilización de taladro	9102-01	1 286.67	1	Día	1 286.67	1 441.07
Pulling	Tarifa diaria de taladro	9201-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Pulling	Servicio de Slick Line	9203-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Tarifa diaria de taladro	9701-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Run equipos	Camión de Slick line	9703-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Reparación de Cabezal	9708-01	5 000	1	EA	5 000	5 600
Run equipos	Camisa (Sleading - Sleeve) SI-SI 2 3/8	9770-05	3 288.66	2	EA	6 577.33	7 486.60
Run equipos	Camisa (Sleading - Sleeve) SI-SI 3.5	9770-06	6 240.40	1	EA	6 240.40	7 109.24
Run equipos	Crossover Sub 3-1/2" X 2-3/8" Eue Bxp	9770-07	750.44	1	EA	750.44	840.49
Run equipos	No-Go 3-1/2" X 2.75	9770-08	1 117.20	1	EA	1 117.20	1 251.26
Run equipos	Tubing, 3-1/2" 9.3 Ppf, L80, Eue	9770-26	380	380	EA	32 000	35 800
Run equipos	Tubing, 2-7/8"; 8,6 Ppf, Grade: Tn 110Cr3 + Cable de potencia AGW N° 2	9770-27	251.52	19	EA	4 778.84	5 352.30
			3.0	5 000	Pies	+ 15 000	+16 800
Run equipos	Reparación de herramientas BES	9703-02	67 500	1	EA	67 500	75 600
Generales	Vacuum	9904-01	43.85	60	Horas	2 631	2 946.72
Generales	Diesel para taladro	9910-04	0.92	350	GAL	1 607.76	1 800.69
Generales	Salarios Company man	9912-01	1 036	5	Día	5 180	5 801.6
						TOTAL SIN IVA	TOTAL
TOTAL COMPLETACIÓN CONVENCIONAL						186 527.61\$	208 910.92 \$

Tabla 16. Presupuesto de instalación de la bomba propuesta D1400N.

Activo:	TIPUTINI				Trabajo a Realizar:		
Pozo:	TIPUTINI 010	Tipo Evento:	W.O	PULLING BES CONVENCIONAL			
RIG:	UTE-107	WO #:	1	Bomba BES D1400N			
Estimado días operación:	14	Fluidos (OIL):	918				
Fecha elaboración:		Fluidos (H2O):	38				
Elaborado por:	BRYAN ACOSTA	Fecha estimada:					
Revisado y procesado por:	FAUSTO RAMOS	Intervalo Disparos					
EVENTO	DESCRIPCIÓN	SUB-CD	VALOR U (USD)	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL (USD)	TOTAL (USD)
Movilización	Movilización taladro entre locaciones	9101-02	8 879.17	1	Día	8 879.17	10 184.67
Movilización	Transporte movilización de taladro	9102-01	1 286.67	1	Día	1 286.67	1 441.07
Pulling	Tarifa diaria de taladro	9201-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Pulling	Servicio de Slick Line	9203-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Tarifa diaria de taladro	9701-01	8 000	1	Día	8 000	8 960
Run equipos	Camión de Slick line	9703-01	150	24	Horas	3 600	4 032
Run equipos	Reparación de Cabezal	9708-01	5 000	1	EA	5 000	5 600
Run equipos	Camisa (Sleading - Sleeve) SI-SI 2 3/8	9770-05	3 288.66	2	EA	6 577.33	7 486.60
Run equipos	Camisa (Sleading - Sleeve) SI-SI 3.5	9770-06	6 240.40	1	EA	6 240.40	7 109.24
Run equipos	Crossover Sub 3-1/2" X 2-3/8" Eue Bxp	9770-07	750.44	1	EA	750.44	840.49
Run equipos	No-Go 3-1/2" X 2.75	9770-08	1 117.20	1	EA	1 117.20	1 251.26
Run equipos	Tubing, 3-1/2" 9.3 Ppf, L80, Eue	9770-26	380	380	EA	32 000	35 800
Run equipos	Tubing, 2-7/8"; 8,6 Ppf, Grade: Tn 110Cr3 + Cable de potencia AGW N° 2	9770-27	251.52 3.0	19 5 000	EA Pies	4 778.84 + 15 000	5 352.30 +16 800
Run equipos	Reparación de herramientas BES	9703-02	59 700	1	EA	59 700	66 864
Generales	Vacuum	9904-01	43.85	60	Horas	2 631	2 946.72
Generales	Diesel para taladro	9910-04	0.92	350	GAL	1 607.76	1 800.69
Generales	Salarios Company man	9912-01	1 036	5	Día	5 180	5 801.6
Lucro cesante						46 013.44	52 288
TOTAL SIN IVA							TOTAL
TOTAL COMPLETACIÓN CONVENCIONAL						224 741.05\$	252 462.92 \$

