

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
LA PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL
CAMPO AUCA**

**ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
LA PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL
CAMPO AUCA NORTE**

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

JUSTINE VERENISSE SUÁREZ MARTINEZ

justine.suarez@epn.edu.ec

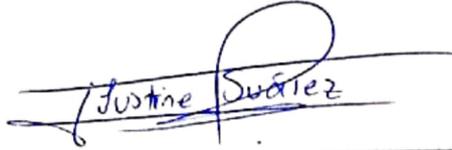
DIRECTOR: MSc. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO

vinicio.melo@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2023

CERTIFICACIONES

Yo, Justine Verenisse Suárez Martínez declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A handwritten signature in blue ink, reading "Justine Suárez", written over a horizontal line.

JUSTINE VERENISSE SUÁREZ MARTINEZ

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Justine Verenisse Suárez Martínez, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, reading "V. Melo", written over a horizontal line.

MSc. Vinicio René Melo Gordillo

DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmo que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales corresponde al autor que ha contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Justine Verenisse Suárez Martínez

DEDICATORIA

A Dios, por darme fortaleza, sabiduría y entendimiento para encontrar el camino correcto.

A mis padres, Olgui y Vinicio, por guiarme en mi camino siempre y brindarme su amor y apoyo incondicional.

A mis hermanos, Jean Pierre y Germán, por confiar en mí y permitirme ser un ejemplo para seguir en sus vidas.

A mi tía Ligia, que la considero como mi segunda madre, por sus consejos y enseñanzas para poder enfrentar la vida.

A Jonathan, por ser la persona que me ayudo a encontrar valor en mí y poder culminar esta aventura, gracias por tu amor y comprensión.

A todas las personas que confiaron en mi proceso y me brindaron una palabra de aliento para no caer.

Justine Suárez Martínez

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por siempre ser la luz de mi vida y guía de mi camino. Gracias por la vida y la salud, porque me ha dado fortaleza y sabiduría para enfrentar la vida y su ayuda para enfrentar momentos difíciles.

A mis padres, Olgui y Vinicio, desde el fondo de mi corazón quiero agradecerles por siempre estar a mi lado y guiarme de manera adecuada, por el amor y la paciencia que han tenido conmigo; pero sobre todo quiero agradecerles por los consejos de vida y la confianza que siempre depositaron en mí.

A mis hermanos, Jean Pierre y Germán, gracias por formar parte de mi vida, por sus locuras y ocurrencias que siempre me sacan una sonrisa.

A mi tía Ligia, quiero agradecerle por el amor y el cariño que siempre me brindó, por ser incondicional en mi vida y velar por mi bienestar.

A Jonathan, mi compañero de aventuras y aprendizajes, quiero agradecerle por todo el amor y comprensión que me ha brindado, por su apoyo incondicional y por ser mi soporte para seguir adelante.

A la Escuela Politécnica Nacional, por haberme dado la oportunidad de formar parte de ella, por enseñarme valores éticos y morales para ser una profesional correcta. A todos los docentes que conforman la Facultad de Geología y Petróleos por impartir sus conocimientos y brindarme su apoyo y confianza para culminar de manera exitosa mi carrera universitaria.

A todas las personas que depositaron su confianza en mí y me acompañaron en esta aventura universitaria, dando palabras de apoyo y soporte para que no me desanime. Les agradezco por formar parte de este logro tan grande en mi vida.

Justine Suárez Martínez

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
RESUMEN.....	XIV
ABSTRACT	XV
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1. Objetivo general	2
1.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Alcance.....	2
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. Breve Reseña Histórica	4
2.2. Ubicación Geográfica	4
2.3. Geología del Campo.....	5
2.3.1. Estructura Auca	5
2.3.2. Estratigrafía y formaciones principales	6
2.4. Reservas	9
2.4.1. Petróleo Original En Sitio (POES).....	9
2.4.2. Reservas Probadas	9
2.4.3. Reservas no Probadas	10
2.4.4. Reservas Remanentes	10
2.4.5. Reservas del Campo Auca	10
2.5. Historial de Producción	10
2.6. Estado Actual de los pozos.....	11
2.6.1. Pozo Auca – 020	11
2.6.2. Pozo Auca – 139	12

2.6.3.	Pozo Auca M – 148	12
2.6.4.	Pozo Auca M – 149	13
2.7.	Generalidades del Bombeo Electrosumergible (BES)	14
2.7.1.	Curvas Características de las Bombas Electrosumergibles	16
2.7.2.	Parámetros	18
2.7.3.	Ventajas	18
2.7.4.	Desventajas	18
3.	METODOLOGÍA	19
3.1.	Recopilación bibliográfica	19
3.2.	Recolección de datos	19
3.3.	Análisis de la información	20
3.3.1.	Programa PIPESIM	21
3.3.2.	Análisis Nodal	21
3.3.3.	Curva IPR	23
3.4.	Análisis Económico	23
3.5.	Evaluación y Análisis de Resultados	24
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	25
4.1.	Uso del software PIPESIM	25
4.1.1.	Descripción General del pozo	25
4.1.2.	Datos del revestimiento y tubería de producción	25
4.1.3.	Surveys	26
4.1.4.	Equipo de Fondo	27
4.1.5.	Equipo de levantamiento artificial	27
4.1.6.	Datos de transferencia de calor	28
4.1.7.	Completaciones	28
4.1.8.	Análisis Nodal	30
4.2.	Análisis Técnico	30
4.2.1.	Pozo ACA – 020	30
4.2.2.	Pozo ACA – 139	33

4.2.3.	Pozo ACAM – 148	38
4.2.4.	Pozo ACAM – 149	43
4.3.	Análisis Económico.....	48
4.3.1.	Indicadores Financieros.....	48
4.3.2.	Costos Operacionales	49
4.3.3.	Ingresos.....	50
4.3.4.	Egresos	50
4.3.5.	Criterios para realizar el Análisis Económico	51
4.4.	Estudio Económico Aplicado al Proyecto.....	52
4.4.1.	Escenario 1	52
4.4.2.	Escenario 2	52
4.5.	Análisis de Resultados	55
5.	CONCLUSIONES.....	56
6.	RECOMENDACIONES.....	57
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	58
8.	ANEXOS.....	60
	ANEXO I	62
	ANEXO II	63
	ANEXO III	67
	ANEXO IV.....	71
	ANEXO V	73
	ANEXO VI.....	77
	ANEXO VII.....	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Coordenadas geográficas y UTM	4
Tabla 2.2 Reservorios del Campo Auca	7
Tabla 2.3 Reservas estimadas de petróleo.....	10
Tabla 2.4 Producción Actual ACA – 020.....	11
Tabla 2.5 Datos PVT y de reservorio ACA – 020.....	11
Tabla 2.6 Producción Actual ACA – 139.....	12
Tabla 2.7 Datos PVT y de reservorio ACA – 139.....	12
Tabla 2.8 Producción Actual de ACAM – 148.....	13
Tabla 2.9 Datos PVT y de reservorio ACAM – 148.....	13
Tabla 2.10 Producción Actual ACAM – 149.....	14
Tabla 2.11 Datos PVT y de reservorio ACAM – 149.....	14
Tabla 3.1 Pozos de Estudio.....	20
Tabla 4.1 Parámetros de producción ACA – 020.....	31
Tabla 4.2 Pronóstico de producción por incremento de frecuencia ACA – 020.....	33
Tabla 4.3 Parámetros de producción ACA – 139.....	33
Tabla 4.4 Pronóstico de producción por rediseño de bomba ACA – 139	38
Tabla 4.5 Parámetros de producción ACAM – 148.....	38
Tabla 4.6 Pronóstico de producción por incremento de frecuencia ACAM – 148.....	40
Tabla 4.7 Pronóstico de producción por cambio de bomba ACAM -148	43
Tabla 4.8 Parámetros de producción ACAM – 149.....	43
Tabla 4.9 Pronóstico de producción por incremento de frecuencia ACAM – 149.....	45
Tabla 4.10 Pronóstico de producción por cambio de bomba ACAM -149	47
Tabla 4.11 Resultados Análisis Técnico	47
Tabla 4.12 Indicadores Financieros.....	48
Tabla 4.13 Costos por cambio o rediseño de equipo BES.....	50
Tabla 4.14 Tasa de declinación e Incremento de producción	51
Tabla 4.15 Resultados del Escenario 1	55

Tabla 4.16 Resultados del Escenario 255

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del Campo Auca en la Cuenca Oriente.....	5
Figura 2.2 Mapa Estructural del Campo Auca.....	6
Figura 2.3 Estratigrafía del Campo Auca.....	8
Figura 2.4 Esquema de un sistema BES.....	15
Figura 2.5 Curva de Comportamiento de una Bomba Electrosumergible	16
Figura 2.6 Curva Tornado de Bomba Electrosumergible	17
Figura 3.1 Ubicación de Nodos	22
Figura 3.2 Curva de Oferta y Demanda.....	23
Figura 4.1 Datos Generales Pozo ACA – 020	25
Figura 4.2 Diagrama de revestimientos y tubería de producción del pozo ACA-020	26
Figura 4.3 Survey del pozo ACA – 020	26
Figura 4.4 Equipo de fondo del pozo ACA – 020.....	27
Figura 4.5 Data de bomba BES del pozo ACA – 020	28
Figura 4.6 Datos de transferencia de calor.....	28
Figura 4.7 Completación del pozo ACA – 020.....	29
Figura 4.8 Datos PVT del pozo ACA – 020	29
Figura 4.9 Análisis Nodal del pozo ACA – 020	30
Figura 4.10 Análisis la permeabilidad relativa – ACA – 020	31
Figura 4.11 Curva de comportamiento de la bomba.....	32
Figura 4.12 Optimización del pozo ACA – 020	33
Figura 4.13 Análisis de la permeabilidad efectiva ACA – 139.....	34
Figura 4.14 Comportamiento de la bomba ACA – 139	35
Figura 4.15 Comportamiento actual de la bomba ACA – 139.....	35
Figura 4.16 Parámetros de diseño de la BES ACA – 139	36
Figura 4.17 Catálogo de Bombas ACA – 139.....	36
Figura 4.18 Parámetros de las bombas seleccionadas ACA – 139	37
Figura 4.19 Análisis Nodal con el rediseño de BES ACA – 139	37
Figura 4.20 Análisis de la permeabilidad efectiva ACAM – 148.....	38

Figura 4.21	Curva de rendimiento de la bomba ACAM – 148.....	39
Figura 4.22	Análisis de sensibilidades en la curva salida ACAM – 148	40
Figura 4.23	Curva de rendimiento ACAM – 148	40
Figura 4.24	Parámetros de diseño de la bomba ACAM – 148.....	41
Figura 4.25	Catálogo de Bombas ACAM – 148.....	41
Figura 4.26	Parámetros de las bombas seleccionadas ACAM – 148	42
Figura 4.27	Análisis nodal con bomba rediseñada ACAM – 148	42
Figura 4.28	Análisis de la permeabilidad efectiva ACAM – 149.....	43
Figura 4.29	Curva de comportamiento de la bomba ACAM – 149.....	44
Figura 4.30	Análisis de sensibilidades de la frecuencia ACAM – 149.....	44
Figura 4.31	Parámetros de diseño de la bomba ACAM – 149.....	45
Figura 4.32	Catálogo de Bombas ACAM – 149.....	46
Figura 4.33	Parámetros de las bombas seleccionadas ACAM – 149	46
Figura 4.34	Análisis nodal con cambio de bomba ACAM – 149	47
Figura 4.35	Estudio Económico del pozo ACAM – 148	53
Figura 4.36	Estudio económico del pozo ACAM – 148.....	54

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
AOF	Flujo abierto absoluto, BFPD	L^3
API	American Petroleum Institute	
ARCERNNR	Agencia de Regulación, Control y Energía de Recursos Naturales No Renovables	
BI	Barriles	
BES	Bombeo Electrosumergible	L^3
BF	Barril Fiscal	
BAPD	Barriles de agua por día	L^3
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo, bl/BF	L^3
BSW	Sedimentos básicos y agua, %	
cp	Centipoise	
D	Tasa de declinación, %	M/Lt
FR	Frecuencia, Hz	
GOR	Relación Gas – Petróleo, PCS/bl	
h	Levantamiento por etapa, ft/etapa	
h _o	Espesor neto, ft	
Hz	Hertz	L
IP	Índice de producción	
k	Permeabilidad, mD	L^4/M
MD	Profundidad medida, ft	
mD	Mili Darcys	L
N	Número de etapas	
PCS	Pie cubico estandar	
P _B	Presión de Burbuja, psi	L^3
pg	Pulgada	M/Lt ²
P _h	Diferencial de presión desarrollado por la bomba, psi	L
PIP	Presión de Intake de la bomba, psi	M/Lt ²
POES	Petróleo original en sitio, bl	M/Lt ²
ppm	Partes por millón	L^3
P _r	Presión de reservorio, psi	

PRI	Periodo de recuperación de la inversión, tiempo	M/Lt ²
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	t
P _{wf}	Presión de Fondo Fluyente, psi	M/Lt ²
Q _o	Tasa de petróleo producido, BFPD	M/Lt ²
RCB	Relación Costo – Beneficio	L ³ /t
Sw	Saturación de agua, %	
T	Temperatura, °F	
TDM	Tasa de declinación mensual, %	
TIR	Tasa Interna de Retorno, %	T
TVD	Profundidad vertical total, ft	
T _y	Temperatura de yacimiento, °F	L
USD	Dólares americanos	T
VAN	Valor Actual Neto, \$	
φ	Porosidad, %	
∇ _f	Gradiente del fluido, psi/ft	
γ _g	Gravedad específica del gas	M/L ² t ²
μ _o	Viscosidad del petróleo, cp	M/Lt

RESUMEN

El presente proyecto tiene por objetivo optimizar la producción en pozos que actualmente están produciendo con bombeo electrosumergible (BES). Se han seleccionado 4 pozos del campo Auca Norte, los cuales serán analizados técnica y económicamente para determinar alternativas de incremento de producción. Los pozos serán analizados en el software PIPESIM, donde se realizará el análisis nodal de cada uno y de esta manera se podrá conocer el estado en el que los yacimientos se encuentran actualmente. Para ello se requiere de información como: datos PVT y de reservorio, presiones de reservorio, historiales de producción, historiales de reacondicionamientos, surveys, etc.; con los cuales se estimará el comportamiento del yacimiento y su capacidad de entrega.

El desarrollo consta de 4 fases: recopilación bibliográfica para la construcción del marco teórico donde se detallará información del campo como: ubicación, geología, reservas, estado actual de los pozos y generalidades del bombeo electrosumergible. En la segunda fase se obtuvo una compilación de la data e información para realizar el proyecto; las cuales fueron proporcionadas por la Agencia de Regulación, Control y Energía de Recursos Naturales No Renovables. La tercera fase consta del análisis técnico realizado a los pozos donde se plantean 2 alternativas de optimización: incremento de frecuencia y rediseño o cambio de bomba, además se detalla un análisis económico donde se muestra si el proyecto planteado es viable técnica y económicamente. Para esto se plantearon 2 escenarios donde el precio del petróleo es un determinante para cada caso.

Como fase final, se establecen conclusiones y recomendaciones que se deben considerar para ejecutar de mejor manera el proyecto.

PALABRAS CLAVE: Bombeo Electrosumergible, Optimización, Análisis Nodal, PIPESIM.

ABSTRACT

This project aims to optimize production in wells that are currently producing with electric submersible pump (ESP). 4 wells have been selected from the Auca Norte field, which will be analyzed technically and economically to determine alternatives to increase production. The wells will be analyzed in the PIPESIM software, where the nodal analysis of each one will be carried out and, in this way, it will be possible to know the state in which the deposits are currently located. This requires information such as: PVT and reservoir data, reservoir pressures, production histories, reconditioning histories, surveys, etc.; with which the behavior of the deposit and its delivery capacity will be estimated.

The development consists of 4 phases: bibliographic compilation for the construction of the theoretical framework where information of the field will be detailed such as: location, geology, reserves, current state of the wells and generalities of the electric submersible pump. In the second phase, a compilation of the data and information was obtained to carry out the project, which were provided by the Agency for Regulation, Control and Energy of Non-Renewable Natural Resources. The third phase consists of the technical analysis carried out on the wells where 2 optimization alternatives are proposed: frequency increase and redesign or change of pump, in addition an economic analysis is detailed where it is shown if the proposed project is technically and economically viable. For this, 2 scenarios were proposed where the price of oil is a determinant for each case.

As a final phase, conclusions and recommendations are established that must be considered to better execute the project.

KEYWORDS: Electric Submersible Pump, Optimization, Nodal Analysis, PIPESIM.

1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

Las compañías de petróleo realizan continuamente grandes esfuerzos por optimizar su producción y de esta manera mejorar los resultados financieros. Con el continuo desarrollo tecnológico, la industria busca encontrar maneras rentables y adecuadas para incrementar sus ganancias. Una de las técnicas más utilizadas para optimizar la producción es el Análisis Nodal, debido a su efectividad y confiabilidad (Gil, 2010), además este tipo de técnica es aplicable a pozos que cuentan con bombeo electrosumergible. Actualmente, la mayoría de los pozos en el Ecuador cuentan con bombeo electrosumergible, debido a sus ventajas operativas.

