

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE LA EFICIENCIA DE LAS BOMBAS DE IMÁN  
PERMANENTE Y BOMBAS BES TRADICIONALES  
IMPLEMENTADAS EN UN BLOQUE DE LA AMAZONÍA  
ECUATORIANA**

**COMPARACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LAS BOMBAS DE IMÁN  
PERMANENTE Y BOMBAS BES TRADICIONALES  
IMPLEMENTADAS EN EL BLOQUE 66**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**BRAYAN MESIAS CAIZA CHANGOTASIG**

**brayan.caiza01@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: DR. JOHNNY ZAMBRANO CARRANZA**

**johnny.zambrano@epn.edu.ec**

**DMQ, agosto 2024**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, Brayan Mesías Caiza Changotasig declaro que el trabajo de integración curricular 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.

---

**BRAYAN MESIAS CAIZA CHANGOTASIG**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Brayan Mesías Caiza Changotasig, bajo mi supervisión.

---

**DR. JOHNNY ZAMBRANO CARRANZA**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

BRAYAN MESÍAS CAIZA CHANGOTASIG

DR. JOHNNY ZAMBRANO CARRANZA

## DEDICATORIA

A mi mamá Emilia, por darme la vida, por apoyarme cada día, por ser mi razón de vivir, mi motivo para levantarme cada mañana, por ser la luz que ilumina mi camino y por ser lo más valioso que tengo en el mundo.

A mi papá Miguel, por haberme educado de la mejor manera, por ser mi apoyo diario, por la confianza depositada en mí, por todas las alegrías que he vivido y continúo viviendo a tu lado, por todas las enseñanzas y consejos, por tu humildad y tu valentía para afrontar los problemas, por ser el mejor ejemplo y papá del mundo.

A mis primos Juan Carlos y Consuelo, por haber estado junto a mí desde pequeño, por cada uno de los consejos brindados y por haberme acogido en su hogar, haciéndome sentir como un hermano más para ustedes.

A mis hermanos Cristian, Patricia y Samanta, por acompañarme todos los días de mi vida, por permitirme encontrar en ustedes un apoyo, una sonrisa, una caricia y un hogar.

A mis amigos Nicolás Caviedes, Genesis Haro, Anghel Cobo y Ginno Taimal, por haberme brindado su amistad y apoyo desde los inicios de mi vida académica en la universidad.

A mis amigos Joselyn, Jesús, Mayerli, Henry, Anthony y Fátima, por haber estado siempre conmigo, por cada recuerdo, por cada experiencia y anécdota que vivimos juntos, por todos los momentos y por todas las sonrisas compartidas, por permitirme llamarlos amigos.

A todos y cada uno de ustedes, los llevaré en el corazón para siempre.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por cuidarme y haberme traído hasta aquí.

A mis padres, por todo el esfuerzo que hacen diariamente para que yo pueda continuar con mi formación, por su apoyo incondicional y por haberme dado un hogar cálido y unido.

Al Dr. Johnny Zambrano, por su constante apoyo como profesor, autoridad, persona y director de este trabajo, por trabajar diariamente por el bien de nuestra Facultad y por velar por todos los estudiantes de la carrera de Petróleos.

Al Ing. Álvaro Gallegos, por demostrar que no solo se puede ser un buen profesor, sino también un amigo y una persona en quien se puede confiar, por su carisma y alegría que hacen de la Facultad de Petróleos un mejor lugar.

A la Ing. Joana Martínez, por su apoyo incondicional a lo largo de mi trayectoria estudiantil, por la confianza brindada, por cada una de sus enseñanzas y por todas las oportunidades que me brindó para aprender y mejorar diariamente.

Al Ing. Raúl Valencia, por trabajar constantemente por cada uno de los alumnos, por tratar los problemas de los estudiantes como propios, por toda la gestión y el apoyo que me brindó para que pudiera completar mi formación.

A la Ing. Ximena Flores, por toda la ayuda desinteresada en cada uno de los procesos de matrícula y por ser esa persona en quien se puede encontrar una sonrisa y un saludo cordial a diario.

Al Ing. Edwin Plúas y a la Ing. María Loroña de la ARCERNNR, por haberme guiado en todo el proceso de elaboración de este trabajo, por toda la ayuda brindada, los consejos recibidos y la experiencia compartida.

Al Ing. Wladimir Chavez por la retroalimentación y correcciones brindadas a este trabajo.

A la ARCERNNR, por la disposición para proporcionar toda la información técnica utilizada en este trabajo.

A la vida, por traerme hasta aquí.

A todos mis amigos, por ser justamente eso, mis AMIGOS.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

1	DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO .....	1
1.1	Objetivo general .....	2
1.2	Objetivos específicos .....	2
1.3	Alcance .....	2
1.4	Marco teórico .....	3
1.4.1	Generalidades del bloque 66 .....	3
1.4.2	Ubicación y descripción del bloque.....	3
1.4.3	Sistemas de levantamiento Artificial .....	3
1.4.4	Bombeo Eléctrico Sumergible (BES) .....	4
A.	Componentes del equipo de Bombeo Eléctrico Sumergible (BES).....	4
a.	Equipo de fondo.....	4
a.1	Bomba.....	4
a.2	Motor .....	4
a.3	Cable de potencia .....	5
a.4	Protector.....	5
a.5	Sensor.....	5
b.	Equipo de Superficie.....	5
b.1	Transformador.....	5
b.2	Tablero de control .....	5
b.3	Variador de Frecuencia .....	6
b.4	Caja de Venteo.....	6
B.	Ventajas del Equipo BES .....	6
C.	Desventajas del equipo BES .....	6
1.4.5	Motor de Inducción .....	7
A.	Principio de funcionamiento.....	7
1.4.6	Motor de imán permanente.....	7
A.	Principio de funcionamiento.....	8
B.	Ventajas de los equipos BES con motores de imán permanente .....	8
C.	Desventajas de los equipos BES con motores de imán permanente	8
1.4.7	Historial de producción .....	8
1.4.8	Software PIPESIM .....	9

2	METODOLOGÍA.....	10
2.1	Tipo de método.....	10
2.2	Enfoque.....	10
2.3	Técnica de recolección de información.....	10
2.4	Técnica de análisis de la información.....	10
2.5	Selección de pozos.....	11
2.6	Comportamiento de afluencia del reservorio.....	12
2.6.1	IPR Compuesta.....	13
A.	Yacimientos Saturados.....	14
B.	Yacimientos Subsaturados.....	14
2.7	Análisis nodal.....	14
2.8	Pozos produciendo con equipos BES con PMN.....	15
2.9	Historial de producción.....	19
2.9.1	Historial de producción de los últimos 2 WorkOvers.....	21
2.10	Diseño de las Bombas.....	23
2.10.1	Tigüino 19.....	23
2.10.2	Tigüino 21.....	24
2.10.3	Tigüino 22.....	26
2.11	Equipos BES.....	27
2.11.1	Tigüino 19.....	27
2.11.2	Tigüino 21.....	29
2.11.3	Tigüino 22.....	30
2.12	Consumo energético.....	31
2.12.1	Tigüino 19.....	32
2.12.2	Tigüino 21.....	33
2.12.3	Tigüino 22.....	33
2.13	Cálculo del Consumo Energético.....	34
2.13.1	Motor de Inducción.....	34
A.	Potencia Operativa en kW:.....	34
B.	Consumo Diario:.....	34
2.13.2	Motor de Imán Permanente.....	34
A.	Potencia Operativa en kW:.....	34
B.	Consumo Diario:.....	34
2.14	Consumo de Diésel.....	35

2.14.1	Consumo diario de Diesel (galones).....	35
2.14.2	Costo total diario (USD).....	35
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	35
3.1	Resultados .....	35
3.1.1	Resultados del trabajo de reacondicionamiento .....	35
3.1.2	Resultados del consumo energético.....	36
3.2	Conclusiones.....	40
3.3	Recomendaciones.....	41
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	42
5	ANEXOS.....	44



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pozos Seleccionados .....	11
Tabla 2. Datos para el cálculo de la curva IPR TIG-19 .....	16
Tabla 3. Datos para el cálculo de la curva IPR TIG-21 .....	17
Tabla 4. Datos para el cálculo de la curva IPR TIG-22 .....	18
Tabla 5. Resumen de actividades de WO de los pozos seleccionados.....	21
Tabla 6. Componentes del equipo BES con motor de inducción del pozo TIG-19 .....	28
Tabla 7. Componentes del equipo BES con motor de Imán P. del pozo TIG-19 .....	28
Tabla 8. Componentes del equipo BES con motor de inducción del pozo TIG-21 .....	29
Tabla 9. Componentes del equipo BES con motor de Imán P. del pozo TIG-21 .....	30
Tabla 10. Componentes del equipo BES con motor de inducción del pozo TIG-22.....	30
Tabla 11. Componentes del equipo BES con motor de Imán P. del pozo TIG-22 .....	31
Tabla 12. Consumo Energético del Bloque 66.....	32
Tabla 13. Información del motor de Inducción.....	32
Tabla 14. Información del motor de Imán permanente .....	32
Tabla 15. Información del motor de inducción .....	33
Tabla 16. Información del motor de imán permanente.....	33
Tabla 17. Información del motor de inducción .....	33
Tabla 18. Información del motor de imán permanente.....	33
Tabla 19. Resultados Análisis IPR TIG-19.....	35
Tabla 20. Resultados Análisis IPR TIG-21.....	36
Tabla 21. Resultados Análisis IPR TIG-22.....	36
Tabla 22. Resultados Consumo Energético del pozo TIG-19.....	37
Tabla 23. Resultados Consumo Energético del pozo TIG-21.....	37
Tabla 24. Resultados Consumo Energético del pozo TIG-22.....	37

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación de la IPR Constante .....	12
Figura 2. Representación de la IPR Compuesta .....	13
Figura 3. Representación de un sistema de producción .....	15
Figura 4. IPR del pozo TIG-19 .....	16
Figura 5. IPR del pozo TIG-21 .....	17
Figura 6. IPR del pozo TIG-22 .....	18
Figura 7. Historial de producción del pozo TIG-19 .....	19
Figura 8. Historial de producción del pozo TIG-21 .....	20
Figura 9. Historial de producción del pozo TIG-22 .....	20
Figura 10. Historial de producción de los últimos 2 WO del pozo TIG-19 .....	21
Figura 11. Historial de producción de los últimos 2 WO del pozo TIG-21 .....	22
Figura 12. Historial de producción de los últimos 2 WO del pozo TIG-22 .....	22
Figura 13. Comportamiento de la bomba seleccionada para el pozo TIG 19 .....	23
Figura 14. Comportamiento del motor seleccionada para el pozo TIG 19 .....	24
Figura 15. Comportamiento de la bomba seleccionada para el pozo TIG 21 .....	25
Figura 16. Comportamiento del motor seleccionada para el pozo TIG 21 .....	25
Figura 17. Comportamiento de la bomba seleccionada para el pozo TIG 22 .....	26
Figura 18. Comportamiento del motor seleccionada para el pozo TIG 22 .....	27
Figura 19. Costo de generación de los pozos .....	38

## RESUMEN

En este Trabajo de Integración Curricular, se analizó la eficiencia de los equipos de levantamiento artificial BES que operan con distintos motores, de inducción y de imán permanente, en el Bloque 66 de la Cuenca Oriente.

El análisis tuvo como objetivo demostrar si, en alguno de los casos planteados, se observa una mejora en la eficiencia cuando los pozos operaban con las bombas con motor de inducción y motor de imán permanente, y presentar valores que permiten entender y conocer cómo y de dónde se obtienen estos resultados.

En el primer capítulo se describen los componentes del equipo de levantamiento artificial BES y cuáles son las diferencias, ventajas y desventajas de usar una bomba con motor de inducción frente a una con motor de imán permanente.

En el capítulo 2 se describen los pozos candidatos para el análisis, así como la información necesaria para este estudio como los parámetros petrofísicos del yacimiento; la información obtenida fue procesada y tratada para adaptarse al objetivo de este estudio.

En el capítulo 3 se exponen los resultados del análisis realizado para cada uno de los pozos seleccionados y las conclusiones a las que se llegó después de haber analizado detalladamente cada uno de los casos; se plantean conclusiones y recomendaciones relacionadas con el tema del proyecto.

**PALABRAS CLAVE:** motor de imán permanente, motor de inducción, bomba eléctrica sumergible, Bloque 66, reacondicionamiento, Tigüino.

## ABSTRACT

In this Curricular Integration Work, the efficiency of BES artificial lift equipment that operates with different motors, induction and permanent magnet, in Block 66 of the East Basin was analyzed.

The objective of the analysis was to demonstrate whether in any of the cases studied there was an improvement in efficiency when the wells operated with pumps with induction motors and permanent magnet motors, and to present values that allow us to understand and knowledge and from where the obtain these results.

The first chapter describes the components of the BES artificial lift equipment and what are the differences, advantages and disadvantages of using a BES pump with an induction motor and a permanent magnet motor.

Chapter 2 describes the candidate wells for the analysis, as well as the information necessary for this study such as the petrophysical parameters of the reservoir; The information obtained was processed and treated to adapt to the objective of this study.

Chapter 3 presents the results of the analysis conducted for each of the selected wells and the conclusions reached after having analyzed each of the cases in detail; Conclusions and recommendations related to the topic of the project are presented.

**KEYWORDS:** permanent magnet motor, induction motor, electric submersible pump, Block 66, workover, Tigüino.

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La producción y exportación de petróleo representan uno de los principales ingresos económicos para el Ecuador, siendo necesarios para el desarrollo económico del país. Para asegurar un margen de ganancia en esta actividad, los ingenieros y operadores se esfuerzan por ser muy eficientes, minimizando los costos de extracción. La optimización de estos costos no solo incrementa el ahorro en las finanzas del Estado, sino que también mejora la sostenibilidad de la industria petrolera. Este proceso de optimización requiere una atención exclusiva a los detalles técnicos y operativos de la extracción de petróleo, lo cual se traduce en un manejo eficiente de los recursos y en la implementación de tecnologías avanzadas que reduzcan los costos operativos (Faro, 2020).

A lo largo de la historia, la humanidad ha dependido de diversas fuentes de energía para su desarrollo. Sin embargo, la eficiencia en el aprovechamiento de la energía ha sido limitada por las tecnologías disponibles en cada época. Hoy en día, los avances científicos y tecnológicos han permitido el desarrollo de equipos y métodos más eficientes, reduciendo las pérdidas energéticas y las emisiones ambientales. En la industria petrolera, la aplicación de tecnologías avanzadas ha sido fundamental para mejorar la eficiencia en la extracción y producción de petróleo. Este trabajo se centra en el análisis de dos tecnologías de levantamiento artificial por bombas electro sumergibles (BES) implementadas en la producción de petróleo: las bombas BES de imán permanente y las bombas BES tradicionales.

El crudo ecuatoriano exportado debe cumplir con ciertas penalizaciones debido a su contenido de impurezas en comparación con el crudo de referencia, el West Texas Intermediate (WTI). Estas penalizaciones afectan el precio de venta del crudo ecuatoriano, añadiendo un desafío adicional a la rentabilidad de la producción petrolera en el país. Además, a estos factores se suman los costos de extracción y transporte, los cuales pueden ser significativos. En esta cadena de procesos, es importante la intervención técnica de la ingeniería para minimizar estos costos. A través del uso de diferentes equipos y la manipulación de parámetros técnicos operacionales, es posible mejorar la eficiencia de los procesos de extracción y lograr un ahorro significativo en el costo por cada barril de petróleo extraído.

Para alcanzar este objetivo, este proyecto se enfocó en analizar técnicamente la eficiencia de varias bombas de bombeo electro sumergible instaladas en un bloque de la Amazonía ecuatoriana. El análisis comparativo se realizó entre las bombas BES de imán permanente y las bombas BES tradicionales instaladas en el bloque 66. Este estudio no solo evaluó el

desempeño de las bombas en términos de eficiencia energética, sino también su impacto en la reducción de costos operativos. Los resultados de este análisis proporcionan criterios suficientes para la toma de decisiones sobre la implementación de alguna de estas tecnologías que se encuentran ya operando en la industria petrolera del Ecuador.

## **1.1 Objetivo general**

Comparar la eficiencia de las bombas de imán permanente y las bombas BES tradicionales.

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Analizar los mecanismos de operación de las bombas BES de imán permanente respecto de las bombas BES tradicionales.
2. Identificar técnicamente los beneficios que presentan las bombas BES tradicionales y las Bombas BES de imán permanente.
3. Explicar las ventajas de la implementación de las bombas BES de imán permanente respecto a las bombas BES tradicionales.

## **1.3 Alcance**

En este trabajo se analizó la eficiencia entre pozos con bombas de imán permanente implementadas en el bloque 66 y se las comparó con los datos de producción de los campos donde se encuentran operando bombas BES tradicionales, además se usó el software PIPESIM en conjunto con el análisis nodal para realizar el análisis técnico comparativo.