3.4.2 BALANCE GENERAL

Un pulling BES toma 2 días realizarlo por lo cual se tiene problemas en cuanto al cálculo del volumen de petróleo que pierde la compañía para aplicar esta propuesta, por lo ende se tomó en cuenta el lucro cesante de cada uno de los pozos, también se espera que cada uno de los pozos a ser intervenidos entren a workover de forma natural, es decir se aplicará el cambio de equipo de fondo una vez que el pozo tenga problemas operativos y caiga a workover. Este tiempo es corto debido a que las bombas se encuentran sobredimensionadas lo que acorta el run life de los equipos de fondo.

En el análisis final tenemos que la completación actual electrosumergible tiene un costo de implementación y de operación mucho más altos en relación a los sistemas de levantamiento propuestos, a continuación, revisaremos cuanto es el ahorro anual. En los costos de implementación se encuentran cargados todos los rubros que tenemos en la tabla 13, 14, 15, 16, 17 Y 18; donde se incluyen costos CAPEX, por ejemplo: bomba, cable, maquinaria, equipo, herramientas, entre otros y costos OPEX, por ejemplo: salarios company man, salarios de todo el personal, químicos, comida, etc.

Tabla 17. Ahorro de la propuesta por año.

COSTOS/COMPLETACIONES	COMPLETACIÓN ACTUAL	COMPLETACIÓN PROPUESTA
COSTO ANUAL DE LOS 3 POZOS	962 809.73 \$	790 488.99 \$
AHORRO EN WORKOVER DE LOS 3 POZOS	-	600 000 \$
TOTAL AHORRO DE LOS POZOS	962 809.73 \$	1 390 488.99 \$
AHORRO ANUAL DE LA PROPUESTA		427 679.25 \$

Pese a que el ahorro anual es de 427 679.25 dólares, este estudio se considera 100% rentable debido a que aumentará significativamente el run life de los equipos bien diseñados; con las completaciones actuales sobredimensionadas se tiene un aproximado de 1 workover cada año por problemas mecánicos en los equipos de fondo ya se encuentran sobredimensionados, en cambio con las completaciones propuestas el run life de los equipos es de 3 años o sea 1 workover cada 3 años, esto incrementa nuestra ganancia en aproximadamente en 600 000 dólares adicionales cada año debido a que no fue necesario realizar un workover en cada uno de los pozos.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se concluye, después de realizar la evaluación técnica - económica en estos pozos es necesario la aplicación inmediata de la propuesta en todo el campo Tiputini, ya que va a extender el run life de los equipos y va a optimizar la producción.
- En base al estudio del análisis nodal se realizó un rediseño de las bombas en los pozos seleccionados: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010 debido a que las bombas actualmente instaladas en cada pozo están sobredimensionadas y trabajan fuera de su rango de eficiencia, razón por la cual el run life de los equipos es muy corto y los costos de operación muy altos.
- Después de analizar las curvas de eficiencia de estos tres pozos se concluye que los tres trabajan con bombas sobredimensionadas por lo tanto se propone unas alternativas de completación con bombas óptimas de acuerdo a las características del pozo en los anexos 4, anexo 5 y anexo 6.
- Realizando el estudio económico se concluye que este estudio es 100 por ciento rentable con un costo beneficio de 3 a 1 y con un ahorro anual de 427 679.25 dólares en los equipos, en la energía y en los combustibles.
- Se concluye que realizar un cambio de bomba por una más óptima y que trabaje dentro del rango de eficiencia podrá producir el máximo caudal de petróleo y esto a su vez reducirá el costo de electricidad debido a que las propuestas bombas trabajan con motores de menor dimensión lo que genera un ahorro en energía o en combustible.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda aplicar la propuesta en su totalidad y en el menor tiempo posible para optimizar los recursos de la empresa operadora.
- Después de aplicar la propuesta en los pozos seleccionados se sugiere realizar un monitoreo permanente para obtener información sobre el funcionamiento del equipo de bombeo electrosumergible y evitar desgastes de las mismas o costos innecesarios de operación.