Este proyecto tiene por objetivo realizar un estudio para optimizar la producción con bombeo electrosumergible mediante un análisis técnico – económico con el fin de tener un panorama de la aplicabilidad y beneficios que se pueden encontrar con la producción en la zona Auca Norte. La optimización tiene por objeto buscar mejores resultados en cuanto a eficacia y eficiencia en el desarrollo de una tarea. Por lo tanto, por medio de un análisis técnico se obtendrá maneras de optimizar la producción que actualmente tienen los pozos escogidos del campo Auca Norte; y, con este análisis se podrá observar las deficiencias que existen en el pozo y se buscará la alternativa más acertada para poder cumplir con el objetivo.

Para el desarrollo del tema se va a realizar un estudio de 4 pozos seleccionados del campo Auca Norte, los cuales deben contar con sistemas de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible. Con la información obtenida de los pozos, se realizará un análisis para determinar la producción del fluido total y se podrá realizar una comparación entre la producción actual de los pozos y la estimada en este estudio, logrando así obtener alternativas acordes a las necesidades de cada pozo.

El desarrollo del proyecto se basa en un análisis integral y completo de cada pozo, es decir, se requiere conocer historiales de producción, historiales de presión, reacondicionamientos, estado inicial y actual del yacimiento, y como punto muy importante las reservas remanentes con las que cuenta el campo. De esta manera, se establecerán escenarios de optimización reales y acorde a la situación de cada pozo.

Para finalizar, se presentará un soporte documental basado en los formatos institucionales, donde se detalle el análisis realizado a los pozos y la alternativa para optimizar la producción en los mismos. Este documento podrá ser utilizado por empresas que estén interesadas en la optimización de producción de pozos con bombeo electrosumergible.

1.1. Objetivo general

Optimizar la producción del campo Auca Norte mediante el análisis integral del Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosurgible.

1.2. Objetivos específicos

1. Seleccionar pozos del campo Auca Norte que cuenten con levantamiento artificial por bombeo electrosurgible.
2. Analizar y verificar los diseños del bombeo electrosurgible actual en los pozos disponibles del campo Auca Norte.
3. Realizar un análisis nodal para estimar la producción del fluido total.
4. Elaborar un análisis Técnico-Económico para la selección del modelo que mejor se ajuste a la optimización de la producción.

1.3. Alcance

Para delimitar el problema, se escogerá una muestra de 4 pozos del campo Auca Norte que cuenten con bombeo electrosurgible. Esta información será obtenida gracias al convenio existente entre la EPN y ARCERNR, donde se solicitará los datos como tesista. Para el desarrollo del siguiente proyecto se realizará un estudio de los estados actuales en los que se encuentran los pozos. Por lo tanto, para lograr optimizarlos se hará uso del análisis nodal para entender el comportamiento del reservorio. También, es de suma importancia realizar un análisis técnico de las condiciones actuales de las bombas BES. Todo el estudio ya mencionado será posible con el uso de softwares comerciales, los cuales están enfocados para este tipo de análisis.

El tipo de investigación que va a ser utilizada es la aplicada, debido a que el conocimiento obtenido con el desarrollo del proyecto será aplicado directamente en el problema planteado. Según Nicomedes (2018) este tipo de investigaciones están orientadas a mejorar, perfeccionar u optimizar el funcionamiento de los sistemas, por tanto, este tipo de investigación no se presta a la calificación de verdadero, falso o probable sino a la de eficiente, deficiente, ineficiente, eficaz o ineficaz.

La elaboración del proyecto va a estar dividido en varias fases, las cuales serán descritas a continuación. En primera instancia, se debe recolectar toda la información necesaria para el desarrollo del problema, por lo tanto, se va a requerir: estados mecánicos, historiales de

producción, historiales de presión, historiales de WO, parámetros petrofísicos, datos PVT, entre otras cosas.

Luego de haber obtenido la información técnica de los pozos, se va a realizar una investigación documental para establecer el marco teórico, donde será necesario la búsqueda de fuentes bibliográficas para su posterior desarrollo. En este apartado se colocarán generalidades del Campo Auca como: ubicación, geología, yacimientos productores, mecanismos de producción, propiedades de roca y fluido.

A continuación, se realizará el análisis técnico actual de los pozos, para conocer el estado en el que se encuentran y de esta manera tener un punto de partida para establecer alternativas de optimización. En este apartado, se realizará el análisis técnico de las condiciones actuales de la BES y con los resultados obtenidos estimar si la bomba requiere de un rediseño o no. De igual manera, se procederá con el análisis nodal de los pozos seleccionados para analizar el comportamiento actual de los reservorios. Para este fin, se hará uso de softwares comerciales diseñados para cumplir el objetivo de cada estudio.

Finalmente, al obtener los resultados técnicos se realizará un análisis económico para poder determinar la rentabilidad y viabilidad del proyecto, donde se describirán las alternativas que van acorde al objetivo del proyecto y que son las más eficaces para su desarrollo. Además, se presentará un soporte documental detallado, donde se describirá la metodología utilizada, marco teórico, análisis de resultados, análisis técnico – económico, conclusiones y recomendaciones. Así mismo, se realizará una comparación entre las diferentes alternativas para la optimización de la producción en los 4 pozos del campo Auca Norte.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Breve Reseña Histórica

El Campo Auca fue descubierto en febrero de 1970 con la perforación del pozo exploratorio Auca-01 por parte de la compañía Texaco, actual Chevron. El pozo fue perforado a una profundidad de 10578 pies y se realizó su completación en la arenisca T de la formación Napo y en la formación Hollín. Empezó con una producción de 3072 BPPD de aproximadamente 27° API y 31° API, respectivamente.

Con una producción relevante de las formaciones Hollín (HS + HI), Napo (T + U) y Basal Tena, el campo Auca en el año 2013 contaba con una producción de 36.240 BPPD a cargo de Petroamazonas EP, entidad pública que se encargaría de buscar una estrategia para incrementar su producción. Actualmente, el campo Auca tiene una producción de 77.500 BPPD.

2.2. Ubicación Geográfica

El campo Auca se encuentra en el bloque 61 localizado en la región Amazónica del Ecuador, en la provincia de Orellana en el cantón Francisco de Orellana. Se localiza a unos 260 km al este de Quito y 100 km al sur de la frontera con Colombia (Figura 2.1). Tiene las siguientes coordenadas geográficas y UTM:

Tabla 2.1 Coordenadas geográficas y UTM

Latitud	Longitud
0° 34'S y 0° 48'S	76° 50'W y 76° 54'W
Y _{min} : 9911645	X _{min} : 288964
Y _{máx} : 9936625	X _{máx} : 295000

Fuente: (ARCERNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

El campo se encuentra delimitado por los campos:

- **Norte:** Sacha, Culebra – Yulebra y Yuca
- **Sur:** Cononaco
- **Este:** Anaconda, Pindo y Conga
- **Oeste:** Puma

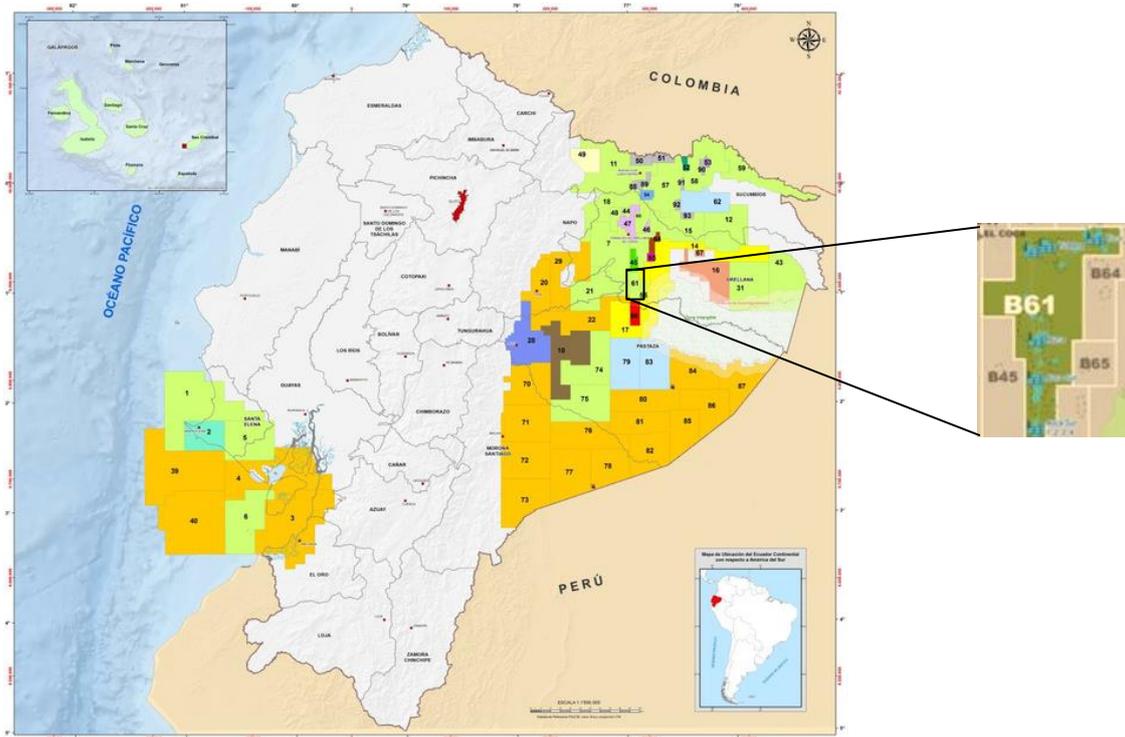


Figura 2.1 Ubicación del Campo Auca en la Cuenca Oriente

Fuente: (Petroenergía, 2020)

Modificado por: Justine Suárez

2.3. Geología del Campo

2.3.1. Estructura Auca

Formado durante el *Maastrichtiano – Paleoceno*, el campo Auca cuenta con un anticlinal bastante simétrico de aproximadamente 23 km de longitud, elongado en dirección NNO – S que se ensancha en dirección norte, con poca alteración tectónica en la base de la Caliza A (Baby et al., 2014). Se observan fallas que alcanzan las formaciones de Napo Basal y Hollín.

De acuerdo con Fierro, A. y Fraga A. (2009), existe una falla principal que tiene un rango de salto promedio entre 10 y 30 pies, con un máximo de 50 pies, en la parte central del campo a nivel de la formación Napo T. Se cuenta con fallas secundarias que tienen un rango de salto menor, que va de 5 a 20 pies aproximadamente.

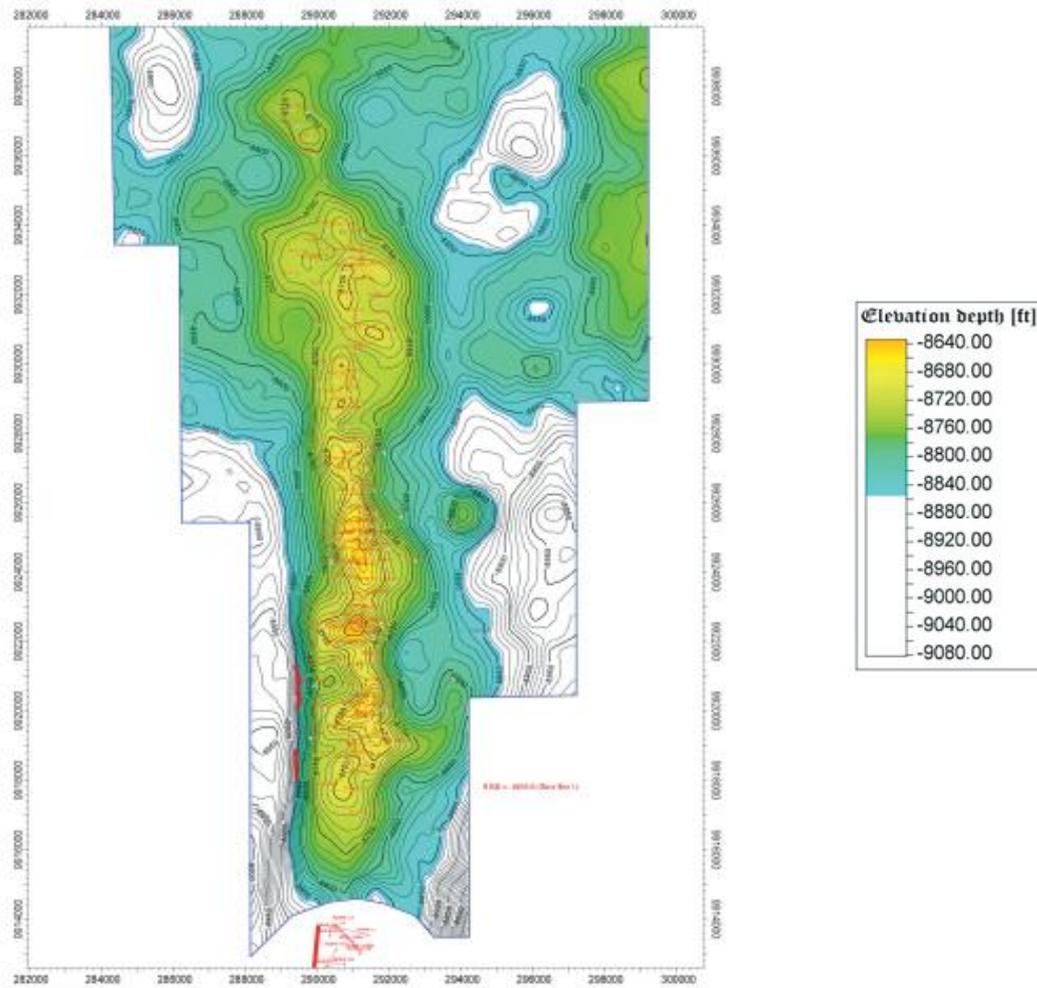


Figura 2.2 Mapa Estructural del Campo Auca

Fuente: (La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2014)

2.3.2. Estratigrafía y formaciones principales

La producción principal del campo Auca proviene de los reservorios que se encuentran en las formaciones cretácicas Tena, Napo y Hollín. A continuación, se detallará las principales características que cada formación tiene:

Formación Hollín: Se depositó en un ambiente fluvial evolucionado a un ambiente estuarino, con influencia mareal (Baby et al., 2014). Es uno de los yacimientos que más aporta debido al espesor neto de la arena y a que existe un acuífero de fondo activo. Cuenta con dos reservorios: Hollín Superior y Hollín Inferior.

- **Hollín Superior:** Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio con intercalaciones de lutita. El espesor neto varía de 10 a 40 pies y posee una porosidad promedio de 14%.

- **Hollín Inferior:** Es una arenisca masiva de cuarzo, con contenidos casi nulos de glauconita y capas aisladas de lutita. Considerado un reservorio homogéneo, con un espesor neto de aproximadamente 17 pies.

Formación Napo: De acuerdo con Jaramillo, J. (2011), la formación Napo se depositó en ambientes deltaicos con influencia fluvial predominante y menor influencia areal con subambientes de canales estuarinos y mareales. Está formada por calizas, lutitas y areniscas. Esta formación alberga los reservorios U y T, los cuales han aportado de manera significativa a la producción de hidrocarburo.

- **Arenisca U:** Se caracteriza por ser continua en todo el campo Auca. En promedio presenta una porosidad del 13%. Se divide en:
 - **U Superior:** Es una arenisca cuarzosa glauconítica de grano fino a muy fino (Baby et al, 2014). El espesor promedio es de 27 pies y la porosidad promedio es de 15%.
 - **U Inferior:** Considerada una arena limpia y cuarzosa de grano fino a medio con varias intercalaciones de lutitas. El espesor promedio es de 40 pies y su porosidad promedio es 17%.

Formación Tena: Se depositó en ambientes de fase fluvial. Se asume que la fuente de hidrocarburos son lutitas marinas (Jaramillo, 2011). Es una formación no continua.

