

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO TAMBOCOCHA
PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCION Y CONSUMO DE
ENERGÍA**

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

RONNY LEANDRO GAVILANES LANDETA
ronny.gavilanes@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, marzo 2021

DECLARACIÓN

Yo, Ronny Leandro Gavilanes Landeta, declaro bajo juramento 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.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

RONNY GAVILANES LANDETA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ronny Leandro Gavilanes Landeta, bajo mi supervisión.

**MSc. VINICIO MELO G.
DIRECTOR DEL PROYECTO**

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Virgen del Quinche, gracias a su voluntad e iluminación en el transcurso de mi vida universitaria y permitirme culminarla.

A mis padres, Edwin y Blanca, por todo su apoyo, enseñanzas, regaños, sabiduría y amor, quienes han sido un eje fundamental en mi vida y que gracias a sus consejos han logrado formar la persona que soy hoy y que siempre tengo que luchar por mis sueños.

A mi hermano y hermana, Michael y Domenica, por ser mis mejores amigos y confidentes, gracias por su paciencia y apoyo.

A mi tío Arturo, quien ha sido mi amigo y me ha brindado su apoyo, acompañándome en el arduo trayecto de mi vida.

A mis Abuelos, Marco y Teresa, por todo su cariño y apoyo incondicional.

A Petroamazonas EP, en especial al BLOQUE 43, por su ayuda y colaboración para la culminación de este trabajo.

Al Ing. Vinicio Melo MSc., por su sincera amistad y por su adecuada orientación metodológica durante todo el desarrollo de este trabajo. Siempre llevaré conmigo la amistad, aprecio y respeto, por quién fuera mi amigo y director de este trabajo.

A mis profesores, los cuales han sido partícipes para la formación del Ingeniero que llegaré a ser.

A mis compañeros y amigos con los cuales he compartido muchos momentos de alegría, tristeza, deporte y fiesta durante toda mi carrera universitaria.

A Michelle, por todo el cariño, amor, amistad, respeto, por siempre estar conmigo en las buenas y en las malas, afrontar los obstáculos y crecer en nuestras vidas para formar lo que tenemos hoy.

Ronny Leandro Gavilanes Landeta

DEDICATORIA

A mis padres por haberme forjado como persona y lo que soy en la actualidad; muchos de mis logros y éxitos han sido gracias a ustedes y por eso estoy agradecido. Me formaron con sus reglas y algunas libertades, pero al final, me motivaron para seguir adelante y alcanzar mis anhelos. Su bendición a diario a lo largo de mi vida me protege y me lleva por el camino del bien. Por eso les doy mi trabajo en homenaje a su paciencia y amor.

Gracias madre y padre.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO	VI
LISTA DE TABLAS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
SIMBOLOGÍA	X
RESUMEN.....	1
PRESENTACIÓN	2
CAPÍTULO 1.....	3
MARCO TEÓRICO.....	3
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO TAMBOCOCHA.....	3
1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	3
1.1.2 UBICACIÓN	3
1.1.3 GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO TAMBOCOCHA	4
1.2 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	4
1.2.1 PARÁMETROS PVT DEL CAMPO TAMBOCOCHA	5
1.2.2 CONDICIÓN ACTUAL DEL CAMPO TAMBOCOCHA	5
1.2.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	5
1.3 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	7
1.3.1 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	7
1.3.2 USOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	7
1.3.3 SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	8
1.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	9
1.4.1 GENERALIDADES	9
CAPÍTULO 2.....	10
INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS	10
2.1 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS	10
2.1.1 POZO TAMBOCOCHA 43H.....	10
2.1.2 POZO TAMBOCOCHA 72H	16
2.1.3 POZO TAMBOCOCHA 14H.....	18
2.1.4 POZO TAMBOCOCHA 40H.....	20
2.1.5 POZO TAMBOCOCHA 73H	24
CAPÍTULO 3.....	26
ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	26
3.1 ANÁLISIS TÉCNICO	26

	VII
3.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES	26
3.2.1 CURVA DE ALTURA DINÁMICA (HEAD CAPACITY)	27
3.2.2 CURVA DE POTENCIA AL FRENO (BRAKE HORSE POWER BHP)	27
3.2.3 CURVA DE EFICIENCIA.....	27
3.2.4 ZONAS DE LA CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	27
3.3 ANÁLISIS NODAL.....	27
3.3.1 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 43H.....	28
3.3.2 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 72H.....	29
3.3.3 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 14H.....	31
3.3.4 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 40H.....	32
3.3.5 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 73H.....	34
CAPÍTULO 4.....	36
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	36
4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	36
4.1.1 TÉRMINOS GENERALES	36
4.1.2 INGRESOS	38
4.1.3 EGRESOS	38
4.1.4 ESCENARIOS PROPUESTOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	38
4.1.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS	39
CAPÍTULO 5.....	41
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	41
5.1 CONCLUSIONES.....	41
5.2 RECOMENDACIONES	43
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	44
ANEXOS.....	46

LISTA DE TABLAS

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	PARÁMETROS PVT DEL POZO TAMBOCOCHA 01	5
2.1	POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS	10
2.2	DATOS POZO TAMBOCOCHA 43H	10
2.3	PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA WE8500 DEL POZO TAMBOCOCHA 43H	11
2.4	PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 43H	11
2.5	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 43H	11
2.6	DATOS POZO TAMBOCOCHA 72H	16
2.7	PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA S8000N DEL POZO TAMBOCOCHA 72H	17
2.8	PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 72H	17
2.9	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 72H	18
2.10	DATOS POZO TAMBOCOCHA 14H	19
2.11	PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA S8000N	19
2.12	PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 14H	19
2.13	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN TAMBOCOCHA 14H	20
2.14	DATOS POZO TAMBOCOCHA 40H	20
2.15	PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA NP(4700-6300)H DEL POZO TAMBOCOCHA 40H	21
2.16	PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 40H	21
2.17	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 40H	21
2.18	DATOS POZO TAMBOCOCHA 73H	24
2.19	PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA S8000N DEL POZO TAMBOCOCHA 73H	24
2.20	PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 73H	25
2.21	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 73H	25
4.22	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 43H	39
4.23	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 72H	39
4.24	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 14H	40
4.25	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 40H	40
4.26	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 73H	40

LISTA DE FIGURAS

N°	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	UBICACIÓN DEL BLOQUE 43 - ITT	3
1.2	ZONA AMPLIADA BLOQUE 43	4
3.1	CURVA DE COMPORTAMIENTO BOMBA WE8500	26
3.2	CURVA DE OFERTA Y DEMANDA DE UN POZO	28
3.3	ANÁLISIS DE LA BOMBA WE8500, POZO TAMBOCOCHA 43H	28
3.4	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 43H	29
3.5	ANÁLISIS DE LA BOMBA S8000N, POZO TAMBOCOCHA 72H	30
3.6	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 72H	30
3.7	ANÁLISIS DE LA BOMBA S8000N, POZO TAMBOCOCHA 14H	31
3.8	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 14H	32
3.9	ANÁLISIS DE LA BOMBA NP(4700-6300)H, POZO TAMBOCOCHA 40H	33
3.10	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 40H	33
3.11	ANÁLISIS DE LA BOMBA S8000N, POZO TAMBOCOCHA 73H	34
3.12	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 73H	35

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
Amp.	Amperios	Q/t
°API	Gravedad específica en grados API	
B/C	Relación Beneficio Costo	
B'UP	Prueba de presión Build Up	
BAPD	Barriles de Agua por Día	L ³ /t
BES	Bombeo Electrosumergible	
BFPD	Barriles de Fluido Por Día	L ³ /t
BHP	Break Horse Power (Potencia al Freno)	ML ² /t ³
BHT	Bottomhole Temperature (Temperatura de fondo del pozo)	T
bl/día	Barriles por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L ³ /t
BSW	Contenido de agua y sedimentos	%
BT	Arena Basal Tena	
cp	Centipoise	ML ⁻¹ t ⁻¹
D	Pozo direccional	
d	Tasa de descuento	%
f	Frecuencia	t ⁻¹
F	Flujo de caja	
ft	Pies	L
GOR	Relación Gas Petróleo	L ³ /L ³
Hi	Arena Hollín inferior	
HP	Horse Power (Potencia)	ML ² /t ³
Hs	Arena Hollín superior	
Hz	Hertzios (Unidad de frecuencia)	t ⁻¹
IP	Índice de Productividad	L ² /Mt
IPR	Relación del Índice de Productividad	L ² /Mt
kW.h	Kilovatio por hora	ML ² t ⁻²
md	Milidarcy	L ²
MLE	Motor Lead Extensión (Cable de extensión del motor)	
n	Periodos del análisis económico	
η	Eficiencia de la bomba electrosumergible	%
N _s	Velocidad síncrona	L/t
°C	Grados Celcius	T
OP	Operación	
P	Número de polos	
P _b	Presión de burbuja	M/Lt ²
P _c	Presión de cabeza	M/Lt ²
PIP	Pressure Intake Pump (Presión de entrada a la bomba)	M/Lt ²

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
PMM	Permanent magnet motor, motor de imán permanente	
PPH	Hydraulic Pumping Production (Producción de bombeo hidráulico)	
PPM	Mechanical Pumping Production (Producción de bombeo mecánico)	
ppmCl-	Partes por millón de cloruro	M/L
PPS	Sumersible Pumping Production (Producción de bombeo electrosumergible)	
Pr	Presión de reservorio	M/Lt ²
psi	Libra por pulgada cuadrada	M/Lt ²
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
SCH	Pozo Sacha	
r.p.m.	Revoluciones por minuto	L/T
Ti	Arena T inferior	
TIR	Tasa Interna de Retorno	
TRI	Tiempo de Recuperación de la Inversión	
Ty	Temperatura del yacimiento	T
VAN	Valor Actual Neto	
V	Voltaje	ML ² t ⁻³ I ⁻¹
VSD	Drive Speed Variator (Variador de velocidad)	
%	Tanto por ciento	

RESUMEN

El campo Tambococha perteneciente al Bloque 43-ITT, es uno de los campos que están dentro de la reserva ecológica del Yasuní, y su producción se incorporó a la producción nacional de petróleo.

Durante el periodo 2019, la producción de Petroamazonas EP en el ITT fue de 72 370 barriles de petróleo por día y actualmente se están produciendo 68 903 barriles de petróleo por día, lo cual indica una caída de la producción. La baja de la producción conjuntamente con otros factores, también se explica por el acuerdo firmado por Ecuador en la OPEP.

En el primer capítulo del proyecto se detalla las generalidades del Campo Tambococha, reseña histórica, geología y las características PVT del primer pozo perforado dentro de este activo, y las condiciones actuales. Además, se considera los fundamentos teóricos necesarios para el caso.

En el segundo capítulo se incluye la información actualizada de los pozos utilizados para el análisis, datos de cada pozo, parámetros de operación de las bombas utilizadas, historiales de producción de cada pozo, también se describen los parámetros principales que permiten evaluar las diferentes bombas electrosumergibles que utilizan los diferentes pozos seleccionados.

Un posible problema de este campo se debe al aumento significativo de agua por cada barril producido lo que se traduce en una menor producción de petróleo. Esto afecta en gran medida al sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible. Por lo que se ha implementado el análisis técnico económico para el caso y solventar la problemática presentada.

En el análisis técnico se detalla las características de operación que tiene cada pozo permitiendo ver si la bomba electrosumergible seleccionada es la correcta con los datos actuales, mediante las curvas de comportamiento de cada una de las bombas permitiendo obtener una comparación con los datos de diseño y de esta manera optimizar la producción y la eficiencia de energía.

A través del estudio del análisis de operación de las BES a diferentes frecuencias se verifica si existe un incremento en la producción de petróleo, si la investigación resulta positiva se realiza el debido análisis económico de los pozos teniendo tres escenarios con posibles valores del petróleo y tomando en cuenta el costo por barril producido en el campo Tambococha.

Por último, se mencionan las conclusiones y recomendaciones para realizar el análisis comparativo actual con lo predeterminado, con esto se verifica la validez de los resultados obtenidos.

PRESENTACIÓN

El presente Trabajo de Titulación tiene el objetivo de analizar el desempeño del sistema de levantamiento artificial para optimizar la producción y consumo de energía del Campo Tambococha de los pozos que operan en un rango operativo exagerado, se consideran diferentes variables e información proporcionada por PETROAMAZONAS EP.

Los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini se localizan en el extremo de la Cuenca Oriente, que son acumulaciones de crudo pesado entre 12 y 16 °API, con un volumen original de petróleo en sitio de alrededor de 3 400 millones de barriles, que constituye la mayor acumulación de crudo pesado de la Cuenca Oriente.

Un posible problema de este campo se debe al aumento significativo de agua por cada barril producido lo que se traduce en una menor producción de petróleo. Esto afecta en gran medida al sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible ya que las bombas están operando fuera de sus rangos operativos recomendados.

Se realiza un análisis técnico-económico para optimizar la producción y energía del campo Tambococha de pozos que produzcan más de 5 000 BFPD, debido a que los datos referenciales para el diseño del sistema de levantamiento no son los adecuados y se requiere que estos pozos sean económicamente rentables.

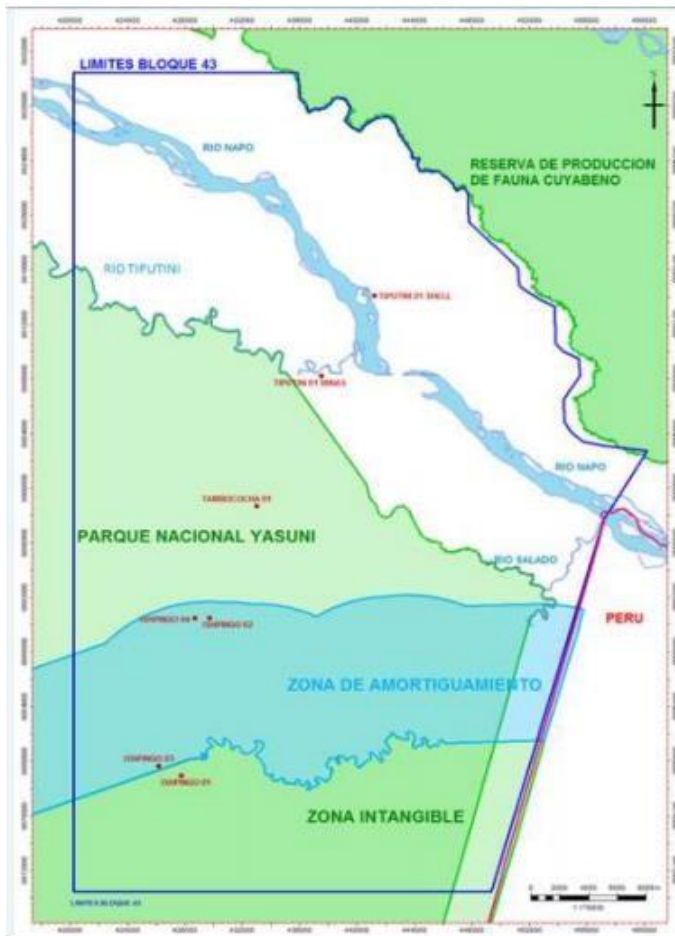
Para realizar este análisis se usa un programa de simulación: el SUBPUMP, que permite un estudio técnico de todas las características y condiciones de las bombas utilizadas y poder realizar la optimización de las mismas. También se utiliza manuales de ayuda proporcionadas como: Novomet y Schlumberger.

Se analiza la información correspondiente como los historiales de producción, reservas, comportamiento del reservorio, características petrofísicas, condiciones de diseño de las bombas, pruebas de presión, entre otras; para obtener como resultado un buen análisis nodal de los pozos seleccionados y así poder determinar los problemas existentes y dar una propuesta a los diferentes escenarios viables y económicamente rentables.

Con la información proporcionada se realiza el análisis económico que permita justificar la rentabilidad del proyecto. Se tuvo en cuenta tres escenarios (malo, óptimo, excelente) teniendo en cuenta el precio del petróleo y sus predicciones.