Principalmente se obtuvieron los datos necesarios como las pruebas de producción del campo donde operan las bombas BES de imán permanente y las bombas BES tradicionales. Esta información fue obtenida de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNR) (Energía, 2023).

Seleccionada la información, se realizó el análisis técnico y la comparación de la eficiencia de las bombas BES de imán permanente y bombas BES tradicionales.

## **1.4 Marco teórico**

### **1.4.1 Generalidades del bloque 66**

En 1999, se suscribió un contrato para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en el Campo Marginal Tigüino entre Petroecuador, PETROCOL, IECONTSA, CPVEN y Grantmining S.A. En 2001, Petrobell Inc. fue nombrada operadora del Campo Tigüino. Las compañías PETROCOL, IECONTSA, CPVEN y Grantmining S.A., que habían firmado el contrato inicial, cedieron sus derechos a favor de Petrobell Inc. (70%) y Grantmining S.A. (30%), permitiendo que Petrobell Inc. asumiera la operación del campo. En 2010, de conformidad con la disposición transitoria primera de la ley reformativa a la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Régimen Tributario Interno, los contratos suscritos bajo distintas modalidades contractuales fueron modificados para adoptar la modalidad de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. En 2011, la Secretaría de Hidrocarburos firmó un contrato modificadorio con las compañías Petrobell Inc. y Grantmining S.A. para la prestación de servicios en el bloque Tigüino, válido hasta el 31 de marzo de 2016 (ARCERNNR, 2022).

### **1.4.2 Ubicación y descripción del bloque**

El Campo Tigüino, operado por la empresa PETROBELL-GRANTMINING S.A., se localiza al sur de la provincia de Francisco de Orellana, en la parroquia Inés Arango, en el km 120 de la Vía Coca Auca Tigüino. Las coordenadas geográficas del campo son LAT 1° 7' 22" S y LON 78° 56' 22" W (ARCERNNR, 2022).

### **1.4.3 Sistemas de levantamiento Artificial**

Los sistemas de levantamiento artificial son tecnologías esenciales en la industria petrolera, utilizadas para aumentar la producción en pozos donde la presión o energía natural del yacimiento es insuficiente para elevar el crudo hasta la superficie. Estos sistemas incluyen métodos como el bombeo electro sumergible (BES), el levantamiento por gas y el bombeo mecánico, cada uno con aplicaciones específicas dependiendo de las características del yacimiento y las condiciones operativas del pozo (Economides, 2012).

La elección del sistema de levantamiento artificial adecuado es fundamental para optimizar la producción y prolongar la vida útil de los pozos, contribuyendo significativamente a la rentabilidad y eficiencia de las operaciones de extracción. Según Brown (2011), "los sistemas de levantamiento artificial permiten maximizar la recuperación de hidrocarburos y mejorar la eficiencia operativa en la industria petrolera".

#### **1.4.4 Bombeo Eléctrico Sumergible (BES)**

El sistema de levantamiento artificial de bombeo eléctrico sumergible es uno de los más utilizados en la actualidad, debido a su amplia disponibilidad por tamaño y prestaciones.

Está integrado por un sistema de bombeo de fondo impulsado por un sistema eléctrico, la energía transmitida al eje principal mueve un conjunto de etapas que giran y permiten que el fluido circule por todas y cada una de ellas. Las etapas se diseñan específicamente para adaptarse a los requerimientos del pozo (Brown, 2011).

##### **A. Componentes del equipo de Bombeo Eléctrico Sumergible (BES)**

Para que el sistema de levantamiento artificial funcione se requiere de un conjunto de equipos clasificados en 2 grupos: el equipo de fondo y el equipo de superficie; operativamente relacionados entre sí.

###### **a. Equipo de fondo**

Los principales componentes del equipo de fondo son:

###### **a.1 Bomba**

La bomba proporciona la energía adicional para transportar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie, además es el componente que contiene todas las etapas que se encuentran conectadas al eje. Cada etapa está conformada por un impulsor y un difusor; el impulsor permanece rotando mientras que el difusor permanece quieto. De esta manera, la suma de un difusor y un impulsor corresponderá a 1 etapa y, dependiendo de los requerimientos, en especial del caudal que se levantará se requiere de un determinado número de etapas (Gardner Denver SLB, 2023).

###### **a.2 Motor**

Es la fuente que genera el movimiento del eje para mantener la producción y llevar el fluido a superficie. El motor es eléctrico y se encuentra ubicado en la parte inferior del equipo; la energía que necesita el motor proviene de superficie a través de un cable de potencia.

En la industria se tienen varias clasificaciones de los motores para la bomba eléctrica sumergible; en este trabajo se empleó la clasificación de:

- Motores de inducción estándar
- Motores de imán permanente



### **a.3 Cable de potencia**

El cable transmite la energía eléctrica con la que funcionara el motor; va conectado desde el equipo de superficie hasta el equipo de subsuelo. Dependiendo de la complejidad del cable, también permite transmitir señales de presión o temperatura; por lo tanto, es uno de los componentes más importantes, pero también es uno de los más sensibles. Su deterioro puede interrumpir la producción y para reemplazarlo es necesario parar el pozo y sacar la bomba (ESP Systems Schlumberger, 2023).

### **a.4 Protector**

Componente necesario en el equipo BES ya que protege el motor contra el ingreso de fluido del pozo; va conectado entre el motor y la bomba. Se encarga de absorber la contracción o expansión del motor debido al calentamiento o enfriamiento y soporta la carga originada por el empuje de la bomba.

### **a.5 Sensor**

También denominado sistema de monitoreo del pozo en el equipo BES. Se instala bajo el motor y permite obtener información en superficie como la presión de fondo, la temperatura del motor y la vibración (Aoki, 2006).

## **b. Equipo de Superficie**

Los principales componentes del equipo de superficie son:

### **b.1 Transformador**

El equipo transforma el voltaje que se transmite mediante una línea eléctrica en el voltaje necesario para que funcione el motor en el fondo del pozo.

Los transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos; se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos. Los transformadores pueden estar secos o sumergidos en aceite (Guo, Lyons & Ghalambor, 2007).

### **b.2 Tablero de control**

Dispositivo para controlar el suministro de potencia eléctrica que requiere el motor. La estructura puede ser simple con solo un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga, o puede ser complejo con varios fusibles de baja carga y desconexión por

sobrecarga, un mecanismo de relojería para reinicio automático y operación intermitente, luces indicadoras y un amperímetro, entre otros.

### **b.3 Variador de Frecuencia**

Se instala como un controlador del motor electro sumergible que regula la velocidad de rotación del eje central del motor. El dispositivo tiene la capacidad de proporcionar al motor frecuencias y voltajes variables.

### **b.4 Caja de Venteo**

Se acopla entre el cabezal del pozo y el variador de frecuencia; sirve para unir el cable de energía del equipo en superficie con el cable de energía que conecta el motor de fondo. En operaciones de intervención o reparación en el pozo, la caja de venteo en superficie sirve para desconectar el eléctrico en el cabezal.

Además, permite expulsar el volumen de gas que fluye a la superficie a través del cable, lo que evita que el gas llegue al panel de control y provoque una explosión (Lobanoff and R. Ross, 2011)

## **B. Ventajas del Equipo BES**

Las ventajas operativas del equipo BES son:

- Trabajan con caudales altos de hasta 300.000 BPD.
- Operación superficial simple.
- Funciona en pozos verticales y en pozos desviados.
- Trabaja en profundidades de hasta 20.000 pies.
- No requieren operaciones de mantenimiento continuas.
- La operación es rentable.
- Operan a temperaturas de hasta 350°C
- No requiere una gran cantidad de espacio.

## **C. Desventajas del equipo BES**

Las desventajas operativas del equipo BES son:

- No funciona con relaciones de gas-liquido altas.
- Presentan problemas con la producción de arena por encima de 200 ppm.

- Alto costo de mantenimiento
- Requiere de un equipo de mantenimiento del pozo (WorkOver) en operaciones de reparación por fallas.

#### **1.4.5 Motor de Inducción**

El motor de inducción es un dispositivo que produce energía. Su nombre proviene de su principio de funcionamiento: el campo magnético y la rotación del estator inducen voltajes de corriente alterna en el circuito del rotor. Estos motores, hechos de cobre, acero y aluminio, son conocidos por su alta producción de energía y su durabilidad, lo que les otorga una vida útil prolongada (Chapman, 2005).

##### **A. Principio de funcionamiento**

El principio de inducción de Faraday es la base del funcionamiento de un motor de inducción. Un campo magnético giratorio se crea cuando las bobinas inductoras reciben corriente alterna trifásica.

Industrias GSL (2023) explica que la frecuencia de un motor de inducción es comparable a la de la energía alterna que lo alimenta. Al girar alrededor del rotor en reposo, el campo magnético induce una corriente en el rotor, generando un campo magnético que sigue el movimiento del campo del estator. Este fenómeno crea un par motor que provoca la rotación del rotor, y se conoce como el principio de inducción mutua (Industrias GSL, 2023).

#### **1.4.6 Motor de imán permanente**

Un motor de imán permanente (PMSM, por sus siglas en inglés) es un tipo de motor eléctrico que utiliza imanes permanentes en el rotor para generar el campo magnético necesario para la operación del motor. A diferencia de los motores de inducción, que requieren corriente eléctrica para magnetizar el rotor, los motores de imán permanente utilizan imanes permanentes que no necesitan energía adicional para mantener su magnetización, lo que los hace más eficientes en términos de energía y permite un diseño más compacto (Boldea & Nasar, 2009)

Los motores de imán permanente pueden ser excitados con señales eléctricas tanto continuas como alternas. No obstante, las aplicaciones que utilizan excitación alterna son generalmente más eficientes en cuanto a disponibilidad y mantenimiento en la conversión de energía

## **A. Principio de funcionamiento**

Debido a su fijación, los imanes mantienen un campo magnético constante dentro del motor. Las bobinas de alambre en el motor generan un campo eléctrico que interactúa con el campo magnético de los imanes, creando una fuerza que mueve el rotor. Este proceso convierte la energía eléctrica en movimiento mecánico, impulsando el motor. Aunque la fabricación de estos motores es costosa, son propulsores limpios y altamente eficientes (Villalobos León, 2021).

## **B. Ventajas de los equipos BES con motores de imán permanente**

Las ventajas de los equipos BES con motores de imán permanente incluyen un menor consumo de energía eléctrica, lo que se traduce en costos de producción más bajos, y un tamaño más compacto en comparación con los equipos convencionales. También presentan menores costos de reacondicionamiento, mayor tiempo de producción y menos tiempo de inactividad debido a su capacidad para detectar problemas en las condiciones de operación. Además, un rango de velocidad más amplio permite un uso más adaptable de los motores, reduciendo la probabilidad de fallos y prolongando la vida útil del equipo (Refai et al., 2013).

## **C. Desventajas de los equipos BES con motores de imán permanente**

Para que funcionen, necesitan un variador de frecuencia con la capacidad de identificar la posición del rotor. Los motores de imán permanente tienen altas corrientes de carga, lo que dificulta el control de corriente para proteger el motor.

Los imanes representan el 25 al 30% del valor del motor y la eficiencia del motor de imán permanente (MIP) disminuye significativamente a baja carga, por lo que los motores de imán permanente no pueden usarse por debajo del 50 al 60 % de su carga (Xiao & Lastra, 2018).

### **1.4.7 Historial de producción**

El historial de producción de un pozo petrolero se refiere al registro detallado de la cantidad de petróleo y gas que ha sido extraído de dicho pozo a lo largo del tiempo. Este registro incluye datos cronológicos de las tasas de producción, que indican cuántos barriles de petróleo, gas y agua se han producido diaria, mensual o anualmente. Además de las tasas de producción, el historial también puede contener información sobre la presión de fondo fluyente, la presión de cabezal, el % BSW (porcentaje de agua en el fluido producido), y otras variables clave que ayudan a los operadores a monitorear y evaluar la eficiencia y el

rendimiento del pozo a lo largo del tiempo. Este registro histórico es esencial para la planificación de operaciones futuras, el mantenimiento de los equipos de levantamiento, y la toma de decisiones en la gestión de los activos petroleros (Dake, 2001, p. 45).

#### **1.4.8 Software PIPESIM**

PIPESIM es una herramienta esencial, rápida y eficaz para el análisis de sistemas de producción, ya que facilita la evaluación y comprensión del potencial de los yacimientos. Esta herramienta no solo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que también toma en cuenta el comportamiento de la línea de flujo y las instalaciones de superficie, proporcionando así un análisis integral del sistema de producción (Schlumberger Software, 2018).

Además del análisis nodal, PIPESIM ofrece capacidades avanzadas para la creación de tablas de rendimiento destinadas a simuladores de yacimientos y para el diseño de perfiles estándar de presión y temperatura. El software cubre una amplia gama de modelos de terminación estándar, abarcando pozos verticales, horizontales y fracturados. También tiene la capacidad de modelar configuraciones de terminación complejas que involucran múltiples capas, empleando una variedad de parámetros relacionados con el comportamiento de los yacimientos y las propiedades de los fluidos (Schlumberger Software, 2018).

El modelado exacto de los fluidos producidos es crucial para comprender el comportamiento del sistema de producción. Por esta razón, PIPESIM proporciona la capacidad de seleccionar entre diferentes correlaciones de modelos para petróleo negro o diversas ecuaciones de estado (EOS) para los modelos composicionales (Schlumberger Limited, 2020).

## **2 METODOLOGÍA**

La metodología empleada en el desarrollo del Trabajo de Integración Curricular se sustenta en los siguientes aspectos.

### **2.1 Tipo de método**

El análisis de datos técnicos de pozos petroleros es fundamental para comprender el comportamiento de los yacimientos y optimizar las operaciones de extracción en los pozos. En este contexto, para este trabajo se utilizó el método inductivo el cual se presenta como una herramienta importante para interpretar los datos recolectados y generar conocimientos generales a partir de observaciones específicas y detalladas de los pozos de donde se realizó el análisis (Glaser, 1967).

### **2.2 Enfoque**

El enfoque de este trabajo fue cuantitativo, basado en la recopilación y el análisis de las pruebas de producción, empleando modelos matemáticos para identificar el comportamiento de afluencia del pozo, relaciones con los métodos de levantamiento y las tendencias que cada uno de los pozos presenta respecto a la producción. Este enfoque es particularmente adecuado para el estudio de datos de producción de pozos petroleros, ya que permite realizar una comparativa técnica en base a los resultados obtenidos.

### **2.3 Técnica de recolección de información**

Para este proyecto se optó por la recolección de datos, solicitando la información al ente regulador de las actividades hidrocarburíferas en el país (ARCERNNR). Esta técnica implica el uso de datos que ya han sido cargados al sistema, procesados y almacenados por dicha empresa, aprovechando su experiencia y recursos en la regularización de operaciones relacionadas con la extracción de petróleo.

### **2.4 Técnica de análisis de la información**

En el trabajo se realizó un análisis detallado utilizando datos provenientes de múltiples pozos petroleros del bloque 66. Sin embargo, para garantizar la relevancia y la precisión de los resultados, se aplicó un proceso riguroso de selección de los datos para asegurar únicamente aquellos pozos que mejor se ajusten a los objetivos específicos planteados en el Trabajo de Integración Curricular.

La selección de datos se fundamentó en criterios claramente definidos y enfocados con el propósito de la investigación que en este caso es la eficiencia cuando un pozo producía

con equipo BES convencional y posterior fue cambiado a un equipo BES con motor de imán permanente. Esto incluyó consideraciones como la disponibilidad de datos en los pozos seleccionados, el mismo caso de estudio en los pozos seleccionados en relación con las condiciones geológicas y operativas, así como la calidad y fiabilidad de las pruebas de producción obtenidas.

## 2.5 Selección de pozos

En el Bloque 66, se dispone el siguiente inventario de pozos (ARCERNNR, 2024):

- 11 pozos productores
- 2 pozos inyectoros
- 12 pozos cerrados
- 2 pozos con abandono definitivo

De los 11 pozos productores, 9 pozos producen de la formación Napo T y solamente 2 pozos produce de la formación Hollín Superior.

Por lo tanto, se seleccionaron 3 pozos que se encontraban produciendo anteriormente con equipos de BES con motor de inducción y que fueron cambiados por equipos BES con motor de imán permanente; ver Tabla1.

**Tabla 1.** Pozos Seleccionados

Pozo	Tipo de levantamiento	Arena	Bomba / Profundidad de Asentamiento (ft)	Salinidad (CI)	°API
<b>TIG-19</b>	Bombeo Elec.	HS	NHV940M SCMP/287ET/10933	9900	30
<b>TIG-21</b>	Bombeo Elec.	TI	NHV940M SCMP/344ET/10800	13850	17,0
<b>TIG-22</b>	Bombeo Elec.	TI	NHV760 SCMP/342ET/10099.79	7750	17,2

**Elaborado por:** Caiza, 2024

## 2.6 Comportamiento de afluencia del reservorio

El requisito fundamental para el diseño adecuado del sistema BES es el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo es la construcción de la curva IPR, que indica el potencial o la capacidad de producción del pozo. Sin los datos del caudal de producción y el nivel dinámico del pozo, es imposible seleccionar los componentes del sistema BES. Esta curva se puede usar para calcular estos dos parámetros, ya que están estrechamente relacionados.