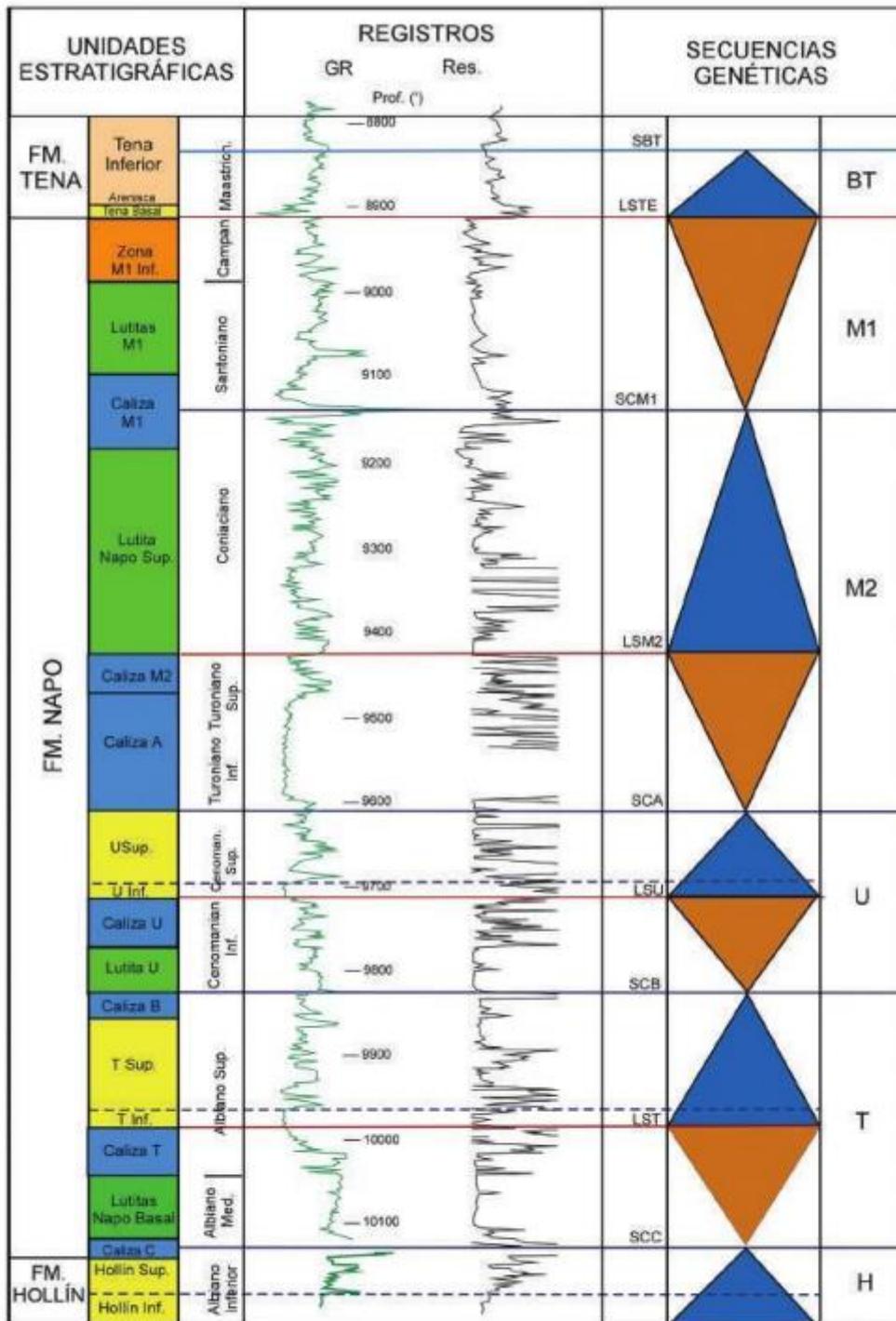
- **Basal Tena:** Es una arenisca cuarzosa de grano grueso a medio. Tiene una porosidad promedio de 19% y un espesor total promedio de 40 pies.

Tabla 2.2 Reservorios del Campo Auca

Formaciones	Reservorio
Tena	Basal Tena
Napo	U Inferior, U Superior
	T Inferior, T Superior
Hollín	Hollín Superior
	Hollín Inferior

Fuente: (ARCERNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez



LEYENDA

- | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
|  | Cortejo Sedimentario de alto nivel |  | Límite de secuencia (LS) |
|  | Cortejo Sedimentario Transgresivo |  | Superficie de máxima inundación (SMI) |
| | |  | Superficie de inundación (SI) |

Figura 2.3 Estratigrafía del Campo Auca

Fuente: (La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2014)

2.4. Reservas

El petróleo es considerado una de las fuentes de energía más importantes del mundo y un factor clave para el desarrollo de muchos países. Por ello, es de suma importancia que cada gobierno lleve un estimado de las cantidades de petróleo que dispone para su producción y de las cantidades que se espera que estén disponibles a futuro.

Para lograr este objetivo, es necesario que la industria adopte una nomenclatura consistente para estimar cantidades actuales y futuras de petróleo (Barandiaran, 2016). A estas cantidades se les denomina *reservas*.

2.4.1. Petróleo Original En Sitio (POES)

Es la cantidad de petróleo que se encuentra originalmente en acumulaciones naturales. Se puede determinar de la siguiente manera:

$$POES = 7758 \frac{V_b \phi_e (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Ecuación 2.1 Petróleo Original en Sitio

Donde:

POES: Petróleo Original En Sitio, bl

Vb: Volumen bruto, acre – pie

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción

Sw: Saturación de agua, fracción

Boi: Factor volumétrico de petróleo, bl/BF

7758: Factor de conversión a unidades de campo bl/acre – pie

2.4.2. Reservas Probadas

Cantidad de petróleo que puede ser estimada mediante análisis de datos de geología e ingeniería que serán recuperables económica y comercialmente (Goyes e Hinojosa, 2012). Este tipo de reservas hay una real y razonable certeza de que son recuperables. Se dividen en reservas desarrolladas y no desarrolladas.

Existen algunos métodos para estimar este tipo de reservas y son: volumétrico, balance de materiales, curvas de declinación y simulación matemática.

2.4.3. Reservas no Probadas

Cantidad de petróleo que puede ser estimado mediante análisis de datos de geología e ingeniería, pero que pueden tener cierto grado de incertidumbre técnica, contractual, económica o de regulación. Esto hace que este tipo de reservas se conozcan como no probadas. Se clasifican en reservas probables y reservas posibles.

2.4.4. Reservas Remanentes

Volumen de hidrocarburo recuperable como resultado de la diferencia entre reservas probadas y la producción acumulada. Esta información es muy importante, ya que refleja el potencial de un yacimiento y da la opción de poder realizar alguna operación futura al campo.

2.4.5. Reservas del Campo Auca

En la Tabla 2.3 se describen las reservas del Campo Auca y Congo al año 2018, además se podrá encontrar una descripción más detallada en el Anexo I.

Tabla 2.3 Reservas estimadas de petróleo

CAMPO AUCA	
POES [bl] =	2,712,676,515
Probadas [bl] =	410,485,533
Producción Acumulada [bl] =	319,221,641
Reservas Remanentes [bl] =	91,263,892

Fuente: (Informe anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador, 2018)

Elaborado por: Justine Suárez

2.5. Historial de Producción

El historial de producción es una herramienta muy importante al momento de realizar un análisis técnico de un pozo, debido a que proporciona información acerca del comportamiento de la producción y las variaciones del BSW que se ha tenido a lo largo del tiempo. Los datos importantes que ofrece son: producción acumulada de fluido, petróleo, agua y gas.

En el Anexo II, se presentan los historiales de producción de los 4 pozos, donde se encuentra la siguiente información: fecha, arena, tipo de levantamiento artificial, BFPD, BPPD, BAPD, porcentaje de BSW y °API.

2.6. Estado Actual de los pozos

A continuación, se detallarán datos técnicos como: Producción Actual, Datos PVT, Datos de Reservorio y trabajos de reacondicionamiento actuales de los 4 pozos seleccionados los cuales son: ACA – 020, ACA – 139, ACAM – 148 y ACAM – 149.

2.6.1. Pozo Auca – 020

El pozo Auca – 020 es un pozo vertical con una profundidad TVD de 10294 ft completado y puesto en producción el 23 de marzo de 1980. En este pozo se han realizado 10 trabajos de reacondicionamiento debido a que a lo largo de su vida se han realizado cambios de zona y reparaciones en los equipos. El WO No. 10 finalizó el 11 de Julio del 2022, donde la principal actividad fue la reparación de la bomba BES. El pozo fue completado con 4 bombas BES DN1750 de 117 etapas cada una (VER ANEXO III).

Actualmente el pozo Auca – 020 produce de la arena T Superior, en los intervalos 9913' - 9925' (12') y 9949' - 9972' (23').

- **Producción Actual**

Producción actual a diciembre 2022 del pozo Auca – 020

Tabla 2.4 Producción Actual ACA – 020

Pozo	Arena Productora	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
Auca – 020	T Superior	1305	1109.25	195.75	15

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

- **Datos PVT y del reservorio**

Tabla 2.5 Datos PVT y de reservorio ACA – 020

Pb =	617.7 psi	Pr =	1375 psi
Ty =	228 °F	k =	323 mD
API =	28°	φ =	14.06 %
GOR =	229 (PCS/bl)	h _o =	25 ft
B _o =	1.1340 (bl/BF)	IP =	Fluido: 1.36 BFPD/psi
Salinidad =	22500 (ppm)		Petróleo: 1.12 BFPD/psi
γ _g =	0.8891	μ _o =	1.7 cp

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

2.6.2. Pozo Auca – 139

El pozo Auca – 139 es un pozo direccional tipo J con una profundidad MD de 11760 ft completado y puesto en producción el 7 de septiembre del 2015. Se han realizado 4 trabajos de reacondicionamiento. El WO No. 4 finalizó el 31 de enero del 2022, donde la principal actividad fue la reparación del equipo BES. El pozo fue completado con 2 bombas BES D460N de 137 y 164 etapas (VER ANEXO III).

Actualmente el pozo Auca – 139 produce de la arena T Inferior, en el intervalo 11,384' - 11,410'.

- **Producción Actual**

La producción actual a diciembre 2022 del pozo Auca – 139

Tabla 2.6 Producción Actual ACA – 139

Pozo	Arena Productora	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
ACA – 139	T Inferior	261	146.16	114.84	44

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

- **Datos PVT y del reservorio**

Tabla 2.7 Datos PVT y de reservorio ACA – 139

Pb =	820 psi	Pr =	909 psi
Ty =	236 °F	k =	668 mD
API =	26.5°	φ =	15 %
GOR =	229 (PCS/bl)	h _o =	15 ft
γ _g =	0.8741	μ _o =	4.3 cp
B _o =	1.1627 (bl/BF)		

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

2.6.3. Pozo Auca M – 148

El pozo Auca M – 148 es un pozo direccional tipo J con una profundidad MD de 11660 ft, fue completado y puesto en producción el 21 de julio del 2016. En este pozo se ha realizado un trabajo de reacondicionamiento debido a cambio de zona. El WO No. 1 finalizó el 15 de septiembre del 2021, donde la principal actividad fue aislar la arena Hollín Superior y disparar la Arena T Inferior. El pozo fue completado con 2 bombas BES D460N de 137 Y 164 etapas cada una (VER ANEXO III).

Actualmente el pozo Auca M – 148 produce de la arena T Inferior, en el intervalo 11160' - 11169' (9').

- **Producción Actual**

Producción actual a diciembre 2022 del pozo Auca M – 148

Tabla 2.8 Producción Actual de ACAM – 148

Pozo	Arena Productora	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
Auca M – 148	T Inferior	86	85.57	0.43	0.5

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

- **Datos PVT y del reservorio**

Tabla 2.9 Datos PVT y de reservorio ACAM – 148

Pb =	1014 psi	Pr =	1248 psi
Ty =	228 °F	k =	600 mD
API =	26.6 °	φ =	15 %
GOR =	229 (PCS/BF)	h _o =	8 ft
B _o =	1.272 (bl/BF)	IP =	Fluido: 0.55 BFPD/psi Petróleo:0.63BFPD/psi
Salinidad =	3600 (ppm)		
γ _g =	0.8891	μ _o =	2.661 cp

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

2.6.4. Pozo Auca M – 149

El pozo Auca M – 149 es un pozo direccional tipo J con una profundidad MD de 10855 ft, fue completado y puesto en producción el 2 de agosto del 2016. En este pozo se han realizado 2 trabajos de reacondicionamiento debido a daños en el quipo BES y cambio de zona. El WO No. 2 finalizó el 21 de noviembre del 2021, donde la principal actividad fue aislar la arena Hollín Superior y disparar la Arena U Inferior. El pozo fue completado con 2 bombas BES D460N de 164 etapas cada una (VER ANEXO III).

Actualmente el pozo Auca M – 149 produce de la arena U Inferior, en los intervalos 10108' - 10116' (8'), 10123' - 10129' (6') y 10137' - 10145' (8').

- **Producción Actual**

Producción actual a diciembre 2022 del pozo Auca M – 148.

Tabla 2.10 Producción Actual ACAM – 149

Pozo	Arena Productora	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)
Auca M – 149	U Inferior	146	137.24	8.76	6

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

- **Datos PVT y del reservorio**

Tabla 2.11 Datos PVT y de reservorio ACAM – 149

Pb =	445 psi	Pr =	1757 psi
Ty =	228 °F	k =	mD
API =	17.8 °	ϕ =	13 %
GOR =	84 (PCS/BF)	h _o =	19 ft
B _o =	1.134 (bl/BF)	IP =	Fluido: 0.29 BFPD/psi Petróleo: 0.28 BFPD/psi
Salinidad =	20100 (ppm)		
γ_g =	0.8891	μ_o =	10.39 cp

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

2.7. Generalidades del Bombeo Electrosurgible (BES)

Una bomba electrosurgible es una bomba centrífuga multietapa que ofrece una gran flexibilidad y tiene la capacidad de producir volúmenes muy grandes de fluido y manejar algo de gas libre (Melo, 2019).

La potencia requerida por la BES es suministrada mediante un motor eléctrico, el cual se encuentra ubicado en el fondo del pozo y es accionado mediante corriente eléctrica que proviene desde superficie a través del cable de potencia. Este sistema es uno de los métodos de levantamiento artificial más usado debido a sus ventajas operativas y su eficiencia en la producción de crudos livianos y medianos con bajas presiones de fondo.

Los componentes de un sistema BES se clasifican en: Equipos de Superficie y Equipos de Subsuelo como se observa en la figura (2.4). El equipo de subsuelo cuenta con:

- Motor eléctrico

- Bomba BES
- Cable de Potencia
- Sellos
- Separador de gas
- Sensores

El equipo de superficie cuenta con:

- Transformador
- Variador de frecuencia
- Caja de Venteo
- Cabezal de descarga

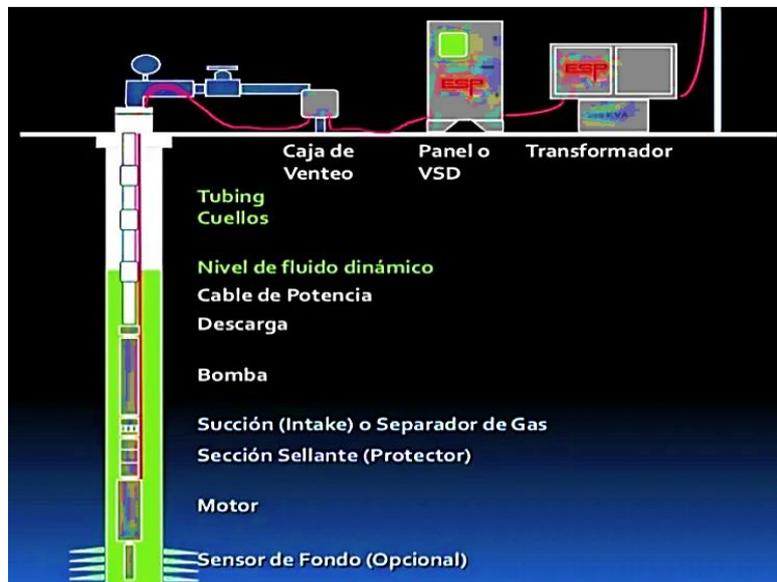


Figura 2.4 Esquema de un sistema BES

Fuente: (Bombeo Electrosumergible, 2020)

2.7.1. Curvas Características de las Bombas Electrosumergibles

De acuerdo con Proaño et al. (2011) las curvas de comportamiento representan la variación de la altura de la columna (head), la potencia y la eficiencia vs capacidad (volumen de fluido producido). Estas curvas son construidas por diferentes fabricantes para 60 y 50 Hz, la frecuencia va a variar en función al caudal requerido con la ayuda del variador de frecuencia que se encuentra en superficie.

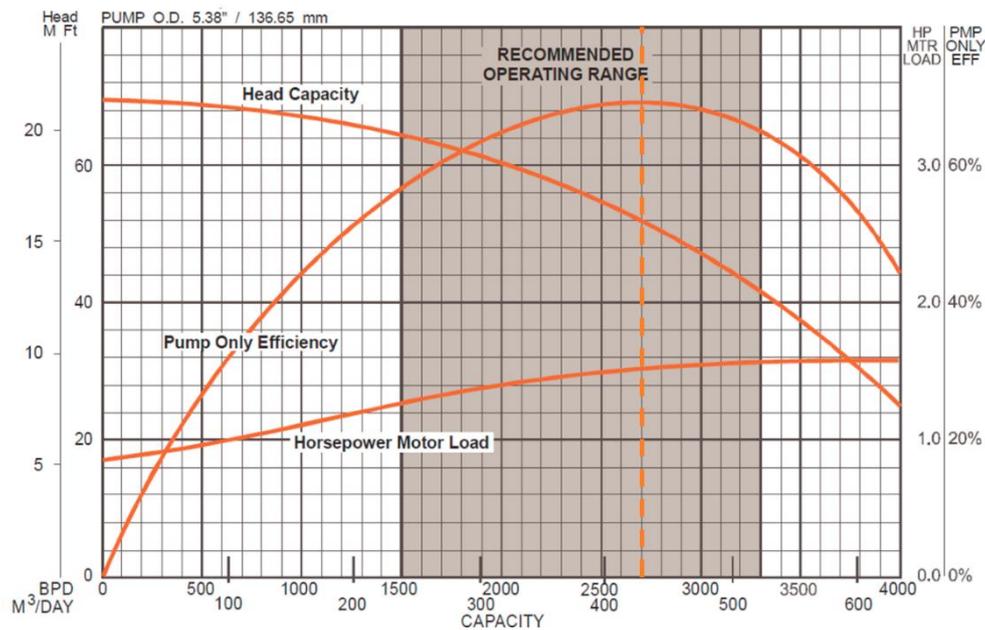


Figura 2.5 Curva de Comportamiento de una Bomba Electrosumergible

Fuente: (Jianjun Zhu, 2018)

Curva de levantamiento (Head Capacity): Indica la altura de fluido que una etapa es capaz de levantar. Se observa que cuando el caudal aumenta, la presión que la bomba es capaz de entregar disminuye. Cuando la altura se convierte en presión debe ser multiplicada por el gradiente de fluido de la siguiente manera:

$$P_h = h\gamma_f N$$

Ecuación 2.2 Presión de entrega de la bomba

Donde:

Ph: Diferencial de presión desarrollado por la bomba, psi

h: levantamiento por etapa, ft/etapa

γ_f : gradiente de fluido bombeado, (psi/ft)

N: número de etapas

Curva de Potencia (BHP): Indican la potencia real requerida en HP para cada etapa de la bomba en función del caudal producido para entregar el requerimiento hidráulico para producir el fluido (Goyes e Hinojosa, 2011).