Además, se establecen conclusiones y recomendaciones que puedan ser consideradas y apropiadas.

FIGURA 1.2 ZONA AMPLIADA BLOQUE 43



FUENTE: PETROAMAZONAS EP.

ELABORACIÓN: Departamento De Reservorios Del Activo Sacha Petroamazonas EP.

1.1.3 GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO TAMBOCOCHA

El campo Tambococha pertenece al tren estructural Ishpingo, Tambococha y Tiputini por lo que se extiende hacia el Norte hasta Imuya, es un sistema transcurrente asociado a un sistema de fallas de orientación NNE – SSO (Petroamazonas, 2020).

1.2 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Los principales reservorios del campo son las formaciones Basal Tena y Napo M1. Las acumulaciones que presenta este bloque son de crudo pesado entre 12 y 16 °API, con un volumen original de petróleo en sitio de alrededor de 3 400 millones de barriles, que constituye la mayor acumulación de crudo pesado de la Cuenca Oriente (Petroamazonas, 2020).

1.2.1 PARÁMETROS PVT DEL CAMPO TAMBOCOCHA

En la tabla 1.1 se muestran los parámetros PVT del primer pozo perforado Tambococha 01, Napo M1.

TABLA 1.1 PARÁMETROS PVT DEL POZO TAMBOCOCHA 01

PARÁMETRO/POZO	TMBA-001
Presión inicial [psia]	2 500
Presión de burbuja [psia]	210
Boi [BLS/STB]	1,0866
Bob [BLS/STB]	1,1218
Rsi [SCF/STB]	38
μ_{oi} [cp]	22,52
μ_{ob} [cp]	15,13
° API	14,7

FUENTE: Gerencia Bloque 43, PETROAMAZONAS EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

1.2.2 CONDICIÓN ACTUAL DEL CAMPO TAMBOCOCHA

Actualmente el campo se encuentra conformado 79 pozos de los cuales se encuentran distribuidos en cuatro estaciones. La estación A cuenta con 20 pozos, B con 17 pozos, D con 24 pozos y E con 18 pozos. Entre ellos 64 pozos se encuentran produciendo, 6 pozos se encuentran cerrados y 1 pozo abandonado hasta el 7 de diciembre del 2020 (Petroamazonas, 2020).

1.2.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

La capacidad de producción de un sistema petrolero está representada a través de la tasa de producción del pozo, y esta es resultado de un perfecto balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación, la cual mediante estudios geológicos indique que es factible y comercialmente explotable (Maggio, 2005).

1.2.3.1 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA EN EL FONDO DEL POZO

Inicialmente el balance de energía se realizaba en el fondo del pozo, pero el desarrollo de simuladores ha permitido establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso: cabezal del pozo, separador, etc.

La representación gráfica de la tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía o de fluidos del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica

de la presión demandada a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía o de fluidos de la instalación (Outflow Curve) (Maggio, 2005).

1.2.3.2 BALANCE DE ENERGÍA Y CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numéricamente y gráficamente, y el caudal al cual se obtiene dicho balance representa la capacidad de producción del sistema. La opción numérica permite asumir varias tasas de producción y calcula la presión de entrega u oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que las dos presiones sean similares (Maggio, 2005).

Gráficamente podemos obtener la curva de oferta en el fondo del pozo para esto es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá calcular un ΔP , también se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a lo largo del cañoneo o perforaciones) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente ΔP_I y ΔP_p (Maggio, 2005).

1.2.3.3 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN: FLUJO NATURAL Y LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el reservorio oferta o entrega los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y reductor), se dice que el pozo tiene la capacidad de producir a flujo natural (Maggio, 2005).

La energía interna con la que aporta el yacimiento se da mediante los diferentes mecanismos de producción como: expansión de petróleo y gas en solución, expansión de la capa de gas, empuje hidráulico, compresibilidad de la roca y segregación gravitacional.

Por lo general la energía que aporta el yacimiento es muy alta, por lo que se producirá un alto caudal de fluido.

Por otro lado, cuando la demanda de energía de la instalación, en el nodo, es siempre mayor que la oferta del yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces es necesario el usar una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de levantamiento artificial.

En otras palabras, la energía que aporta el yacimiento disminuye con el tiempo, los fluidos a producir no alcanzan a llegar a superficie, en este momento se aplica un método de levantamiento artificial, el cual permite que estos fluidos lleguen a superficie (Villarreal, 2018).

1.3 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El levantamiento artificial es un método utilizado para reducir la presión de fondo de pozo (BHP) de producción en la formación para obtener una tasa de producción más alta del pozo. Esto se puede hacer con una bomba de fondo de pozo de desplazamiento positivo, como una bomba de viga o una bomba de cavidad progresiva (PCP), para reducir la presión de flujo en la entrada de la bomba. También se puede hacer con una bomba centrífuga de fondo de pozo, que podría ser parte de un sistema de bomba eléctrica sumergible (BES), (Vogel, 1968).

Se puede obtener una presión de fondo fluyente más baja y una tasa de flujo más alta con el levantamiento de gas en el que la densidad del fluido en la tubería se reduce y el gas en expansión ayuda a levantar los fluidos. El levantamiento artificial se puede usar para generar flujo desde un pozo que ha dejado de producir por energía propia de la arena o reservorio o para aumentar el flujo de un pozo para producir a una tasa mayor (Bennett, 1980).

Con el paso de tiempo los campos petroleros alrededor del mundo van decayendo en producción (reducción de energía) por lo cual se hace necesario la implementación de levantamiento artificial en algún momento de la vida útil. (Bennett, 1980).

1.3.1 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Las principales formas de levantamiento artificial son (referencia):

- Bombeo mecánico
- Bombeo eléctrico sumergible (ESP)
- Gas lift y gas lift intermitente
- Sistemas de bombeo hidráulico alternativo y de chorro
- Elevación del émbolo
- Bombas de cavidad progresiva (PCP)

1.3.2 USOS DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Hay aproximadamente 2 millones de pozos petroleros en operación en todo el mundo. Más de 1 millón de pozos utilizan algún tipo de levantamiento artificial. Más de 750 000 de los pozos levantados utilizan bombas de varilla de bombeo. En los EEUU, el bombeo mecánico levanta aproximadamente 350 000 pozos. Aproximadamente el 80% de todos los pozos petroleros de Estados Unidos, son pozos de extracción que producen menos de 10 BPD con algo de corte de agua, la gran mayoría de estos pozos de extracción se levantan con bombeo mecánico. (Babu & Odeh, 1989.)

De los pozos de volumen “más alto” sin stripper, el 27% se bombea con varilla, el 52% se levanta con gas y el resto se levanta con bombeo electrosumergible, bombas hidráulicas y otros métodos de levantamiento. Para los pozos costa afuera y de mayor tasa de todo el mundo, el uso de BES y gas lift es mucho mayor. (Babu & Odeh, 1989.)

1.3.3 SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para obtener el máximo potencial del desarrollo de cualquier campo petrolero, se debe seleccionar un método de levantamiento artificial que se ajuste al plan económico. Se puede describir de manera general los métodos utilizados históricamente para seleccionar el método de levantamiento para un campo en particular varían ampliamente en la industria, los métodos incluyen (referencia):

- Experiencia del operador
- ¿Qué métodos están disponibles para instalaciones en ciertas áreas del mundo?
- Qué funciona en campos contiguos o similares
- Determinar qué métodos levantarán a las velocidades deseadas y desde las profundidades requeridas
- Evaluar listas de ventajas y desventajas
- Sistemas "expertos" para eliminar y seleccionar sistemas
- Evaluación de costos iniciales, costos operativos, capacidades de producción, etc. con el uso de la economía como herramienta de selección, generalmente sobre una base de valor presente.

Estos métodos consideran:

- Ubicación geográfica
- Costo capital
- Costo operacional
- Flexibilidad de producción
- Fiabilidad
- "Tiempo medio entre fallos"

En la mayor cantidad de casos, lo que ha funcionado como alternativa es mirar lo que esta pasado en campos con similares rangos de producción, esto sirve como criterio de selección inclusive cuando no se tiene la suficiente información para poder seleccionar el mejor método de levantamiento artificial.

La selección del método de levantamiento artificial debe ser parte del diseño general del pozo. Una vez que se selecciona el método, se debe considerar el tamaño del pozo requerido para obtener la tasa de producción deseada. En muchas ocasiones, se ha diseñado un programa de revestimiento para minimizar los costos de terminación del pozo, pero luego se descubre que no se pudo obtener la producción deseada debido a la limitación de tamaño del equipo de levantamiento artificial.

Esto puede conducir a una pérdida final de las reservas totales. Incluso si se pueden lograr las tasas de producción objetivo, los tamaños de casing más pequeños pueden generar mayores problemas de mantenimiento de pozos a largo plazo. Si los precios del petróleo son bajos, es tentador seleccionar un tamaño de casing pequeño para ayudar con la economía actual.

Obviamente, los pozos deben perforarse y completarse teniendo en cuenta la producción futura y los métodos de extracción, pero a menudo este no es el caso.

1.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

1.4.1 GENERALIDADES

En los campos petroleros ecuatorianos existe con mayor frecuencia la implementación del levantamiento artificial por Bombeo Electro sumergible, es un método de levantamiento artificial eficiente y confiable para levantar volúmenes moderados a altos de fluidos de los pozos. Estos volúmenes varían desde un mínimo de 150 BPD hasta 150 000 BPD. Los controladores de velocidad variable pueden extender este rango significativamente, tanto en el lado alto como bajo (Powers, 1994).

El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electro sumergible es uno de los métodos más utilizados en la producción de crudo en los campos del oriente ecuatoriano, consiste en la extracción de crudo mediante la utilización de una energía externa al que proporciona el yacimiento, en este caso se ayuda a la producción por medio de una bomba eléctrica que se coloca en el fondo del pozo, la cual es parte de un conjunto de componentes que ayudan a que el fluido llegue a superficie de manera eficiente, sin embargo requiere de mayor análisis, supervisión y control, para garantizar un adecuado funcionamiento del sistema.

Para el principio de funcionamiento y el diseño del sistema de bombeo electro sumergible se fundamenta en el estudio realizado por Villarreal (2018).

CAPÍTULO 2

INFORMACIÓN GENERAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS

2.1 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS

Para este estudio se realizó una recopilación de información, luego se verificó que los pozos posean datos actualizados para la elaboración del análisis. En la tabla 2.1 se puede visualizar los pozos seleccionados.

TABLA 2.1 POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANÁLISIS

NOMBRE DEL POZO	TIPO DE BOMBA	ARENA PRODUCTORA
TMBA-043H	WE8500	M1
TMBB-072H	S8000N	M1
TMBD-014H	S8000N	M1
TMBD-040H	NP(4700-6300)H	M1
TMBE-073H	S8000N	M1

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

A continuación, se presenta la información de cada pozo:

2.1.1 POZO TAMBOCOCHA 43H

El pozo Tambococha 43H (TMBA-043H), se encuentra en el Pad A, es un pozo horizontal que produce de la arena Napo M1, los datos del pozo, producción y características del fluido se presentan en la tabla 2.2.

TABLA 2.2 DATOS POZO TAMBOCOCHA 43H

POZO TAMBOCOCHA 43H, Arena M1		
Pr	1 150	psi
IP	5,77	(bld/psi)
BSW	73	%
GOR	9,55	PCS/BF
API	14,7	°
Pb	215	psi
Pc	250	psi
Q	6 594	BFPD
Ty	159	°F

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

Este pozo produce 6 594 BFPD con un BSW de 73%, al 26 de noviembre del 2020, con una bomba WE8500, serie 538.

Las características de la bomba, motor y datos de operación para el pozo Tambococha 043H se presentan en la tabla 2.3.

TABLA 2.3 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA WE8500 DEL POZO TAMBOCOCHA 43H

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas totales	Modelo	Cant.	HP	Volt.	Amp.	HZ	AMP
2	164	WE8500	1	287	1 860	92,6	55,5	83

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La bomba WE8500 fue instalada el 23 de abril de 2019, operando 583 días hasta el 26 de noviembre de 2020.

En la tabla 2.4 se presenta la producción promedio del pozo Tambococha 43H, con la bomba instalada WE8500.

TABLA 2.4 PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 43H

PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	TIPO DE BES
23/04/2019 – 01/12/2020	4 833,53	WE8500

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La tabla 2.5 detalla el historial de producción, BSW, tipo de BES y frecuencia de operación de las bombas del pozo Tambococha 43H, desde el 23 de abril del 2019 hasta el 26 de noviembre del 2020.

TABLA 2.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 43H

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	BSW %	TIPO DE BES	FRECUENCIA Hz
4/23/2019	4 877	4 584	6	WE8500	58
4/24/2019	4 767	4 719	1	WE8500	57,5
4/25/2019	4 581	4 535	1	WE8500	57,5

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN

4/26/2019	4 455	4 410	1	WE8500	57,3
4/27/2019	4 339	4 296	1	WE8500	57
4/28/2019	4 185	4 143	1	WE8500	57
4/30/2019	4 195	4 153	1	WE8500	56,4
5/3/2019	4 156	4 114	1	WE8500	56
5/4/2019	4 059	4 018	1	WE8500	56
5/5/2019	4 034	3 994	1	WE8500	56
5/9/2019	3 950	3 910	1	WE8500	56
5/13/2019	3 963	3 923	1	WE8500	56
5/24/2019	3 756	3 718	1	WE8500	55,3
5/31/2019	3 778	3 740	1	WE8500	55,1
6/9/2019	3 760	3 722	1	WE8500	55,1
6/13/2019	3 771	3 733	1	WE8500	55,1
6/14/2019	3 771	3 658	3	WE8500	55,1
6/17/2019	3 762	3 574	5	WE8500	55,1
6/20/2019	3 743	3 518	6	WE8500	55,1
6/23/2019	3 740	3 478	7	WE8500	55,1
6/25/2019	3 740	3 441	8	WE8500	55,1
6/26/2019	3 708	3 411	8	WE8500	55,1
6/30/2019	3 705	3 334	10	WE8500	55,1
7/1/2019	3 716	3 270	12	WE8500	55,1
7/2/2019	3 715	3 232	13	WE8500	55,1
7/8/2019	3 648	3 137	14	WE8500	55,1
7/25/2019	3 684	3 168	14	WE8500	56
7/29/2019	3 624	3 117	14	WE8500	56
8/6/2019	3 604	3 099	14	WE8500	56
8/10/2019	3 604	3 027	16	WE8500	56
8/11/2019	3 576	3 004	16	WE8500	56
8/19/2019	3 500	2 905	17	WE8500	56
8/22/2019	3 479	2 818	19	WE8500	56
8/23/2019	3 480	2 784	20	WE8500	56

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN

8/25/2019	3 443	2 686	22	WE8500	56
8/26/2019	3 440	2 614	24	WE8500	56
8/31/2019	3 445	2 584	25	WE8500	56
9/1/2019	3 406	2 554	25	WE8500	56
9/5/2019	3 499	2 624	25	WE8500	57
9/7/2019	3 865	2 899	25	WE8500	57
9/8/2019	4 040	3 030	25	WE8500	57
9/9/2019	4 040	2 990	26	WE8500	57
9/24/2019	4 079	2 855	30	WE8500	57
9/25/2019	4 136	2 812	32	WE8500	57
9/29/2019	4 228	2 875	32	WE8500	57
10/3/2019	4 201	2 773	34	WE8500	57
10/4/2019	4 051	2 674	34	WE8500	57
10/10/2019	3 815	2 480	35	WE8500	54,5
10/11/2019	3 818	2 444	36	WE8500	54,5
10/21/2019	3 950	2 528	36	WE8500	54,5
10/23/2019	4 050	2 511	38	WE8500	54,5
10/25/2019	4 092	2 455	40	WE8500	54,5
11/4/2019	4 094	2 375	42	WE8500	54,5
11/9/2019	4 197	2 434	42	WE8500	54,5
11/13/2019	4 239	2 459	42	WE8500	54,5
11/17/2019	4 239	2 374	44	WE8500	54,5
11/19/2019	4 288	2 401	44	WE8500	54,5
11/24/2019	4 353	2 438	44	WE8500	54,5
11/29/2019	4 405	2 467	44	WE8500	54,5
12/1/2019	4 405	2 379	46	WE8500	54,5
12/2/2019	4 405	2 291	48	WE8500	54,5
12/3/2019	4 450	2 225	50	WE8500	54,5
12/7/2019	4 491	2 156	52	WE8500	54,5