El índice de productividad mide la eficiencia de un pozo para producir petróleo, calculando la relación entre el flujo de producción y la diferencia entre la presión en el yacimiento ( $P_r$ ) y la presión de fondo fluente ( $P_{wf}$ ) necesaria para alcanzar ese flujo. Cuando el fluido que entra al pozo es monofásico y la presión de fondo fluente ( $P_{wf}$ ) supera la presión en el punto de burbuja, el índice de productividad se mantiene constante. La fórmula para calcular el índice de productividad es:

$$IP = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (1)$$

Donde:

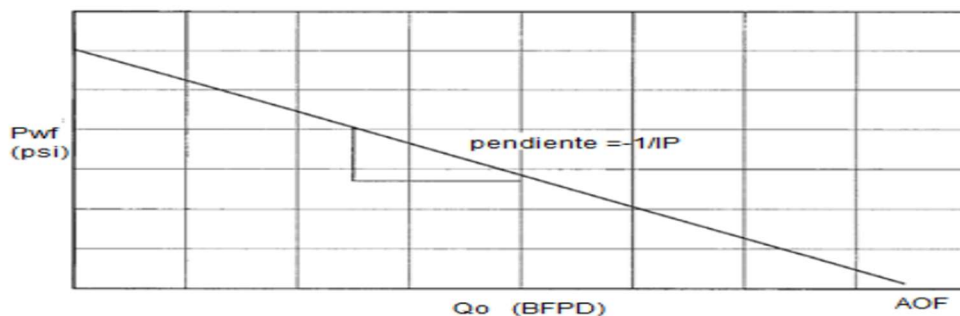
IP = Índice de productividad, también denominado J

$Q_o$  = Caudal de petróleo producido

$P_r$  = Presión de reservorio

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluente

El caudal de líquido en el pozo está directamente relacionado con la diferencia de presión, como se ilustra en la Figura 1. Esta ecuación es válida para flujos monofásicos, pero en pozos donde se encuentra una fase de gas libre, la ecuación ya no es aplicable (Brown, 1984).



**Figura 1.** Representación de la IPR Constante

**Fuente:** Kermit Brown, 1984



Si se tiene suficiente información del reservorio, el Índice de Productividad (J) también se la puede determinar con la Ecuación de Darcy de la siguiente manera:

$$J = \frac{0,00708 K_o \cdot h}{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \left( \ln \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S} \quad (2)$$

Donde:

J = Índice de productividad

h = Espesor neto de pago

K<sub>o</sub> = Permeabilidad efectiva del petróleo

μ<sub>o</sub> = Viscosidad del petróleo

r<sub>w</sub> = Radio del pozo

r<sub>e</sub> = Radio de drenaje

β<sub>o</sub> = Factor volumétrico del Petróleo

S = Daño de formación

### 2.6.1 IPR Compuesta

La curva Inflow Performance Relationship (IPR) compuesta es importante en la ingeniería de reservorios para modelar y predecir el comportamiento de pozos de petróleo que también producen agua. A diferencia de la IPR tradicional, que se centra únicamente en la producción de petróleo, la IPR compuesta integra la producción de agua, ofreciendo una visión más completa del desempeño del pozo. Esta curva combina dos componentes: la curva de producción de petróleo, que se basa en la ecuación de Vogel o modelos similares, y la curva de producción de agua, que se calcula mediante el índice de productividad del agua. Según Petrobras, la combinación de estas curvas permite entender cómo varía la capacidad de producción del pozo bajo diferentes condiciones de presión y caudal, considerando las influencias de ambas fases.

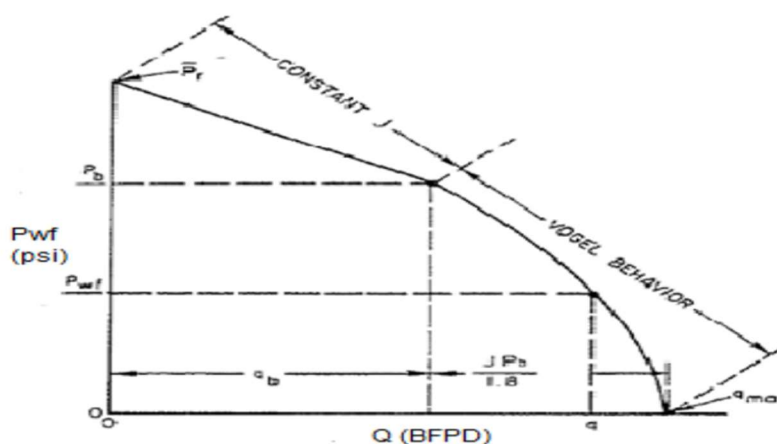


Figura 2. Representación de la IPR Compuesta

Fuente: Kermit Brown, 1984

## A. Yacimientos Saturados

Para esta parte de la gráfica se utiliza la ecuación de Vogel para yacimientos saturados que está determinada de la siguiente manera:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3)$$

Donde:

$Q_o$  = Caudal de petróleo producido

$Q_{max}$  = Caudal máximo de petróleo producido

$P_r$  = Presión de reservorio

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente

## B. Yacimientos Subsaturados

Para yacimientos subsaturados existirá flujo en una fase líquida cuando la presión de fondo fluyente es mayor a la presión de burbuja y flujo bifásico cuando la presión de fondo fluyente es menor a la presión de burbuja. Este comportamiento se puede apreciar en la Figura 2.

- Cuando  $P_{wf} \geq P_b$ :

$$Q_o = J (P_r - P_{wf}) \quad (4)$$

Donde:

$Q_o$  = Caudal de petróleo producido

$J = IP$  = Índice de productividad (Ec.1)

$P_r$  = Presión de reservorio

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyente

- Cuando  $P_{wf} \leq P_b$ :

$$Q_o = Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (5)$$

$$Q_b = J (P_r - P_b) \quad (6)$$

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad (7)$$

Donde:

$Q_b$  = Caudal de burbuja

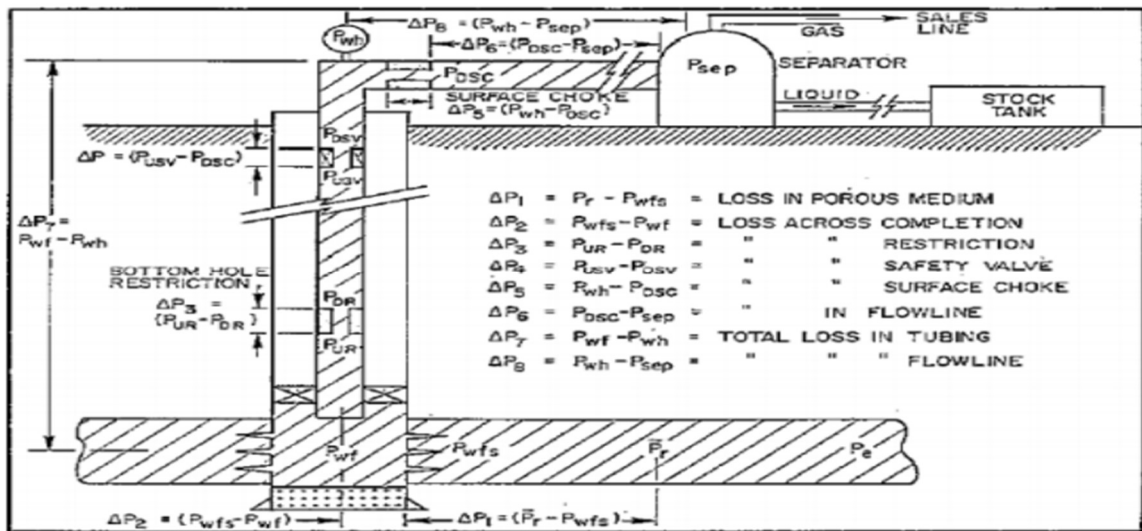
$P_b$  = Presión en el punto de burbuja

## 2.7 Análisis nodal

El análisis nodal de un sistema de producción permite identificar tanto el comportamiento actual como el futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Este proceso implica segmentar el sistema de producción en nodos de solución para calcular las caídas de

presión y evaluar el flujo a través del medio poroso, así como en las tuberías verticales y horizontales y en los separadores. Esto se hace con el objetivo de construir las curvas de comportamiento de afluencia y determinar el potencial de producción de un yacimiento (Camargo, 2009).

En la figura 3 se muestra los nodos principales de un sistema de producción.



**Figura 3.** Representación de un sistema de producción

**Fuente:** Kermit Brown, 1984

Un sistema de producción se compone de tres elementos fundamentales: el yacimiento o medio poroso, el flujo a través de la tubería vertical y el flujo en la tubería horizontal, donde se evalúan las restricciones del fluido producido. El análisis nodal implica la identificación de nodos en varias posiciones clave dentro del sistema de producción (Brown, 1984).

En un sistema de producción, se suelen considerar dos presiones como constantes para los cálculos, estas son la presión estática del yacimiento ( $P_r$ ) y la presión de separación en la superficie ( $P_{sep}$ ). Para realizar el análisis nodal debemos calcular la caída de presión entre dos nodos, comenzando desde cualquiera de estas presiones. Luego, se estima la presión en los nodos intermedios entre los puntos iniciales. Para poder aplicar este tipo de análisis, es importante poseer al menos un dato de presión.

## 2.8 Pozos produciendo con equipos BES con PMN

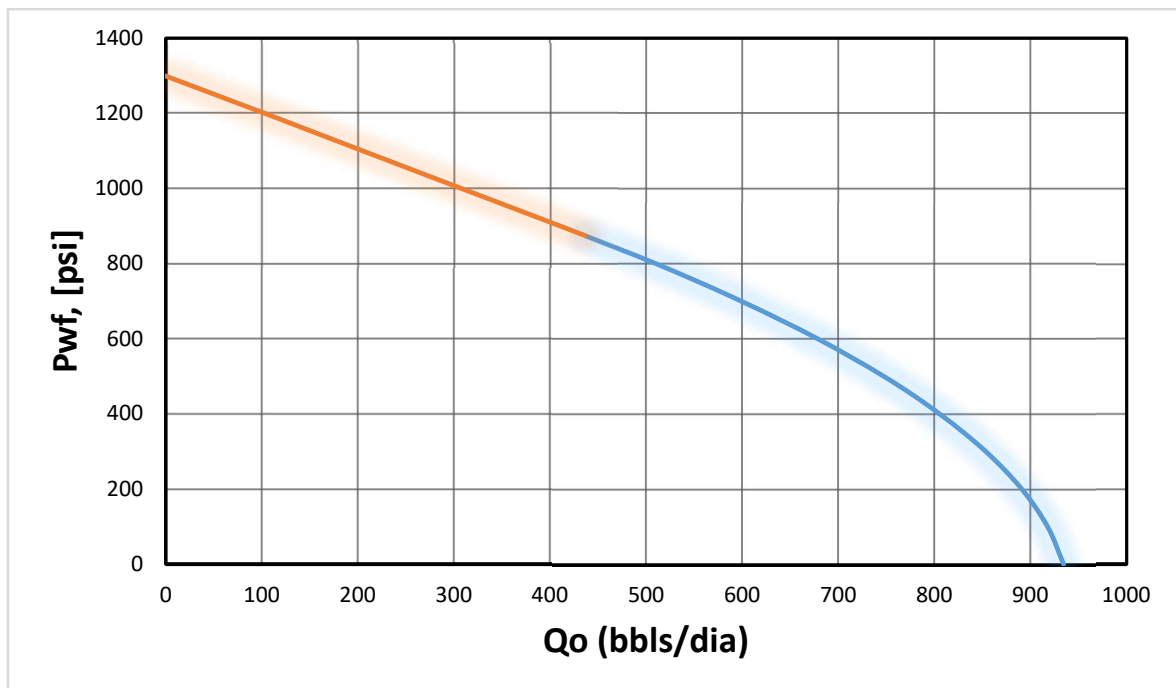
Para los pozos Tigüino 19, 21 y 22 se realizaron y analizaron los índices de productividad con datos de cada uno de los pozos bajo las condiciones actuales de operación.

En las Tablas 2, 3, 4 y Figuras 4, 5, 6 se presentan los datos y curvas IPR de los pozos TIG-20, TIG-21 y TIG-22, respectivamente.

**Tabla 2.** Datos para el cálculo de la curva IPR TIG-19

<b>Datos</b>			
Presión promedio Reservorio	Pr	1300	Psi
Presión de Burbuja	Pb	875	Psi
Presión	Pwf	500	Psi
Permeabilidad efectiva	Ko	120	mD
Espesor de pago	h	25	ft
Viscosidad del Petróleo	$\mu_0$	6,94	cP
Factor volumétrico del petróleo	$\beta_0$	1,142	bbI/bbIStan
Radio de drenaje	re	100	ft
Radio del pozo	rw	0,33	ft
Factor Skin	S	-2,35	-

Elaborado por: Caiza, 2024



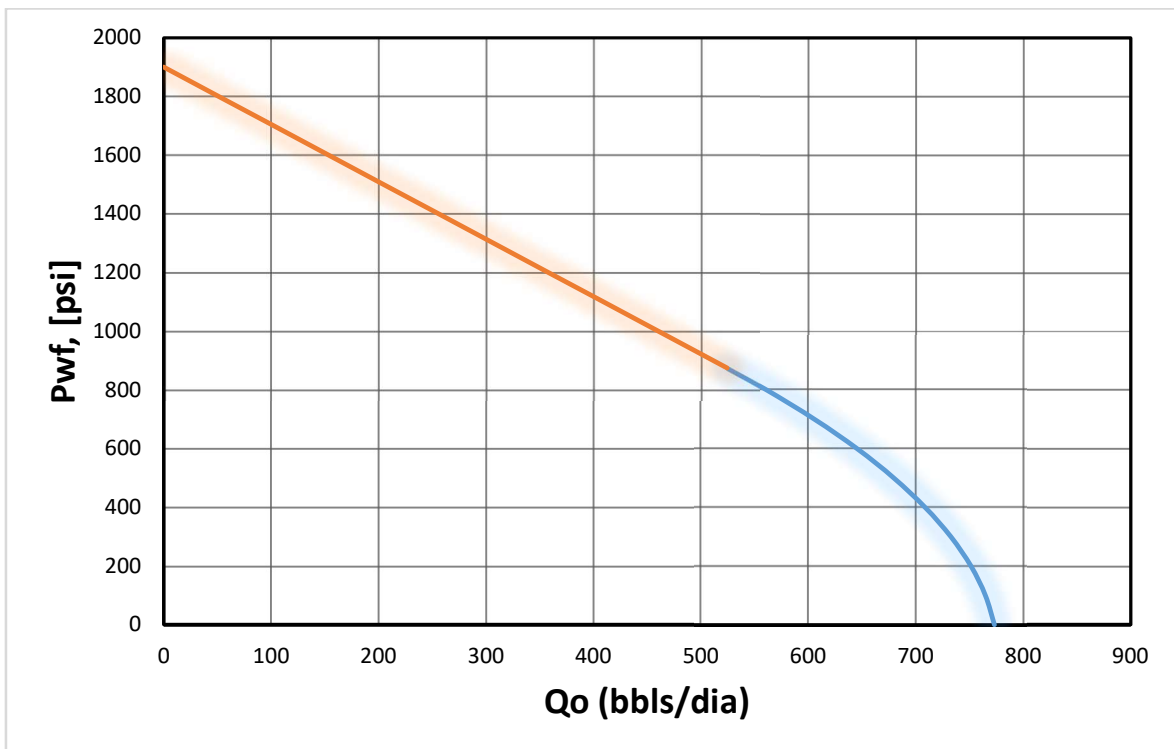
**Figura 4.** IPR del pozo TIG-19

Elaborado por: Caiza, 2024

**Tabla 3.** Datos para el cálculo de la curva IPR TIG-21

<b>Datos</b>			
Presión promedio Reservorio	Pr	1900	Psi
Presión de Burbuja	Pb	875	Psi
Presión	Pwf	350	Psi
Permeabilidad efectiva	Ko	100	mD
Espesor de pago	h	33	ft
Viscosidad del Petróleo	$\mu_0$	6,94	cP
Factor volumétrico del petróleo	$\beta_o$	1,142	bbl/bblStan
Radio de drenaje	re	100	ft
Radio del pozo	rw	0,33	ft
Factor Skin	S	0,8	-