- Se recomienda aplicar el estudio en el resto de pozos del campo Tiputini para poder determinar si estos pozos tienen problemas de bajo dimensionamiento o sobredimensionamiento en sus bombas actualmente instaladas.

5. BIBLIOGRAFÍA

5. BIBLIOGRAFÍA

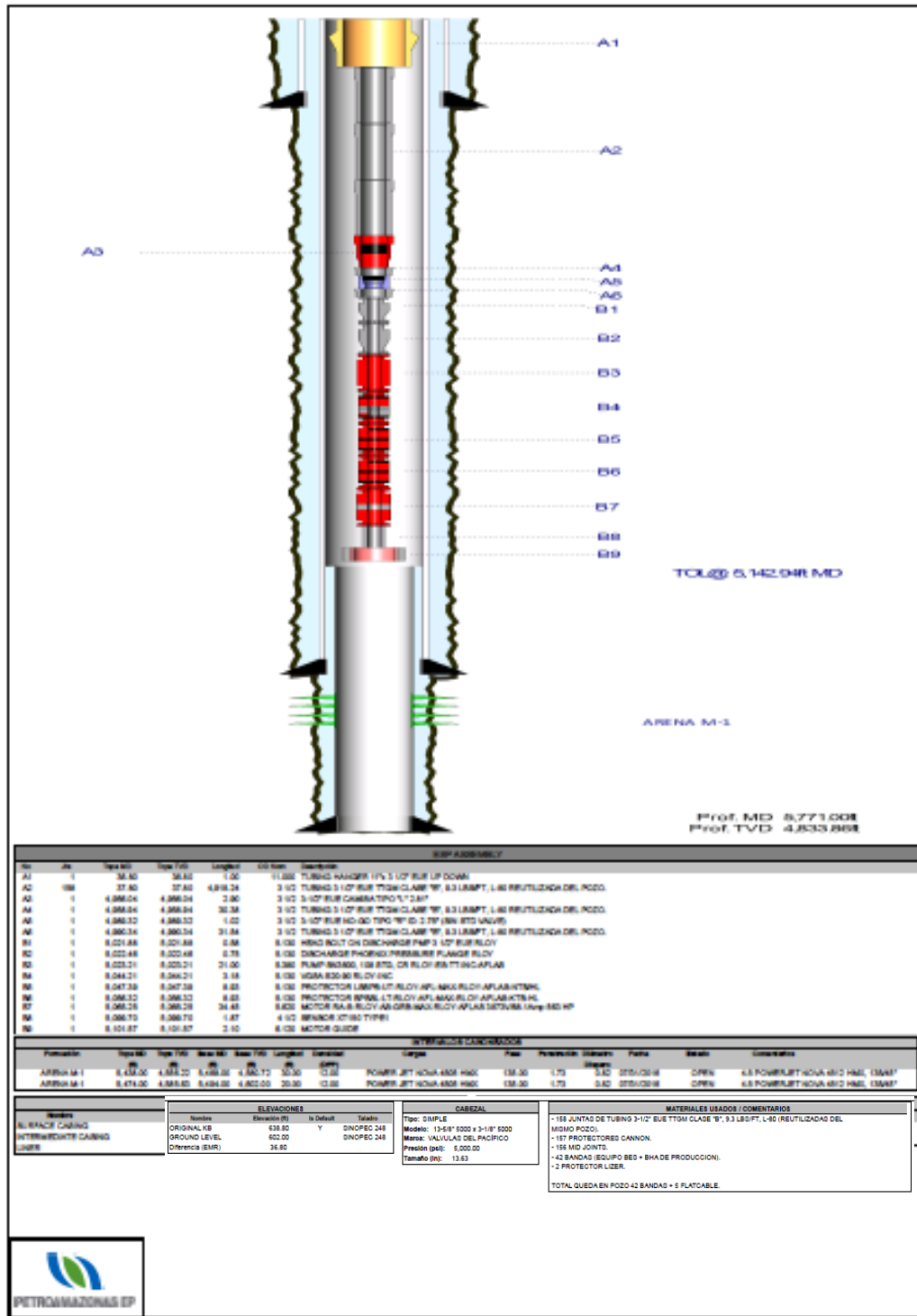
- Beggs, H. (1991). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Oklahoma: Publications Tulsa.
- Bifarina, M. (Noviembre de 2014). *Implementación de un manual de procedimientos para diseño de equipos de Bombeo Electrosurgible en la sección de levantamiento artificial de ingeniería de petróleos distrito amazónico de EP PETROECUADOR*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial. Obtenido de Repositorio UTE:
http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/6116/1/58611_1.pdf
- Bustamante, D. (Enero de 2017). *Metodología para el desarrollo de un programa de computo para el diseño de Bombeo Electrosurgible y su aplicación*. Guayaquil: Escuela Politécnica del Litoral. Obtenido de Repositorio Digital - EPN:
<file:///D:/MIS%20DOCUMENTOS/Descargas/Tesis%20Daniel%20Bustamante%20V.pdf>
- Cachumba, F. (Octubre de 2017). *Estudio para la optimización de producción de pozos con bombeo electrosurgible, mediante análisis nodal del campo Cuyabeno*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de Repositorio Digital - EPN:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18852>
- Cuaces, H. (13 de Marzo de 2013). *Bombas Electrosurgibles*. Quito: SlideShare. Obtenido de SlideShare:
<https://es.slideshare.net/henryxavier/bombas-electrosurgibles-26-052009>
- Dávila, P., & Tayo, M. (Septiembre de 2012). *Mejoramiento del Sistema de Bombeo Electrosurgible en la Producción del Petróleo en el Área Shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de Repositorio Digital - EPN:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4944>