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN

12/12/2019	4 510	2 165	52	WE8500	54,5
12/20/2019	4 467	2 099	53	WE8500	54,5
12/21/2019	4 444	2 044	54	WE8500	54,5
12/22/2019	4 444	2 000	55	WE8500	52
12/24/2019	4 490	2 020	55	WE8500	52
12/28/2019	4 526	2 037	55	WE8500	52
1/2/2020	4 541	2 043	55	WE8500	52
1/9/2020	4 541	1 953	57	WE8500	52
1/10/2020	4 583	1 971	57	WE8500	52
1/12/2020	4 586	1 926	58	WE8500	52
1/14/2020	4 805	2 018	58	WE8500	53
1/15/2020	4 920	2 066	58	WE8500	53
1/20/2020	4 991	2 096	58	WE8500	53
1/25/2020	4 975	2 089	58	WE8500	53
1/30/2020	4 968	2 087	58	WE8500	53
2/3/2020	5 084	2 135	58	WE8500	53
2/14/2020	4 980	2 092	58	WE8500	53
2/19/2020	4 961	2 084	58	WE8500	53
2/24/2020	4 968	2 087	58	WE8500	53
2/28/2020	5 025	2 110	58	WE8500	53
3/2/2020	5 088	2 137	58	WE8500	53
3/7/2020	5 208	2 083	60	WE8500	53
3/11/2020	5 223	2 089	60	WE8500	53
3/18/2020	5 299	2 120	60	WE8500	53
3/22/2020	5 298	2 119	60	WE8500	53
3/25/2020	5 301	2 067	61	WE8500	53
3/26/2020	5 302	1 962	63	WE8500	53
3/29/2020	5 308	1 964	63	WE8500	53
4/3/2020	5 336	1 974	63	WE8500	53

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN

4/6/2020	5 336	1 868	65	WE8500	53
4/7/2020	5 329	1 865	65	WE8500	53
4/8/2020	5 329	1 812	66	WE8500	53
5/14/2020	5 329	1 812	66	WE8500	53
5/22/2020	5 290	1 799	66	WE8500	48
5/29/2020	5 284	1 797	66	WE8500	48
5/31/2020	5 372	1 773	67	WE8500	48
6/6/2020	5 358	1 768	67	WE8500	50
6/8/2020	5 228	1 725	67	WE8500	50
6/14/2020	5 380	1 775	67	WE8500	51
6/23/2020	5 308	1 752	67	WE8500	51
6/24/2020	5 190	1 713	67	WE8500	51
7/1/2020	5 171	1 706	67	WE8500	51
7/7/2020	5 092	1 680	67	WE8500	51
7/18/2020	4 972	1 641	67	WE8500	51
7/21/2020	5 752	1 898	67	WE8500	53
7/30/2020	5 745	1 896	67	WE8500	53
8/2/2020	5 583	1 842	67	WE8500	53
8/6/2020	5 576	1 840	67	WE8500	53
8/7/2020	5 924	1 955	67	WE8500	54
8/13/2020	5 898	1 946	67	WE8500	54
8/20/2020	5 915	1 952	67	WE8500	54
8/21/2020	5 974	1 971	67	WE8500	54
8/26/2020	5 986	1 975	67	WE8500	54
8/31/2020	5 964	1 968	67	WE8500	54
9/2/2020	6 004	1 981	67	WE8500	54
9/7/2020	6 335	2 091	67	WE8500	55
9/8/2020	6 335	2 027	68	WE8500	55
9/19/2020	6 669	2 134	68	WE8500	56

TABLA 2.5 CONTINUACIÓN

9/20/2020	6 989	2 236	68	WE8500	57
9/25/2020	6 907	2 141	69	WE8500	57
9/30/2020	6 929	2 148	69	WE8500	57
10/1/2020	6 929	2 079	70	WE8500	57
10/2/2020	6 929	2 009	71	WE8500	57
10/10/2020	6 921	2 007	71	WE8500	57
10/15/2020	6 587	1 910	71	WE8500	55,5
10/18/2020	6 547	1 899	71	WE8500	55,5
10/23/2020	6 610	1 917	71	WE8500	55,5
10/25/2020	6 612	1 851	72	WE8500	55,5
10/27/2020	6 653	1 863	72	WE8500	55,5
11/7/2020	6 650	1 862	72	WE8500	55,5
11/15/2020	6 656	1 864	72	WE8500	55,5
11/16/2020	6 656	1 797	73	WE8500	55,5
11/19/2020	6 635	1 791	73	WE8500	55,5
11/26/2020	6 594	1 780	73	WE8500	55,5

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

2.1.2 POZO TAMBOCOHA 72H

El pozo Tambococha 72H (TMBB-072H), se encuentra en el Pad B, es un pozo horizontal que produce de la arena Napo M1, los datos del pozo, producción y características del fluido se presentan en la tabla 2.6.

TABLA 2.6 DATOS POZO TAMBOCOCHA 72H

POZO TAMBOCOCHA 72H, Arena M1		
Pr	1 300	psi
IP	42,24	(bld/psi)
BSW	78	%
GOR	17,24	PCS/BF
API	14	°
Pb	171	psi
Pc	350	psi
Q	4 217	BFPD
Ty	159	°F

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

Este pozo produce 4 217 BFPD con un BSW de 78%, al 29 de noviembre del 2020, con una bomba S8000N, serie 538.

Las características de la bomba, motor y datos de operación para el pozo Tambococha 072H se presentan en la tabla 2.7.

TABLA 2.7 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA S8000N DEL POZO TAMBOCOCHA 72H

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas totales	Modelo	Cant.	HP	Volt.	Amp.	HZ	AMP
2	126	S8000N	1	450	2 192	123,5	40,56	69,36

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La bomba S8000N fue instalada el 13 de octubre de 2020, operando 47 días hasta el 29 de noviembre de 2020.

En la tabla 2.8 se presenta la producción promedio del pozo Tambococha 72H, con la bomba instalada S8000N.

TABLA 2.8 PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 72H

PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	TIPO DE BES
13/10/2020 – 01/12/2020	3 842,86	S8000N

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La tabla 2.9 detalla el historial de producción, BSW, tipo de BES y frecuencia de operación de las bombas del pozo Tambococha 72H, desde el 13 de octubre del 2020 hasta el 29 de noviembre del 2020.

TABLA 2.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 72H

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	BSW %	TIPO DE BES	FRECUENCIA Hz
10/13/2020	1 795	1 041	42	S8000N	40
10/14/2020	2 012	704	65	S8000N	40
10/15/2020	2 510	753	70	S8000N	39
10/16/2020	3 446	1 241	64	S8000N	40
10/17/2020	3 610	1 300	64	S8000N	40
10/18/2020	3 702	1 333	64	S8000N	40
10/19/2020	3 740	1 309	65	S8000N	40
10/22/2020	3 742	1 272	66	S8000N	40
10/24/2020	3 796	1 291	66	S8000N	40
11/2/2020	4 776	1 624	66	S8000N	41,5
11/3/2020	4 615	1 569	66	S8000N	41
11/4/2020	4 419	1 502	66	S8000N	41
11/6/2020	4 319	1 425	67	S8000N	41
11/7/2020	4 319	1 382	68	S8000N	41
11/8/2020	4 277	1 369	68	S8000N	41
11/9/2020	4 300	1 247	71	S8000N	41
11/10/2020	4 200	1 092	74	S8000N	41
11/11/2020	4 170	1 042	75	S8000N	41
11/17/2020	4 184	1 004	76	S8000N	41
11/21/2020	4 197	965	77	S8000N	41
11/23/2020	4 197	923	78	S8000N	41
11/29/2020	4 217	928	78	S8000N	41

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

2.1.3 POZO TAMBOCOCHA 14H

El pozo Sacha 14, se encuentra en el Pad D, en la estación 2, es un pozo horizontal que produce de la arena Napo M1, los datos del pozo, producción y características del fluido se presentan en la tabla 2.10.

TABLA 2.10 DATOS POZO TAMBOCOCHA 14H

POZO TAMBOCOCHA 14H, Arena M1		
Pr	1 740	Psi
IP	8,85	(bl/d/psi)
BSW	90	%
GOR	33,39	PCS/BF
API	14,4	°
Pb	215	Psi
Pc	220	Psi
Q	5 694	BFPD
Ty	225	°F

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

Este pozo produce 5 694 BFPD con un BSW de 90%, al 26 de noviembre del 2020, con una bomba S8000N, serie 400.

Las características de la bomba, motor y datos de operación para el pozo Tambococha 14H se presentan en la tabla 2.11.

TABLA 2.11 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA S8000N.

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas totales	Modelo	Cant.	HP	Volt.	Amp.	HZ	AMP
2	126	S8000N	1	563	3 873	88,1	72,91	49,06

FUENTE Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La bomba S8000N fue instalada el 28 de marzo del 2016, operando 872 días hasta el 26 de noviembre del 2020.

En la tabla 2.12 se presenta la producción promedio del pozo Tambococha 14, con la bomba S8000N.

TABLA 2.12 PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 14H

PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	TIPO DE BES
07/11/2020-26/11/2020	4 957,85	S8000N

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La tabla 2.13 detalla el historial de producción, BSW, tipo de BES y frecuencia de operación de las bombas del pozo Tambococha 14H, desde el 7 de noviembre del 2020 hasta el 26 de noviembre del 2020.

TABLA 2.13 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN TAMBOCOCHA 14H

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	BSW%	TIPO DE BES	FRECUENCIA Hz
07/11/2020	3 550	461	87	S8000N	45
08/11/2020	4 100	410	90	S8000N	45
10/11/2020	4 450	445	90	S8000N	46
14/11/2020	5 475	547	90	S8000N	48
15/11/2020	5 742	574	90	S8000N	49
21/11/2020	5 694	569	90	S8000N	49
26/11/2020	5 694	569	90	S8000N	49

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

2.1.4 POZO TAMBOCOCHA 40H

El pozo Tambococha 40H, se encuentra en el Pad D, es un pozo horizontal que produce de la arena Napo M1, los datos del pozo, producción y características del fluido se presentan en la tabla 2.14.

TABLA 2.14 DATOS POZO TAMBOCOCHA 40H

POZO TAMBOCOCHA 40H, Arena Napo M1		
Pr	1 450	psi
IP	10,84	(bl/d/psi)
BSW	96	%
GOR	19,61	PCS/BF
API	14,3	°
Pb	215	psi
Pc	280	psi
Q	5 090	BFPD
Ty	159	°F

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

Este pozo produce 5 090 BFPD con un BSW de 96%, al 1 de diciembre del 2020, con una bomba NP (4700-6300) H, serie 535.

Las características de la bomba, motor y datos de operación para el pozo Tambococha 40H se presentan en la tabla 2.15.

TABLA 2.15 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA NP(4700-6300)H DEL POZO TAMBOCOCHA 40H

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas totales	Modelo	Cant.	HP	Volt.	Amp.	HZ	AMP
4	156	NP(4700-6300)H	1	480	4 260	55,02	45,14	25,49

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La bomba NP (4700-6300) H fue instalada fue instalada el 11 de abril del 2019, operando 600 días hasta el 1 de diciembre del 2020.

En la tabla 2.16 se presenta la producción promedio del pozo Tambococha 40H, con la bomba NP (4700-6300) H.

TABLA 2.16 PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 40H

PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	PRODUCCIÓN PROMEDIO BPPD	TIPO DE BES
14/04/2019 – 12/08/2020	3 625,35	342,35	NP(4700-6300)H

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La tabla 2.17 detalla el historial de producción, BSW, tipo de BES y frecuencia de operación de las bombas del pozo Tambococha 40H, desde el 11 de abril del 2019 hasta el 01 de diciembre del 2020.

TABLA 2.17 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 40H

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	BSW %	TIPO DE BES	FRECUENCIA Hz
4/12/2019	1 463	336	77	NP(4700-6300)H	44,8
4/13/2019	2 324	1 394	40	NP(4700-6300)H	44,5
4/14/2019	2 372	1 305	45	NP(4700-6300)H	44,3
4/15/2019	2 471	1 112	55	NP(4700-6300)H	44,2
4/16/2019	2 569	1 028	60	NP(4700-6300)H	44,2
4/17/2019	2 547	942	63	NP(4700-6300)H	44
4/18/2019	2 547	866	66	NP(4700-6300)H	44

TABLA 2.17 CONTINUACIÓN

4/19/2019	2 744	768	72	NP(4700-6300)H	44
4/21/2019	2 744	686	75	NP(4700-6300)H	44
4/23/2019	2 744	659	76	NP(4700-6300)H	44
4/25/2019	2 981	715	76	NP(4700-6300)H	44
4/29/2019	3 200	768	76	NP(4700-6300)H	44
5/7/2019	3 314	795	76	NP(4700-6300)H	44
5/13/2019	3 646	875	76	NP(4700-6300)H	44
5/14/2019	3 938	906	77	NP(4700-6300)H	46
5/16/2019	3 938	748	81	NP(4700-6300)H	46
5/17/2019	3 938	709	82	NP(4700-6300)H	46
5/18/2019	3 938	630	84	NP(4700-6300)H	46
5/19/2019	3 924	589	85	NP(4700-6300)H	46
5/20/2019	3 912	548	86	NP(4700-6300)H	46
5/21/2019	3 912	509	87	NP(4700-6300)H	46
5/25/2019	3 858	463	88	NP(4700-6300)H	46
6/2/2019	3 908	391	90	NP(4700-6300)H	46
6/11/2019	3 935	393	90	NP(4700-6300)H	46
6/15/2019	4 018	402	90	NP(4700-6300)H	46
6/16/2019	4 532	453	90	NP(4700-6300)H	49
6/17/2019	4 532	408	91	NP(4700-6300)H	49
6/26/2019	4 430	399	91	NP(4700-6300)H	49
6/27/2019	4 547	364	92	NP(4700-6300)H	49
7/4/2019	4 564	365	92	NP(4700-6300)H	49
7/11/2019	4 615	369	92	NP(4700-6300)H	49
7/21/2019	4 611	369	92	NP(4700-6300)H	49
7/31/2019	4 632	371	92	NP(4700-6300)H	49
8/7/2019	4 616	369	92	NP(4700-6300)H	49
8/10/2019	4 635	371	92	NP(4700-6300)H	49
8/21/2019	4 658	373	92	NP(4700-6300)H	49
8/23/2019	4 614	323	93	NP(4700-6300)H	49
9/5/2019	4 620	323	93	NP(4700-6300)H	49
9/10/2019	4 587	275	94	NP(4700-6300)H	49
9/29/2019	4 619	277	94	NP(4700-6300)H	49
10/1/2019	4 590	275	94	NP(4700-6300)H	49
10/11/2019	4 652	279	94	NP(4700-6300)H	49