Elaborado por: Caiza, 2024



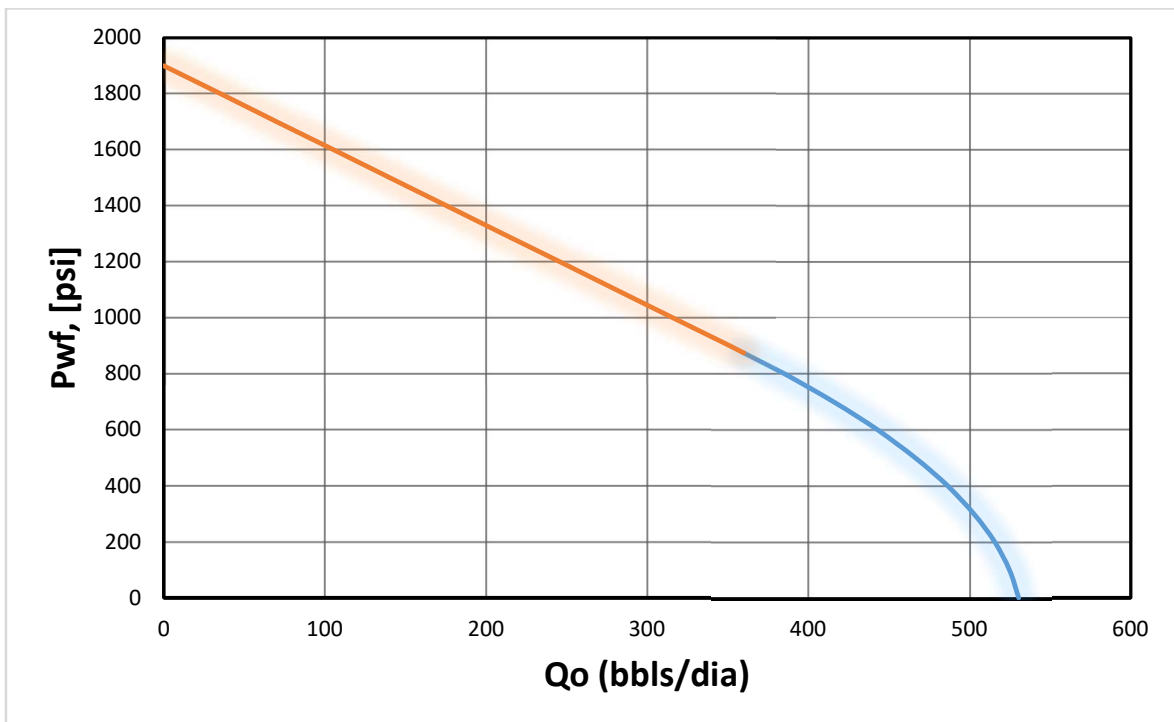
**Figura 5.** IPR del pozo TIG-21

Elaborado por: Caiza, 2024

**Tabla 4.** Datos para el cálculo de la curva IPR TIG-22

<b>Datos</b>			
Presión promedio Reservorio	Pr	1900	Psi
Presión de Burbuja	Pb	875	Psi
Presión	Pwf	753	Psi
Permeabilidad efectiva	Ko	57	mD
Espesor de pago	h	28	ft
Viscosidad del Petróleo	$\mu_0$	6,94	cP
Factor volumétrico del petróleo	$\beta_0$	1,142	bbI/bblStan
Radio de drenaje	re	300	ft
Radio del pozo	rw	0,33	ft
Factor Skin	S	-2,00	-

Elaborado por: Caiza, 2024



**Figura 6.** IPR del pozo TIG-22

Elaborado por: Caiza, 2024

## 2.9 Historial de producción

En las Figuras 7, 8 y 9 se muestra el historial de producción de los pozos seleccionados donde se ve el comportamiento de la producción desde el inicio de la vida productiva del pozo.

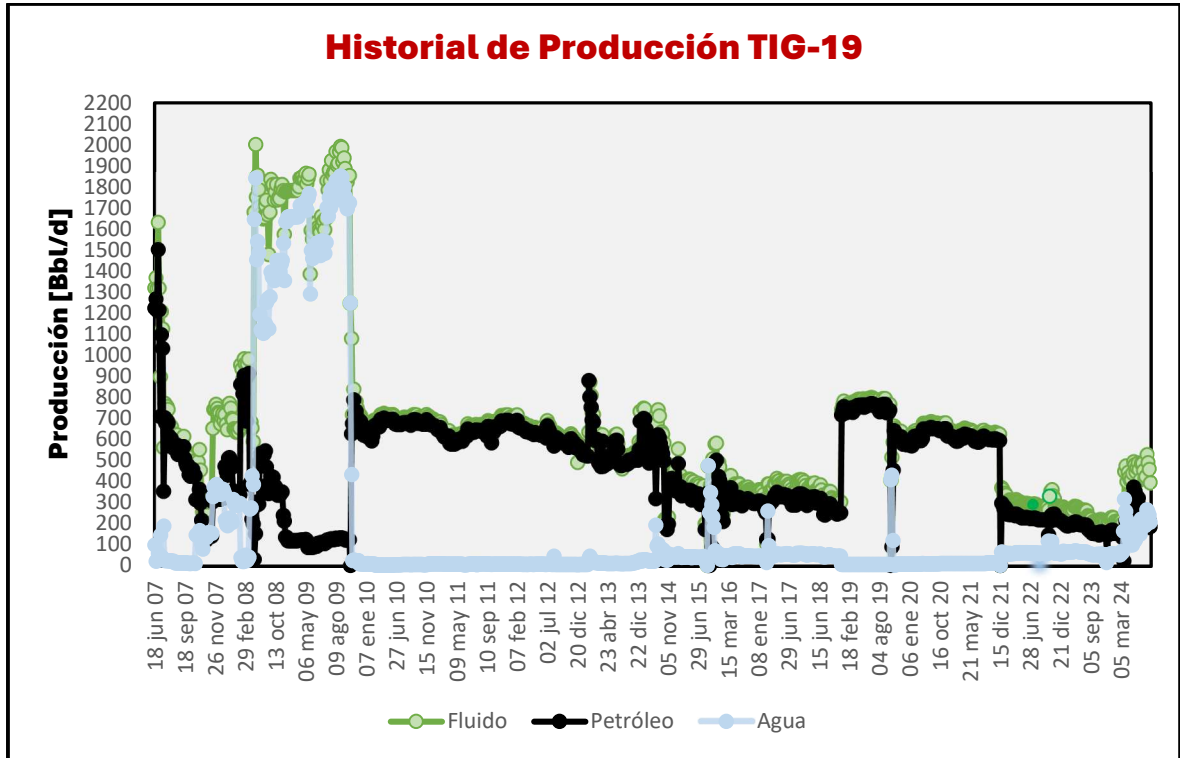


Figura 7. Historial de producción del pozo TIG-19

Elaborado por: Caiza, 2024

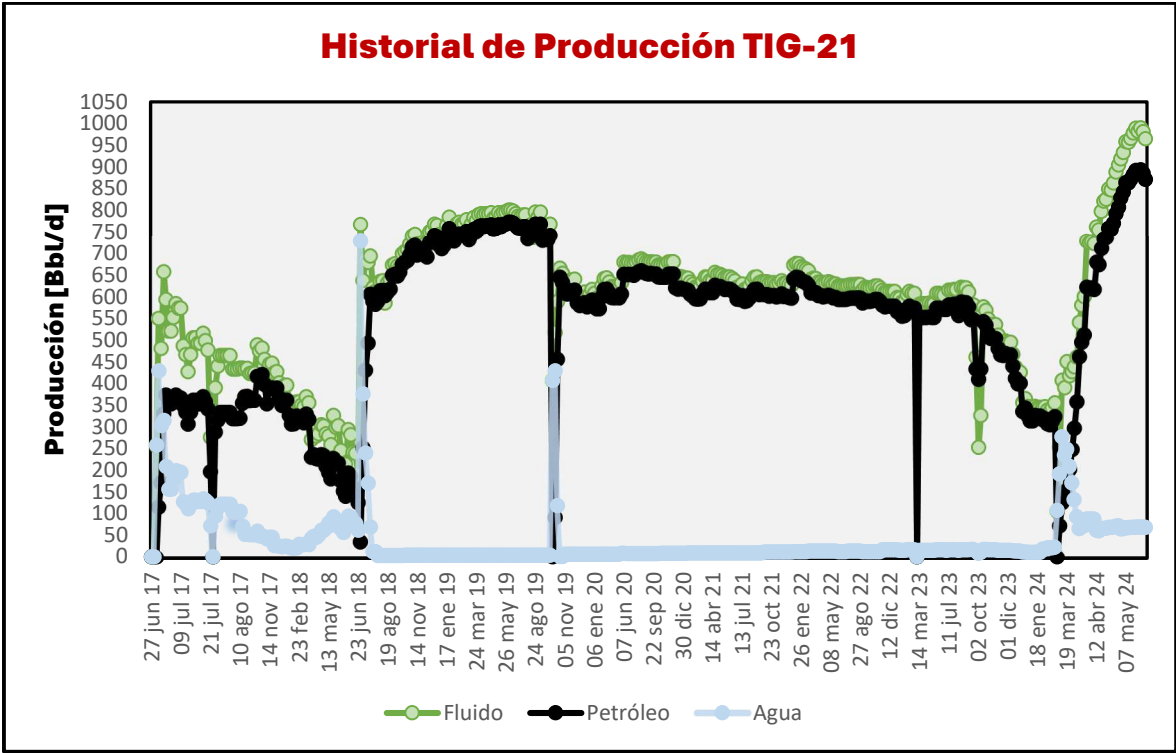


Figura 8. Historial de producción del pozo TIG-21

Elaborado por: Caiza, 2024

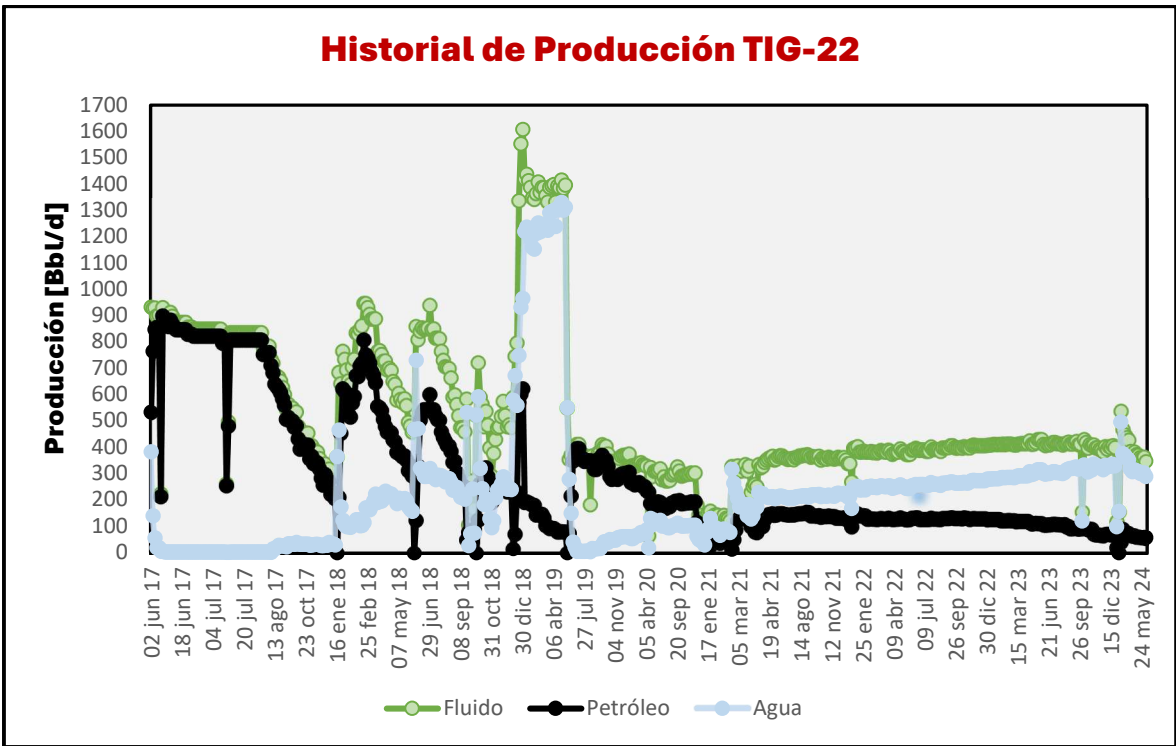


Figura 9. Historial de producción del pozo TIG-22

Elaborado por: Caiza, 2024



### 2.9.1 Historial de producción de los últimos 2 WorkOvers

Para un mejor entendimiento de este Trabajo de Integración Curricular, se representó los historiales de producción de los últimos 2 trabajos de reacondicionamiento (WorkOvers) con el objetivo de observar el comportamiento de la producción cuando inicio a operar con los equipos BES con motor de inducción y con los motores de imán permanente.

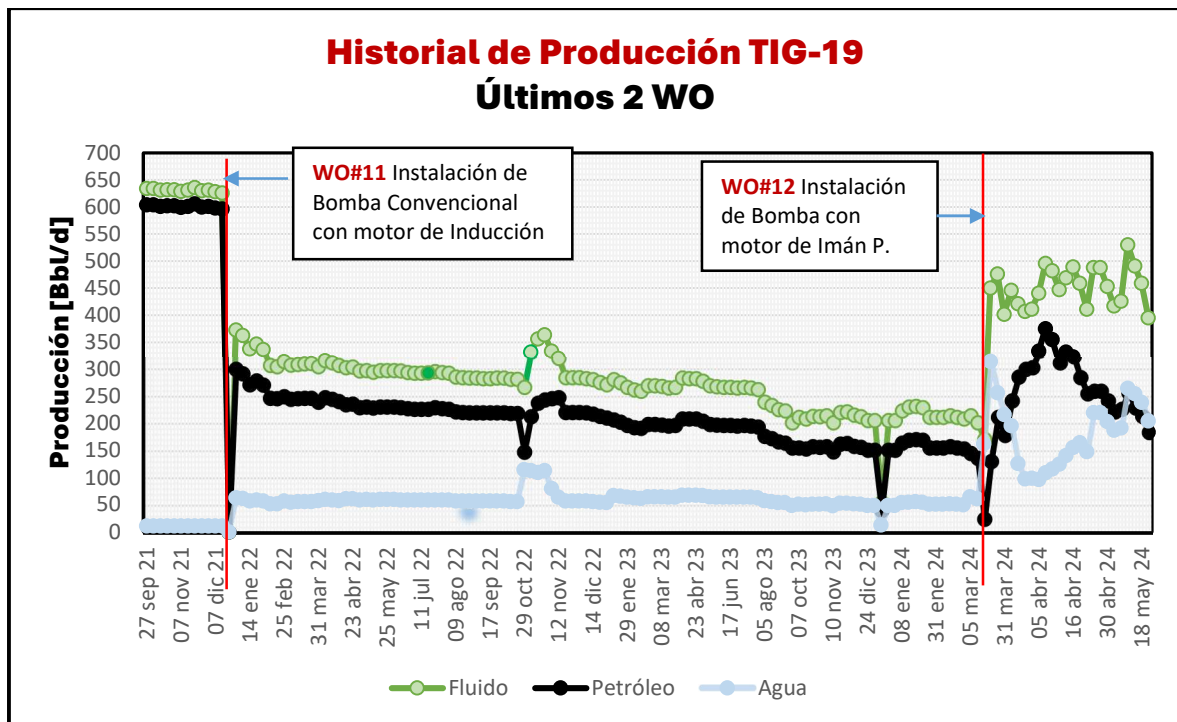
La información y las actividades realizadas en los trabajos de intervención adicionales al cambio de las Bombas BES se presenta en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Resumen de actividades de WO de los pozos seleccionados

Pozos/ Trabajo de Intervención	TIG-19	TIG-21	TIG-22
<b>Cambio de bomba</b>	Cambio de bomba D460N por bomba NHV940M	Cambio de bomba FLEX 10 por bomba NHV940M	Cambio de bomba FLEX 3-2 por bomba NHV760
<b>Fracturamiento Hidráulico</b>	Fractura a HS	Fractura a TI	-

Elaborado por: Caiza, 2024

En las figuras 10, 11 y 12 se puede observar cómo se comportaron los pozos con la bomba actual de motor imán permanente y la bomba anterior con motor de inducción.