Curva de Eficiencia de la bomba: Indica como varia la eficiencia de la bomba en función de la eficiencia de transformación de la energía mecánica a energía hidráulica. De acuerdo con Goyes et al. (2011) el punto de máxima eficiencia es el valor máximo de barriles que se pueden producir por día.

Rango de Operación: Este rango se encuentra marcado en las curvas de comportamiento de las bombas. Se pueden diferenciar tres zonas en específico:

- **Zona de rango operativo:** La bomba opera con alto rendimiento (Zona A, Figura 2.6).
- **Empuje ascendente o Upthrust:** La bomba opera sobre el rango de operación a una tasa de flujo mayor y podrá sufrir un desgaste (Zona B, Figura 2.6).
- **Empuje descendente o Downthrust:** La bomba opera bajo el rango de operación a una tasa de flujo menor y podrá sufrir un desgaste (Zona C, Figura 2.6).

Si se llega a tener un funcionamiento de la bomba con condiciones de frecuencia variables, la cantidad de barriles por día extraídos por la bomba sigue el comportamiento de curvas tornado que se muestran en la figura 2.5.



Figura 2.6 Curva Tornado de Bomba Electrosomergible

Fuente: (Ayala et. al, 2020)

2.7.2. Parámetros

- ✓ Limitación para temperaturas mayores a 350 °F.
- ✓ Volumen de hasta 4000 barriles de fluido diario.
- ✓ Profundidades entre 6000 y 8000 pies.
- ✓ Viscosidad menor a 200 cp.
- ✓ Presencia de gas libre menor al 10%.
- ✓ Presencia de arena menor a 200 ppm.

2.7.3. Ventajas

- ✓ Puede levantar altos volúmenes de fluido.
- ✓ Profundidades altas.
- ✓ Maneja cortes de agua.
- ✓ Se usa para inyectar fluidos a la formación.
- ✓ Tiene una vida útil extendida.
- ✓ Trabaja adecuadamente en pozos desviados.
- ✓ Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formación de escamas.
- ✓ Facilidad de operar en superficie.
- ✓ A pesar de que la tecnología es complicada y cara, se las utiliza para manejar grandes caudales.

2.7.4. Desventajas

- ✓ Inversión inicial muy alta.
- ✓ Alto consumo de potencia.
- ✓ No es rentable en pozos de baja producción.
- ✓ Deterioro de cables por estar expuestos a altas temperaturas.
- ✓ Susceptible a producción alta de gas y arena.
- ✓ Es un sistema complicado de instalar.

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se describen las actividades que se desarrollaron durante el trabajo de integración curricular. De acuerdo con Sampieri (2014) la investigación cuantitativa utiliza recolección de datos para probar una hipótesis con base a la medición numérica y el análisis estadístico con el fin de establecer pautas de comportamiento y probar teorías; por lo tanto, el enfoque que tiene la investigación es cuantitativo.

El documento ha sido calificado con un alcance explicativo, debido a que se busca razones y causas que provocan ciertos fenómenos. En este caso, se determinará el estado actual de un pozo y se buscará alternativas para optimizar su producción.

La investigación consta de 4 fases las cuales son:

- Recopilación bibliográfica: Construcción del marco teórico.
- Recolección de datos: Obtención de la información de los pozos.
- Análisis de la información: Utilización de softwares comerciales.
- Evaluación y análisis de resultados: Conclusión de resultados.

3.1. Recopilación bibliográfica

Se realizó una rigurosa investigación bibliográfica, donde se obtuvo información acerca de la geología del campo, la ubicación, datos PVT, arenas productoras, fundamentos básicos de bombeo electrosumergible, etc.; que fueron utilizadas para el desarrollo del documento.

Las principales fuentes bibliográficas para realizar el documento fueron tomadas de *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (Baby et al, 2014)*, de la cual se pudo obtener la descripción de la geología estructural y estratigráfica del campo. Otra fuente importante es *Estudio Para Optimizar el Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo del Área Lago Agrío (Goyes e Hinojosa, 2012)*, de la cual se obtuvo la información necesaria para entender el funcionamiento del bombeo electrosumergible y encontrar las maneras de optimizar el sistema.

3.2. Recolección de datos

Gracias al convenio que existe entre la EPN y la ARCERNNR, se pudo obtener los datos que se requieren para la elaboración de este documento. Por esta razón, se puede decir que la técnica de recolección de datos es en base a documentos y registros.

Esta técnica se basa en analizar datos que ya se encuentran escritos en documentos, por ejemplo: bases de datos, informes, registros, etc. Además, se debe tener la capacidad de

encontrar, seleccionar y analizar la información que se tiene disponible para que los resultados sean percibidos como reales.

Para este documento se ha realizado una recolección de información de pozos que están produciendo con bombeo electrosumergible del campo Auca Norte. Para esta selección se requiere de datos confiables y actualizados, para que de esta manera los resultados obtenidos sean seguros y eficientes. Los datos requeridos para el análisis nodal y el técnico son: historiales de producción, estados mecánicos de los pozos, historial de WO, presiones, completaciones, datos PVT, profundidad de intake, tipo de bomba, frecuencia, nivel de fluido, etc.

Un dato importante para que el funcionamiento de la bomba electrosumergible sea correcto es la presión de burbuja del reservorio. De acuerdo con Goyes et al. (2012), la bomba debe operar con un factor de seguridad de 200 psi sobre el punto de burbuja, con el objetivo de que la bomba no cavite, ya que cuando empieza a ingresar gas, la bomba pierde su eficiencia. Es por ello por lo que la presión de burbuja será uno de los parámetros para la selección de los pozos.

Se ha tomado en cuenta datos vigentes del año 2022, por lo tanto, se procede con la selección de 4 pozos que cumplen las condiciones necesarias para ser estudiados mediante el análisis nodal y técnico en PIPESIM. En la tabla 3.1, se detallan los pozos seleccionados del campo Auca Norte

Tabla 3.1 Pozos de Estudio

CAMPO	POZO
AUCA NORTE	AUCA – 020
	AUCA – 139
	AUCA M – 148
	AUCA M – 149

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

3.3. Análisis de la información

La información será analizada a través del software PIPESIM, el cual es utilizado para realizar un análisis nodal, el cual permita conocer la capacidad del yacimiento e identificar restricciones o límites que se encuentren presentes en el sistema de producción.

Luego de haber obtenido el análisis nodal se realizarán sensibilidades a ciertos parámetros de salida/entrada (frecuencia, daño, permeabilidad, etc.) y con este análisis se propondrán alternativas para optimizar su comportamiento e incrementar la producción en los diferentes pozos. Cada pozo acogerá una alternativa acorde a sus necesidades técnicas y económicas. Todo este procedimiento se determina como el análisis técnico del documento.

3.3.1. Programa PIPESIM

PIPESIM constituye una forma minuciosa, rápida y eficiente de ayudar al ingeniero a incrementar la producción y conocer el potencial del yacimiento (Schlumberger, 2007). Además, permite efectuar un análisis nodal integral en el cualquier punto del sistema de producción, utilizando varios parámetros de sensibilidad.

Para poder realizar el análisis nodal, PIPESIM requiere de información como: completaciones, surveys, tipo de levantamiento artificial, modelo de IP, datos PVT, datos del reservorio, pruebas de producción. Luego de obtener la gráfica del análisis nodal se puede realizar un análisis de sensibilidad en el flujo de entrada/salida encontrando maneras adecuadas de optimizar la producción.

El uso del programa fue facilitado por la ARCERNNR. La versión de PIPESIM utilizada para este análisis es 2017.1. Las etapas para aplicar el software al presente estudio son:

1. Datos del pozo y reservorio
2. Análisis nodal
3. Análisis de sensibilidades
4. Alternativas de optimización

3.3.2. Análisis Nodal

El análisis nodal ha sido utilizado para analizar el rendimiento del sistema de producción a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo y dividir el sistema en ese punto (Hirschfeldt, 2009). En la figura 3.1 se puede observar un diagrama que muestra los nodos que puede tener un sistema de producción.

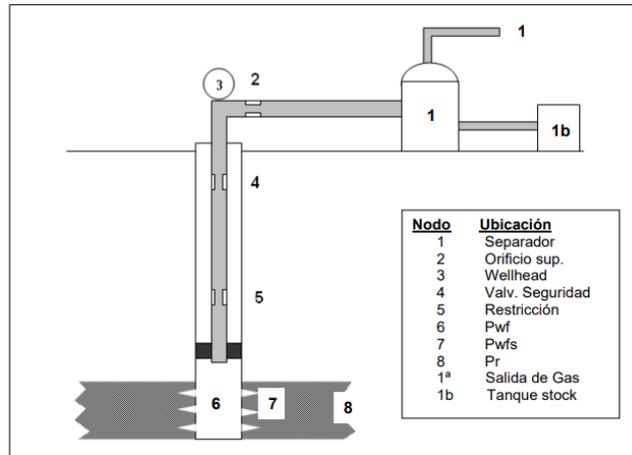


Figura 3.1 Ubicación de Nodos
Fuente: (Hirschfeldt, 2009)

Los componentes que se encuentran aguas arriba del nodo (*Upstream*) comprende la sección de entrada (*Inflow*). Los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (*Downstream*) comprende la sección de salida (*Outflow*). Para que el flujo a través del sistema sea determinado se requiere de:

- El flujo de entrada del nodo es igual al flujo de salida de este.
- Existe una sola presión en el nodo.

El punto de análisis utilizado con más frecuencia ubica el nodo entre el reservorio y el pozo o sistema de conducción. En este caso la presión del nodo es igual a presión del fondo fluvente (P_{wf}). Para este análisis se tienen las siguientes expresiones:

- **Entrada al nodo o Inflow**

$$\bar{P}_R - \Delta P_{res} = P_{wf}$$

Ecuación 3.1 Presión de Fondo Fluvente – Inflow

- **Salida del nodo o Outflow**

$$P_{sep} + \Delta p_{flowline} + \Delta p_{tubing} = P_{wf}$$

Ecuación 3.2 Presión de Fondo Fluvente – Outflow

Cuando las curvas son construidas con el nodo en el fondo, la curva de oferta se determina con la IPR y la de demanda se determina con la VLP.

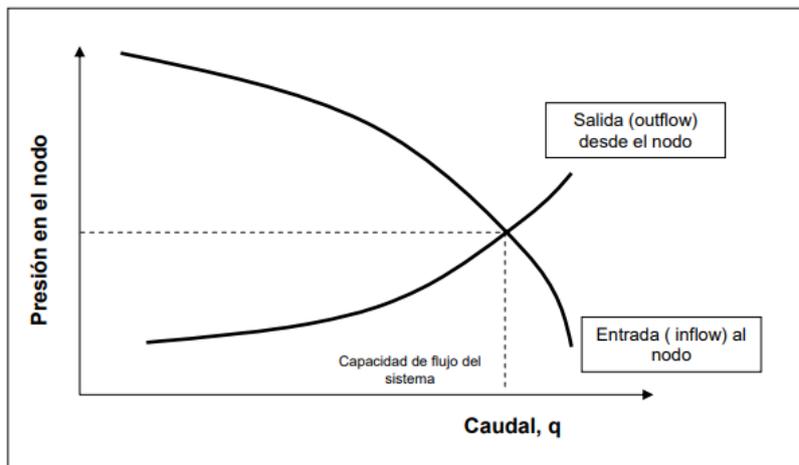


Figura 3.2 Curva de Oferta y Demanda

Fuente: (Hirschfeldt, 2009)

3.3.3. Curva IPR

La relación de la tasa de flujo con respecto a la presión de fondo de pozo es la relación de desempeño del flujo de entrada o IPR del yacimiento. El IPR es utilizado para medir la capacidad de producción del yacimiento bajo un conjunto de condiciones determinadas. El IPR es único para un pozo en un momento dado de la vida productiva del pozo. A medida que el pozo produce, el IPR cambiará, pero este cambio suele ser gradual y puede considerarse constante durante períodos de tiempo relativamente largos. La clave para optimizar la producción de un pozo está en maximizar la energía disponible de la IPR para producir el máximo potencial para una vida más larga. En el diseño del sistema ESP, es importante poder levantar adecuadamente un volumen determinado de fluido a medida que cambia la condición del pozo.

Existen varios métodos para determinar el IPR dependiendo de las condiciones de nuestro pozo. Por ejemplo, el método de Vogel fue desarrollado para pozos que tienen como mecanismo de producción el empuje de gas en solución. Para el desarrollo de este proyecto se considera el método de Darcy, el cual toma en cuenta las propiedades del reservorio y las PVT.

3.4. Análisis Económico

La elaboración de un análisis técnico-económico dependen principalmente de las estimaciones de los comportamientos de los yacimientos que son la fuente generadora de ingresos en este negocio. Por tal razón, la interpretación precisa del estudio de factibilidad y viabilidad realizado en base a pronósticos requiere conocimientos integrales en el área de ingeniería en petróleos y parámetros económicos resultantes de dicho estudio (D'Orazio, 2007).

Para determinar si el proyecto es viable es de suma importancia realizar un análisis económico. Este análisis se fundamenta básicamente en los ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), relación Costo-Beneficio (RCB) y periodo de recuperación de la inversión (PRI). Estos parámetros permitirán determinar la viabilidad de nuestro proyecto. En este análisis será necesario moverse en base al precio que el petróleo alcanzó en el 2022 y de esta manera estimar si el proyecto es viable para el tiempo estimado.

3.5. Evaluación y Análisis de Resultados

Para el análisis de resultados se realizará el planteamiento de alternativas para optimizar el sistema e incrementar la producción donde se ha probado que el proyecto es viable.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Uso del software PIPESIM

En esta sección se mostrará una breve descripción del uso del software PIPESIM paso a paso. Se tomará para este ejemplo didáctico al pozo ACA – 020.

4.1.1. Descripción General del pozo

En la sección “General” se muestra el espacio de trabajo de PIPESIM donde se solicita data básica del pozo. Se procede a detallar: el nombre del pozo, el estado actual (activo o inactivo), tipo de pozo (productor o inyector) y comentarios. En la figura 4.1 se puede observar los datos generales del pozo ACA – 020.

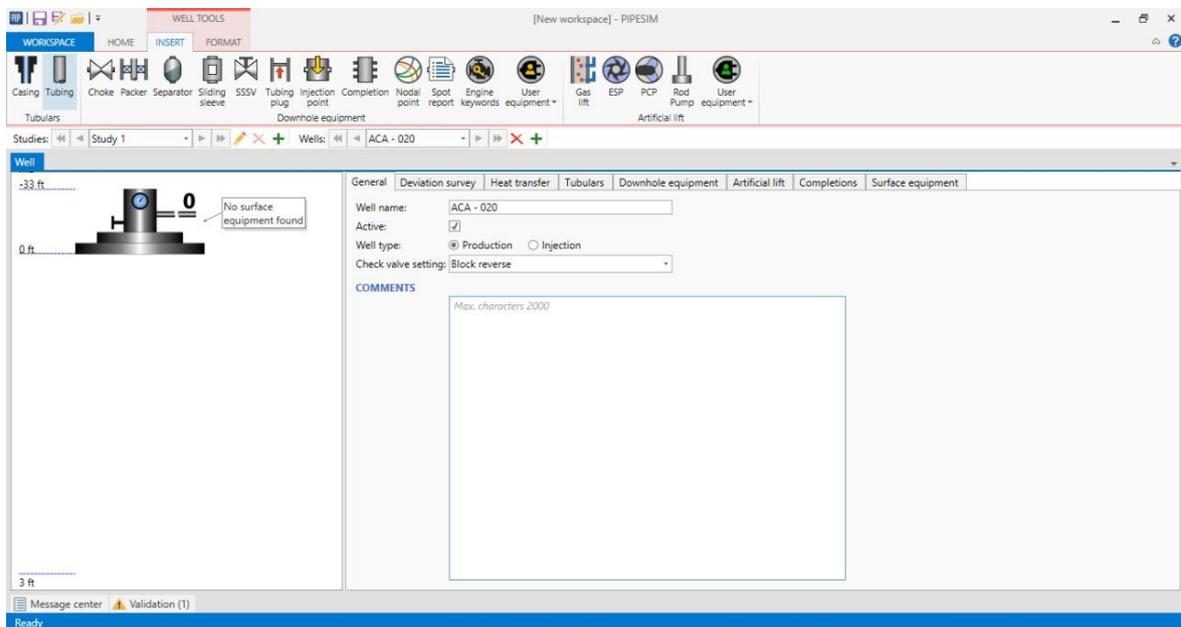


Figura 4.1 Datos Generales Pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.1.2. Datos del revestimiento y tubería de producción

En la sección “Tubulars” se ingresan datos de profundidad, diámetro, grado y peso de la tubería. En este caso se ingresó los datos del revestidor superficial, revestidor de producción y la tubería de producción. En la figura 4.2 se puede observar la data ingresada del pozo ACA – 020.