TABLA 2.17 CONTINUACIÓN

10/23/2019	4 082	245	94	NP(4700-6300)H	48,5
10/31/2019	4 205	252	94	NP(4700-6300)H	48,5
11/13/2019	4 219	253	94	NP(4700-6300)H	48,5
11/22/2019	4 239	254	94	NP(4700-6300)H	48,5
12/3/2019	4 160	250	94	NP(4700-6300)H	48,5
12/13/2019	4 125	247	94	NP(4700-6300)H	48,5
12/20/2019	4 167	250	94	NP(4700-6300)H	48,5
12/28/2019	4 139	166	96	NP(4700-6300)H	48,5
1/3/2020	4 287	171	96	NP(4700-6300)H	48,5
1/8/2020	4 205	168	96	NP(4700-6300)H	48,5
1/9/2020	4 600	184	96	NP(4700-6300)H	49
1/16/2020	4 415	177	96	NP(4700-6300)H	49
1/23/2020	4 283	171	96	NP(4700-6300)H	49
1/27/2020	4 315	173	96	NP(4700-6300)H	49
2/2/2020	4 270	171	96	NP(4700-6300)H	49
2/6/2020	4 304	172	96	NP(4700-6300)H	49
2/15/2020	4 273	171	96	NP(4700-6300)H	49
2/18/2020	4 331	173	96	NP(4700-6300)H	49
3/6/2020	4 261	170	96	NP(4700-6300)H	46
3/11/2020	4 249	170	96	NP(4700-6300)H	46
3/19/2020	4 254	170	96	NP(4700-6300)H	46
3/24/2020	4 242	170	96	NP(4700-6300)H	46
6/4/2020	3 531	141	96	NP(4700-6300)H	40
6/10/2020	3 313	133	96	NP(4700-6300)H	40
6/18/2020	3 184	127	96	NP(4700-6300)H	40
6/28/2020	3 130	125	96	NP(4700-6300)H	40
7/8/2020	2 966	119	96	NP(4700-6300)H	40
7/12/2020	2 989	120	96	NP(4700-6300)H	40
7/22/2020	2 929	117	96	NP(4700-6300)H	40
7/26/2020	2 898	116	96	NP(4700-6300)H	40
7/31/2020	2 943	118	96	NP(4700-6300)H	40
8/4/2020	2 964	119	96	NP(4700-6300)H	40
8/12/2020	2 957	118	96	NP(4700-6300)H	40
8/19/2020	2 990	120	96	NP(4700-6300)H	40
8/25/2020	2 878	115	96	NP(4700-6300)H	40
8/30/2020	2 832	113	96	NP(4700-6300)H	40
9/7/2020	2 799	112	96	NP(4700-6300)H	40
9/12/2020	2 770	111	96	NP(4700-6300)H	40

TABLA 2.17 CONTINUACIÓN

9/24/2020	2 711	108	96	NP(4700-6300)H	40
10/3/2020	2 716	109	96	NP(4700-6300)H	40
10/10/2020	2 679	107	96	NP(4700-6300)H	40
10/20/2020	2 661	106	96	NP(4700-6300)H	40
10/29/2020	2 756	110	96	NP(4700-6300)H	40
11/8/2020	2 915	117	96	NP(4700-6300)H	40
11/16/2020	2 853	114	96	NP(4700-6300)H	40
11/24/2020	2 957	118	96	NP(4700-6300)H	40
11/28/2020	2 963	119	96	NP(4700-6300)H	40
11/30/2020	2 963	119	96	NP(4700-6300)H	40
12/1/2020	5 090	204	96	NP(4700-6300)H	49

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

2.1.5 POZO TAMBOCOCHA 73H

El pozo Tambocochoa 73H (TMBE-073H), se encuentra en el Pad E, es un pozo horizontal que produce de la arena Napo M1, los datos del pozo, producción y características del fluido se presentan en la tabla 2.18.

TABLA 2.18 DATOS POZO TAMBOCOCHA 73H

POZO TAMBOCOCHA 73H, Arena M1		
Pr	1 550	psi
IP	4,59	(bl/d/psi)
BSW	78	%
GOR	18,9	PCS/BF
API	14,2	°
Pb	161	psi
Pc	330	psi
Q	2 403	BFPD
Ty	159	°F

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

Este pozo produce 2 403 BFPD con un BSW de 78%, al 01 de diciembre del 2020, con una bomba S8000N, serie 400.

Las características de la bomba, motor y datos de operación para el pozo Tambocochoa 073H se presentan en la tabla 2.19.

TABLA 2.19 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LA BOMBA S800N DEL POZO TAMBOCOCHA 73H

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas totales	Modelo	Cant.	HP	Volt.	Amp.	HZ	AMP
2	126	S8000N	1	450	2 192	123,5	40	68

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La bomba S8000N fue instalada el 12 de noviembre de 2020, operando 19 días hasta el 01 de diciembre 2020.

En la tabla 2.20 se presenta la producción promedia del pozo Tambococha 73H, con la bomba instalada S8000N.

TABLA 2.20 PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 73H

PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	TIPO DE BES
12/11/2020 – 01/12/2020	2 401,75	S8000N

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La tabla 2.21 detalla el historial de producción, BSW, tipo de BES y frecuencia de operación de las bombas del pozo Tambococha 73H, desde el 12 de noviembre del 2020 hasta el 01 de diciembre del 2020.

TABLA 2.21 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO TAMBOCOCHA 73H

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	BSW %	TIPO DE BES	FRECUENCIA Hz
12/11/2020	1 943	194	90	S8000N	40
13/11/2020	2 525	631	75	S8000N	40
14/11/2020	2 529	683	73	S8000N	40
18/11/2020	2 499	625	75	S8000N	40
21/11/2020	2 456	614	75	S8000N	40
25/11/2020	2 456	614	75	S8000N	40
28/11/2020	2 403	553	77	S8000N	40
01/12/2020	2 403	529	78	S8000N	40

FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

3.1 ANÁLISIS TÉCNICO

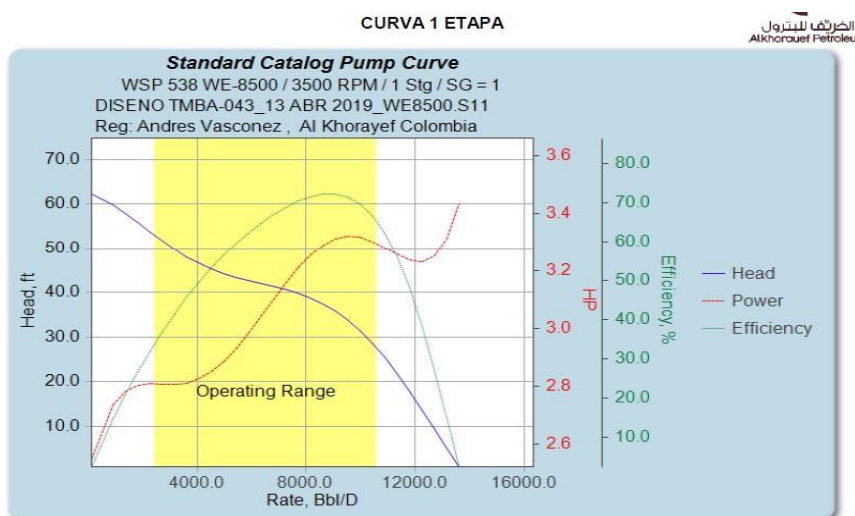
El análisis técnico del presente proyecto se realiza seleccionando 5 pozos que tienen implementado el sistema de bombeo electrosumergible y mediante el respectivo estudio se podrá detallar las características que tiene cada pozo permitiendo ver si la bomba electrosumergible seleccionada es el correcto con los datos actuales, haciendo una comparación con los datos de diseño y de esta manera optimizar la producción de ser necesario y la eficiencia de energía.

El objetivo de este estudio es analizar las condiciones de trabajo del sistema BES, mediante la curva IPR (inflow performance relationship), curva de capacidad de descarga (Outflow), puntos de operación del sistema, el estudio realizado es en base a historiales de producción, diagramas de completación, reportes de producción de las bombas electrosumergibles y surveys actualizados.

3.2 CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

Las curvas de comportamiento de las bombas electrosumergibles permiten conocer las características de funcionamiento de la bomba, como se muestra en la figura 3.1.

FIGURA 3.1 CURVA DE COMPORTAMIENTO BOMBA WE8500



FUENTE: Manual, Compañía Alkhorayef.

Representan la variación de altura dinámica, la potencia y eficiencia versus la capacidad de producción que es capaz de desarrollar una etapa de la bomba. Se presentan gráficas para 60 Hz o 50 Hz, utilizando como fluido de prueba agua dulce de gravedad específica 1.0.

En la gráfica de comportamiento se puede identificar las siguientes curvas:

3.2.1 CURVA DE ALTURA DINÁMICA (HEAD CAPACITY)

Esta curva indica la altura de fluido que puede levantar cada etapa de la bomba electrosumergible, en función de la tasa de producción que maneja.

3.2.2 CURVA DE POTENCIA AL FRENO (BRAKE HORSE POWER BHP)

Indica que potencia requiere cada etapa de la bomba en función de la capacidad de producción para levantar el fluido.

3.2.3 CURVA DE EFICIENCIA

Esta curva indica la variación de la eficiencia de la bomba electrosumergible para una determinada tasa.

3.2.4 ZONAS DE LA CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

En la curva de rendimiento de la una bomba electrosumergible se puede determinar tres zonas que son:

- Zona de empuje descendente o DOWNTHRUST
- Zona de rango operativo
- Zona de empuje ascendente o UPTHURST

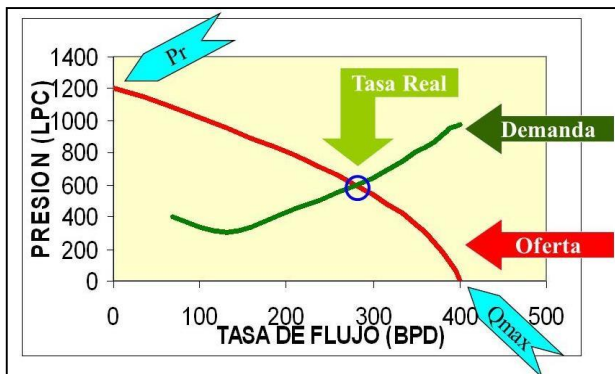
En las zonas de empuje ascendente o descendente la bomba electrosumergible puede sufrir desgaste reduciendo la vida útil de la misma, operando a una tasa de flujo mayor o menor respectivamente.

En la figura 3. 1 se muestra el rango operativo de color amarillo.

3.3 ANÁLISIS NODAL

Es el estudio que se realiza a un sistema de producción en conjunto, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, definiendo la capacidad de producción de un pozo. Este análisis permite establecer curvas de oferta de energía del yacimiento (Inflow) y curva capacidad de descarga (Outflow), como se observa en la figura 3.2.

FIGURA 3.2 CURVA DE OFERTA Y DEMANDA DE UN POZO

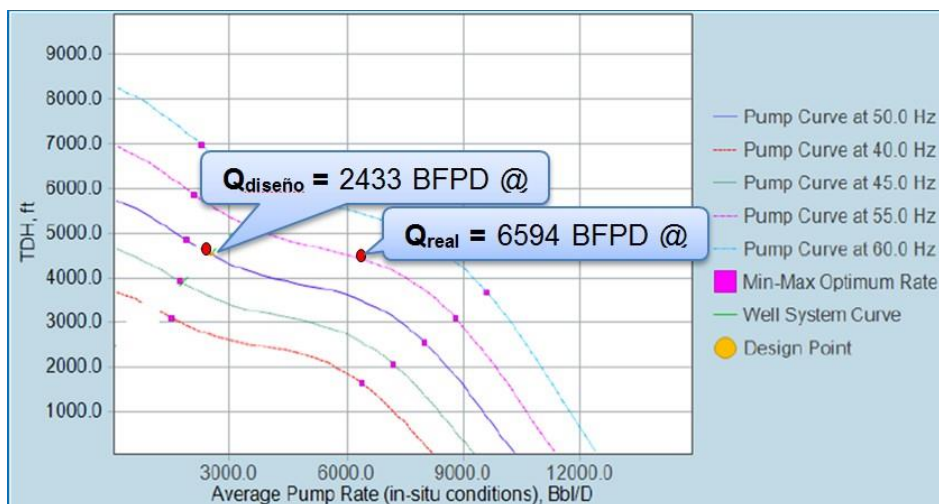


FUENTE: ESO OIL Engineering Consultant, 2008.

3.3.1 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 43H

La figura 3.3 muestra el análisis de la curva de comportamiento de la bomba WE8500, la cual con un caudal de 6 594 BFPD opera dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, a la frecuencia de 55,5 Hz, también se muestra los datos de caudal y frecuencia de diseño de la bomba, además el punto mínimo y máximo de operación son de 2 500 BFPD a 10 565 BFPD respectivamente. Las frecuencias adecuadas para la bomba WE8500 están entre 50 Hz y 60 Hz.

FIGURA 3.3 ANÁLISIS DE LA BOMBA WE8500, POZO TAMBOCOCHA 43H

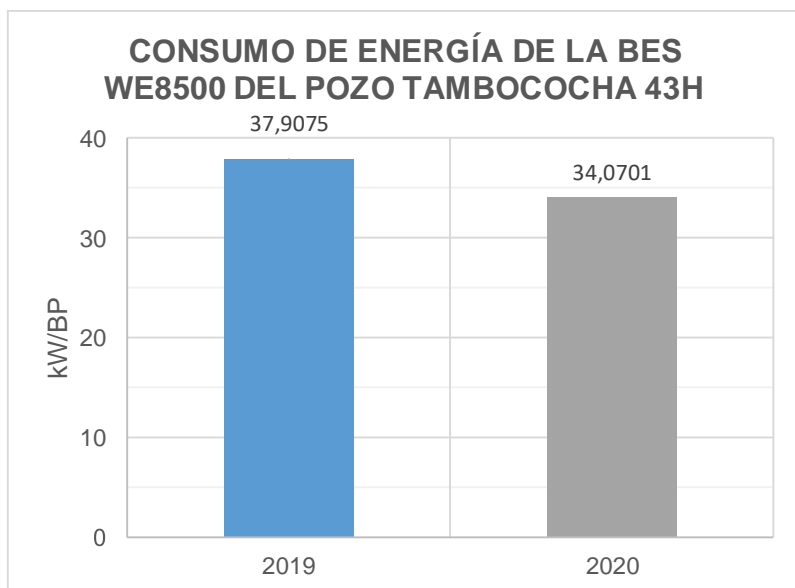


FUENTE: Catálogo, Compañía Alkhorayef 2019.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La figura 3.4 muestra el consumo de energía de la bomba electrosumergible WE8500, de acuerdo con la información de Petroamazonas EP.

FIGURA 3.4 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 43H



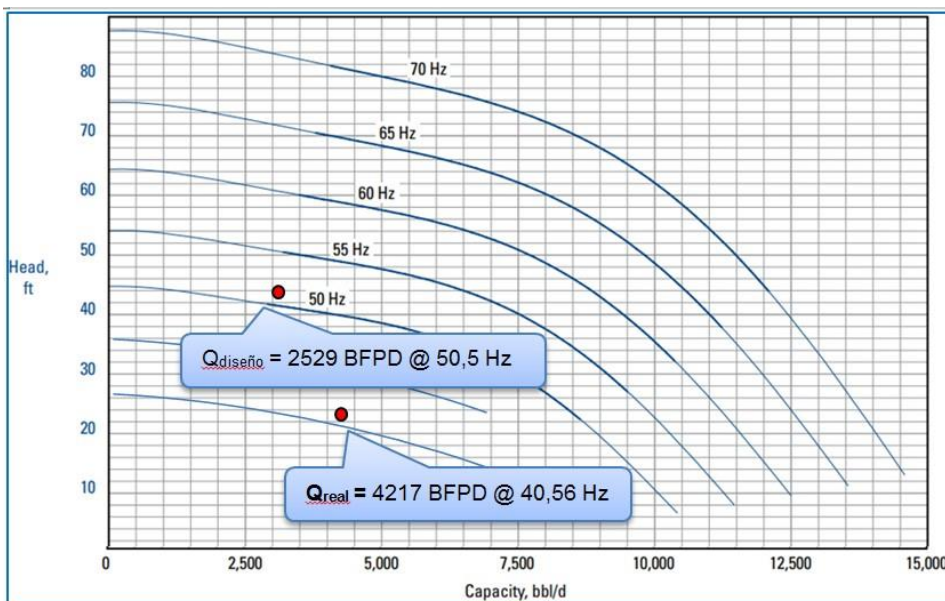
FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

En resumen, el pozo Tambococha 43H, produce 6 594 BFPD con un BSW de 73% al 26 de noviembre del 2020, en el análisis de la figura 3.3 se tiene que la bomba WE8500 se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 60 Hz, por último, se muestra que el consumo promedio de energía de la bomba WE8500 es 34,0701 kW/BP.