**Figura 10.** Historial de producción de los últimos 2 WO del pozo TIG-19

Elaborado por: Caiza, 2024

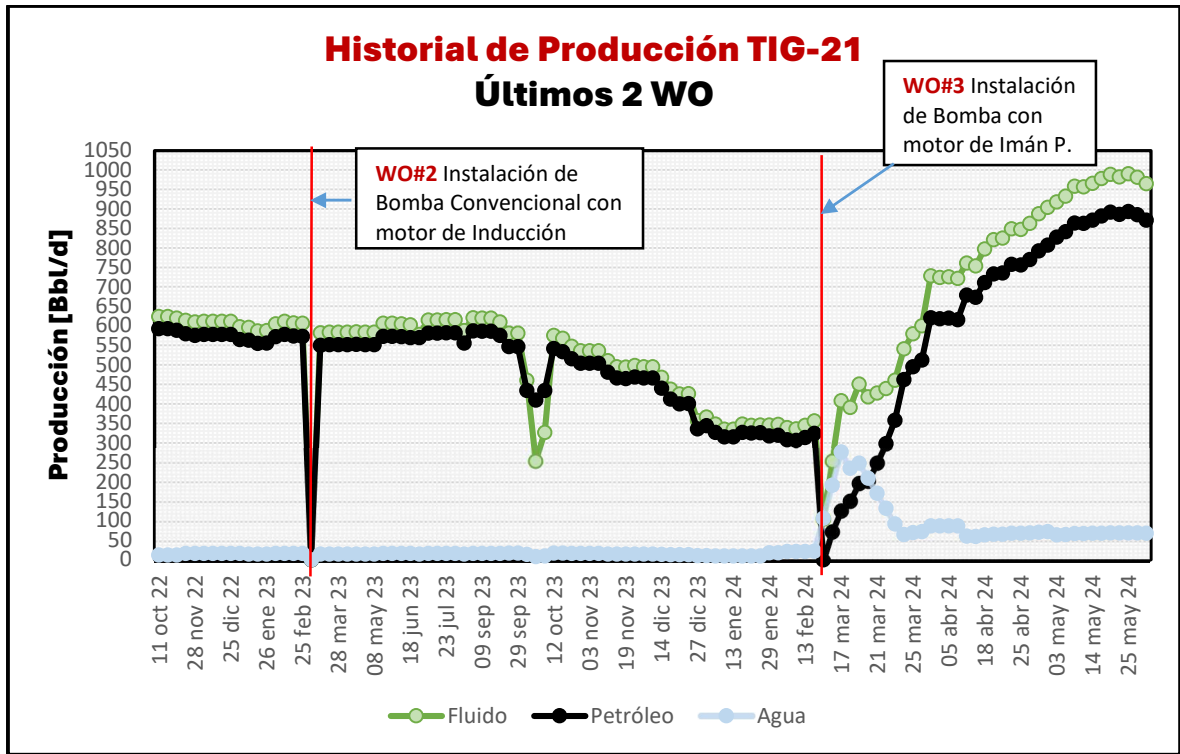


Figura 11. Historial de producción de los últimos 2 WO del pozo TIG-21

Elaborado por: Caiza, 2024

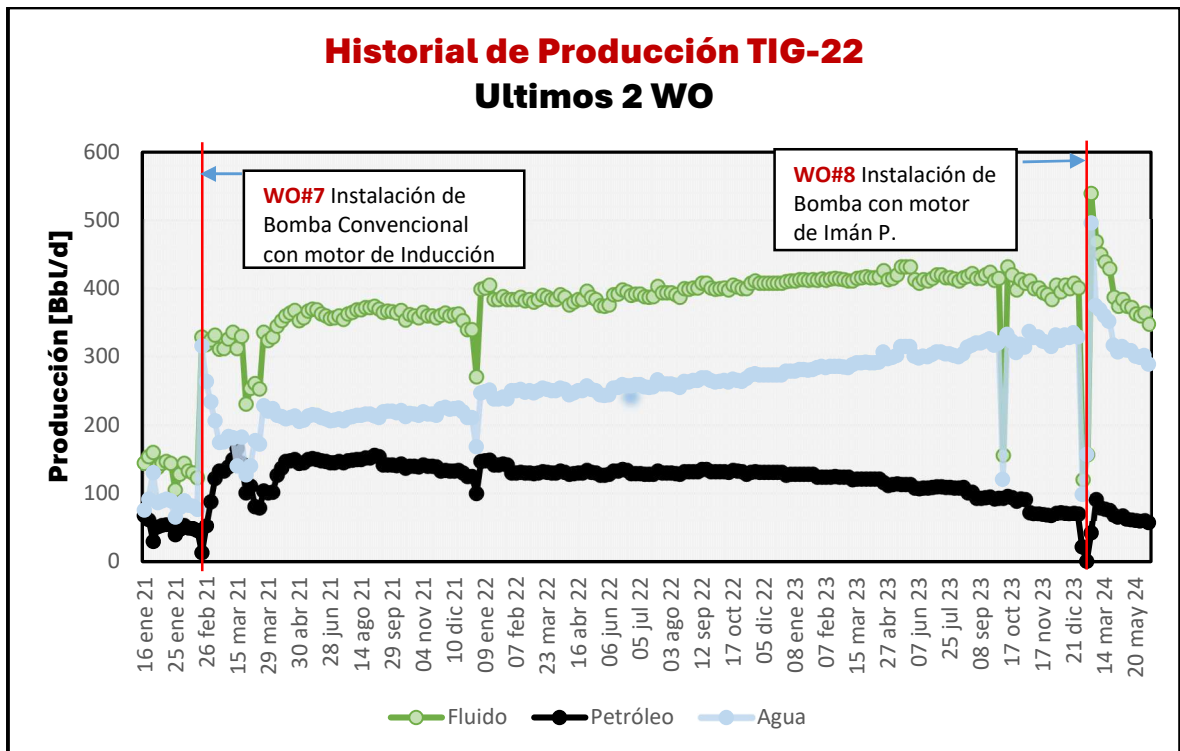


Figura 12. Historial de producción de los últimos 2 WO del pozo TIG-22

Elaborado por: Caiza, 2024

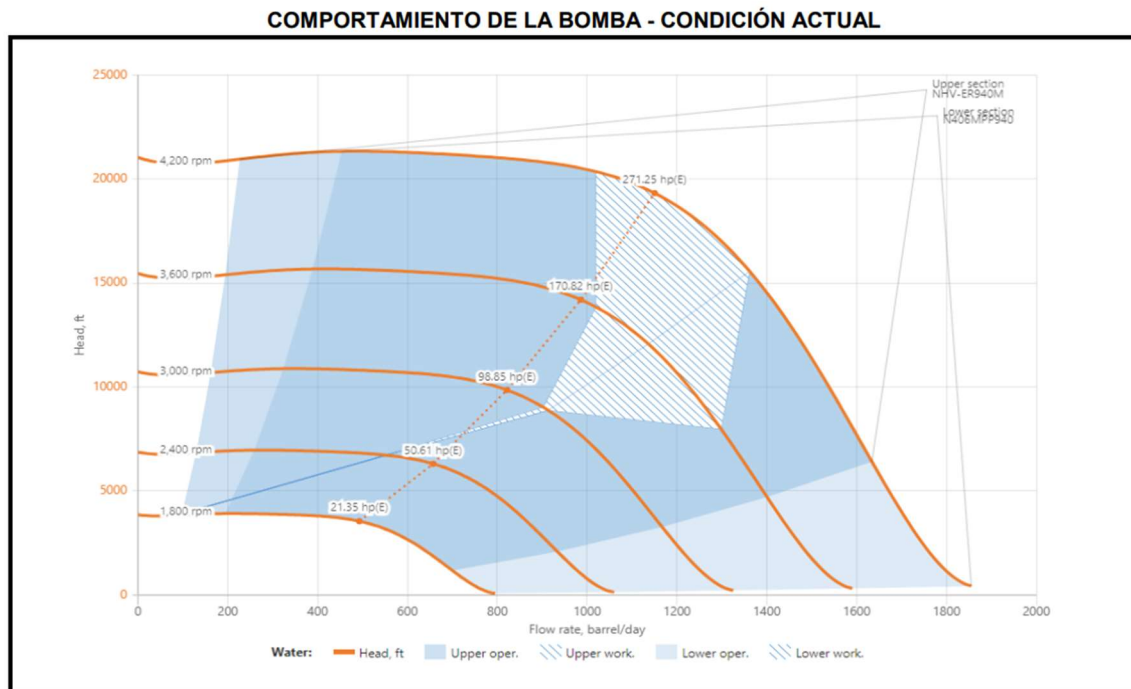
## 2.10 Diseño de las Bombas

Este Trabajo de Integración Curricular no se centra en el diseño de las bombas para la producción de los pozos; sin embargo, con la información obtenida de los trabajos de reacondicionamiento se tiene el diseño para la selección de bombas de la siguiente manera:

### 2.10.1 Tigüino 19

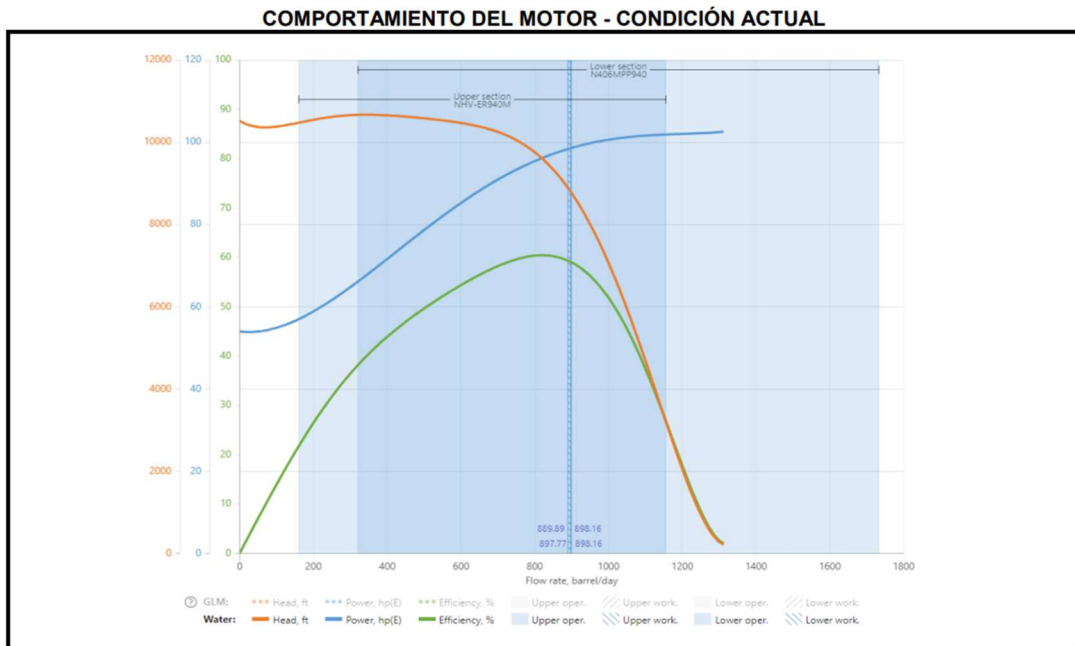
En el WorkOver #12 se realizó el cambio de la bomba D460 N por la nueva bomba NHV940M que opera con un motor de imán permanente.

Las curvas para el diseño se presentan en la Figuras 13 y 14.



**Figura 13.** Comportamiento de la bomba seleccionada para el pozo TIG 19

**Fuente:** ARCH, 2024



**Figura 14.** Comportamiento del motor seleccionado para el pozo TIG 19

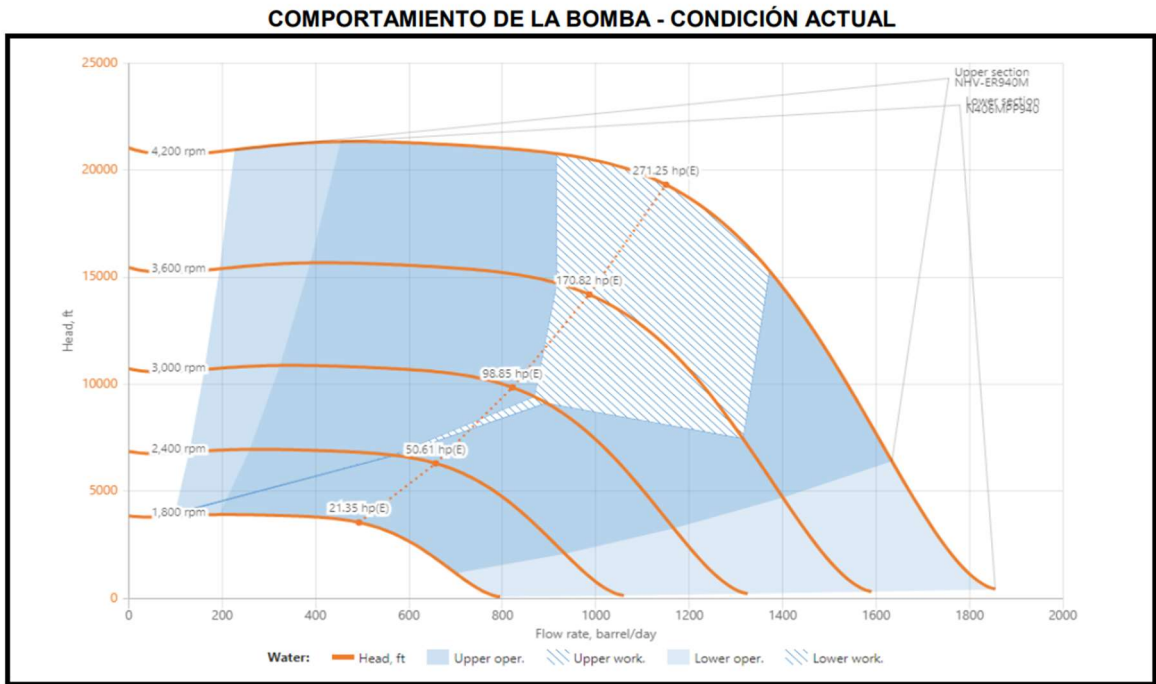
**Fuente:** ARCH, 2024

La empresa fabricante de los equipos BES presenta estas curvas con el comportamiento de la bomba y motor que seleccionaron para el pozo TIG-19. En el diseño de buscaba tener un caudal deseado de 800 Bbl/d de fluido, en la Figura 14 se puede observar que los 800 barriles están dentro del rango de operación de la bomba.

### 2.10.2 Tigüino 21

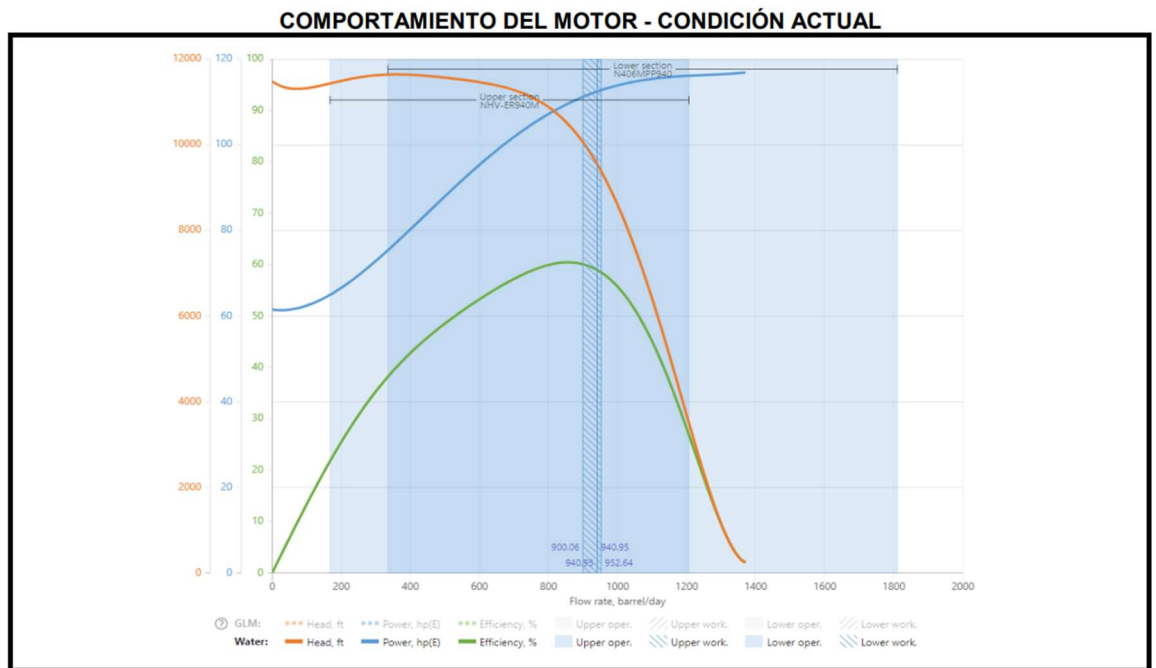
Para este pozo, el cambio de la bomba con motor de inducción por la bomba con motor de imán permanente se realizó en el WorkOver #3, donde se cambió la anterior bomba FLEX-10 por la bomba con motor de imán permanente NHV940M.

Las curvas para el diseño de la nueva bomba se presentan en la Figuras 15 y 16.