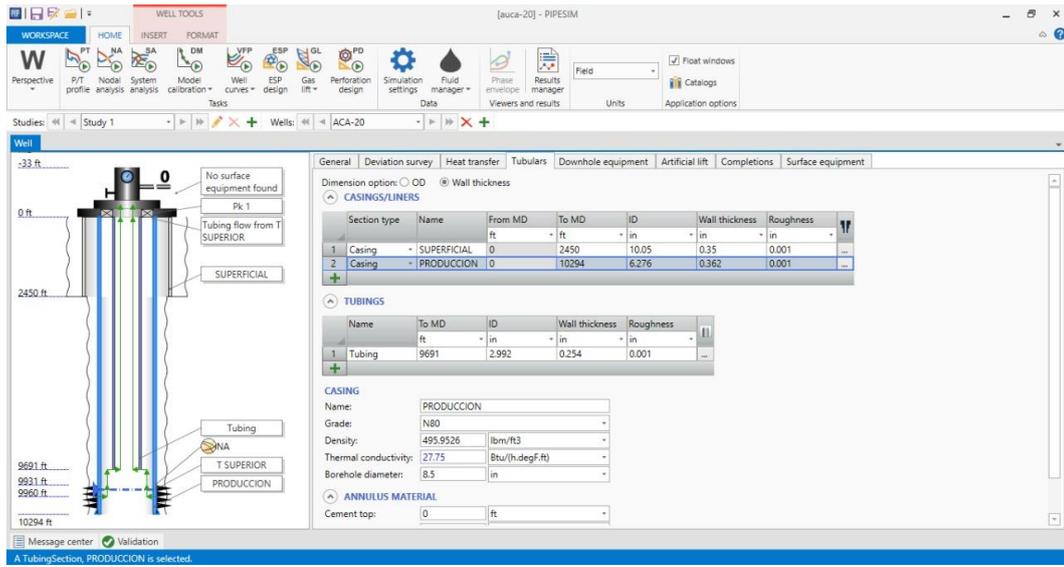


Figura 4.2 Diagrama de revestimientos y tubería de producción del pozo ACA-020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.1.3. Surveys

En la sección “Deviation Survey” se coloca el dato del survey del pozo. Existen 3 tipos de surveys: Vertical, 2D y 3D. Cuando se tiene un pozo vertical esta data no es necesaria ingresarla, pero; si se tiene un pozo direccional se ingresará datos de profundidad en MD y TVD cuando se seleccione el tipo 2D. En el tipo 3D es necesario ingresar la información del Azimuth y Dog Leg.

En la figura 4.3 se muestra que el pozo ACA – 020 es vertical, por lo tanto, esta data no es necesaria ingresar.

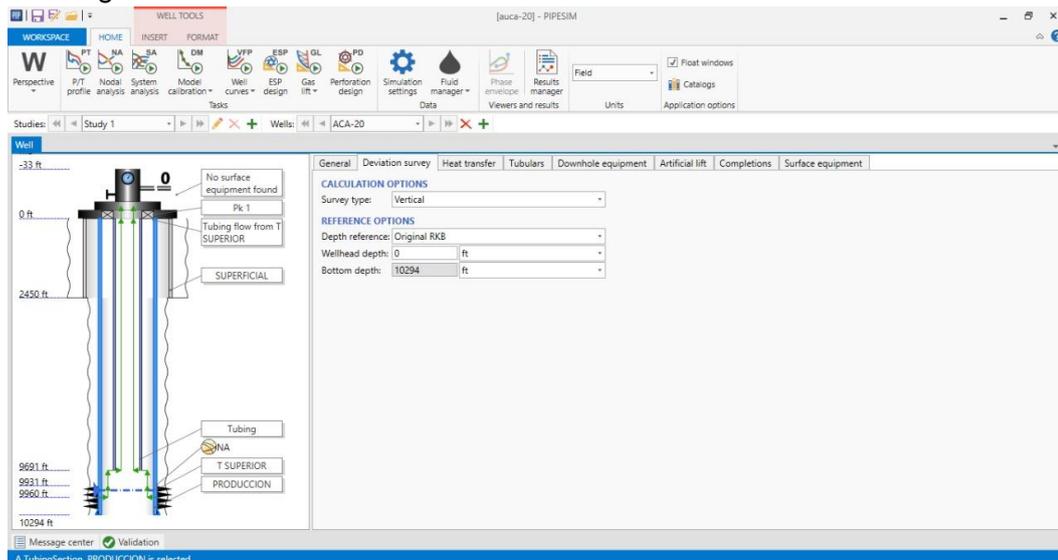


Figura 4.3 Survey del pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.1.4. Equipo de Fondo

Es importante detallar la presencia de un packer, ya que de acuerdo con Cachumba (2017), este permite dar la dirección del fluido que se produce, caso contrario el software entenderá que se está produciendo por la tubería de producción y el espacio anular.

En la figura 4.4 se muestra que el packer está ubicado a una profundidad de 9691 ft, indicando que el fluido únicamente se produce por la tubería de producción.

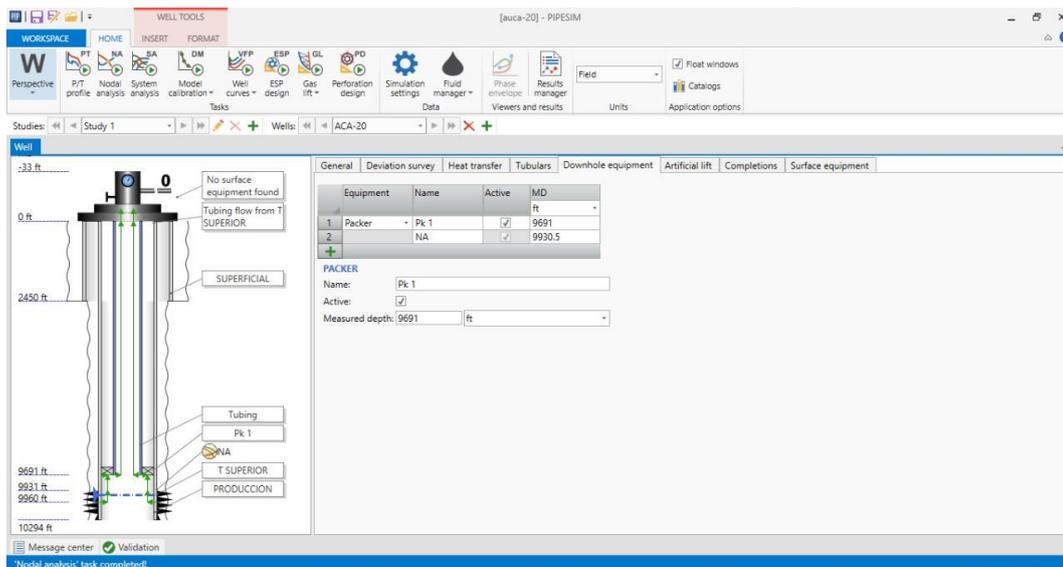


Figura 4.4 Equipo de fondo del pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.1.5. Equipo de levantamiento artificial

El pozo ACA – 020 actualmente está completado con un sistema de bombeo electrosumergible. En esta pestaña se debe ingresar la siguiente data:

- Profundidad de la bomba
- La bomba con la que actualmente trabaja el pozo
- La frecuencia de operación
- El número de etapas
- Eficiencia del separador de gas (en caso de estar presente)

En la figura 4.5 se puede observar la bomba y las condiciones actuales en el pozo ACA – 020.

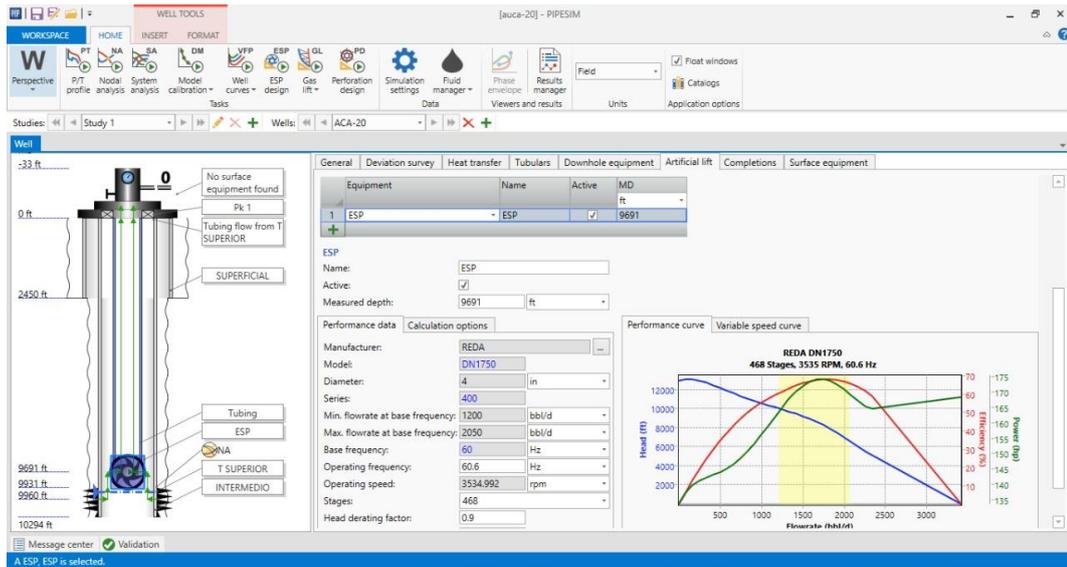


Figura 4.5 Data de bomba BES del pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.1.6. Datos de transferencia de calor

La sección “Heat Transfer” va a depender del tipo de ambiente que tenga el pozo. Debido a que este pozo tiene condiciones normales, se mantienen los valores que aparecen por default en el software como se observa en la figura 4.6.

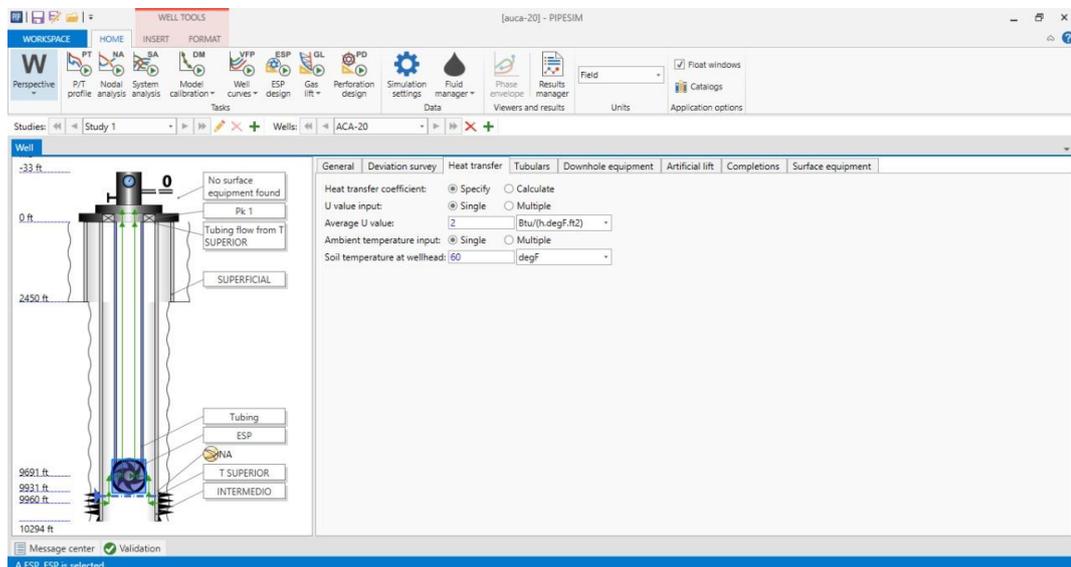


Figura 4.6 Datos de transferencia de calor

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.1.7. Completaciones

La sección “Completions” es muy importante ya que se coloca información del reservorio y datos PVT. Como se observan en las figuras 4.7 y 4.8, el pozo ACA – 020 usará el modelo

de IPR de Darcy debido a la información recolectada, por lo tanto, se ingresan los siguientes datos:

- Profundidad media de los perforados
- Presión y temperatura del yacimiento
- Permeabilidad
- Espesor neto
- Diámetro del hoyo

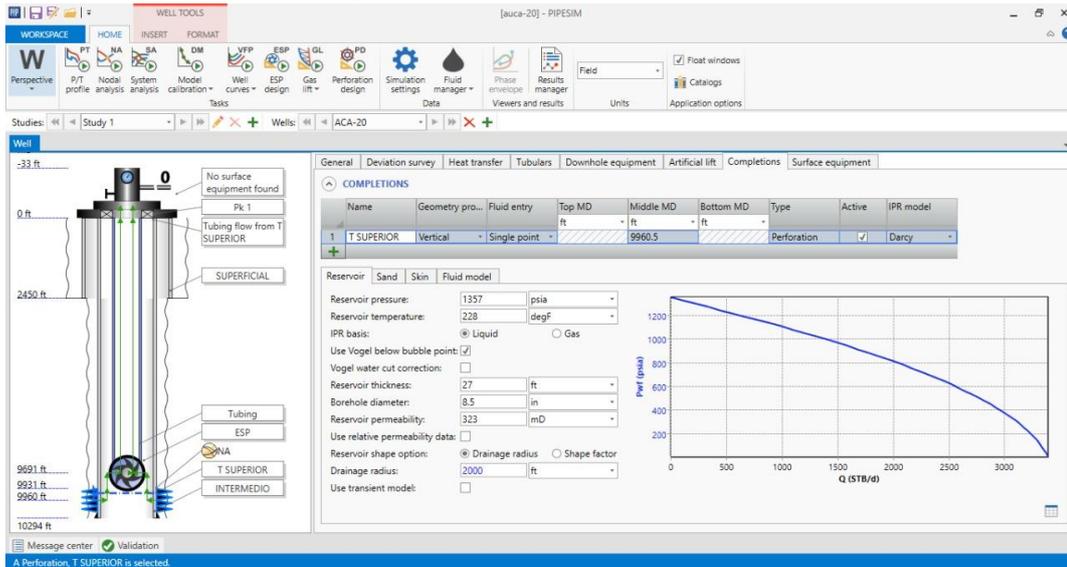


Figura 4.7 Completación del pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

- Datos PVT: Ingreso de datos como BSW, GOR, API, gravedad específica del gas y viscosidad.

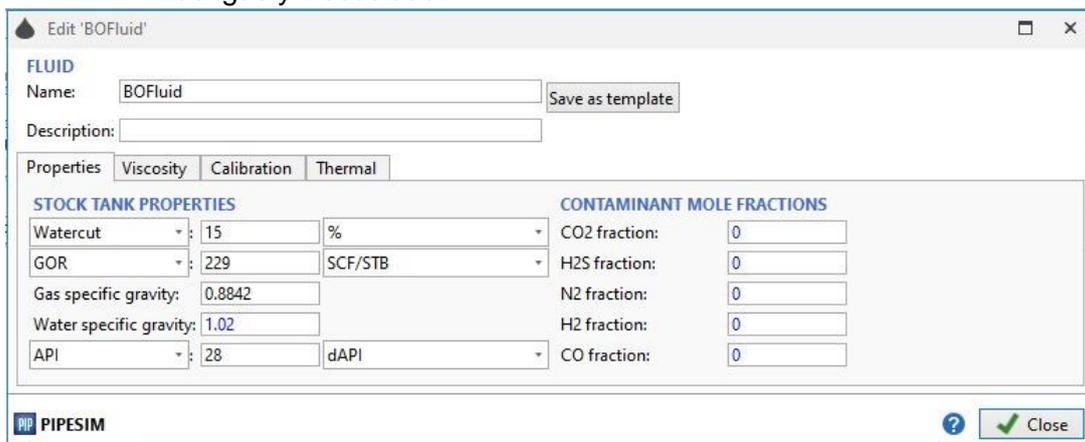


Figura 4.8 Datos PVT del pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.1.8. Análisis Nodal

Después de ingresar toda la información requerida, se procede a correr el análisis nodal. Para esto se va a requerir el dato de la presión de cabeza del pozo. Seguido de esto se da clic en el botón “Run” y se obtendrá el estado actual de producción del pozo ACA – 020.

En la figura 4.9 se puede observar el análisis nodal realizado para este pozo.