- Escalante, S. (Septiembre de 2015). *Bombeo Electrosumergible*. Caracas: Unellez. Obtenido de Unellez:
<http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-4-BES-SEP-2015.pdf>
- Gabor, T. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual*. GPP.
- Herrera, E. (20 de Diciembre de 2011). *Características, funcionamiento y partes del Bombeo Electrosumergible*. Quito: Scribd. Obtenido de Scribd:
<https://es.scribd.com/doc/76108432/BOMBEO-ELECTROSUMERGIBLE>
- Hughes, B. (2017). *Backer Hughes Centrilift*. Obtenido de Backer Hughes Centrilift:
<https://www.bakerhughes.com/products-and-services/production/artificial-lift/electrical-submersible-pumping-systems-esps>
- Melo, V. (2014). *Levantamiento Artificial*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Petroamazonas EP. (2016). *Estimación de costos para la implementación de recuperación secundaria*. Quito: Petroamazonas.
- Petroamazonas EP. (2017). *Esquema mecánico del pozo TPTC - 002, TPTC - 009, TPTC - 010*. Quito: Petroamazonas.
- Petroamazonas EP. (Febrero de 22 de 2017). *Intrapam*. Obtenido de Sitio web de Petroamazonas: <http://intranetpam/>
- PIPESIM, S. (2017). *Cátalogo PIPESIM*. Quito.
- Ramirez, M. (2004). *Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting*. Venezuela: Engineering Consultants.
- Robles, F., & Sánchez, D. (Julio de 2012). *Optimización del bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el área de Cuyabeno*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de Escuela Politécnica Nacional Digital:
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4763/1/CD-4378.pdf>
- Schlumberger. (2009). *Schlumberger REDA*. Obtenido de Schlumberger REDA:
http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/rede_maximus_esp.aspx