**Figura 15.** Comportamiento de la bomba seleccionada para el pozo TIG 21

**Fuente:** ARCH, 2024



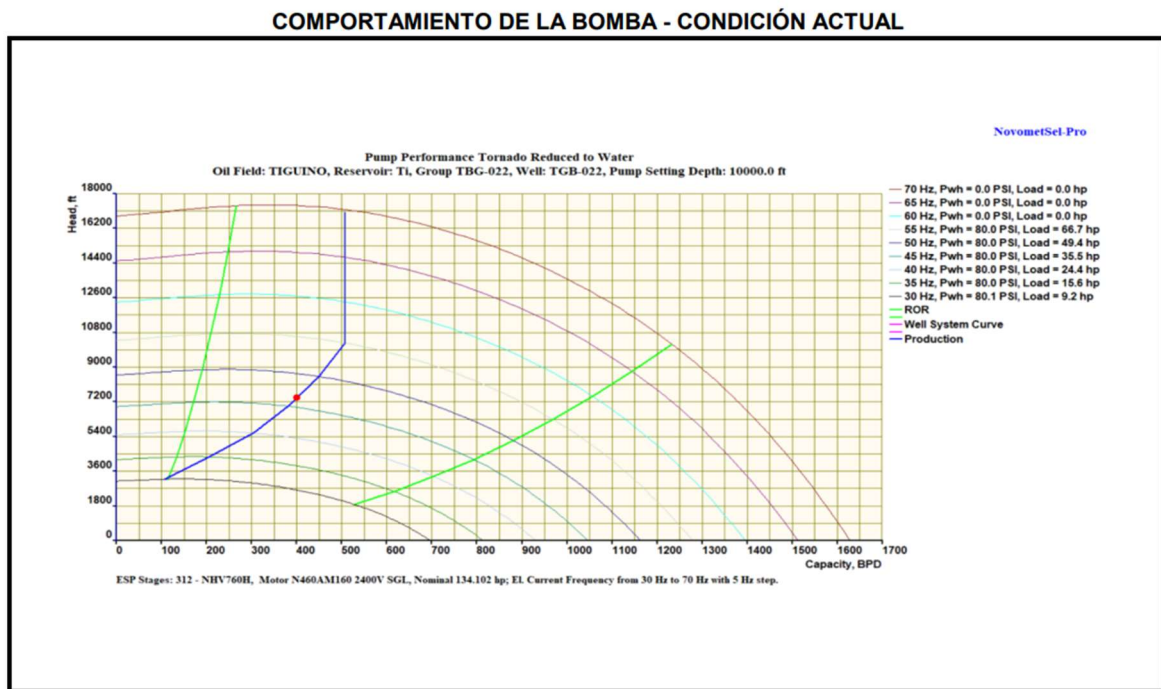
**Figura 16.** Comportamiento del motor seleccionada para el pozo TIG 21

**Fuente:** ARCH, 2024

Para este pozo, la bomba fue diseñada para un caudal deseado de 800 Bbl/d de fluido, por esta razón en la Figura 16 se puede observar que la bomba seleccionada se encuentra dentro del rango de operación para los 800 Bbl/d a la que fue diseñada.

### 2.10.3 Tigüino 22

En este pozo, el cambio de bomba con motor de inducción por la bomba con motor con imán permanente se realizó en el WorkOver #8, y los resultados para la selección se presentan en las Figuras 17 y 18.



**Figura 17.** Comportamiento de la bomba seleccionada para el pozo TIG 22

**Fuente:** ARCH, 2024

## COMPORTAMIENTO DEL MOTOR - CONDICIÓN ACTUAL

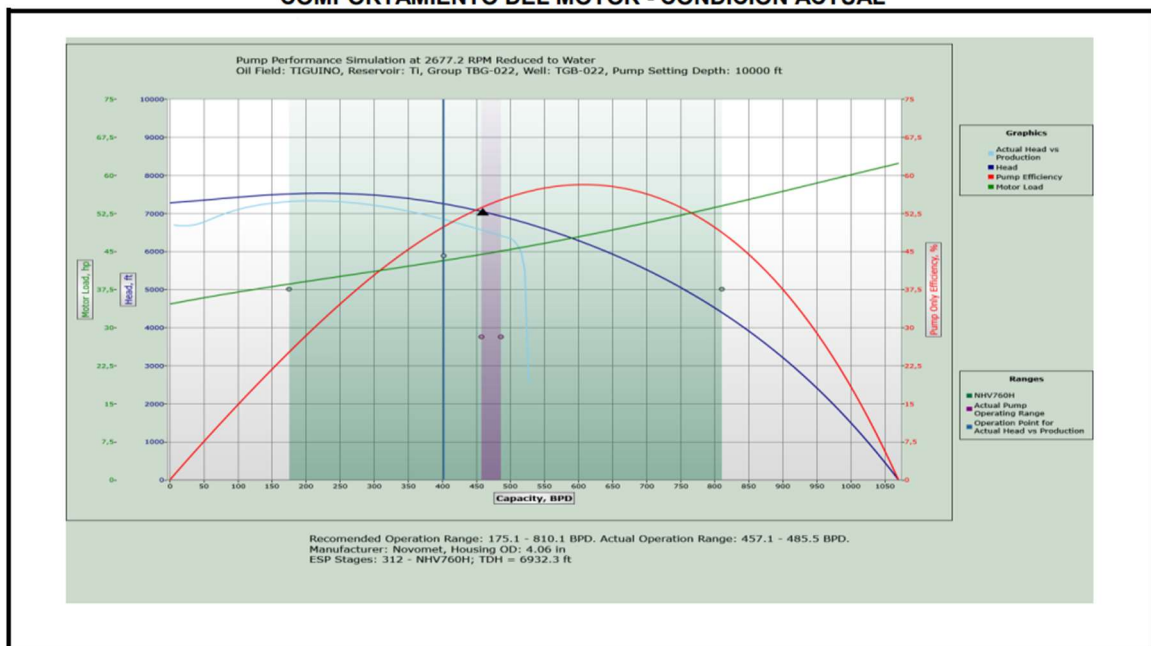


Figura 18. Comportamiento del motor seleccionado para el pozo TIG 22

Fuente: ARCH, 2024

Para este pozo, la bomba fue diseñada para 401 Bbl/d de fluido, por esta razón en la Figura 18 se puede notar que la bomba seleccionada opera dentro del rango de operación de los 401 Bbl/d deseados.

Dado que el diseño de las bombas ya fue realizado y presentado por el fabricante, no hubo la necesidad de realizar el diseño para la selección de las bombas de cada pozo, sin embargo, en el Anexo I. se presenta el análisis nodal realizado en el Software PIPESIM, para cada pozo.

## 2.11 Equipos BES

En este Trabajo de Integración Curricular se analizaron los equipos BES seleccionados por el fabricante y que están operando en el campo Tigüino en los pozos para el análisis. La comparación se basa en los componentes que conforman el equipo BES convencional y los componentes del equipo BES con PMN.

### 2.11.1 Tigüino 19

Los componentes utilizados para el equipo de fondo antes y después del WorkOver se presentan en las Tablas 6 y 7.

Equipo BES con motor de imán permanente: **REDA D460N**

**Tabla 6.** Componentes del equipo BES con motor de inducción del pozo TIG-19

Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	LONG, (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
1	TUBING HANGER 11" X 3-1/2" EUE UP & DOWN	-	1	-	-
2	TUBING 3-1/2" EUE, 9,3 LPP, N-80, CLASE "B"	-	10758,2	-	10758,0
3	CAMISA 3-1/2 X2,81" EUE "L" NUEVA	-	2,9	10758,0	10760,9
4	3-1/2 EUE TUBING 9,3' N-80 CLASE "B"	-	31,0	10760,9	10791,9
5	3-1/2" EUE X 2,75" NO-GO NIPPLE NUEVO W/S	-	1,0	10791,9	10792,9
6	3-1/2" EUE TUBING 9,3' N-80 CLASE "B"	-	30,8	10792,9	10823,7
7	3-1/2" HEAD BOLT ON DISCHARGE PMP	-	0,6	10823,7	10824,3
8	DISCHARGE PRESSURE SUB PHOENIX	-	0,8	10824,3	10825,1
9	PUMP D460 N, 164 ETAPAS SERIE 400	-	17,6	10825,1	10842,7
10	PUMP D460 N, 164 ETAPAS SERIE 400	-	17,6	10842,7	10860,3
11	MANEJADOR DE GAS D5-21	-	6,4	10860,3	10866,6
12	SEPARADOR DE GAS VGSA	-	3,3	10866,6	10869,9
13	PROTECTOR SUP	-	8,0	10869,9	10878,0
14	PROTECTOR INF	-	8,0	10878,0	10886,0
15	MOTOR MAXIMUS 4084 120 HP SERIE 456	-	15,5	10886,0	10901,4
16	SENSOR PHOENIX XT150 TIPO 1	-	1,8	10901,4	10903,2
17	4-7/8 MANDRILL INYENTOR /550 PPT-1	-	1,2	10903,2	10904,4

Elaborado por: Caiza, 2024

Equipo BES con motor de imán permanente: **NHV940M**

**Tabla 7.** Componentes del equipo BES con motor de Imán P. del pozo TIG-19

Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	LONG. (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
1	Tubing Hanger 11" x 3-1/2" EUE Up & Down	-	1	-	-
2	Tubing 3-1/2" EUE, 9.3 lpp. N-80, clase "B"	-	10797	18	10815
3	CAMISA 3-1/2" x 2.81" EUE "L" Nueva	-	3	10815	10818
4	CAMISA 2-7/8" EUE Tubing 9.3' N-80 Clase "B"	-	32	10818	10850
5	3-1/2" EUE x 2.75" No-go nipple nuevo	-	1	10850	10851
6	3-1/2" EUE Tubing 9.3' N-80 Clase "B"	-	32	10851	10882
7	Discharge pressure sub CR3 3 1/2" / Serie	-	1	10882	10883
8	Bolt-on head - 3 1/2" - 8RD EUE- 406 SERIES	-	1	10883	10883
9	Pump, NHV490M, SCMP, AR2, CR2S	-	21	10883	10904
10	Pump, NHV490M, SCMP, AR2, CR2S,	-	21	10904	10925
11	Pump, N406MP940 CMP, AR2, CR2S,	-	8	10925	10933



12	Gas separator tandem, N406 3800, AR2,	-	6	10933	10939
13	Protector N406TMP LSBPB-SBPBLSL CR2C	-	15	10939	10954
14	Motor, N406MP, 3600RPM, 255 HP	-	30	10954	10984
15	Zenith ESP Sensor 460 (High Temperature)	-	3	10984	10987
16	4-7/8 Mandril inyector /550 PPT-0328,	-	1	10987	10988
17	Centralizer / Serie 450 / Número de parte:	-	1	10988	10989

Elaborado por: Caiza, 2024

### 2.11.2 Tigüino 21

Los componentes utilizados para el equipo de fondo antes y después del WorkOver se presentan en las Tablas 8 y 9.

Equipo BES con motor de inducción: CENTURION FLEX-10

**Tabla 8.** Componentes del equipo BES con motor de inducción del pozo TIG-21

Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	LONG. (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
1	Tubing Hanger 11" x 3-1/2" EUE Up & Down	1	1	37,2	38,2
2	Tubing 3-1/2" EUE, 9.3 lpp. N-80, clase "B"	323	10004,86	38,2	10043,06
3	SLSL nueva de 3 1/2" EUE x 2.81" GL-003	1	2,93	10043,06	10045,99
4	Tubing 3 1/2" EUE, 9,3 lpp, N-80 (B)	2	63,27	10045,99	10109,26
5	No-Go Niple Nuevo 3-1/2" EUE x 2.75"	1	1,02	10109,26	10110,28
6	Tubing 3-1/2" EUE, 9,3 lpp, N-80 (B)	1	30,37	10110,28	10140,65
7	X-over 3-1/2" EUE Box x 2-3/8" EUE Pin	1	0,83	10140,65	10141,48
8	Zenith DISCHARGE	1	0,55	10141,48	10142,03
9	FPXDIS 2 3/8 EUE	1	0,77	10142,03	10142,8
10	Bomba SUP. 400PMXSSD 119 FLEX-10	1	23,5	10142,8	10166,3
11	BOMBA INT. 400MPXSSD 119 FLEX 10-	1	23,5	10113,8	10137,3
12	Bomba INF. PUMP 400PMXSSD 119	1	23,5	10137,3	10160,8
13	Bomba tapper 400PMXSSD 35 FLEX-17.5	1	7,2	10160,8	10168
14	Kit adapter capillary	1	0,1	10184,3	10184,4
15	Sep Gas 513 GRSX8 H6 AR	1	3,2	10220,6	10223,8
16	Protector superior GSB3X UT LBL FER	1	6,9	10223,8	10230,7
17	Protector inferior GSB3DBX LT FER PFSA	1	6,9	10229,9	10236,8
18	Motor Single 562 XP-X 250HP12505V/61A	1	18	10236	10254
19	Sensor Zenith ZT Serial N°026293	1	3,15	10263,65	10266,8
20	Centralizador 7"	1	1,75	10266,46	10268,21
21	Cola Camisa de refrigeración 7"	1	5,85	10267,96	10273,81
22	Cable AWG#2 1cap Repaired	-	-	-	-

Elaborado por: Caiza, 2024

Equipo BES con motor de imán permanente: **NHV940M**

**Tabla 9.** Componentes del equipo BES con motor de Imán P. del pozo TIG-21

N°	DESCRIPCIÓN	CANT	LONG. (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
1	Tubing Hanger 11" x 3-1/2" EUE Up & Down	1	1	37,2	38,2
2	Tubing 3-1/2" EUE, 9,3 lpp, L-80, clase "A"	338	10650,33	38,2	10688,5
3	SL-SL nueva de 3 1/2" EUE x 2.81" S/N: PTB-	1	3,05	10688,53	10691,58
4	Tubing 3 1/2" EUE, 9,3 lap, L-80 (A)	1	31,35	10691,58	10722,93
5	No-Go (W/St. Valve) Niple Nuevo 3-1/2" EUE	1	1,05	10722,13	10724,18
6	Tubing 3 1/2" EUE, 9,3 lpp, N-80 (B)	1	31,55	10724,18	10755,73
7	DISCHARGE PRESSURE SUB CR3, P/N	1	0,67	10755,73	10756,4
8	BOLT-ON HEAD CR3, P/N MISC-FONDO-006	1	0,06	10756,4	10756,46
9	PUMP, NHV940M, SCMP, AR2, CR2S	1	18,47	10756,46	10774,93
10	PUMP, NHV940M, SCMP, AR2, CR2S	1	20,89	10777,97	10798,86
11	PUMP, N406MPP940 CMP, AR2, CR2S S14, T14	1	8,78	10798,86	10807,64
12	GAS SEPARATOR TANDEM, N406 3800,	1	6	10806,64	10812,64
13	PROTECTOR N406TMP LSBPB-SBPBSL	1	2	10812,64	10814,64
14	MOTOR, N406MP, 3600RPM,240 HP	1	23,24	10814,64	10837,88
15	ZENNITH ESP Sensor 460	1	0,78	10837,88	10838,66
16	MANDRILL DOSIFICADOR DE QUIMICOS,	1	0,2	10854,86	10855,06
17	CENTRALIZER CR3, P/N MISC-FONDO-020	1	1,61	10854,86	10856,47

**Elaborado por:** Caiza, 2024

### 2.11.3 Tigüino 22

Los componentes utilizados para el equipo de fondo antes y después del WorkOver se presentan en las Tablas 10 y 11.