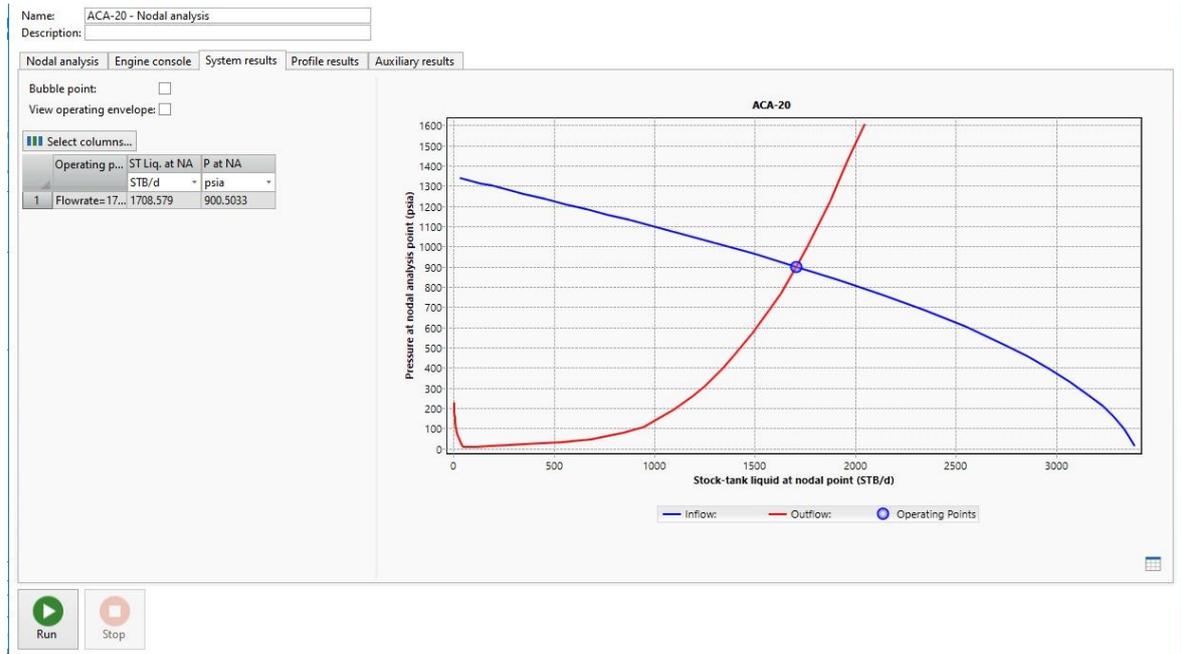


Figura 4.9 Análisis Nodal del pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

4.2. Análisis Técnico

Por medio de este análisis se podrá discutir los problemas que presentan cada pozo y determinar las alternativas más viables para obtener tasas de producción óptimas. A continuación, se detallará el análisis nodal y el estado de comportamiento de la bomba de cada pozo en estudio. Para logra la optimización se plantean 2 alternativas:

- **Alternativa 1:** Incrementar frecuencia
- **Alternativa 2:** Rediseño o cambio de equipo BES

4.2.1. Pozo ACA – 020

El pozo ACA – 020 actualmente produce de la arena T Superior y presenta los siguientes parámetros de producción:

Tabla 4.1 Parámetros de producción ACA – 020

BFPD	BPPD	BSW (%)	BOMBA	FRECUENCIA	PIP	Pwf	RANGO
1305	1109.25	15	DN1750	60.6	267	375	1200 - 2050

Fuente: (ARCERNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

Para iniciar, se realizó un análisis de sensibilidades para poder estimar la permeabilidad efectiva que tiene el reservorio, ya que el dato de permeabilidad proporcionado es de la absoluta. En la figura 4.10 se puede observar el análisis realizado, donde se estimó que la permeabilidad es de 141 mD. Este análisis se realizó con el historial de producción, tomando en cuenta producciones estabilizadas después del último reacondicionamiento, donde se tenía la siguiente información: 1306 BFPD, 15% BSW, PR= 1375 psi, PWF=376 psi y FR= 60 Hz.

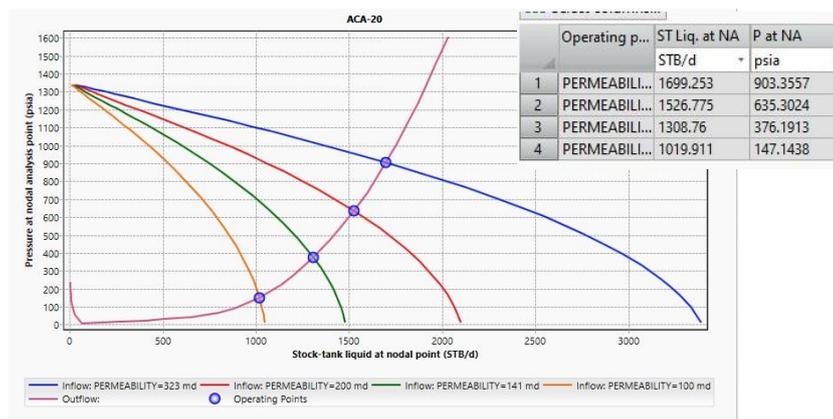


Figura 4.10 Análisis la permeabilidad relativa – ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Este reservorio presenta un AOF de 1483 BFPD (VER ANEXO IV) con un índice de producción de 1.36 BFPP/psi, lo que indica que se está aprovechando el 87.9% del potencial total. La bomba DN1750 está produciendo dentro del rango de diseño con una eficiencia de 63%, como se muestra en la figura 4.11.

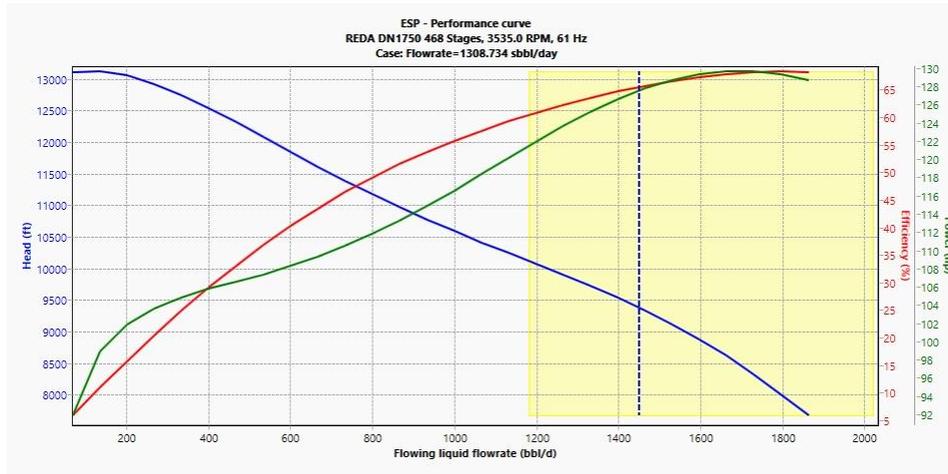


Figura 4.11 Curva de comportamiento de la bomba

Fuente: (PIPESIM, 2022)

ALTERNATIVA 1

La frecuencia actual es de 60.6 Hz lo que indica que está sobrepasando el valor máximo. No obstante, en Ecuador algunas bombas operan con frecuencia de hasta 65 Hz dependiendo de su rango operativo, por lo que subir la frecuencia sería una opción viable para poder incrementar la producción en este pozo, ya que:

- No se evidencia un daño considerable para estimular el pozo
- La bomba trabaja dentro del rango operativo

Por lo tanto, se recomienda subir 1 Hz en la frecuencia, ya que la bomba sigue trabajando dentro del rango operativo. Se sabe que si la producción aumenta la presión de fondo fluyente disminuye, y este último factor es importante considerar ya que la PIP está trabajando bajo el punto de burbuja y por tal motivo la presencia de gas será evidenciado en la bomba. A continuación, se presenta el detalle de la optimización realizada en este pozo en la figura 4.12.



Figura 4.12 Optimización del pozo ACA – 020

Fuente: (PIPESIM, 2022)

En la Tabla 4.2 se puede observar el pronóstico de producción del pozo ACA – 020.

Tabla 4.2 Pronóstico de producción por incremento de frecuencia ACA – 020

Producción Actual		Producción Propuesta		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1305	1109	1355	1152	43

Elaborado por: Justine Suárez

Como una alternativa futura se recomendaría hacer un cambio de la bomba, ya que como se mencionó la frecuencia debe trabajar en un rango máximo de 60 Hz porque podría ocasionar daños en el motor y acortar la vida útil del equipo. No se realiza el análisis de la alternativa 2 debido a que el reservorio está produciendo cerca del caudal total del reservorio, por lo que cambiar de bomba sería una opción cuando la producción disminuya y se tenga que trabajar con otro rango.

4.2.2. Pozo ACA – 139

El pozo ACA – 139 actualmente produce de la arena T Inferior y presenta los siguientes parámetros de producción:

Tabla 4.3 Parámetros de producción ACA – 139

BFPD	BPPD	BSW (%)	BOMBA	FRECUENCIA	PIP	Pwf	RANGO
261	146	44	D460N	60.5	314	410	200 – 650

Fuente: (ARCERNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

Para iniciar, se realizó un análisis de sensibilidades para poder estimar la permeabilidad efectiva que tiene el reservorio, ya que el dato de permeabilidad proporcionado es de la absoluta. En la figura 4.13 se puede observar el análisis realizado, donde se estimó que la permeabilidad es de 105 mD. Este análisis se realizó con el historial de producción, tomando en cuenta producciones estabilizadas después del último reacondicionamiento, donde se tenía la siguiente información: 340 BFPD, 44% BSW, PR= 909 psi, PWF=300 psi y FR= 57.5 Hz.

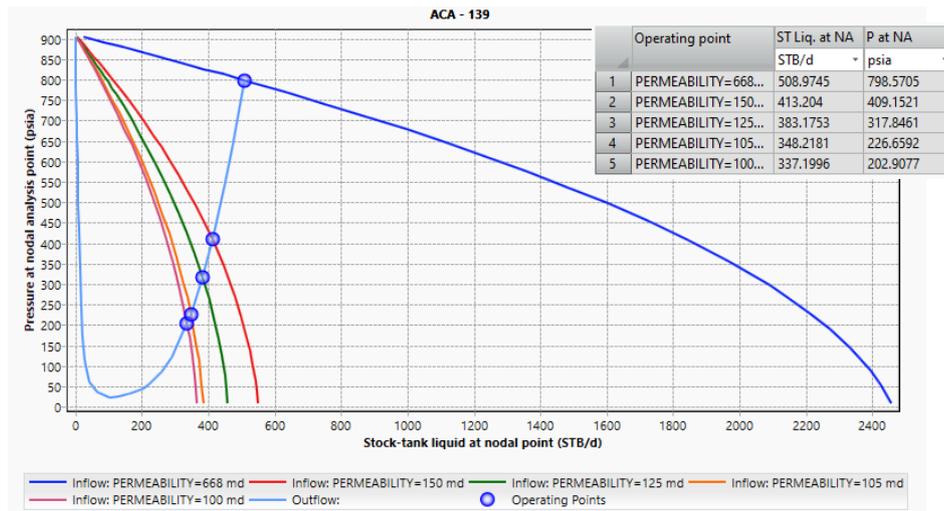


Figura 4.13 Análisis de la permeabilidad efectiva ACA – 139

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Este reservorio actualmente presenta un AOF de 398 BFPD (VER ANEXO IV) a la presión de 909 psi, con un índice de producción de 0.48 BFPP/psi, lo que indica que se está aprovechando el 65.6% del potencial total. Se realizó un análisis al comportamiento de la bomba durante el tiempo que estuvo produciendo el pozo luego del último reacondicionamiento, y se encontró que la bomba estuvo operando de manera correcta como se muestra en la Figura 4.14. La línea azul entrecortada indica que la bomba estaba operando dentro del rango establecido.

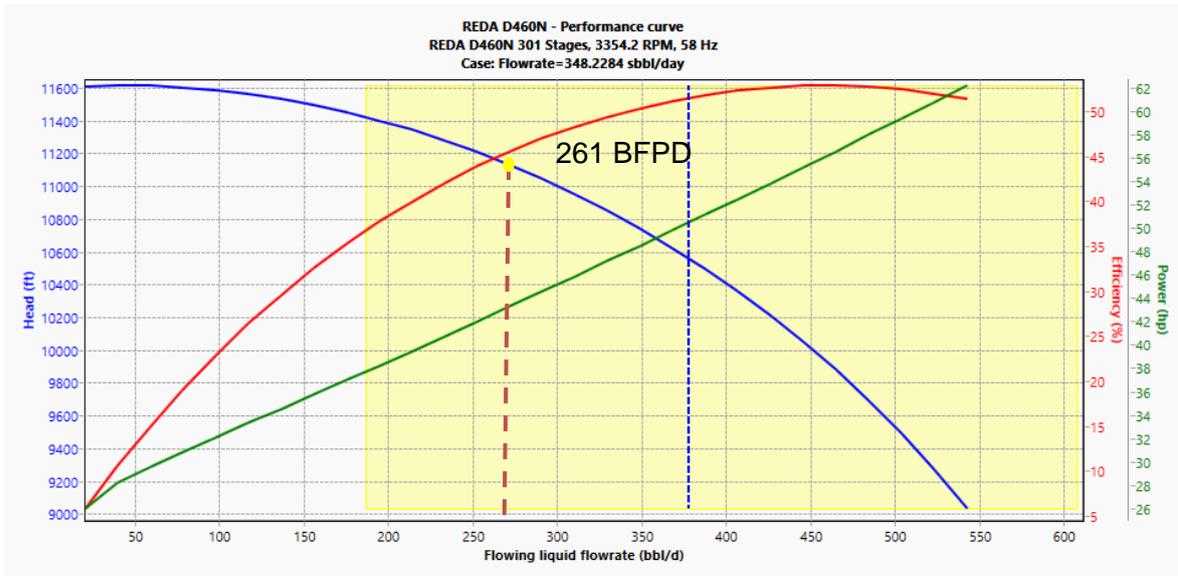


Figura 4.14 Comportamiento de la bomba ACA – 139

Fuente: (PIPESIM, 2022)

ALTERNATIVA 1

Para diciembre del 2022, la bomba estaba operando con una frecuencia de 60.5 y produciendo 261 BFPD. En la figura 4.15 se muestra el comportamiento actual de la bomba, donde se observa que está trabajando fuera de rango de diseño. Subir la frecuencia no sería una solución viable en este caso, puesto que después de haber excedido los 60 Hz la bomba ya no rinde de manera óptima.

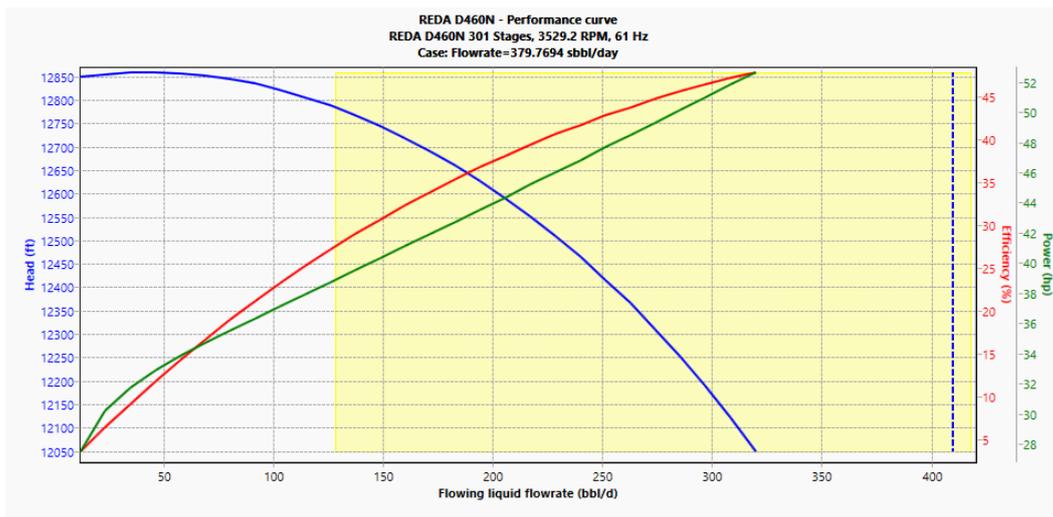


Figura 4.15 Comportamiento actual de la bomba ACA – 139

Fuente: (PIPESIM, 2022)

ALTERNATIVA 2

Para poder remediar este problema se sugiere realizar un cambio o rediseño en el equipo BES, el cual permita seguir recuperando las reservas de este yacimiento y trabaje en condiciones óptimas. En la figura 4.16 se muestran los parámetros de diseño utilizados en el rediseño del pozo ACA – 139.

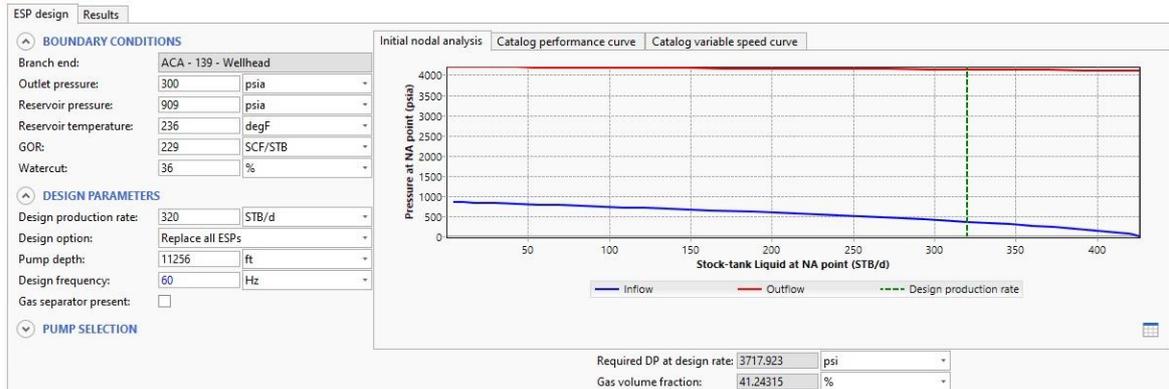


Figura 4.16 Parámetros de diseño de la BES ACA – 139

Fuente: (PIPESIM, 2022)

En esta parte se observan los parámetros de producción y diseño de la bomba para el pozo. De acuerdo con lo planteado, PIPESIM muestra una lista de equipos BES que se ajustan a los parámetros establecidos. En la figura 4.17 se muestran los equipos que se ajustan a las características del diseño para el pozo.