3.3.2 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 72H

La figura 3.5 muestra el análisis de la curva de comportamiento de la bomba S8000N, la cual con un caudal de 4 217 BFPD opera dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, a la frecuencia de 40,56 Hz, también se muestra los datos de caudal y frecuencia de diseño de la bomba, además el punto mínimo y máximo de operación son de 2 500 BFPD a 10 500 BFPD respectivamente. Las frecuencias adecuadas para la bomba WE8500 están entre 50 Hz y 70 Hz.

FIGURA 3.5 ANÁLISIS DE LA BOMBA S8000N, POZO TAMBOCOCHA 72H

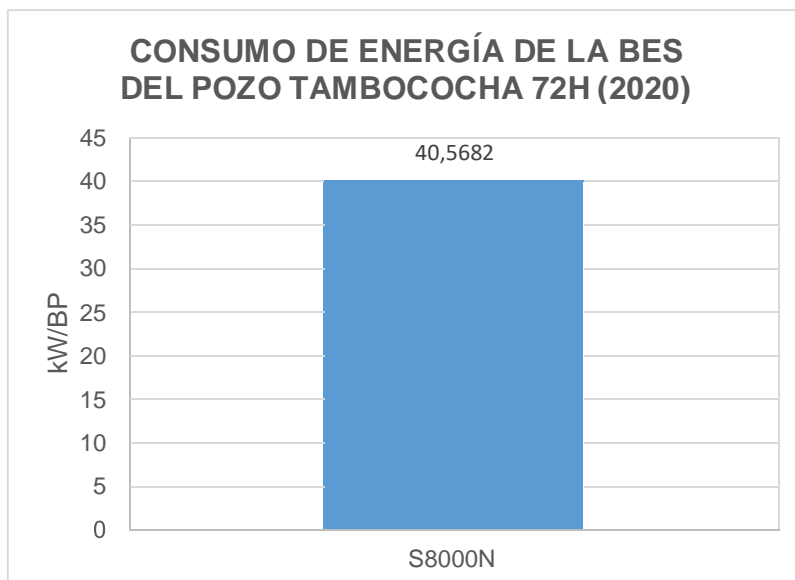


FUENTE: Catálogo REDA, Compañía Schlumberger.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La figura 3.6 muestra el consumo de energía de la bomba electrosumergible S8000N, de acuerdo con la información de Petroamazonas EP.

FIGURA 3.6 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 72H



FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

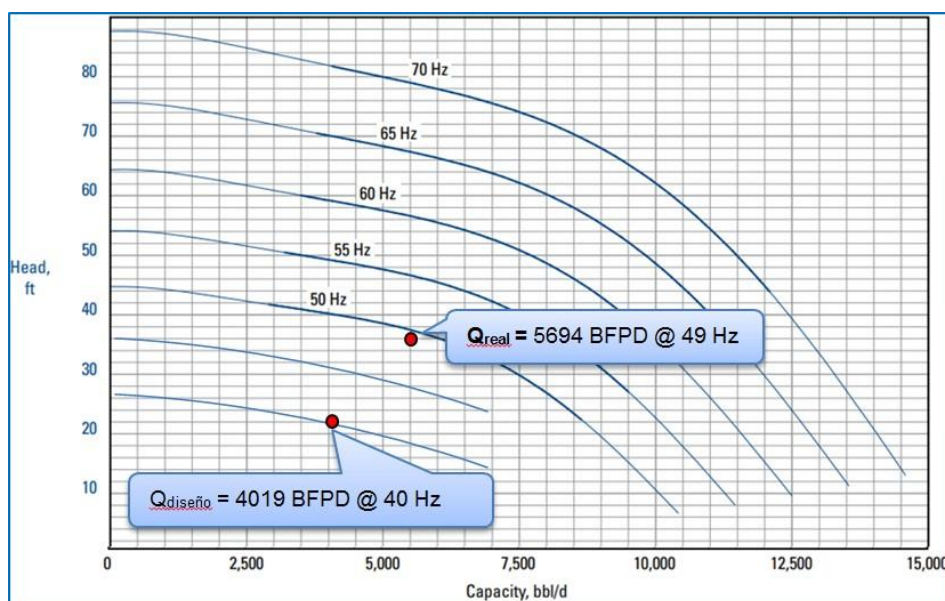
En resumen, el pozo Tambococha 72H, produce 4 217 BFPD con un BSW de 78% al 29 de noviembre del 2020, en el análisis de la figura 3.5 se tiene que la bomba S8000N se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 60 Hz,

por último, se muestra que el consumo promedio de energía de la bomba SN8000 es 40,5682 kW/BP.

3.3.3 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 14H

La figura 3.7 muestra el análisis de la curva de comportamiento de la bomba S8000N, la cual con un caudal de 5 694 BFPD opera dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, a la frecuencia de 49 Hz, también se muestra los datos de caudal y frecuencia de diseño de la bomba, además el punto mínimo y máximo de operación son de 2 500 BFPD a 10 500 BFPD respectivamente. Las frecuencias adecuadas para la bomba S8000N están entre 50 Hz y 70 Hz.

FIGURA 3.7 ANÁLISIS DE LA BOMBA S8000N, POZO TAMBOCOCHA 14H

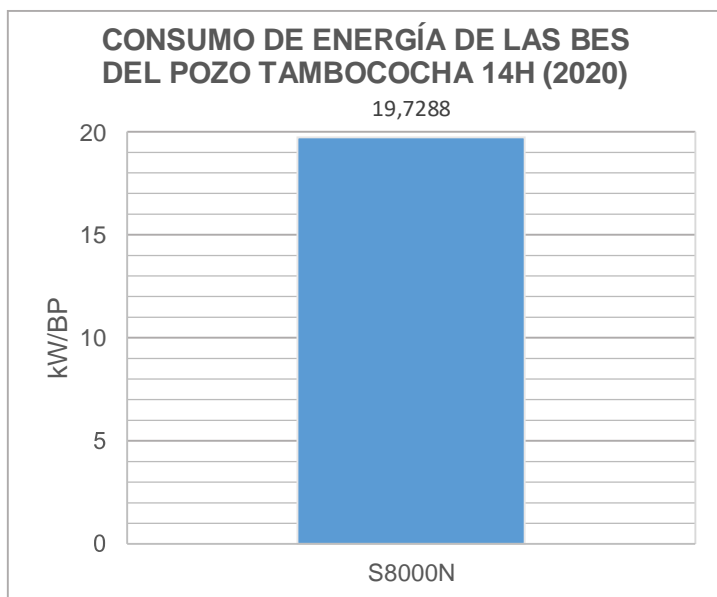


FUENTE: Catálogo REDA, Compañía Schlumberger.

ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La figura 3.8 muestra el consumo de energía de la bomba electrosumergible S8000N, de acuerdo con la información de Petroamazonas EP.

FIGURA 3.8 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 14H



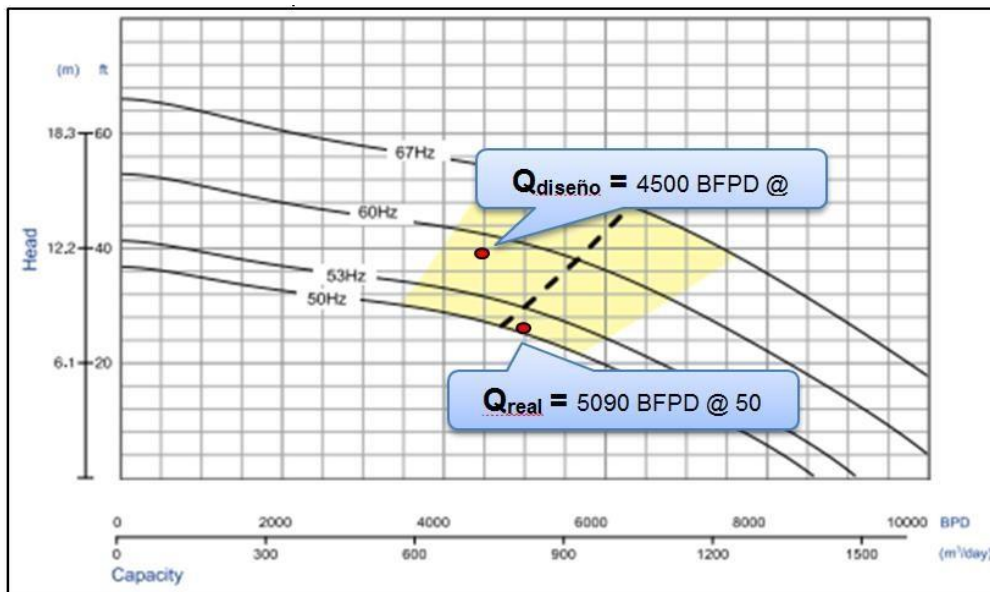
FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

En resumen, el pozo Tambococha 14H, produce 5 694 BFPD con un BSW de 90% al 26 de noviembre del 2020, en el análisis de la figura 3.7 se tiene que la bomba S8000N se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 60 Hz, por último, se muestra que el consumo promedio de energía de la bomba SN8000 es 19,7288 kW/BP.

3.3.4 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 40H

La figura 3.9 muestra el análisis de la curva de comportamiento de la bomba NP (4700-6300) H, la cual con un caudal de 5 090 BFPD opera dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, a la frecuencia de 45,14 Hz, también se muestra los datos de caudal y frecuencia de diseño de la bomba, además el punto mínimo y máximo de operación son de 3 459 BFPD a 5 660 BFPD respectivamente. Las frecuencias adecuadas para la bomba NP (4700-6300) H están entre 50 Hz y 67 Hz.

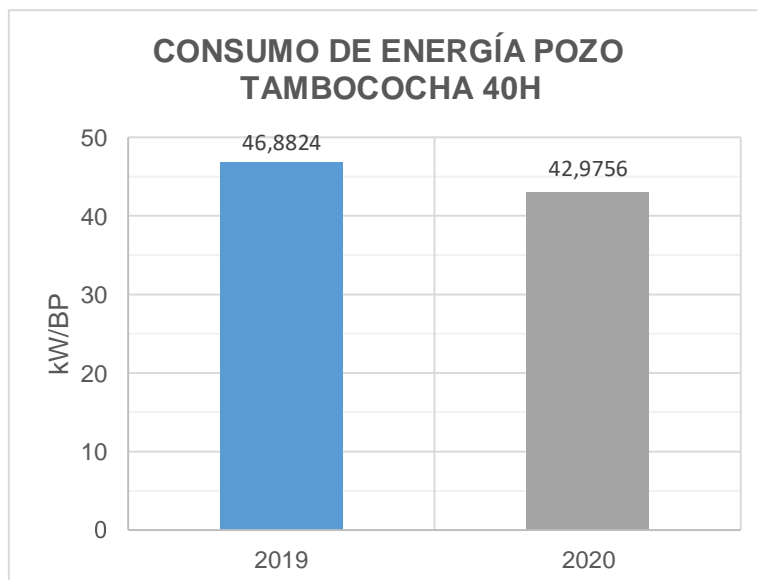
FIGURA 3.9 ANÁLISIS DE LA BOMBA NP(4700-6300)H, POZO TAMBOCOCHA 40H



FUENTE: Catálogo, Compañía Novomet.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La figura 3.10 muestra el consumo de energía de la bomba electrosumergible NP (4700-6300) H, de acuerdo con la información de Petroamazonas EP.

FIGURA 3.10 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 40H



FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

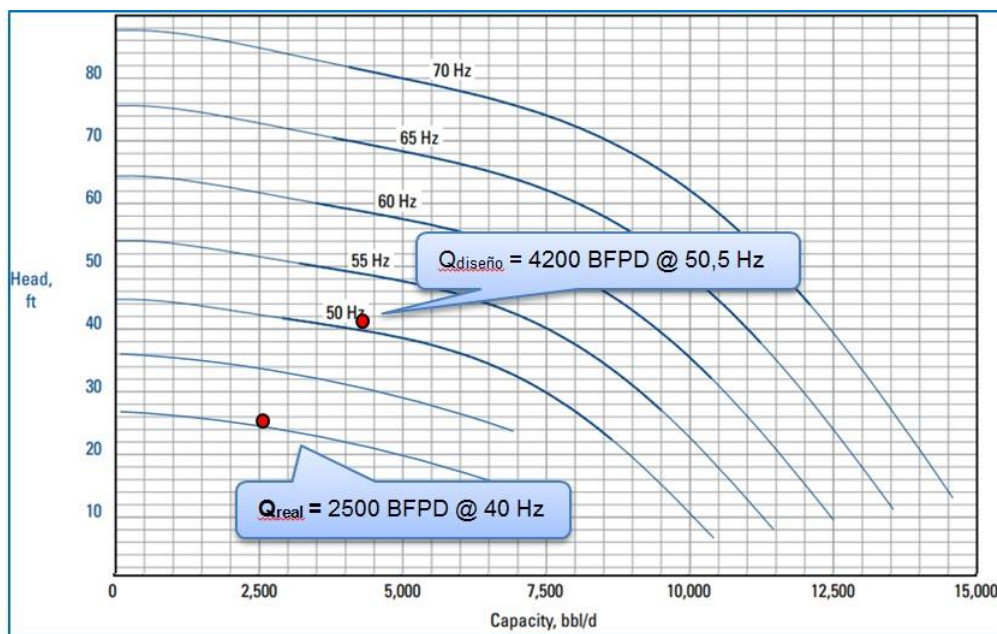
En resumen, el pozo Tambococha 40H, produce 5 090 BFPD con un BSW de 90% al 1 de diciembre del 2020, en el análisis de la figura 3.9 se tiene que la bomba S8000N se encuentra dentro del rango de producción recomendado por

el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 60 Hz, por último, se muestra que el consumo promedio de energía de la bomba NP (4700-6300) H es 44,9290 kW/BP.

3.3.5 ANÁLISIS DEL POZO TAMBOCOCHA 73H

La figura 3.11 muestra el análisis de la curva de comportamiento de la bomba S8000N, la cual con un caudal de 2 403 BFPD opera dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, a la frecuencia de 40 Hz, también se muestra los datos de caudal y frecuencia de diseño de la bomba, además el punto mínimo y máximo de operación son de 2 500 BFPD a 10 500 BFPD respectivamente. Las frecuencias adecuadas para la bomba S8000N están entre 50 Hz y 70 Hz.

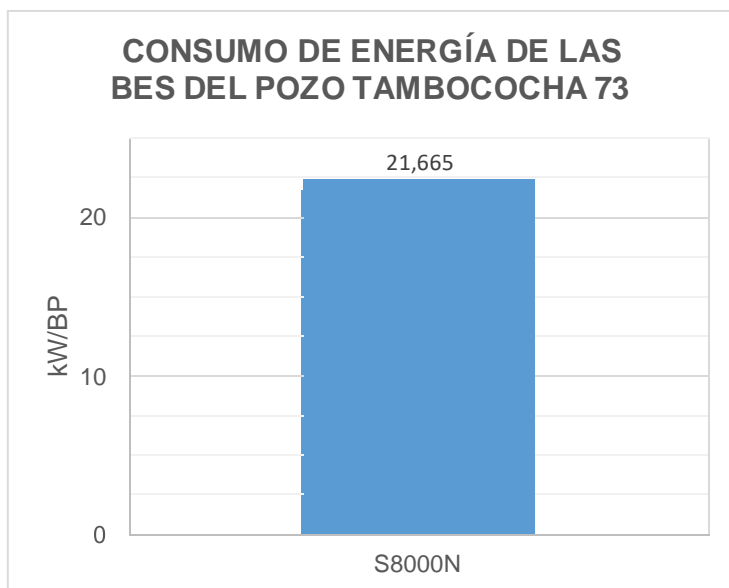
FIGURA 3.11 ANÁLISIS DE LA BOMBA S8000N, POZO TAMBOCOCHA 73H



FUENTE: Catálogo REDA
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

La figura 3.12 muestra el consumo de energía de la bomba electrosumergible S8000N, de acuerdo con la información de Petroamazonas EP.