- Segundo, G. (Marzo de 2012). *Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo del Área Lago Agrio*. Quito: ES escuela Politécnica Nacional. Obtenido de Repositorio Digital - EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4557>
- Suntaxi, E. (2017). Determinación y Optimización del punto de operación de las bombas del sistema. *Polo del Conocimiento* , 20.
- Villavicencio, E. (3 de Diciembre de 2009). *Diseño de una completación dual concentrica bes-bes de un pozo en el oriente ecuatoriano revestido con un casing de 7 pulgadas*. Guayaquil: Escuela Politécnica del Litoral. Obtenido de DSpace ESPOL: <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/13346>

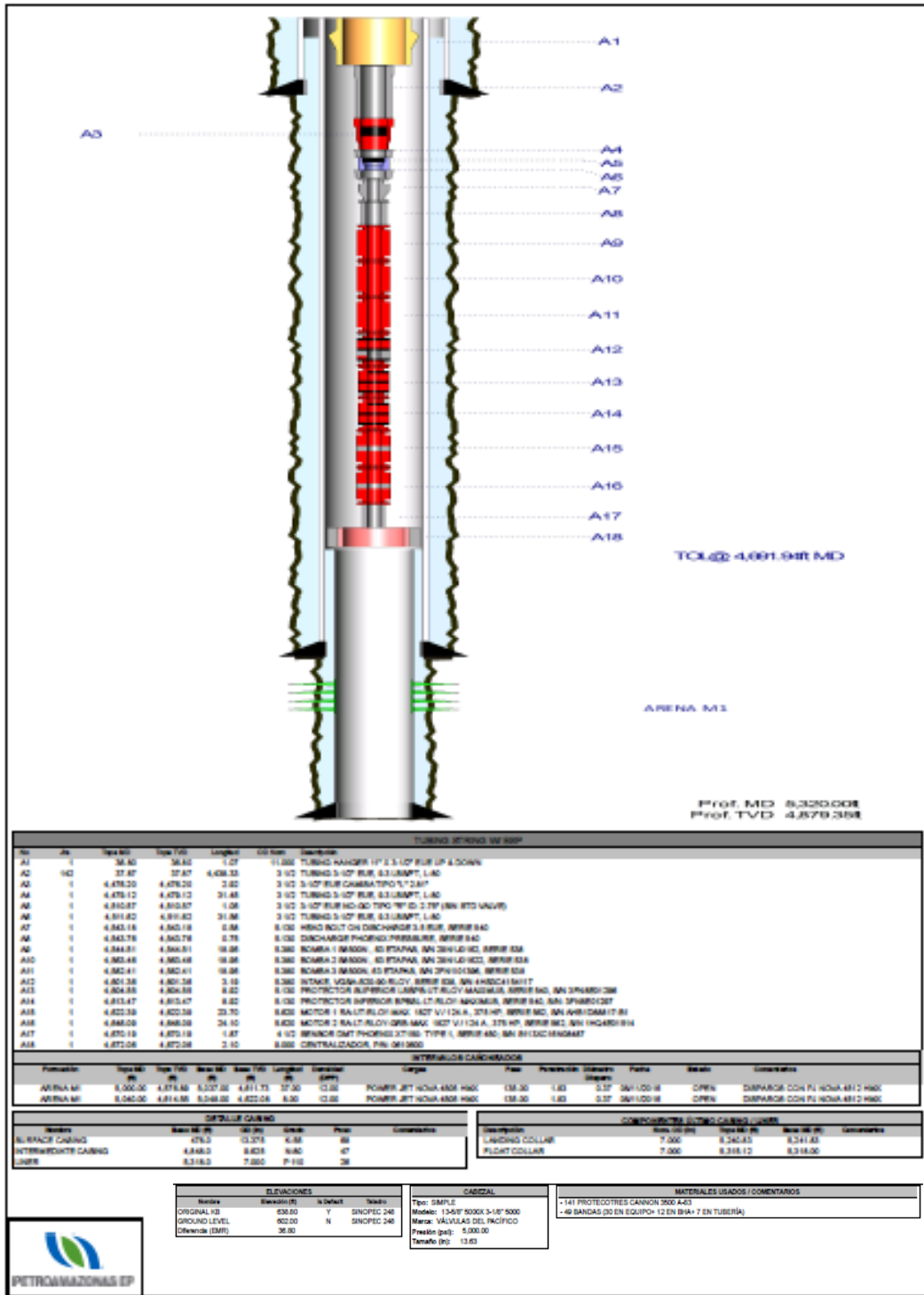
6. ANEXOS

ANEXO 2. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-009



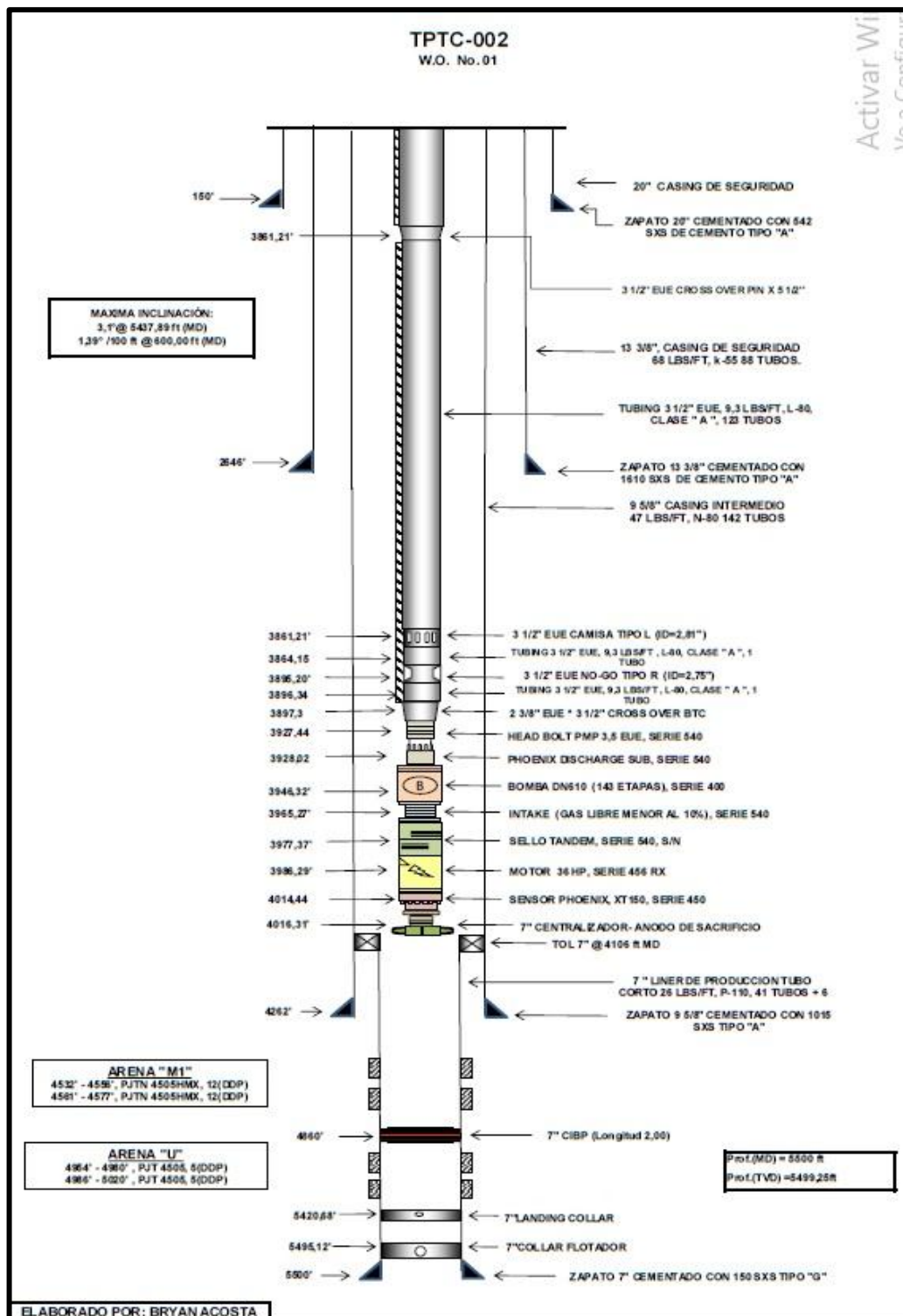
(Petroamazonas EP, 2017)