The screenshot shows the ESP catalog window with the following parameters:

Parameter	Value	Unit
Casing ID:	6.276	in
Equipment clearance:	0.5	in
Design frequency:	60	Hz
Design flowrate:	320	STB/d
Intake liquid rate:	593.6304	bb/d
Intake total rate:	593.6304	bb/d

The "Show recommended pumps" checkbox is checked. The following table lists the recommended pumps:

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate bb/d	Max. flowrate bb/d	Efficiency at d... %
13	ODI	R7	55	500	900	57.75123
14	REDA	MT5A-100	405	467.976	905.76	57.68374
15	REDA	D725N	400	350	925	56.96056
16	REDA	D725N(387)	387	350	925	56.96056
17	CENTRILIFT	FC650	400	450	850	56.84683
18	REDA	D800N	400	250	1150	56.67136
19	REDA	D800N(387)	387	250	1150	56.67136
20	CENTRILIFT	DC750	338	550	1000	55.67353
21	REDA	DN750	400	550	950	55.58379
38	REDA	DN525	400	300	625	52.05311
39	Borets	B 400-500	400	315.9715	651.3875	51.8252
40	Alkhorayef	WA-550	338	400	700.0001	51.79264
41	REDA	D460N	400	200	650	51.29521
42	CENTRILIFT	FS650	400	520	780	51.28117

Figura 4.17 Catálogo de Bombas ACA – 139

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Existe una gran variedad de equipos a escoger, pero de acuerdo con la producción que se requiere en el pozo y la alternativa planteada se seleccionará las bombas: REDA D460N

con un rango de 200 a 650 BFPD y REDA D800N con un rango de 250 a 1150 BFPD. En la figura 4.18 se muestran los parámetros de las bombas escogidas.

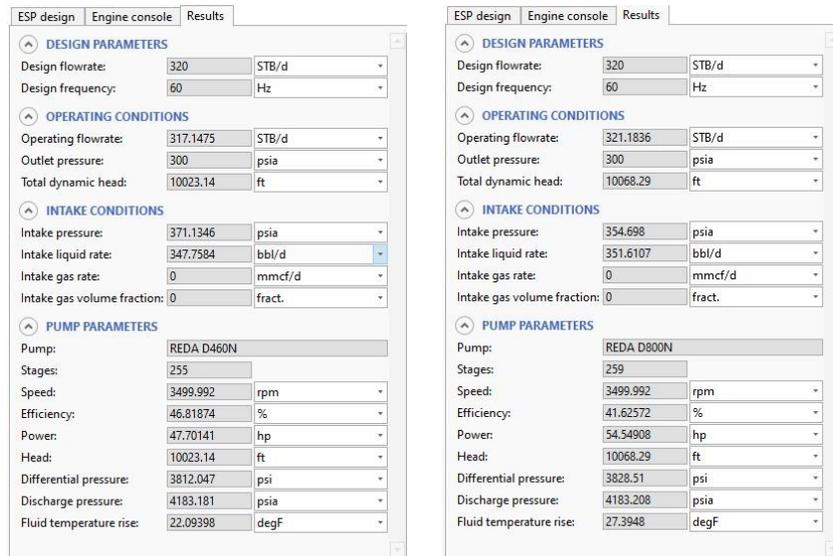


Figura 4.18 Parámetros de las bombas seleccionadas ACA – 139

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Como se observa, la bomba que ofrece mejor eficiencia y menor potencia de trabajo es la REDA D460N, por lo tanto, se establece como adecuada para el pozo ACA – 139, sugiriendo un rediseño de bomba. En la figura 4.19 se presenta el análisis nodal realizado en el pozo luego de haber realizado el rediseño de la bomba. La curva de comportamiento de la bomba y la curva tornado se pueden observar en el anexo V. Algo que se debe tomar en cuenta es que la presión de reservorio está muy cerca de la presión de burbuja, por tal motivo la instalación de un separador de gas es indispensable para evitar daños futuros en la bomba por entrada de gas.

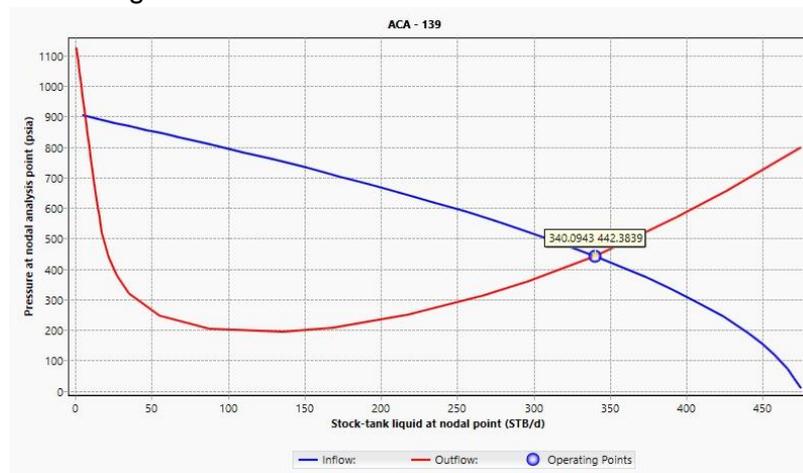


Figura 4.19 Análisis Nodal con el rediseño de BES ACA – 139

Fuente: (PIPESIM, 2022)

A continuación, se presenta el pronóstico de producción si se tomará la opción de rediseñar la bomba:

Tabla 4.4 Pronóstico de producción por rediseño de bomba ACA – 139

Producción Actual		Producción Propuesta		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
261	146	340	190	45

Elaborado por: Justine Suárez

4.2.3. Pozo ACAM – 148

El pozo ACAM – 148 actualmente produce de la arena T Inferior y presenta los siguientes parámetros de producción:

Tabla 4.5 Parámetros de producción ACAM – 148

BFPD	BPPD	BSW (%)	BOMBA	FRECUENCIA	PIP	Pwf	RANGO
86	85.57	0.5	D460N	47	216	340	200 – 650

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

Para empezar, se realizó un análisis de sensibilidades para poder estimar la permeabilidad efectiva que tiene el reservorio, ya que el dato de permeabilidad proporcionado es de la absoluta. En la figura 4.20 se puede observar el análisis realizado, donde se estimó que la permeabilidad es de 240 mD. Este análisis se realizó con el historial de producción, tomando en cuenta producciones estabilizadas después del último reacondicionamiento, donde se tenía la siguiente información: 470 BFPD, 1% BSW, PR= 2000 psi, PWF=1250 psi y FR= 51 Hz.

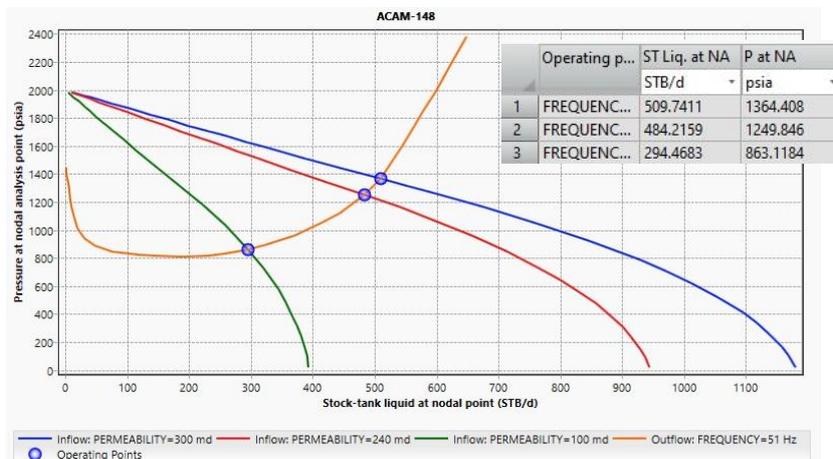


Figura 4.20 Análisis de la permeabilidad efectiva ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Este reservorio actualmente presenta un AOF de 472 BFPD (VER ANEXO IV) a la presión de 1248 psi, con un índice de producción de 0.63 BFPP/psi, lo que indica que se está aprovechando el 16.9% del potencial total.

De acuerdo con la producción actual, la bomba está trabajando bajo el rango operativo en la zona downthrust y esto se puede evidenciar en la curva de comportamiento de la bomba en la figura 4.21.



Figura 4.21 Curva de rendimiento de la bomba ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Al analizar la curva de eficiencia mostrada en la figura 4.21, se determina que la bomba D460N está trabajando con una eficiencia del 24% y la eficiencia máxima de esta bomba es de 53%. Por lo tanto, se concluye que la bomba está trabajando a la mitad de su eficiencia

ALTRNATIVA 1

Para poder remediar este problema se puede sugerir incrementar la frecuencia de la bomba, con esto la bomba evitará sufrir desgastes por carga descendente alargando la vida útil del equipo. Para estimar el valor de la frecuencia se realizó un análisis de sensibilidades (Figura 4.22) a la curva de salida donde se obtuvo que la frecuencia adecuada es de 58.8 Hz, ya que se mantiene la presión del fondo fluyente en 340 psi.

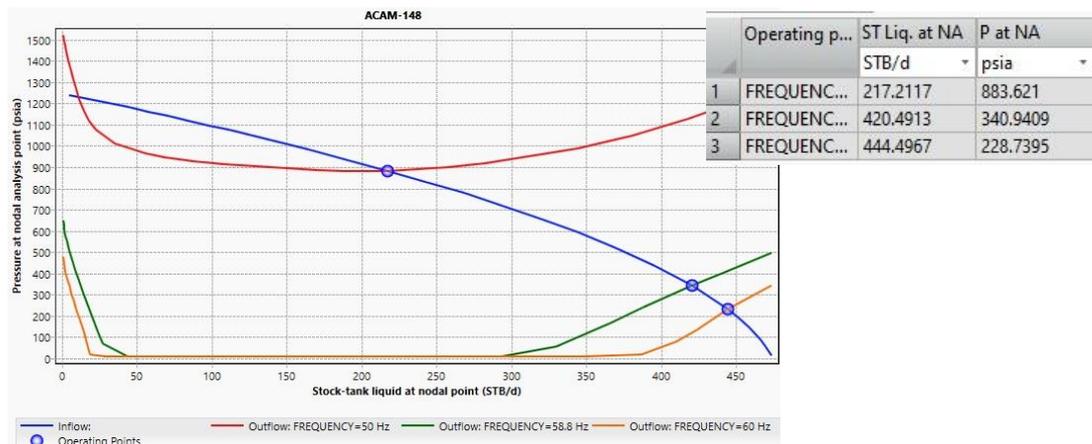


Figura 4.22 Análisis de sensibilidades en la curva salida ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Al incrementar la frecuencia, la bomba trabajará dentro del rango óptimo y la eficiencia que tendría es del 48% como se observa en la figura 4.23.

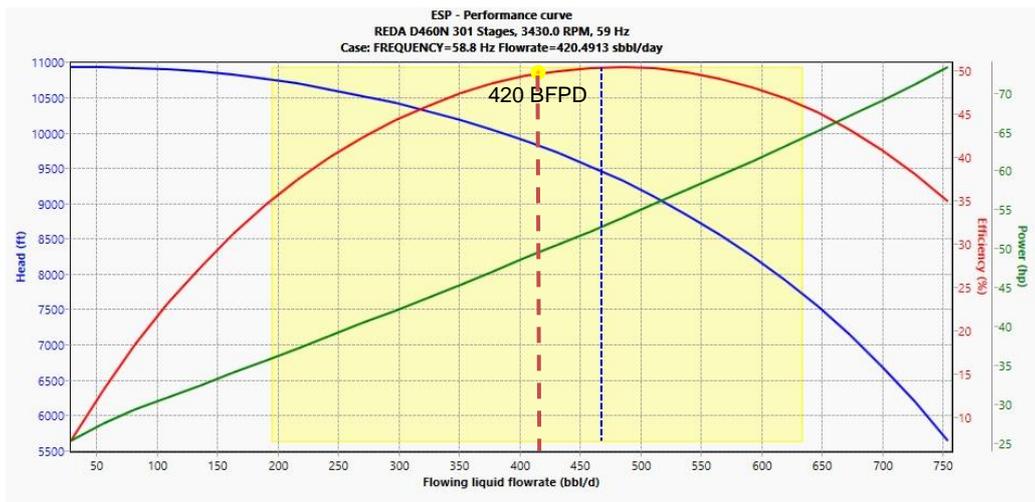


Figura 4.23 Curva de rendimiento ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

A continuación, se presenta el pronóstico de producción si se tomará la opción de incrementar la frecuencia a 58.5 Hz:

Tabla 4.6 Pronóstico de producción por incremento de frecuencia ACAM – 148

Producción Actual		Producción Propuesta		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
86	85.57	420	399	313

Elaborado por: Justine Suárez

ALTERNATIVA 2

Otra alternativa en este pozo podría ser un cambio de la bomba, donde se tome en cuenta la presión actual del reservorio. En la figura 4.24 se muestran los parámetros de diseño utilizados en el pozo ACAM – 148.

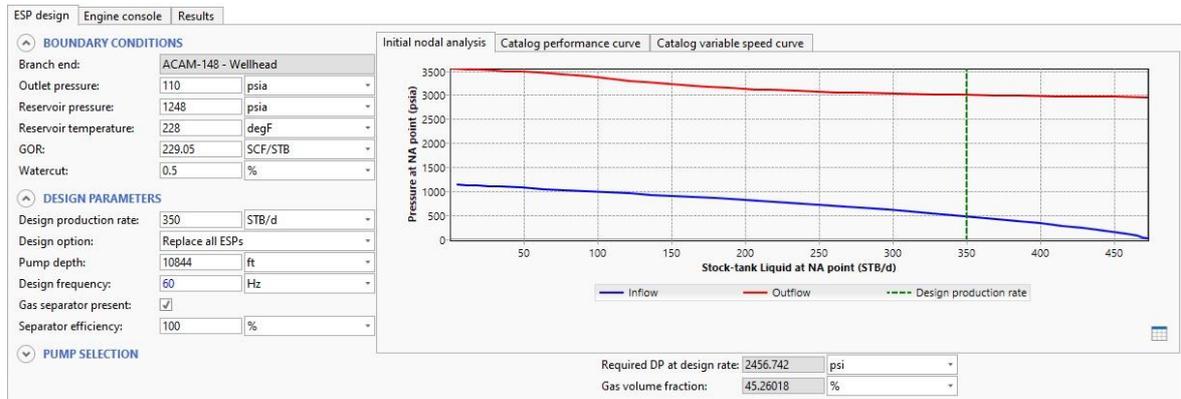


Figura 4.24 Parámetros de diseño de la bomba ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

En esta parte se observan los parámetros de producción y diseño de la bomba para el pozo. De acuerdo con lo planteado, PIPESIM muestra una lista de equipos BES que se ajustan a los parámetros establecidos. En la figura 4.25 se muestran los equipos que se ajustan a las características del diseño para el pozo.

The screenshot shows the 'ESP catalog' window with the following input parameters:

- Casing ID: 6.184 in
- Equipment clearance: 0.5 in
- Design frequency: 60 Hz
- Design flowrate: 350 STB/d
- Intake liquid rate: 722.0204 bbl/d
- Intake total rate: 722.0204 bbl/d
- Show recommended pumps:

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate bbl/d	Max. flowrate bbl/d	Efficiency at d...
1	Novomet	NHV(790-1000...	5A (406)	225	1205	68.6425
2	ODI	R9	55	700	1100	63.53137
3	ESP	TD800	400	540	1020	62.96
4	ODI	W7	45	0	1186.96	62.54497
5	ESP	TD600	400	440	800	62.31093
6	XPC	D700EZ	400	480	900	61.97923
7	XPC	D700EZ (387)	387	480	900	61.97923
8	REDA	D1050N	400	300	1650	61.81725
9	REDA	D1050N(387)	387	300	1650	61.81725
10	ODI	R7	55	500	900	61.08865
11	REDA	MT5A-100	405	467.976	905.76	61.03669
12	REDA	D800N	400	250	1150	60.59583
13	REDA	D800N(387)	387	250	1150	60.59583
14	REDA	D725N	400	350	925	60.22274

Figura 4.25 Catálogo de Bombas ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Existe una gran variedad de equipos a escoger, pero de acuerdo con la producción que se requiere en el pozo se seleccionará las bombas: Novomet con un rango de 225 a 1205 BFPD y REDA D800N con un rango de 250 a 1150. En la figura 4.26 se muestran los parámetros de las bombas escogidas.