FIGURA 3.12 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BOMBAS DEL POZO TAMBOCOCHA 73H



FUENTE: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
ELABORACIÓN: Ronny Gavilanes.

En resumen, el pozo Tambococha 73, produce 2 500 BFPD con un BSW de 78% al 1 de diciembre del 2020, en el análisis de la figura 3.11 se tiene que la bomba S8000N se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 70 Hz, por último, se muestra que el consumo promedio de energía de la bomba S8000N es 21,665 kW/BP.

En vista que los pozos seleccionados son relativamente nuevos, con una alta producción de fluidos por día y que las bombas electrosumergibles, que tienen en promedio 2 años de operación y otras son nuevas, están operando dentro del rango permitido y favorable por el fabricante; no se realizó el análisis nodal debido a que no hubo inconvenientes en el momento de realizar el análisis técnico.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

La evaluación de un proyecto tiene como objetivo principal contribuir en la toma de decisiones acerca del beneficio que este puede aportar ya sea a corto plazo o largo plazo, mediante el uso de indicadores financieros como: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio-costos (B/C) y tiempo de recuperación de la inversión (TRI). Con los resultados del análisis se podrá determinar si el proyecto de optimización es factible o no.

Algunas variables que se debe tomar en cuenta son:

- Precio de venta del petróleo
- Costo operativo de producción

Se realiza el análisis económico basándose en la producción de los pozos desde la fecha de la implementación del sistema de bombeo electrosumergible.

4.1.1 TÉRMINOS GENERALES

4.1.1.1 INVERSIÓN

Es la aplicación de recursos económicos que se realiza en el presente con el fin de incrementar los activos fijos de una empresa.

4.1.1.2 COSTO

En producción es el valor de un conjunto de bienes y servicios que se utiliza para obtener un producto terminado. En el proyecto es el valor en dólares que le cuesta a la empresa producir un barril de petróleo.

Los costos se clasifican por el comportamiento en su volumen de producción en:

4.1.1.2.1 COSTO FIJO

Son aquellos que no dependen de su volumen de producción, permanecen fijos, por ejemplo: sueldo de los empleados, alquiler de torres de perforación o de reacondicionamiento.

4.1.1.2.2 COSTO VARIABLE

Son aquellos que dependen de la producción, por ejemplo, la energía eléctrica, mientras más se produce petróleo, más energía eléctrica se consume.

4.1.1.2.3 COSTOS TOTALES

Es la suma de los costos fijos y de los costos variables en un tiempo determinado.

4.1.1.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es un indicador financiero que nos permite analizar la conveniencia de un proyecto mediante el cálculo de los diferentes flujos de fondo que se realizan en un tiempo descontados en la actualidad, a este valor se le llama valor actual neto del proyecto.

Para su cálculo se utiliza el flujo de fondos neto que es la diferencia entre los ingresos y los egresos periodo a periodo.

Utilizando una tasa de interés que permite actualizar el valor del dinero llamada tasa de descuento, esta tasa es fijada por la persona que evalúa el proyecto. Para su cálculo se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+d)^k} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (4.1)$$

Dónde:

VAN= Valor actual neto

n= periodo de análisis

F= Flujo de caja

d= tasa de actualización o tasa de descuento

Se considera que el proyecto es viable si el VAN es positivo.

Si VAN (+), se debe ejecutar el proyecto.

Si VAN (0), el proyecto es irrelevante puede ejecutarse o no.

Si VAN (-), no se debe ejecutar el proyecto.

4.1.1.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno representa la máxima rentabilidad que se puede obtener en un proyecto. Es la tasa de la fórmula de valor actual neto igualada a cero, si el resultado es mayor a la tasa de descuento, el proyecto se debe ejecutar, caso contrario se debe rechazar.

Para obtener la tasa interna de retorno se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+d)^k} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} = 0 \quad (4.2)$$

Donde:

d= tasa interna de retorno

F= flujo de fondos neto

Se debe considerar la primera respuesta real positiva.

4.1.1.5 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (B/C)

Es un método financiero que permite analizar el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a la comunidad, consiste en dividir el valor presente de los ingresos para el valor presente de los egresos.

Para esto se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum VP(+)}{\sum VP(-)} = \frac{\frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \frac{F_4}{(1+d)^4}}{F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1}} \quad (4.3)$$

Dónde:

VP (+) = Valor presente de los ingresos

VP (-) = Valor presente de los egresos

F= Flujo de fondos neto

d= tasa de descuento

Viabilidad del proyecto mediante el indicador beneficio-costo

Si B/C >1; el proyecto es viable

Si B/C=1; el proyecto es irrelevante

Si B/C<1; el proyecto no es viable

4.1.1.6 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El tiempo de recuperación de la inversión es el tiempo en el cual se empieza a generar ingresos suficientes para cubrir el valor de la inversión realizada por la empresa.

4.1.2 INGRESOS

Los ingresos de este proyecto se obtienen de la producción diaria de petróleo, dependiendo de la variación del costo por barril.

4.1.3 EGRESOS

Se considera como egreso para este proyecto el costo operativo de producción por barril que en el año 2020 tiene un valor de \$4,15/barril.

4.1.4 ESCENARIOS PROPUESTOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Se ha establecido 3 escenarios hipotéticos para la elaboración del análisis económico, a continuación, se detalla los mismos:

- Escenario 1, precio del petróleo de \$35
- Escenario 2, precio del petróleo de \$45
- Escenario 3, precio del petróleo de \$55

4.1.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS

4.1.5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 43H

Los resultados del análisis económico para el pozo Tambococha 43H se detallan en la Tabla 4.1 y en los Anexos 1, 2 y 3.

TABLA 4.22 ANÁLISIS ECONOMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 43H

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO		
	45 USD/BP	55 USD/BP	65 USD/BP
VAN	\$ 35 390 832,20	\$ 47 068 547,36	\$ 58 746 460,07
B/C	3,07	3,76	4,43
TIR	41 días	38 días	36 días

Fuente: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
Elaboración: Ronny Gavilanes.

4.1.5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 72H

Los resultados del análisis económico para el pozo Tambococha 72H se detallan en la Tabla 4.2 y en los Anexos 4, 5 y 6.

TABLA 4.23 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 72H

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO		
	45 USD/BP	55 USD/BP	65 USD/BP
VAN	\$ 2 262 886,27	\$ 3 193 202,45	\$ 4 123 716,17
B/C	2,19	2,67	3,16
TIR	115 días	78 días	63 días

Fuente: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.
Elaboración: Ronny Gavilanes.

4.1.5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 14H

Los resultados del análisis económico para el pozo Tambococha 72H se detallan en la Tabla 4.3 y en los Anexos 7, 8 y 9.

TABLA 4.24 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 14H

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO		
	45 USD/BP	55 USD/BP	65 USD/BP
VAN	\$ 29 316 503,36	\$ 39 023 952,94	\$ 48 731 600,05
B/C	3,05	3,73	4,41
TIR	43 días	39 días	37 días

Fuente: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

Elaboración: Ronny Gavilanes.

4.1.5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 40H

Los resultados del análisis económico para el pozo Tambococho 40H se detallan en la Tabla 4.4 y en los Anexos 10, 11 y 12.

TABLA 4.25 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 40H

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO		
	45 USD/BP	55 USD/BP	65 USD/BP
VAN	\$ 11 191 045,06	\$ 15 019 234,36	\$ 18 847 621,20
B/C	2,86	3,50	4,14
TIR	57 días	48 días	44 días

Fuente: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

Elaboración: Ronny Gavilanes.

4.1.5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 73H

Los resultados del análisis económico para el pozo Tambococho 73H se detallan en la Tabla 4.5 y en los Anexos 13, 14 y 15.

TABLA 4.26 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO TAMBOCOCHA 73H

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO		
	45 USD/BP	55 USD/BP	65 USD/BP
VAN	\$ 2 367 946,16	\$ 3 332 339,50	\$ 4 296 930,38
B/C	2,21	2,70	3,19
TRI	58 días	49 días	44 días

Fuente: Gerencia Bloque 43, Petroamazonas EP.

Elaboración: Ronny Gavilanes.

En los diferentes escenarios que se consideró para el análisis económico los indicadores financieros son positivos y los tiempos de recuperación de la inversión son tiempos cortos, en los cuales se va a generar utilidades para la empresa. Por lo que el proyecto es rentable.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El Campo Tambococha cuenta con 69 pozos en producción de los cuales; todos se encuentran produciendo por bombeo electrosumergible (PPS).
- El Campo Tambococha aporta en el mes de noviembre del 2020, con un promedio de 35 000 barriles de petróleo.
- Las características de fluido producido en el Campo Tambococha son variadas, la gravedad API (American Petroleum Institute) van desde 14 hasta 15 grados y el promedio de BSW del área es de aproximadamente 87%.
- La optimización de la producción y energía de los pozos seleccionados del Campo Tambococha no fue fundamental debido a que los pozos estudiados son relativamente nuevos.
- Con los datos proporcionados por la gerencia del Bloque 43, se pudo realizar las comparaciones correspondientes respecto a las bombas electrosumergibles instaladas como la capacidad de producción, la frecuencia y el consumo de energía.
- El pozo TMBA-043, produce 6594 BFPD con un BSW de 73% al 26 de noviembre del 2020, la bomba electrosumergible WE8500 se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 60 Hz, el consumo promedio de kilovatios por barril de petróleo de la bomba WE8500 es 34,0701 kW/BP, concluyendo que la instalación de la bomba WE8500 está trabajando en favorables condiciones en el pozo.
- El pozo TMBB-072, produce 4 217 BFPD con un BSW de 78% al 29 de noviembre del 2020, la bomba electrosumergible S8000N se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 70 Hz, sin embargo este pozo produce con una frecuencia inferior a la recomendada, el consumo promedio de kilovatios por barril de petróleo de la bomba S8000N es 40,5682 kW/BP, concluyendo que la instalación de la bomba WE8500 está trabajando en condiciones adecuadas en el pozo.

- El pozo TMBD-014H, produce 6 594 BFPD con un BSW de 73% al 26 de noviembre del 2020, la bomba electrosumergible S8000N se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 70 Hz, el consumo promedio de kilovatios por barril de petróleo de la bomba S8000N es 19,7288 kW/BP, concluyendo que la instalación de la bomba WE8500 está trabajando en condiciones apropiadas para el pozo.
- El pozo TMBD-040H, produce 5 694 BFPD con un BSW de 90% al 26 de noviembre del 2020, la bomba electrosumergible NP(4700-6300)H se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, cerca del punto de eficiencia máxima, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 67 Hz, el consumo promedio de kilovatios por barril de petróleo de la bomba NP(4700-6300)H es 44,929 kW/BP, concluyendo que la instalación de la bomba WE8500 está trabajando en perfectas condiciones en el pozo.
- El pozo TMBD-073, produce 2 403 BFPD con un BSW de 78% al 1 de diciembre del 2020, la bomba electrosumergible S8000N se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante, sus frecuencias adecuadas de trabajo están entre 50 Hz y 60 Hz, el consumo promedio de kilovatios por barril de petróleo de la bomba WE8500 es 34,0701 kW/BP, concluyendo que la instalación de la bomba WE8500 está trabajando en óptimas condiciones en el pozo.
- Para el análisis económico se consideró tres diferentes escenarios, en los cuales mediante los indicadores financieros se obtuvo como resultado la viabilidad del proyecto, debido a que los tiempos de recuperación de la inversión son cortos, es decir entre 30 a 60 días según sea el caso, generando de esta manera grandes utilidades para la empresa.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar una evaluación y monitoreo constante sobre el comportamiento de los pozos, para obtener todos los parámetros sobre el funcionamiento del equipo de bombeo electrosumergible, con el objetivo de obtener información actualizada que permita realizar un análisis completo con información confiada, mediante pruebas de B'UP y análisis PVT.
- Para aumentar la vida útil del equipo de bombeo electrosumergible se recomienda realizar el adecuado mantenimiento cada cierto tiempo para un mejor funcionamiento de las bombas electrosumergibles.
- Efectuar estudios que permitan disminuir o mantener la producción de agua, ya que BSW del Campo Tambococha es de medio a alto, su control puede reducir costos y un aumento en la producción de hidrocarburos.
- No es recomendable realizar el cambio de BES para optimizar a producción debido a que son bombas recién instaladas, por lo que se generaría un costo innecesario.
- Debido a que el Campo Tambococha tiene muy poco tiempo de operación y producción de hidrocarburos, se recomienda realizar la optimización de la producción y consumo de energía en un periodo de 5 años.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Bacón Giovanni. (Junio 2010). Estudio del Sistema de Bombeo Electrosumergible, del campo Lago Agrio, mediante el software Subpump 7.0 (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional.
2. Bánzer Carlos. (Enero 1996). Correlaciones numéricas PVT. Universidad de Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras.
3. Bernoulli Daniel. (1738). Hidrodinámica.
4. Brown Kermit. (1977). The Technology of Artificial Lift Methods. Petroleum Publishing Co. The Universidad of Tulsa. Vol. 2b.
5. Centeno, A. (Enero 2016). Estudio Técnico Económico para Optimizar la Producción en el Campo Sacha Norte 1 Mediante el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible (Tesis de grado). Escuela Politécnica Nacional.
6. García, E., Sánchez, J., Baños, T., Molina, I., Valencia, F., ... Tapia, R., (Mayo 2015). Electric Submersible Pumping, First Application In A Mature Field In Mexico, Using The Unconventional Technology With Synchronous Permanent Magnet Motor (PMM) + Power Save Pump. Society of Petroleum Engineers.
7. Gonzáles, S. y Gutiérrez, R., (Junio 2015). Análisis comparativo de las operaciones de perforación de los campos Auca, Sacha y Shushufindi del centro Oriente Ecuatoriano para definir los parámetros óptimos del proceso de perforación (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional.
8. Hirschfeldt, C. y Bertomeu, F. (Julio 2014). Análisis y revisión de las mejoras prácticas y nuevas tecnologías en ESP. Society of Petroleum Engineers.
9. Jaramillo, J. (Octubre 2011). Estudio de sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo Parahuacu para incrementar su producción (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional.
10. Melo, V. (2014). Bombas Electrosumergibles. Escuela Politécnica Nacional.
11. Perelman, O. y Gabnasyrov. M., (Enero 2013). Innovation and Power Saving in Oil Production. Arsenal Novomet Solution. Rusia.
12. Pesántez Bladimir (Enero 2016). Análisis técnico económico del desempeño del sistema de levantamiento artificial electrosumergible para optimizar la producción en 8 pozos del campo Sacha (Tesis de Grado). Universidad Central del Ecuador.

13. Ramírez, M. (Julio 2014). Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Troblu Shooting. ESP OIL (Engineering Consultant).
14. Refaie, A., Abdou, H., Seleim, A., Biasin, G., ...Letunov, D. (Abril 2013). Permanent Magnet Motor Application for ESP Artificial Lift. Society of Petroleum Engineers.
15. Robles, F. y Sánchez, D. (Julio 2012). Optimización Del Bombeo Electrosumergible En La Producción De Petróleo En El Área Cuyabeno (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional.
16. Seczon, L. y Sagalovskiy, A. (Mayo 2013). Field Experience with the Application and Operation of Permanent Motors in the ESP Industry: Success Stories and Lessons Learned. Society of Petroleum Engineers. Colombia.
17. Takacs, G, (Ed.). (2010). Electrical Submersible Pumps Manual. Elsevier, USA.
18. Valenzuela Jonathan (Enero 2013). Manual de tipos de motores eléctricos, reconocimiento y sus aplicaciones en la industria. (Tesis de grado). Escuela Politécnica Nacional.