ANEXO 3. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-010

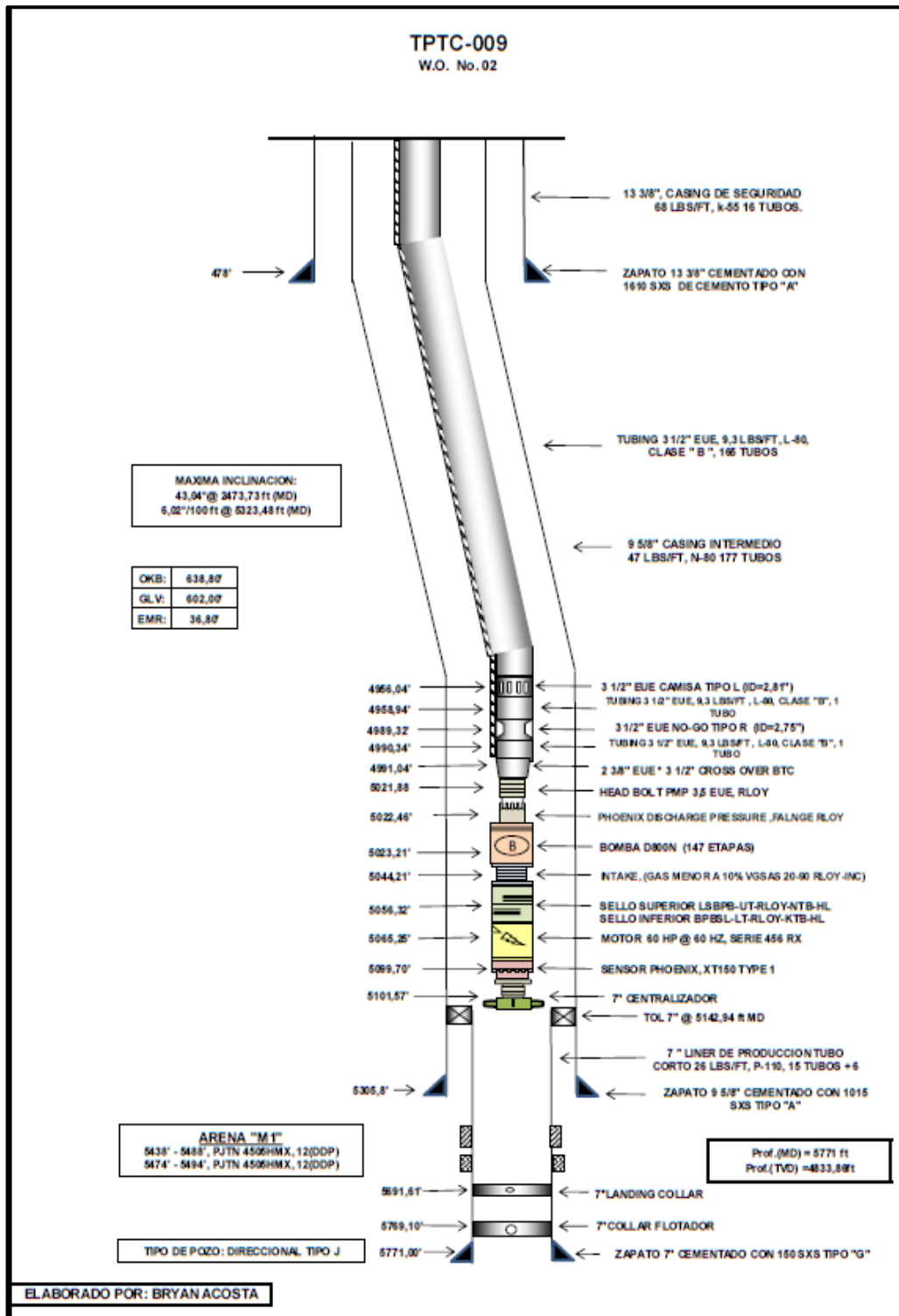


(Petroamazonas EP, 2017)

ANEXO 4. DIAGRAMA FINAL PROPUESTO DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-002



ANEXO 5. DIAGRAMA FINAL PROPUESTO DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-009



ANEXO 6. DIAGRAMA FINAL PROPUESTO DE COMPLETACIÓN DE FONDO DEL POZO TPTC-010