Equipo BES con motor de inducción: **CENTURION FLEX 3-2**

**Tabla 10.** Componentes del equipo BES con motor de inducción del pozo TIG-22

N°	DESCRIPCIÓN	CANT	LONG. (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
1	TUBING HANGER, 11" x 4 1/2" EUE 5M	1		37,2	38,2
2	TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80	309	9582,26	38,2	9620,5
3	CAMISA DE CIRCULACION "L". 3-1/2" EUE	1	2,98	9620,5	9623,4
4	1 EA TUBO: 3 1/2" EUE. 9.3 LBS/FT, N-80	1	30,94	9623,4	9654,3
5	NO-GO CON STD VALVE NIPPLE "R": 3	1	1,17	9654,7	9655,8
6	1 EA TUBO: 3 1/2" EUE. 9.3 LBS/FT, L-80	1	30,98	9655,6	9686,5
7	DESCARGA: DSCHG PRESS 3/2 9.3 #	1	0,87	9686,5	9687,3
8	DESCARGA DE PRESION: DSCHG MACH	1	0,55	9687,3	9687,9
9	BOMBA SUP. 265 Stg 400 FLEX 3-2 FER	1	23,52	9687,9	9711,4

10	BOMBA INF. 265 Stg 400 FLEX 3-2 FER	1	17,15	9711,4	9728,9
11	BOMBA COMPRESORA 87 Stg 400	1	17,52	9728,9	9746,4
12	INTAKE GASSEP 400GSR X H6 FER	1	2,58	9746,4	9749
13	SELLO SUP. FSB3H6GHL PFS / Serie 400 /	1	6,17	9755	9761,1
14	SELLO INF. FSB3 LT SSCV H6GHL PFS /	1	2,11	9761,7	9764,2
15	MOTOR 220HP/1695V/84A 450 XP X_/	1	10,58	9764,2	9774,8
16	SENSOR ZENITH X_/ Serie 450 / COD	1	5,17	9774,8	9780
17	MANDRILL INYECTOR: 456" (PTB)	1	1,17	9780	9797,9
18	CAMISA DE ENFRIAMIENTO 5-1/2" / 17#	1	2,33	9798,9	9802,1

**Elaborado por:** Caiza, 2024

Equipo BES con motor de imán permanente: 312 STG NHV760 SCMP

**Tabla 11.** Componentes del equipo BES con motor de Imán P. del pozo TIG-22

Nº	DESCRIPCIÓN	CANT	LONG. (ft)	Tope (ft)	Base (ft)
1	Tubing hanger, 11" x 4 1/2" EUE 5M PSI	1	1	37,2	38,2
2	Tubing 3-1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80,	316	9947,37	38,2	9985,6
3	Camisa de circulación "L": 3-1/2" EUE,	1	2,83	9985,6	9988,4
4	1 EA tubo: 3 1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, N-80	1	31,36	9988,4	10019,8
5	NO-GO CON STD VALVE NIPPLE "R": 3 1/2"	1	0,93	10019,8	10020,7
6	1 EA tubo: 3 1/2" EUE, 9.3 LBS/FT, L-80,	1	31,42	10020,7	10052,1
7	Discharge pressure SUB CR3	1	0,69	10052,1	10052,8
8	Bolt-ON HEAD CR3	1	0,67	10052,8	10053,5
9	Pump, NHV760 SCMP, AR2, CR2C, S14,	1	14,33	10053,5	10067,8
10	Pump, NHV760 SCMP, AR2, CR2C, S14,	1	14,33	10067,8	10082,1
11	Pump, NHV760 SCMP, AR2, CR2C, S14,	1	17,61	10082,1	10099,7
12	Gas separator tandem, N406 3800, AR2,	1	6	10099,7	10105,7
13	Protector N406TMP LSBPB-SBPBSL CR2C	1	14,98	10105,7	10120,7
14	Motor, N406PM, 6000rpm, 160HP/3870V, 25A	1	18,63	10120,7	10139,4
15	Zennith ESP Sensor 460 (High Temp.)	1	2,81	10139,4	10142,2
16	Mandril dosificador de químicos	1	1,2	10142,2	10143,4
17	Centralizer CR3	1	1,32	10143,4	10144,7

**Elaborado por:** Caiza, 2024

El número de componentes en los equipos instalados antes y después del WorkOver no es un parámetro importante para el análisis ya que las partes que componen al equipo son diseñadas según el requerimiento operativo y no al tipo de tecnología a utilizar.

## 2.12 Consumo energético

En el Bloque 66 es fundamental optimizar el consumo energético porque no recibe flujo de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI), en su mayor parte la

electricidad es generada mediante generadores Diesel y por generadores de gas asociado en una menor parte.

En la Tabla 12 se presenta el consumo energético del campo (ARCERNNR, 2024):

**Tabla 12.** Consumo Energético del Bloque 66

Índice KWh/Gal	Costo KW/h USD/Gal	Costo del Galón USD
16,46	0,155	2,55

**Elaborado por:** Caiza, 2024

La información para estimar el consumo energético de cada pozo se muestra en las Tablas 13, 14, 15, 16, 17 y 18 para los pozos Tigüino 19, Tigüino 21 y Tigüino 22, respectivamente.

### 2.12.1 Tigüino 19

**Tabla 13.** Información del motor de Inducción

Parámetro	Valor	Unidad
Frecuencia	53	Hz
Voltaje	2051	V
Corriente	16,3	A
Factor de Potencia	1	Fracción

**Elaborado por:** Caiza, 2024

**Tabla 14.** Información del motor de Imán permanente

Parámetro	Valor	Unidad
Frecuencia	103	Hz
Voltaje	3600	V
Corriente	11,5	A
Factor de Potencia	1	Fracción

**Elaborado por:** Caiza, 2024

### 2.12.2 Tigüino 21

**Tabla 15.** Información del motor de inducción

Parámetro	Valor	Unidad
Frecuencia	52,8	Hz
Voltaje	1403	V
Corriente	44,86	A
Factor de Potencia	0,88	Fracción

**Elaborado por:** Caiza, 2024

**Tabla 16.** Información del motor de imán permanente

Parámetro	Valor	Unidad
Frecuencia	121	Hz
Voltaje	4583,3	V
Corriente	21,5	A
Factor de Potencia	0,88	Fracción

**Elaborado por:** Caiza, 2024

### 2.12.3 Tigüino 22

**Tabla 17.** Información del motor de inducción

Parámetro	Valor	Unidad
Frecuencia	57	Hz
Voltaje	1511	V
Corriente	46,4	A
Factor de Potencia	0,82	Fracción

**Elaborado por:** Caiza, 2024

**Tabla 18.** Información del motor de imán permanente

Parámetro	Valor	Unidad
Frecuencia	90	Hz
Voltaje	2076,7	V
Corriente	15,9	A
Factor de Potencia	0,82	Fracción

**Elaborado por:** Caiza, 2024

## 2.13 Cálculo del Consumo Energético

Para poder entender el consumo energético y la cantidad de Diesel ocupado para generar esa energía, se realizó el ejemplo del cálculo con la información del pozo Tigüino 19.

La fórmula básica para calcular el consumo energético (en kWh) es:

$$\text{Consumo Energético (kWh)} = \text{Potencia (kW)} * \text{Horas de Operación} \quad (8)$$

Donde:

$$\text{Potencia (kW)} = \frac{\sqrt{3} * \text{Voltaje(V)} * \text{Corriente(A)} * \text{FP}}{1000} \quad (9)$$

### 2.13.1 Motor de Inducción

El cálculo para estimar la potencia operativa y el consumo diario de energía para el motor de Inducción se calcula a continuación.

#### A. Potencia Operativa en kW:

$$\text{Potencia (kW)} = \frac{\sqrt{3} * 2051\text{V} * 16,3\text{A} * 1}{1000}$$

$$\text{Potencia (kW)} = 57,9 \text{ kW}$$

#### B. Consumo Diario:

$$\text{Consumo Energético (kWh)} = 57,9\text{kW} * 24 \text{ h}$$

$$\text{Consumo Energético (kWh)} = 1389,7 \text{ kWh}$$

### 2.13.2 Motor de Imán Permanente

El cálculo para estimar la potencia operativa y el consumo diario de energía para el motor de Imán Permanente se calcula a continuación.

#### A. Potencia Operativa en kW:

$$\text{Potencia (kW)} = \frac{\sqrt{3} * 3600\text{V} * 11,5\text{A} * 1}{1000}$$

$$\text{Potencia (kW)} = 71,9 \text{ kW}$$

#### B. Consumo Diario:

$$\text{Consumo Energético (kWh)} = 71,9\text{kW} * 24 \text{ h}$$

Consumo Energético (kWh) = 1726 kWh

## 2.14 Consumo de Diésel

Para estimar los costos del consumo de Diesel, se tomó en cuenta la información de la Tabla 12.

### 2.14.1 Consumo diario de Diesel (galones)

$$\text{Diesel para motor de inducción} = \frac{1389,7 \text{ Kwh}}{16,46 \text{ kWh/G}} = 84,4 \text{ gal}$$

$$\text{Diesel para motor de Imán Permanente} = \frac{1726 \text{ Kwh}}{16,46 \text{ kWh/G}} = 104,9 \text{ gal}$$

### 2.14.2 Costo total diario (USD)

$$\text{Costo diario para motor de inducción} = 84,4 \text{ gal} * 2,55 \frac{\text{USD}}{\text{gal}} = 215,3 \text{ USD}$$

$$\text{Costo diario para motor de imán permanente} = 104,9 \text{ gal} * 2,55 \frac{\text{USD}}{\text{gal}} = 267,4 \text{ USD}$$

## 3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 3.1 Resultados

#### 3.1.1 Resultados del trabajo de reacondicionamiento

Con el análisis de los índices de productividad de los pozos seleccionados se llegó a obtener los resultados que se presentan en las Tablas 19, 20 y 21.

**Tabla 19.** Resultados Análisis IPR TIG-19

<b>Cálculos</b>			
Caudal de petróleo @ Pwf	Qo	<b>747,23</b>	STB Bpd
Caudal Máximo AOFB	Qo max	<b>1333,30</b>	STB Bpd
Índice de Productividad	J	<b>1,025612</b>	STB Bpd/Psi

Elaborado por: Caiza, 2024

**Tabla 20.** Resultados Análisis IPR TIG-21

<b>Cálculos</b>			
Caudal de petróleo @ Pwf	Qo	<b>721,38</b>	STB Bpd
Caudal Máximo AOF	Qo max	<b>972,07</b>	STB Bpd
Índice de Productividad	J	<b>0,511614</b>	STB Bpd/Psi

**Elaborado por:** Caiza, 2024

**Tabla 21.** Resultados Análisis IPR TIG-22

<b>Cálculos</b>			
Caudal de petróleo @ Pwf	Qo	<b>400,02</b>	STB Bpd
Caudal Máximo AOF	Qo max	<b>667,02</b>	STB Bpd
Índice de Productividad	J	<b>0,351063</b>	STB Bpd/Psi

**Elaborado por:** Caiza, 2024

Los resultados de los índices de productividad ayudaron a entender cuáles fueron los resultados de los trabajos realizados en los últimos WorkOvers para los pozos seleccionados.

A los pozos TIG- 19 y TIG 21 se les realizó un fracturamiento hidráulico en el último trabajo de WorkOver; por lo tanto, en las Tablas 19 y 20 se observan valores altos de índice de productividad y en las Figuras 10 y 11 se observa cómo incrementó la producción de petróleo.

Por otro lado, en la Tabla 21, el índice de productividad del pozo TIG-22 presenta un bajo valor ya que a este pozo únicamente se le realizó el cambio de bomba; es decir, se instaló la nueva con motor de imán permanente, pero no se realizó ningún trabajo de estimulación.

### **3.1.2 Resultados del consumo energético**

El enfoque de este trabajo es analizar la eficiencia de las bombas que operan con motor de imán permanente. El término eficiencia es un concepto muy amplio que abarca varios aspectos; en este análisis se optó por enfocarse en el consumo energético para el funcionamiento de estas bombas. Como se mencionó anteriormente, el Bloque 66 tiene que generar su propia electricidad por lo que, si el motor de una bomba puede trabajar de igual o mejor manera que otra y su consumo de energía es reducido, entonces esta bomba



trabaja eficientemente y se demuestra con el consumo energético y el valor económico que representa.

En las Tablas 22, 23 y 24 se muestran los resultados del consumo energético, la cantidad de diésel requerido para generación y el costo diario en unidad monetaria.

**Tabla 22.** Resultados Consumo Energético del pozo TIG-19

Motor	Potencia (kW)	Consumo Energético Diario (kWh)	Diésel (Gal)	Costo Total Diario USD
Inducción	57,9	1389,7	84,4	215,3
Imán Permanente	871,9	1726	104,9	267,4

Elaborado por: Caiza, 2024

**Tabla 23.** Resultados Consumo Energético del pozo TIG-21

Motor	Potencia (kW)	Consumo Energético Diario (kWh)	Diésel (Gal)	Costo Total Diario USD
Inducción	95,9	2302,4	139,9	356,7
Imán Permanente	150,4	3610,3	219,3	559,3

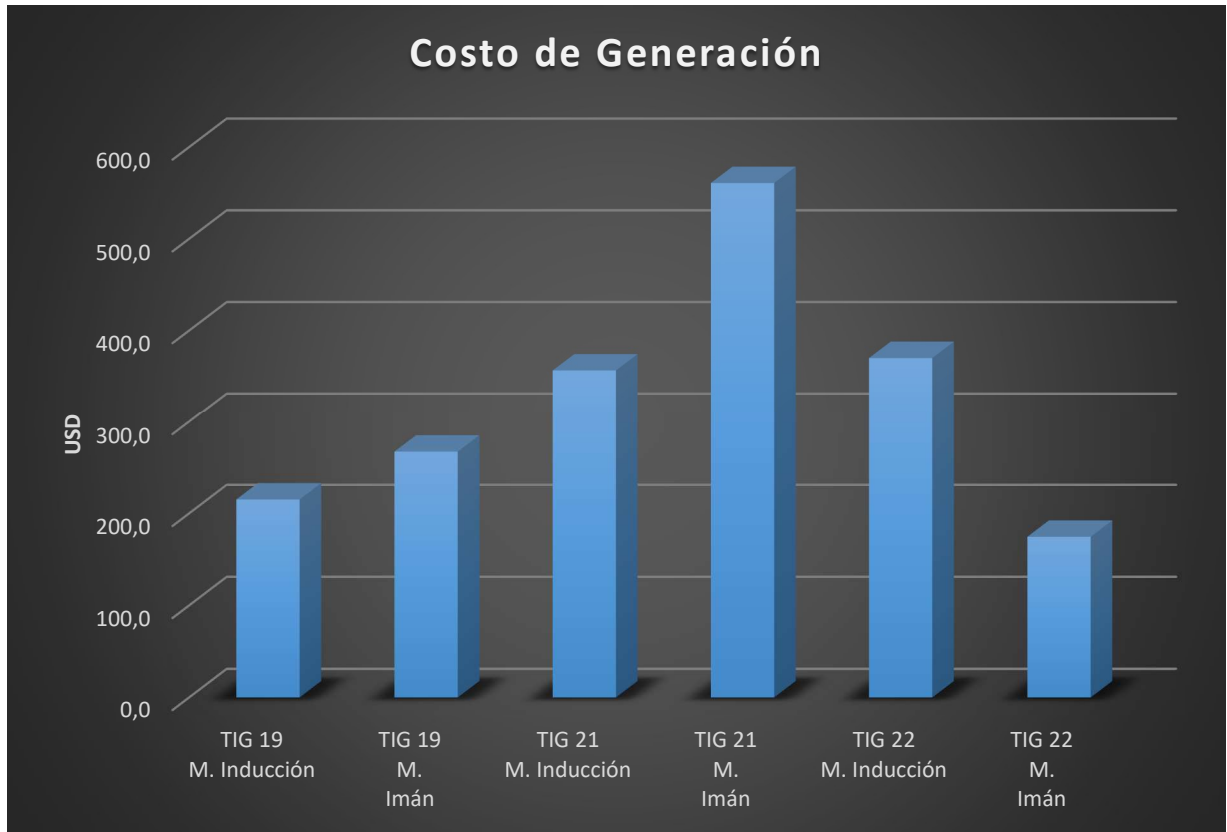
Elaborado por: Caiza, 2024

**Tabla 24.** Resultados Consumo Energético del pozo TIG-22

Motor	Potencia (kW)	Consumo Energético Diario (kWh)	Diésel (Gal)	Costo Total Diario USD
Inducción	99,6	2389,8	145,2	370,2
Imán Permanente	47	1127,9	68,5	174,7

Elaborado por: Caiza, 2024

En la Figura 19 se presenta un gráfico de barras con los valores del costo de generación eléctrica para mantener operando los motores de inducción y de imán permanente de las bombas eléctricas sumergibles. En este gráfico se puede observar el aumento o disminución que existe cuando los equipos BES operaban con estos dos tipos de motores.



**Figura 19.** Costo de generación de los pozos

**Elaborado por:** Caiza, 2024

Por ejemplo, para el pozo TIG-19, como se observa en la Tabla 22, el costo de generación de electricidad cuando operaba la bomba de inducción fue de \$215,3 diarios, mientras que actualmente este pozo requiere de \$267,4 para su generación. Si la ventaja de los motores de imán permanente es justamente la eficiencia que tienen al funcionar, en este pozo pasa todo lo contrario. Esto se relaciona con el trabajo de fracturamiento realizado en el pozo; el índice de productividad incrementó y el pozo está aportando con más fluido. Antes del fracturamiento, se tenía en promedio una producción de 300 barriles de fluido, pero después de la estimulación aporta en promedio con 550 barriles de fluido diario, por lo que era necesario optar por una bomba con un mayor número de etapas y a la vez, con un motor más grande.

El equipo BES del pozo TIG-19 antes del fracturamiento tenía una potencia de 120 HP, pero ahora, por los aspectos ya mencionados, el nuevo motor se diseñó con una capacidad de 255 HP. Por esta razón es que se evidencia un aumento en el consumo de energía y en el costo de generación.

Para el pozo TIG-22 ocurre exactamente lo mismo que en el pozo TIG-19, el trabajo de estimulación ayudó a mejorar el índice de productividad, antes este pozo producía 450 barriles de fluido en promedio, pero después de la fractura produce cerca de 800 barriles. Por lo tanto, era necesario optar por una bomba con mayor capacidad, y por este motivo se evidencia que el consumo eléctrico diario de este pozo también aumenta a pesar de tener instalada la nueva bomba de imán permanente.