ANEXOS

ANEXO 1. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 43H (ESCENARIO 1)

MES	PERIODO	TBCHA 43H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612000	0	0	0	0	-612000	-612000	-612000
2	1	4131,63	123948,75	5577693,75	5577693,75	0	1756353,79	500	1756853,79	1756853,788	3820839,96	3773873,585	3161873,585
3	2	3916,71	117501,43	5287564,29	10865258,04	0	1664995,24	500	1665495,24	3422349,03	3622069,04	3533570,221	6695443,806
4	3	3541,00	106230,00	4780350,00	15645608,04	0	1505279,1	500	1505779,1	4928128,13	3274570,9	3155294,502	9850738,309
5	4	3184,80	95544,00	4299480,00	19945088,04	0	1353858,48	500	1354358,48	6282486,61	2945121,52	2802962,082	12653700,39
6	5	2835,67	85070,00	3828150,00	23773238,04	0	1205441,9	500	1205941,9	7488428,51	2622208,1	2464958,768	15118659,16
7	6	2829,88	84896,25	3820331,25	27593569,29	0	1202979,86	500	1203479,86	8691908,373	2616851,39	2429685,517	17548344,67
8	7	2552,14	76564,29	3445392,86	31038962,14	0	1084915,93	500	1085415,93	9777324,301	2359976,93	2164249,19	19712593,86
9	8	2421,14	72634,29	3268542,86	34307505,00	0	1029227,83	500	1029727,83	10807052,13	2238815,03	2027898,532	21740492,4
10	9	2141,60	64248,00	2891160,00	37198665,00	0	910394,16	500	910894,16	11717946,29	1980265,84	1771658,466	23512150,86
11	10	2027,67	60830,00	2737350,00	39936015,00	0	861961,1	500	862461,1	12580407,39	1874888,9	1656763,61	25168914,47
12	11	2101,60	63048,00	2837160,00	42773175,00	0	893390,16	500	893890,16	13474297,55	1943269,84	1696081,122	26864995,59
13	12	2067,63	62028,75	2791293,75	45564468,75	0	878947,388	500	879447,388	14353744,94	1911846,36	1648143,416	28513139,01
14	13	1879,75	56392,50	2537662,50	48102131,25	0	799081,725	500	799581,725	15153326,66	1738080,78	1479927,593	29993066,6
15	14	1795,25	53857,50	2423587,50	50525718,75	0	763160,775	500	763660,775	15916987,44	1659926,73	1396008,073	31389074,68
16	15	1746,60	52398,00	2357910,00	52883628,75	0	742479,66	500	742979,66	16659967,1	1614930,34	1341471,058	32730545,73
17	16	1764,20	52926,00	2381670,00	55265298,75	0	749961,42	500	750461,42	17410428,52	1631208,58	1338337,082	34068882,82
18	17	1931,13	57933,75	2607018,75	57872317,50	0	820921,238	500	821421,238	18231849,76	1785597,51	1446998,522	35515881,34
19	18	2108,29	63248,57	2846185,71	60718503,21	0	896232,257	500	896732,257	19128582,01	1949453,46	1560363,875	37076245,21
20	19	1941,88	58256,25	2621531,25	63340034,46	0	825491,063	500	825991,063	19954573,07	1795540,19	1419504,086	38495749,3
21	20	1818,80	54564,00	2455380,00	65795414,46	0	773171,88	500	773671,88	20728244,95	1681708,12	1313169,052	39808918,35

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 2. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 43H (ESCENARIO 2)

MES	PERIODO	TBCHA 43H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	4131,63	123948,75	6817181,25	6817181,25	0	1756353,79	500	1756853,79	1756853,788	5060327,46	4998125,106	4385925,106
3	2	3916,71	117501,429	6462578,57	13279759,82	0	1664995,24	500	1665495,24	3422349,03	4797083,33	4679875,12	9065800,226
4	3	3541,00	106230	5842650	19122409,82	0	1505279,1	500	1505779,1	4928128,13	4336870,9	4178900,176	13244700,4
5	4	3184,80	95544	5254920	24377329,82	0	1353858,48	500	1354358,48	6282486,61	3900561,52	3712283,505	16956983,91
6	5	2835,67	85070	4678850	29056179,82	0	1205441,9	500	1205941,9	7488428,51	3472908,1	3264643,745	20221627,65
7	6	2829,88	84896,25	4669293,75	33725473,57	0	1202979,86	500	1203479,86	8691908,373	3465813,89	3217927,409	23439555,06
8	7	2552,14	76564,2857	4211035,71	37936509,29	0	1084915,93	500	1085415,93	9777324,301	3125619,79	2866392,466	26305947,53
9	8	2421,14	72634,2857	3994885,71	41931395	0	1029227,83	500	1029727,83	10807052,13	2965157,89	2685813,364	28991760,89
10	9	2141,60	64248	3533640	45465035	0	910394,16	500	910894,16	11717946,29	2622745,84	2346457,621	31338218,51
11	10	2027,67	60830	3345650	48810685	0	861961,1	500	862461,1	12580407,39	2483188,9	2194293,756	33532512,27
12	11	2101,60	63048	3467640	52278325	0	893390,16	500	893890,16	13474297,55	2573749,84	2246362,51	35778874,78
13	12	2067,63	62028,75	3411581,25	55689906,25	0	878947,388	500	879447,388	14353744,94	2532133,86	2182874,019	37961748,8
14	13	1879,75	56392,5	3101587,5	58791493,75	0	799081,725	500	799581,725	15153326,66	2302005,78	1960094,096	39921842,89
15	14	1795,25	53857,5	2962162,5	61753656,25	0	763160,775	500	763660,775	15916987,44	2198501,73	1848952,794	41770795,69
16	15	1746,60	52398	2881890	64635546,25	0	742479,66	500	742979,66	16659967,1	2138910,34	1776724,51	43547520,2
17	16	1764,20	52926	2910930	67546476,25	0	749961,42	500	750461,42	17410428,52	2160468,58	1772572,344	45320092,54
18	17	1931,13	57933,75	3186356,25	70732832,5	0	820921,238	500	821421,238	18231849,76	2364935,01	1916477,506	47236570,05
19	18	2108,29	63248,5714	3478671,43	74211503,93	0	896232,257	500	896732,257	19128582,01	2581939,17	2066612,36	49303182,41
20	19	1941,88	58256,25	3204093,75	77415597,68	0	825491,063	500	825991,063	19954573,07	2378102,69	1880061,78	51183244,19
21	20	1818,80	54564	3001020	80416617,68	0	773171,88	500	773671,88	20728244,95	2227348,12	1739234,404	52922478,59

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 3. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 43H (ESCENARIO 3)

MES	PERIODO	TBCHA 43H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	4131,63	123948,75	8056668,75	8056668,75	0	1756353,79	500	1756853,79	1756853,788	6299814,96	6222376,627	5610176,627
3	2	3916,71	117501,429	7637592,86	15694261,61	0	1664995,24	500	1665495,24	3422349,03	5972097,61	5826180,019	11436356,65
4	3	3541,00	106230	6904950	22599211,61	0	1505279,1	500	1505779,1	4928128,13	5399170,9	5202505,849	16638862,49
5	4	3184,80	95544	6210360	28809571,61	0	1353858,48	500	1354358,48	6282486,61	4856001,52	4621604,928	21260467,42
6	5	2835,67	85070	5529550	34339121,61	0	1205441,9	500	1205941,9	7488428,51	4323608,1	4064328,721	25324796,14
7	6	2829,88	84896,25	5518256,25	39857377,86	0	1202979,86	500	1203479,86	8691908,373	4314776,39	4006169,302	29330965,45
8	7	2552,14	76564,2857	4976678,57	44834056,43	0	1084915,93	500	1085415,93	9777324,301	3891262,64	3568535,743	32899501,19
9	8	2421,14	72634,2857	4721228,57	49555285	0	1029227,83	500	1029727,83	10807052,13	3691500,74	3343728,196	36243229,38
10	9	2141,60	64248	4176120	53731405	0	910394,16	500	910894,16	11717946,29	3265225,84	2921256,776	39164486,16
11	10	2027,67	60830	3953950	57685355	0	861961,1	500	862461,1	12580407,39	3091488,9	2731823,902	41896310,06
12	11	2101,60	63048	4098120	61783475	0	893390,16	500	893890,16	13474297,55	3204229,84	2796643,899	44692953,96
13	12	2067,63	62028,75	4031868,75	65815343,75	0	878947,388	500	879447,388	14353744,94	3152421,36	2717604,623	47410558,58
14	13	1879,75	56392,5	3665512,5	69480856,25	0	799081,725	500	799581,725	15153326,66	2865930,78	2440260,599	49850819,18
15	14	1795,25	53857,5	3500737,5	72981593,75	0	763160,775	500	763660,775	15916987,44	2737076,73	2301897,516	52152716,7
16	15	1746,60	52398	3405870	76387463,75	0	742479,66	500	742979,66	16659967,1	2662890,34	2211977,962	54364694,66
17	16	1764,20	52926	3440190	79827653,75	0	749961,42	500	750461,42	17410428,52	2689728,58	2206807,605	56571502,26
18	17	1931,13	57933,75	3765693,75	83593347,5	0	820921,238	500	821421,238	18231849,76	2944272,51	2385956,49	58957458,75
19	18	2108,29	63248,5714	4111157,14	87704504,64	0	896232,257	500	896732,257	19128582,01	3214424,89	2572860,846	61530319,6
20	19	1941,88	58256,25	3786656,25	91491160,89	0	825491,063	500	825991,063	19954573,07	2960665,19	2340619,475	63870939,08
21	20	1818,80	54564	3546660	95037820,89	0	773171,88	500	773671,88	20728244,95	2772988,12	2165299,756	66036238,83

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 72H (ESCENARIO 1)

MES	PERIODO	TBCHA 72H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612000	0	0	0	0	-612000	-612000	-612000
2	1	1138,22	34146,67	1536600,00	1536600,00	0	483858,27	500	484358,27	484358,27	1052241,73	1039307,41	427307,41
3	2	1236,31	37089,23	1669015,38	3205615,38	0	525554,40	500	526054,40	1010412,67	1142960,98	1115034,76	1542342,17
4	3	919,00	27570,00	1240650,00	4446265,38	0	390666,90	500	391166,90	1401579,57	849483,10	818540,64	2360882,81

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 72H (ESCENARIO 2)

MES	PERIODO	TBCHA 72H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	1138,22	34146,6667	1878066,67	1878066,667	0	483858,267	500	484358,267	484358,2667	1393708,4	1376576,713	764376,713
3	2	1236,31	37089,2308	2039907,69	3917974,359	0	525554,4	500	526054,4	1010412,667	1513853,29	1476864,977	2241241,69
4	3	919,00	27570	1516350	5434324,359	0	390666,9	500	391166,9	1401579,567	1125183,1	1084198,253	3325439,943

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 6. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 72H (ESCENARIO 3)

MES	PERIODO	TBCHA 72H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	1138,22	34146,67	2219533,33	2219533,33	0	483858,27	500	484358,27	484358,27	1735175,07	1713846,02	1101646,02
3	2	1236,31	37089,23	2410800,00	4630333,33	0	525554,40	500	526054,40	1010412,67	1884745,60	1838695,19	2940341,21
4	3	919,00	27570,00	1792050,00	6422383,33	0	390666,90	500	391166,90	1401579,57	1400883,10	1349855,87	4290197,07

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 7. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 14H (ESCENARIO 1)

MES	PERIODO	TBCHA 14H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612000	0	0	0	0	-612000	-612000	-612000
2	1	3689,86	110695,71	4981307,14	4981307,14	0	1568558,27	500	1569058,27	1569058,27	3412248,87	3370304,96	2758304,96
3	2	3728,25	111847,50	5033137,50	10014444,64	0	1584879,08	500	1585379,08	3154437,35	3447758,43	3363518,57	6121823,53
4	3	3608,67	108260,00	4871700,00	14886144,64	0	1534044,20	500	1534544,20	4688981,55	3337155,80	3215599,74	9337423,28
5	4	2993,33	89800,00	4041000,00	18927144,64	0	1272466,00	500	1272966,00	5961947,55	2768034,00	2634422,48	11971845,76
6	5	2931,13	87934,00	3957030,00	22884174,64	0	1246024,78	500	1246524,78	7208472,33	2710505,22	2547960,86	14519806,62
7	6	2713,70	81411,00	3663495,00	26547669,64	0	1153593,87	500	1154093,87	8362566,20	2509401,13	2329920,46	16849727,08
8	7	2155,75	64672,50	2910262,50	29457932,14	0	916409,33	500	916909,33	9279475,52	1993353,18	1828031,85	18677758,93
9	8	1754,38	52631,25	2368406,25	31826338,39	0	745784,81	500	746284,81	10025760,33	1622121,44	1469303,02	20147061,95
10	9	1691,14	50734,29	2283042,86	34109381,25	0	718904,83	500	719404,83	10745165,16	1563638,03	1398919,53	21545981,48
11	10	1330,29	39908,57	1795885,71	35905266,96	0	565504,46	500	566004,46	11311169,62	1229881,26	1086796,40	22632777,88
12	11	1317,00	39510,00	1777950,00	37683216,96	0	559856,70	500	560356,70	11871526,32	1217593,30	1062712,43	23695490,31
13	12	1333,25	39997,50	1799887,50	39483104,46	0	566764,58	500	567264,58	12438790,89	1232622,93	1062605,97	24758096,28
14	13	1236,80	37104,00	1669680,00	41152784,46	0	525763,68	500	526263,68	12965054,57	1143416,32	973587,30	25731683,57
15	14	1271,40	38142,00	1716390,00	42869174,46	0	540472,14	500	540972,14	13506026,71	1175417,86	988533,29	26720216,86
16	15	1336,20	40086,00	1803870,00	44673044,46	0	568018,62	500	568518,62	14074545,33	1235351,38	1026166,94	27746383,80
17	16	1214,00	36420,00	1638900,00	46311944,46	0	516071,40	500	516571,40	14591116,73	1122328,60	920822,76	28667206,56
18	17	1055,50	31665,00	1424925,00	47736869,46	0	448693,05	500	449193,05	15040309,78	975731,95	790706,01	29457912,57
19	18	2713,70	81411,00	3663495,00	51400364,46	0	1153593,87	500	1154093,87	16194403,65	2509401,13	2008552,12	31466464,69
20	19	827,00	24810,00	1116450,00	52516814,46	0	351557,70	500	352057,70	16546461,35	764392,30	604307,27	32070771,96
21	20	819,33	24580,00	1106100,00	53622914,46	0	348298,60	500	348798,60	16895259,95	757301,40	591342,07	32662114,03
22	21	747,33	22420,00	1008900,00	54631814,46	0	317691,40	500	318191,40	17213451,35	690708,60	532713,11	33194827,14

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 8. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 14H (ESCENARIO 2)

MES	PERIODO	TBCHA 14H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	3689,86	110695,71	6088264,29	6088264,29	0	1568558,27	500	1569058,27	1569058,27	4519206,01	4463655,21	3851455,21
3	2	3728,25	111847,50	6151612,50	12239876,79	0	1584879,08	500	1585379,08	3154437,35	4566233,43	4454665,62	8306120,83
4	3	3608,67	108260,00	5954300,00	18194176,79	0	1534044,20	500	1534544,20	4688981,55	4419755,80	4258765,99	12564886,82
5	4	2993,33	89800,00	4939000,00	23133176,79	0	1272466,00	500	1272966,00	5961947,55	3666034,00	3489076,50	16053963,33
6	5	2931,13	87934,00	4836370,00	27969546,79	0	1246024,78	500	1246524,78	7208472,33	3589845,22	3374568,35	19428531,67
7	6	2713,70	81411,00	4477605,00	32447151,79	0	1153593,87	500	1154093,87	8362566,20	3323511,13	3085802,62	22514334,29
8	7	2155,75	64672,50	3556987,50	36004139,29	0	916409,33	500	916909,33	9279475,52	2640078,18	2421119,88	24935454,16
9	8	1754,38	52631,25	2894718,75	38898858,04	0	745784,81	500	746284,81	10025760,33	2148433,94	1946032,15	26881486,32
10	9	1691,14	50734,29	2790385,71	41689243,75	0	718904,83	500	719404,83	10745165,16	2070980,89	1852817,31	28734303,62
11	10	1330,29	39908,57	2194971,43	43884215,18	0	565504,46	500	566004,46	11311169,62	1628966,97	1439452,33	30173755,95
12	11	1317,00	39510,00	2173050,00	46057265,18	0	559856,70	500	560356,70	11871526,32	1612693,30	1407554,73	31581310,69
13	12	1333,25	39997,50	2199862,50	48257127,68	0	566764,58	500	567264,58	12438790,89	1632597,93	1407412,00	32988722,69
14	13	1236,80	37104,00	2040720,00	50297847,68	0	525763,68	500	526263,68	12965054,57	1514456,32	1289517,57	34278240,26
15	14	1271,40	38142,00	2097810,00	52395657,68	0	540472,14	500	540972,14	13506026,71	1556837,86	1309309,74	35587550,00
16	15	1336,20	40086,00	2204730,00	54600387,68	0	568018,62	500	568518,62	14074545,33	1636211,38	1359148,54	36946698,53
17	16	1214,00	36420,00	2003100,00	56603487,68	0	516071,40	500	516571,40	14591116,73	1486528,60	1219633,33	38166331,86
18	17	1055,50	31665,00	1741575,00	58345062,68	0	448693,05	500	449193,05	15040309,78	1292381,95	1047310,36	39213642,22
19	18	2713,70	81411,00	4477605,00	62822667,68	0	1153593,87	500	1154093,87	16194403,65	3323511,13	2660174,67	41873816,89
20	19	827,00	24810,00	1364550,00	64187217,68	0	351557,70	500	352057,70	16546461,35	1012492,30	800448,23	42674265,12
21	20	819,33	24580,00	1351900,00	65539117,68	0	348298,60	500	348798,60	16895259,95	1003101,40	783276,06	43457541,18
22	21	747,33	22420,00	1233100,00	66772217,68	0	317691,40	500	318191,40	17213451,35	914908,60	705628,69	44163169,87

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 9. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 14H (ESCENARIO 3)

MES	PERIODO	TBCHA 14H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	3689,86	110695,71	7195221,43	7195221,43	0	1568558,27	500	1569058,27	1569058,27	5626163,16	5557005,46	4944805,46
3	2	3728,25	111847,50	7270087,50	14465308,93	0	1584879,08	500	1585379,08	3154437,35	5684708,43	5545812,67	10490618,13
4	3	3608,67	108260,00	7036900,00	21502208,93	0	1534044,20	500	1534544,20	4688981,55	5502355,80	5301932,23	15792550,37
5	4	2993,33	89800,00	5837000,00	27339208,93	0	1272466,00	500	1272966,00	5961947,55	4564034,00	4343730,52	20136280,89
6	5	2931,13	87934,00	5715710,00	33054918,93	0	1246024,78	500	1246524,78	7208472,33	4469185,22	4201175,83	24337456,72
7	6	2713,70	81411,00	5291715,00	38346633,93	0	1153593,87	500	1154093,87	8362566,20	4137621,13	3841684,77	28179141,50
8	7	2155,75	64672,50	4203712,50	42550346,43	0	916409,33	500	916909,33	9279475,52	3286803,18	3014207,90	31193349,40
9	8	1754,38	52631,25	3421031,25	45971377,68	0	745784,81	500	746284,81	10025760,33	2674746,44	2422761,28	33616110,68
10	9	1691,14	50734,29	3297728,57	49269106,25	0	718904,83	500	719404,83	10745165,16	2578323,74	2306715,09	35922825,77
11	10	1330,29	39908,57	2594057,14	51863163,39	0	565504,46	500	566004,46	11311169,62	2028052,69	1792108,26	37714934,03
12	11	1317,00	39510,00	2568150,00	54431313,39	0	559856,70	500	560356,70	11871526,32	2007793,30	1752397,04	39467331,07
13	12	1333,25	39997,50	2599837,50	57031150,89	0	566764,58	500	567264,58	12438790,89	2032572,93	1752218,04	41219549,11
14	13	1236,80	37104,00	2411760,00	59442910,89	0	525763,68	500	526263,68	12965054,57	1885496,32	1605447,84	42824996,95
15	14	1271,40	38142,00	2479230,00	61922140,89	0	540472,14	500	540972,14	13506026,71	1938257,86	1630086,18	44455083,13
16	15	1336,20	40086,00	2605590,00	64527730,89	0	568018,62	500	568518,62	14074545,33	2037071,38	1692130,14	46147213,27
17	16	1214,00	36420,00	2367300,00	66895030,89	0	516071,40	500	516571,40	14591116,73	1850728,60	1518443,90	47665657,17
18	17	1055,50	31665,00	2058225,00	68953255,89	0	448693,05	500	449193,05	15040309,78	1609031,95	1303914,70	48969571,87
19	18	2713,70	81411,00	5291715,00	74244970,89	0	1153593,87	500	1154093,87	16194403,65	4137621,13	3311797,22	52281369,09
20	19	827,00	24810,00	1612650,00	75857620,89	0	351557,70	500	352057,70	16546461,35	1260592,30	996589,18	53277958,27
21	20	819,33	24580,00	1597700,00	77455320,89	0	348298,60	500	348798,60	16895259,95	1248901,40	975210,05	54253168,33
22	21	747,33	22420,00	1457300,00	78912620,89	0	317691,40	500	318191,40	17213451,35	1139108,60	878544,27	55131712,59

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 10. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 40H (ESCENARIO 1)

MES	PERIODO	TBCHA 40H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIV O	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612000	0	0	0	0	-612000	-612000	-612000
2	1	2133,67	64010,00	2880450,00	2880450,00	0	907021,70	500	907521,70	907521,70	1972928,30	1948676,75	1336676,75
3	2	1945,33	58360,00	2626200,00	5506650,00	0	826961,20	500	827461,20	1734982,90	1798738,80	1754789,81	3091466,56
4	3	2167,44	65023,13	2926040,63	8432690,63	0	921377,68	500	921877,68	2656860,58	2004162,94	1931161,22	5022627,78
5	4	1933,11	57993,33	2609700,00	11042390,63	0	821765,53	500	822265,53	3479126,11	1787434,47	1701155,96	6723783,74
6	5	2073,62	62208,46	2799380,77	13841771,39	0	881493,90	500	881993,90	4361120,01	1917386,87	1802404,46	8526188,20
7	6	2063,90	61917,00	2786265,00	16628036,39	0	877363,89	500	877863,89	5238983,90	1908401,11	1771905,95	10298094,15
8	7	262,75	7882,50	354712,50	16982748,89	0	111695,03	500	112195,03	5351178,93	242517,48	222403,97	10520498,12
9	8	253,50	7605,00	342225,00	17324973,89	0	107762,85	500	108262,85	5459441,78	233962,15	211920,81	10732418,93
10	9	228,25	6847,50	308137,50	17633111,39	0	97029,08	500	97529,08	5556970,85	210608,43	188422,28	10920841,21
11	10	174,00	5220,00	234900,00	17868011,39	0	73967,40	500	74467,40	5631438,25	160432,60	141767,81	11062609,02
12	11	171,75	5152,50	231862,50	18099873,89	0	73010,93	500	73510,93	5704949,18	158351,58	138208,86	11200817,89
13	12	170,00	5100,00	229500,00	18329373,89	0	72267,00	500	72767,00	5777716,18	156733,00	135114,66	11335932,54
14	13	131,50	3945,00	177525,00	18506898,89	0	55900,65	500	56400,65	5834116,83	121124,35	103134,03	11439066,57
15	14	118,00	3540,00	159300,00	18666198,89	0	50161,80	500	50661,80	5884778,63	108638,20	91365,36	11530431,93
16	15	117,00	3510,00	157950,00	18824148,89	0	49736,70	500	50236,70	5935015,33	107713,30	89474,00	11619905,93
17	16	110,33	3310,00	148950,00	18973098,89	0	46902,70	500	47402,70	5982418,03	101547,30	83315,23	11703221,16
18	17	108,00	3240,00	145800,00	19118898,89	0	45910,80	500	46410,80	6028828,83	99389,20	80542,24	11783763,40
19	18	117,40	3522,00	158490,00	19277388,89	0	49906,74	500	50406,74	6079235,57	108083,26	86511,02	11870274,42
20	19	204	6120,00	275400,00	19552788,89	0	86720,40	500	87220,40	6166455,97	188179,60	148769,55	12019043,97

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 11. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 40H (ESCENARIO 2)

MES	PERIODO	TBCHA 40H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	2133,67	64010	3520550	3520550	0	907021,7	500	907521,7	907521,7	2613028,3	2580908,537	1968708,537
3	2	1945,33	58360	3209800	6730350	0	826961,2	500	827461,2	1734982,9	2382338,8	2324130,584	4292839,121
4	3	2167,44	65023,125	3576271,88	10306621,88	0	921377,681	500	921877,681	2656860,581	2654394,19	2557707,762	6850546,883
5	4	1933,11	57993,3333	3189633,33	13496255,21	0	821765,533	500	822265,533	3479126,115	2367367,8	2253096,224	9103643,107
6	5	2073,62	62208,4615	3421465,38	16917720,59	0	881493,9	500	881993,9	4361120,015	2539471,48	2387183,726	11490826,83
7	6	2063,90	61917	3405435	20323155,59	0	877363,89	500	877863,89	5238983,905	2527571,11	2346790,86	13837617,69
8	7	262,75	7882,5	433537,5	20756693,09	0	111695,025	500	112195,025	5351178,93	321342,475	294691,5212	14132309,21
9	8	253,50	7605	418275	21174968,09	0	107762,85	500	108262,85	5459441,78	310012,15	280806,2192	14413115,43
10	9	228,25	6847,5	376612,5	21551580,59	0	97029,075	500	97529,075	5556970,855	279083,425	249683,9074	14662799,34
11	10	174,00	5220	287100	21838680,59	0	73967,4	500	74467,4	5631438,255	212632,6	187894,8422	14850694,18
12	11	171,75	5152,5	283387,5	22122068,09	0	73010,925	500	73510,925	5704949,18	209876,575	183179,7568	15033873,94
13	12	170,00	5100	280500	22402568,09	0	72267	500	72767	5777716,18	207733	179080,1724	15212954,11
14	13	131,50	3945	216975	22619543,09	0	55900,65	500	56400,65	5834116,83	160574,35	136724,6072	15349678,72
15	14	118,00	3540	194700	22814243,09	0	50161,8	500	50661,8	5884778,63	144038,2	121136,9677	15470815,69
16	15	117,00	3510	193050	23007293,09	0	49736,7	500	50236,7	5935015,33	142813,3	118630,4473	15589446,13
17	16	110,33	3310	182050	23189343,09	0	46902,7	500	47402,7	5982418,03	134647,3	110472,3681	15699918,5
18	17	108,00	3240	178200	23367543,09	0	45910,8	500	46410,8	6028828,83	131789,2	106798,2993	15806716,8
19	18	117,40	3522	193710	23561253,09	0	49906,74	500	50406,74	6079235,57	143303,26	114701,4971	15921418,3
20	19	204	6120	336600	23897853,09	0	86720,4	500	87220,4	6166455,97	249379,6	197152,5692	16118570,87

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 12. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 40H (ESCENARIO 3)

MES	PERIODO	TBCHA 40H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	2133,67	64010,00	4160650,00	4160650,0	0	907021,70	500	907521,70	907521,70	3253128,30	3213140,33	2600940,33
3	2	1945,33	58360,00	3793400,00	7954050,0	0	826961,20	500	827461,20	1734982,90	2965938,80	2893471,35	5494411,68
4	3	2167,44	65023,13	4226503,13	12180553,1	0	921377,68	500	921877,68	2656860,58	3304625,44	3184254,31	8678665,99
5	4	1933,11	57993,33	3769566,67	15950119,8	0	821765,53	500	822265,53	3479126,11	2947301,13	2805036,49	11483702,47
6	5	2073,62	62208,46	4043550,00	19993669,8	0	881493,90	500	881993,90	4361120,01	3161556,10	2971962,99	14455665,47
7	6	2063,90	61917,00	4024605,00	24018274,8	0	877363,89	500	877863,89	5238983,90	3146741,11	2921675,77	17377341,24
8	7	262,75	7882,50	512362,50	24530637,3	0	111695,03	500	112195,03	5351178,93	400167,48	366979,07	17744320,31
9	8	253,50	7605,00	494325,00	25024962,3	0	107762,85	500	108262,85	5459441,78	386062,15	349691,63	18094011,93
10	9	228,25	6847,50	445087,50	25470049,8	0	97029,08	500	97529,08	5556970,85	347558,43	310945,54	18404957,47
11	10	174,00	5220,00	339300,00	25809349,8	0	73967,40	500	74467,40	5631438,25	264832,60	234021,87	18638979,34
12	11	171,75	5152,50	334912,50	26144262,3	0	73010,93	500	73510,93	5704949,18	261401,58	228150,65	18867129,99
13	12	170,00	5100,00	331500,00	26475762,3	0	72267,00	500	72767,00	5777716,18	258733,00	223045,69	19090175,68
14	13	131,50	3945,00	256425,00	26732187,3	0	55900,65	500	56400,65	5834116,83	200024,35	170315,19	19260490,87
15	14	118,00	3540,00	230100,00	26962287,3	0	50161,80	500	50661,80	5884778,63	179438,20	150908,57	19411399,45
16	15	117,00	3510,00	228150,00	27190437,3	0	49736,70	500	50236,70	5935015,33	177913,30	147786,90	19559186,34
17	16	110,33	3310,00	215150,00	27405587,3	0	46902,70	500	47402,70	5982418,03	167747,30	137629,51	19696815,85
18	17	108,00	3240,00	210600,00	27616187,3	0	45910,80	500	46410,80	6028828,83	164189,20	133054,36	19829870,21
19	18	117,40	3522,00	228930,00	27845117,3	0	49906,74	500	50406,74	6079235,57	178523,26	142891,97	19972762,18
20	19	204,00	6120,00	397800,00	28242917,3	0	86720,40	500	87220,40	6166455,97	310579,60	245535,59	20218297,76

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 13. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 73H (ESCENARIO 1)

MES	PERIODO	TBCHA 40H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612000	0	0	0	0	-612000	-612000	-612000
2	1	2100,00	63000,00	2835000,00	2835000,00	0	892710,00	500	893210,00	893210,00	1941790,00	1917921,21	1305921,21
3	2	751,75	22552,50	1014862,50	3849862,50	0	319568,93	500	320068,93	1213278,93	694793,58	677817,53	1983738,73
4	3	529,00	15870,00	714150,00	4564012,50	0	224877,90	500	225377,90	1438656,83	488772,10	470968,55	2454707,29

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 14. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 73H (ESCENARIO 2)

MES	PERIODO	TBCHA 40H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	2100,00	63000	3465000	3465000	0	892710	500	893210	893210	2571790	2540177,145	1927977,145
3	2	751,75	22552,5	1240387,5	4705387,5	0	319568,925	500	320068,925	1213278,925	920318,575	897832,2257	2825809,371
4	3	529,00	15870	872850	5578237,5	0	224877,9	500	225377,9	1438656,825	647472,1	623887,8986	3449697,269

Elaboración: Ronny Gavilanes.

ANEXO 15. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO TAMBOCHA 73H (ESCENARIO 3)

MES	PERIODO	TBCHA 40H BPPD	BPPM	INGRESOS	INGRESOS ACUMULADOS	COSTO DE INVERSION	COSTO OPERATIVO	COSTO RENTA EQUIPO	EGRESOS	EGRESOS ACUMULADOS	FLUJO DE CAJA NETO	FLUJO DE CAJA NETO ACTUALIZADO	FLUJO ACUMULADO
1	0	0	0	0	0	612200	0	0	0	0	-612200	-612200	-612200
2	1	2100,00	63000,00	4095000,00	4095000,0	0	892710,00	500	893210,00	893210,00	3201790,00	3162433,08	2550233,08
3	2	751,75	22552,50	1465912,50	5560912,5	0	319568,93	500	320068,93	1213278,93	1145843,58	1117846,92	3668080,01
4	3	529,00	15870,00	1031550,00	6592462,5	0	224877,90	500	225377,90	1438656,83	806172,10	776807,24	4444887,25

Elaboración: Ronny Gavilanes.