Para el pozo TIG-22 se observa una disminución en el costo de generación de energía, anteriormente generar la electricidad para que funcione el motor de inducción de la bomba requería de \$370,2, pero ahora, con la bomba que funciona con motor de imán permanente requiere \$174,7 diarios para generar la electricidad requerida por el motor.

Esta información se esquematiza en la Figura 19.

Un caso representativo para este análisis es el pozo TIG-22 debido a que este pozo continúa operando bajo las mismas condiciones que cuando lo hacía con la anterior bomba, la de motor de inducción. Al no haber recibido ninguno de estos trabajos, se puede comparar la eficiencia del motor antiguo con el motor actual, y según los cálculos y la información presentada, el consumo energético para que pueda operar este pozo bajó. Anteriormente el motor de inducción consumía 2389,8 kWh, pero ahora con la nueva bomba que funciona con el motor de inducción, se tiene un consumo de 1127,9 kWh.

Los resultados obtenidos en este análisis son importantes, fundamentalmente porque toda la electricidad del Bloque 66 se obtiene de generadores Diesel; y, con la eficiencia de las bombas instaladas con motor de imán permanente puede representar un ahorro significativo para el bloque, ahorro que se reflejará en el costo para producir cada barril de petróleo.

El enfoque de este Trabajo de Integración Curricular era analizar la eficiencia de las bombas BES que funcionan con imán permanente y bombas BES tradicionales, pero cuando se habla de un equipo BES, se está hablando de todas las partes en conjunto y entre todas las partes que componen a este equipo de levantamiento artificial se encuentra el motor, que es el corazón para que las etapas de la bomba se muevan. Por esta razón, si el motor es eficiente, la bomba moverá sus etapas de manera correcta y será eficiente, pero si el motor no es eficiente, la bomba presentará una disminución en el volumen de fluido que tiene que mover y, por lo tanto, tampoco será eficiente.

## 3.2 Conclusiones

- Al realizar estos análisis, las variables juegan un papel muy importante a la hora de decidir si un equipo, en este caso un motor, es más eficiente que otro. Para estos análisis comparativos, el ambiente tiene que estar equilibrado para que sea un análisis justo, pero encontrar situaciones como estas resulta muy difícil debido a que la industria del petróleo puede funcionar gracias al comportamiento que muestra el pozo, al aporte que tiene actualmente y a las condiciones de operación. Sin embargo, un caso perfecto para el análisis fue el del pozo TIG-21, donde se cambió una bomba que operaba con motor de 250 HP a un motor de 240 HP y los parámetros comparativos estuvieron cerca el uno del otro.
- Para los pozos TIG-19 y TIG-21 se optó por el cambio de bomba a una más grande con motor de imán permanente debido a que estos pozos recibieron un trabajo de estimulación; por esta razón, se esperaba que incrementara la producción de fluido, sobre todo la producción de petróleo, pero solo se ha visto incremento en el pozo TIG-21.
- El diseño de la bomba del pozo TIG-19 se realizó bajo la predicción de manejar 800 barriles, pero el pozo no está reaccionando satisfactoriamente a la última intervención que se realizó y está aportando únicamente 500 barriles de fluido.
- El último trabajo del pozo TIG-19 no fue satisfactorio al ser un pozo relativamente antiguo (fue perforado en el año 2007) y según el historial de producción, fue un pozo que en su tiempo aportó un gran caudal de petróleo; las propiedades en la cara del pozo han cambiado con el tiempo y actualmente se encuentra produciendo en condiciones poco favorables.
- El pozo TIG-21 está produciendo de la mejor manera debido a que el trabajo de reacondicionamiento fue satisfactorio y los barriles de fluido han aumentado. El % BSW se mantiene bajo y se espera que con la nueva bomba instalada el pozo TIG-21 aporte con más de 600 barriles diarios. Sin embargo, para producir en este pozo fue necesario optar por una bomba más grande y como se observa en la Figura 19 aumentó el consumo energético a pesar de haber sido instalada la nueva bomba de imán permanente. Esto era de esperar, puesto que las condiciones para la comparación no eran las mismas en este pozo, como sí lo son en el pozo TIG-22.

- En el pozo TIG-22, solo se ha realizado el cambio a la bomba con motor de imán permanente. Por esta razón no se observa un cambio sustancial en la producción; el aporte de petróleo disminuyó y el volumen de agua va en aumento debido a las condiciones propias del pozo. Sin embargo, el cambio a la nueva bomba ha representado un ahorro significativo debido a que con el motor de imán permanente se está produciendo más barriles de fluido a un menor costo que lo que sucedía con la bomba anterior. La cantidad de fluido que aporta el pozo no depende de la bomba sino de las condiciones del yacimiento. Por lo tanto, no se puede obtener otra conclusión que la del ahorro en la generación eléctrica.
- Los resultados respecto a la eficiencia de una bomba dependen de varios factores. En este caso el diseño de las nuevas bombas que operan con motor de imán permanente fue el resultado del análisis de todas las variables, como la presión del reservorio y, sobre todo, el índice de productividad. Por lo tanto, si un pozo no aporta lo que se esperaba, es un problema ajeno al motor o a la bomba que está instalada.

### **3.3 Recomendaciones**

- Realizar un correcto análisis nodal cuando se esté diseñando la bomba y el motor que van a ser instalados en un pozo, ya que esto depende de si la bomba queda sobredimensionada o no.
- Analizar de la manera más acertada los parámetros de cada uno de los pozos cuando se está planeando un trabajo de reacondicionamiento para evitar problemas o resultados no deseados después de la intervención.
- Buscar siempre implementar nuevas tecnologías, como el caso de la instalación de bombas con motor de imán permanente, para ahorrar una cierta cantidad de dinero. Este ahorro, sumado a toda la producción de barriles diarios puede volverse un ahorro significativo.
- Actualizar constantemente los conocimientos en cuanto a los avances tecnológicos en la industria del petróleo, para estar siempre al tanto de nuevas alternativas que pueden representar favorables para la producción.

## 4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

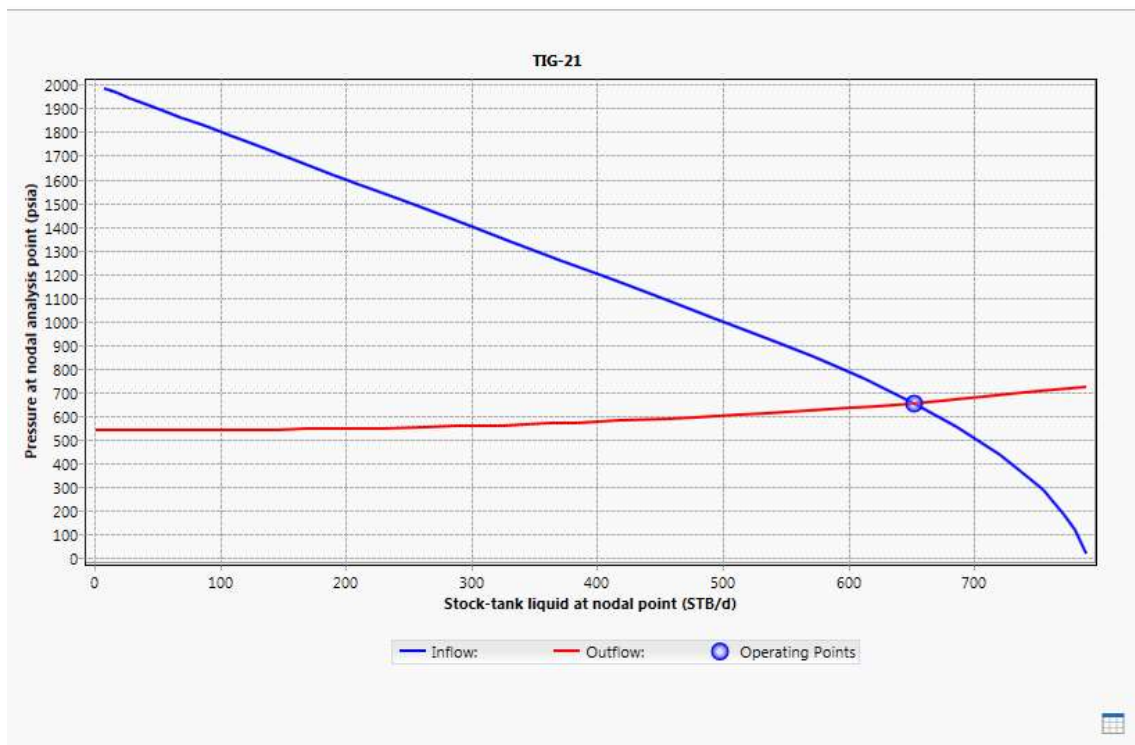
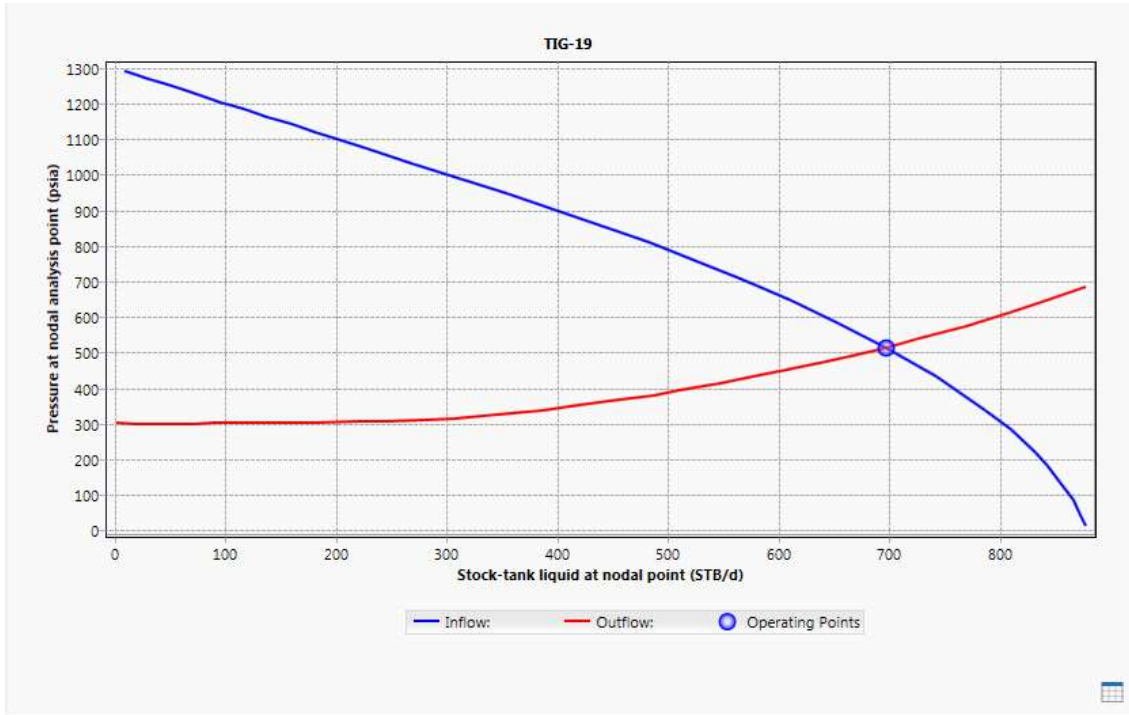
1. Energía, C. R. (2023, julio 6). El nuevo Ecuador. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/arcernnr-3-anos-al-servicio-de-la-ciudadania/#:~>
2. [=La%20ARCERNNR%20surgi%C3%B3%20de%20la,naturales%20no%20renovables%20del%20Ecuador](#)
3. Faro. (2020). *Grupo Faro*. Obtenido de <https://grupofaro.org/analisis/dependencia-petrolera-futuro-ecuador-importador-neto/#:~>
4. [=En%20los%20%C3%BAltimos%2050%20a%C3%B1os,60%25%20se%20atribuye%20al%20petr%C3%B3leo](#)
5. Brown, K. E. (2011). *The Technology of Artificial Lift Methods*. PennWell Books.
6. Industrias GSL. (2023). *Motor de Inducción*. Recuperado de <https://industriasgsl.com/blogs/automatizacion/motor-de-induccion>
7. Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. A. (2012). *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall.
8. Carvajal, L. (2006). *Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado* (28ª ed.). Santiago de Cali: U.S.C.
9. ESP Systems (Schlumberger). (2023). *ESP Components and Technology*. En *Schlumberger ESP Systems*. Schlumberger.
10. Gardner Denver. (2023). *ESP Parts and Services*. En *Gardner Denver ESP Systems*. Gardner Denver.
11. Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach*. Gulf Professional Publishing.
12. Xiao, J. J., & Lastra, R. (2018). *Induction Versus Permanent Magnet Motors for ESP Applications*. En *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, Dammam, Saudi Arabia.
13. Boldea, I., & Nasar, S. A. (2009). *Electric drives*. CRC Press.
14. Villalobos Leon, J. L., et al. (2021). *Permanent Magnet Motors: The Future of ESP Applications?* En *SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium*, Virtual and The Woodlands, Texas, USA.

15. ARCERNNR. (2022). Informe de Cumplimiento Campo Tigüino.
16. Chapman, S. J. (2005). *Electric Machinery Fundamentals* (4<sup>a</sup> ed.). McGraw-Hill Education.
17. Krishnan, R. (2017). *Permanent Magnet Synchronous and Brushless DC Motor Drives*. CRC Press. ISBN: 9780824724088.
18. Krause, P., Wasynczuk, O., & Sudhoff, S. (2013). *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems* (3<sup>a</sup> ed.). Wiley-IEEE Press. ISBN: 9781118024294.
19. Takacs, G. (2009). *Electric Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance*. Gulf Professional Publishing.
20. Aoki, H. (2006). *Submersible Pumps and Their Applications*. CRC Press.
21. ARCERNNR. (2024). Cumplimiento de Metas Campo Tigüino.
22. Karassik, I. J., et al. (2006). *Handbook of Pumps and Pumping: Pumping Manual International*. Elsevier.
23. Lobanoff, V. S., & Ross, R. R. (2011). *Centrifugal Pumps: Design and Application*. Gulf Professional Publishing.
24. ARCERNNR. (2024). Sumario de Resultados Trabajos de Reacondicionamiento.
25. Dake, L.P. (2001). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier.
26. Schlumberger Software. (2018). *PIPESIM Technical Manual*. Schlumberger.
27. Schlumberger Limited. (2020). *PIPESIM User Guide*. Schlumberger.
28. Glaser, B.G., & Strauss, A.L. (1967). *The Discovery of Grounded Theory: Strategies for Qualitative Research*. Aldine Publishing Company.
29. Camargo, P. (2009). *Análisis Nodal: Una Metodología para la Optimización de Sistemas de Producción de Petróleo y Gas*. Universidad Nacional Autónoma de México.

## 5 ANEXOS

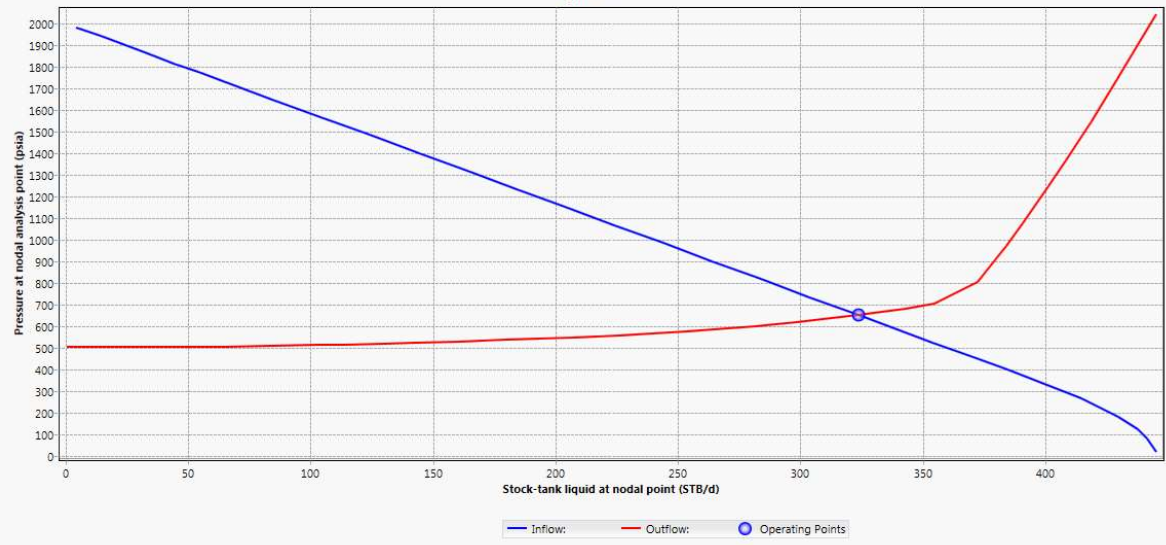
### ANEXO I

Análisis nodal en el Software PipeSIM.





Tiguno 22



# ANEXO II

## Esquemas Mecánicos de los pozos.