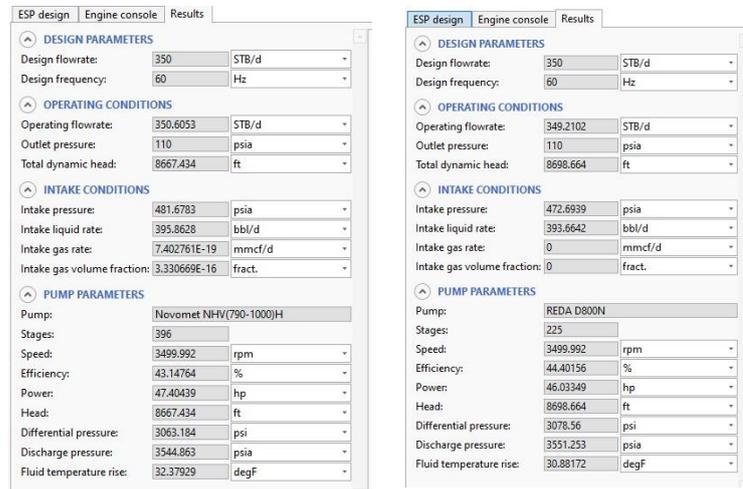


Figura 4.26 Parámetros de las bombas seleccionadas ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Como se observa, la bomba que ofrece mejor eficiencia y menor potencia de trabajo es la REDA D800N, por lo tanto, se establece como adecuada para el pozo ACAM – 148. En la figura 4.27 se presenta el análisis nodal realizado en el pozo luego de haber realizado el cambio de la bomba, donde se observa un análisis de sensibilidades realizado para determinar las frecuencias a utilizar. La curva de comportamiento de la bomba se puede observar en el anexo V. La producción máxima se puede obtener con una frecuencia de 58 Hz, ya que sobre este factor la presión de fondo fluyente disminuye en su totalidad.

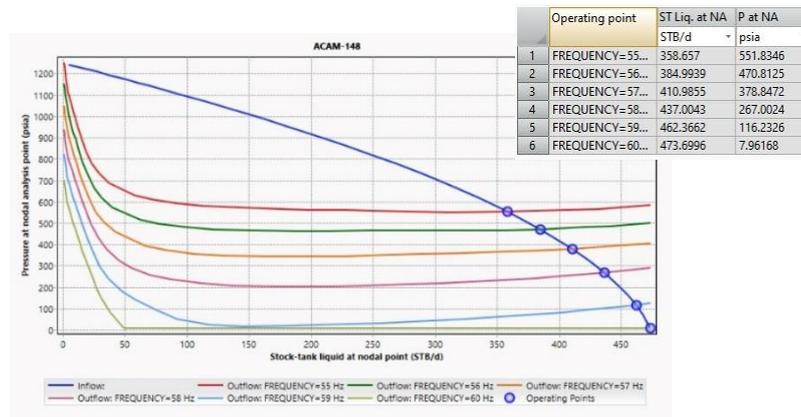


Figura 4.27 Análisis nodal con bomba rediseñada ACAM – 148

Fuente: (PIPESIM, 2022)

A continuación, se presenta el pronóstico de producción si se tomará la opción de rediseñar la bomba:

Tabla 4.7 Pronóstico de producción por cambio de bomba ACAM -148

Producción Actual		Producción Propuesta		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
86	85.57	437	415	329

Elaborado por: Justine Suárez

4.2.4. Pozo ACAM – 149

El pozo ACAM – 149 actualmente produce de la arena U Inferior y presenta los siguientes parámetros de producción:

Tabla 4.8 Parámetros de producción ACAM – 149

BFPD	BPPD	BSW (%)	BOMBA	FRECUENCIA	PIP	Pwf	RANGO
146	137.24	6	D460N	45	215	460	200 – 650

Fuente: (ARCERNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

Para empezar, se realizó un análisis de sensibilidades para poder estimar la permeabilidad efectiva que tiene el reservorio, ya que el dato de permeabilidad proporcionado es de la absoluta. En la figura 4.28 se puede observar el análisis realizado, donde se estimó una permeabilidad de 200 mD. Este análisis se realizó con el historial de producción, tomando en cuenta producciones estabilizadas después del último reacondicionamiento, donde se tenía la siguiente información: 360 BFPD, 3% BSW, PR= 1757 psi, PWF=770 psi y FR= 51 Hz.

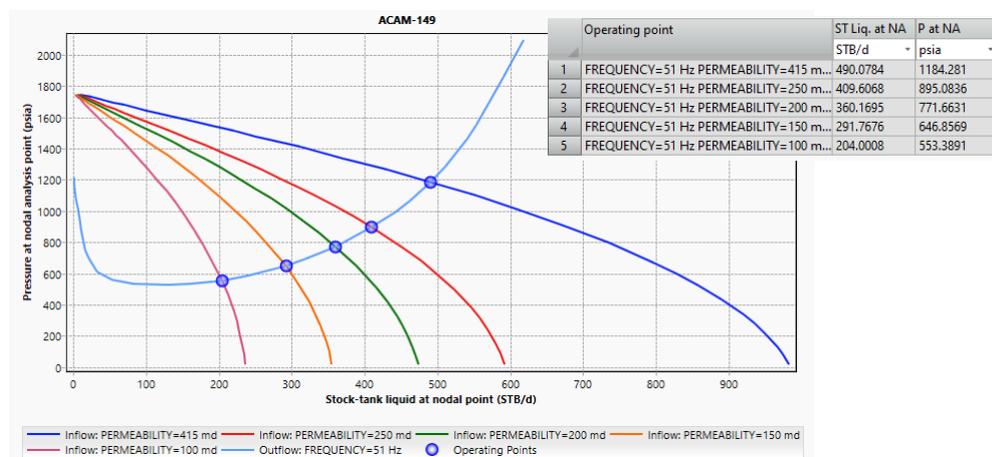


Figura 4.28 Análisis de la permeabilidad efectiva ACAM – 149

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Este reservorio presenta un AOF de 487 BFPD (VER ANEXO IV) a la presión de 1757 psi, con un índice de producción de 0.29 BFPP/psi, lo que indica que se está aprovechando el 29,9% del potencial total. En la figura 4.29 se puede ver que actualmente la bomba está trabajando en el límite inferior del rango operativo con una eficiencia del 36%.

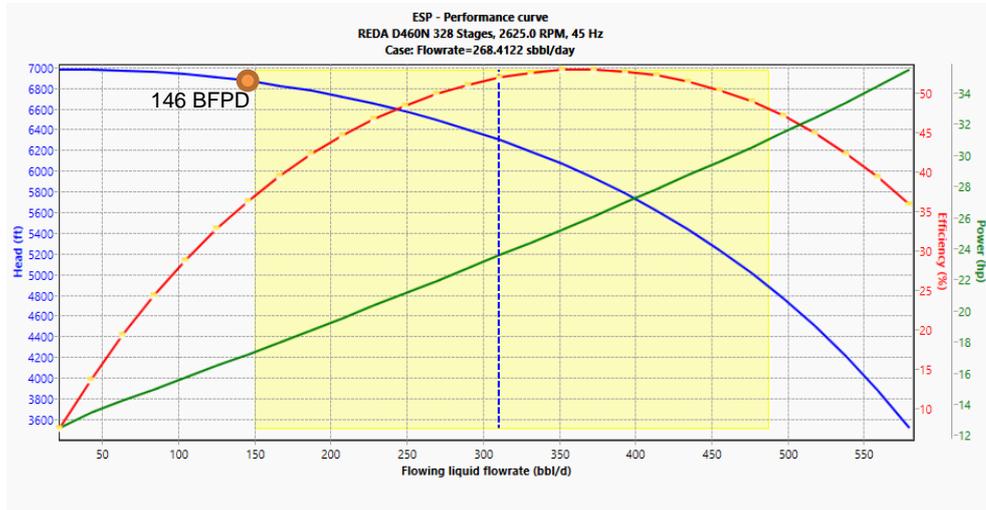


Figura 4.29 Curva de comportamiento de la bomba ACAM – 149

Fuente: (PIPESIM, 2022)

ALTERNATIVA 1

Este problema puede ser solucionado aumentando la frecuencia de la bomba. De esta manera la bomba estará trabajando dentro del rango óptimo. En la figura 4.30 se muestra el análisis de sensibilidad en la curva de salida, donde se pudo obtener el valor de frecuencia adecuado en el que se puede trabajar la bomba e incrementar la producción. Se tomó los valores desde los 50 Hz hasta los 60 Hz.

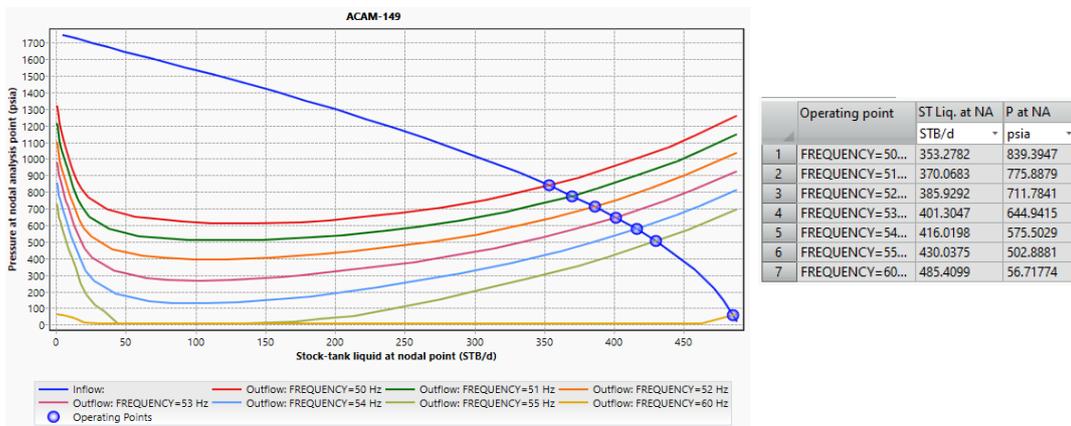


Figura 4.30 Análisis de sensibilidades de la frecuencia ACAM – 149

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Como se observa, la máxima frecuencia a la que puede trabajar la bomba en este pozo es de 54 Hz, debido a que alcanza su máxima eficiencia (47%) en este punto. Por tal motivo, el historial de producción muestra que se ha venido tomando valores de frecuencia menores a 54 Hz. Sin embargo, si se toma la decisión de incrementar la frecuencia se puede aumentar el potencial de la producción, pero se podría acortar la vida útil del equipo. En la Tabla 4.9 se presentan los pronósticos de producción si se incrementa la frecuencia.

Tabla 4.9 Pronóstico de producción por incremento de frecuencia ACAM – 149

Producción Actual		Producción Propuesta		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
146	137.24	416	391	254

Elaborado por: Justine Suárez

ALTERNATIVA 2

Otra alternativa de optimización que se puede plantear es un cambio de la bomba. En la figura 4.31 se observa los parámetros de diseño utilizados en el pozo ACAM – 149.

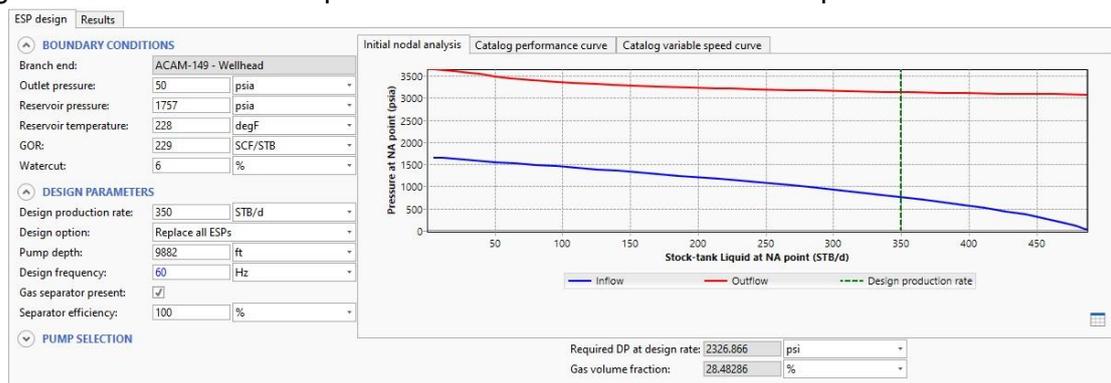


Figura 4.31 Parámetros de diseño de la bomba ACAM – 149

Fuente: (PIPESIM, 2022)

En esta parte se observan los parámetros de producción y diseño de la bomba para el pozo. De acuerdo con lo planteado, PIPESIM muestra una lista de equipos BES que se ajustan a los parámetros establecidos. En la figura 4.32 se muestran los equipos que se ajustan a las características del diseño para el pozo.

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate bbl/d	Max. flowrate bbl/d	Efficiency at d... %
1	ESP	TD800	400	440	800	63.51611
2	Novomet	NHV(790-1000..._54	(406)	225	1205	61.25638
3	ODI	W7	45	0	1186.96	61.27697
4	REDA	MTSA-60	405	309.3986	596.1583	59.65465
5	ESP	TD800	400	540	1020	58.6738
6	REDA	MTSA-80	405	392.496	845.4	58.30227
7	XPC	D700EZ	400	480	900	58.17081
8	XPC	D700EZ (387)	387	480	900	58.17081
9	ESP	TD650	400	450	800	57.78473
10	REDA	DN610	400	350	760	57.697
11	REDA	DN800	400	400	950	56.93192
12	REDA	DN675	400	320	830	56.57402
13	ODI	R7	55	500	900	55.71969
14	REDA	MTSA-100	405	467.976	905.76	55.60416
15	REDA	D725N	400	350	925	55.39287
16	REDA	D725N(387)	387	350	925	55.39287
17	CENTRILIFT	FC650	400	450	850	54.62664
18	REDA	D800N	400	250	1150	54.60845
19	REDA	D800N(387)	387	250	1150	54.60845
20	REDA	DN750	400	350	950	54.03511

Figura 4.32 Catálogo de Bombas ACAM – 149

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Existe una gran variedad de equipos a escoger, pero de acuerdo con la producción que se requiere en el pozo se seleccionará las bombas: Novomet con un rango de 225 a 1205 BFPD y REDA D800N con un rango de 250 a 1150. En la figura 4.33 se muestran los parámetros de las bombas escogidas.

Parameter	Novomet NHV(790-1000)H	REDA D800N
Design flowrate:	350 STB/d	350 STB/d
Design frequency:	60 Hz	60 Hz
Operating flowrate:	349.5633 STB/d	348.8425 STB/d
Outlet pressure:	50 psia	50 psia
Total dynamic head:	7437.975 ft	7341.861 ft
Intake pressure:	742.074 psia	768.9078 psia
Intake liquid rate:	395.7509 bbl/d	395.9821 bbl/d
Intake gas rate:	0 mmcf/d	0 mmcf/d
Intake gas volume fraction:	0 fract.	0 fract.
Pump:	Novomet NHV(790-1000)H	REDA D800N
Stages:	345	190
Speed:	3499.992 rpm	3499.992 rpm
Efficiency:	38.70136 %	43.44363 %
Power:	48.11925 hp	42.25322 hp
Head:	7437.975 ft	7341.861 ft
Differential pressure:	2782.991 psi	2745.231 psi
Discharge pressure:	3525.065 psia	3514.139 psia
Fluid temperature rise:	31.22518 degF	25.33423 degF

Figura 4.33 Parámetros de las bombas seleccionadas ACAM – 149

Fuente: (PIPESIM, 2022)

Como se puede observar, la bomba que ofrece mejor eficiencia y menor potencia de trabajo es la REDA D800N, por lo tanto, se establece como adecuada para el pozo ACAM – 149. En la figura 4.34 se presenta el análisis nodal realizado en el pozo luego de haber realizado el cambio de la bomba, la curva de comportamiento de la bomba se puede observar en el anexo V. Aquí se puede observar que la producción máxima se tiene con un valor de frecuencia de 60 Hz.



Figura 4.34 Análisis nodal con cambio de bomba ACAM – 149

Fuente: (PIPESIM, 2022)

A continuación, se presenta el pronóstico de producción si se tomará la opción de cambiar la bomba:

Tabla 4.10 Pronóstico de producción por cambio de bomba ACAM -149

Producción Actual		Producción Propuesta		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
146	137	442	415	278

Elaborado por: Justine Suárez

Finalmente, se muestra una tabla con el resumen del análisis técnico realizado en cada pozo y la opción más adecuada dependiendo del caso.

Tabla 4.11 Resultados Análisis Técnico

Pozo	Producción Actual [BPPD]	Incremento Alt. 1 [BPPD]	Incremento Alt. 2 [BPPD]	Opción para ejecutar
ACA – 020	1109	43	-	Alternativa 1
ACA – 139	146	-	45	Alternativa 2
ACAM – 148	85.57	313	329	Alternativa 2
ACAM – 149	137	254	278	Alternativa 2

Elaborado por: Justine Suárez

4.3. Análisis Económico

El objetivo del proyecto es incrementar la producción de los pozos seleccionados, por tal motivo, es necesario realizar un análisis económico para poder identificar si las propuestas planteadas son viables. Para poder desarrollar este análisis se hará uso de indicadores financieros y precios del crudo, realizando 2 tipos de escenarios donde se tomará en cuenta el precio del petróleo para su planteamiento.

4.3.1. Indicadores Financieros

Los indicadores financieros son herramientas de análisis que permiten conocer la viabilidad y rentabilidad de un proyecto, tomando en cuenta costos operacionales y consideraciones que dependen del mercado en el sector hidrocarburífero. En la tabla 4.12 se detallan los indicadores utilizados en este análisis económico.

Tabla 4.12 Indicadores Financieros

Indicador	Definición	Criterios	Fórmula
Valor Actual Neto (VAN)	Considera el valor del dinero a través del tiempo. Se refiere a la diferencia entre el valor actual de los flujos netos de efectivo y la inversión inicial. (Martinez, 2020)	VAN>0, Proyecto aceptado VAN<0, Proyecto rechazado VAN=0, Proyecto recupera su inversión	$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FNE_t}{(1+i)^t}$ <p>Donde: I₀= Inversión inicial FNE= Flujo neto en efectivo en el tiempo t i=Tasa de interés o descuento t= Periodo en evaluación</p>
Tasa Interna de Retorno (TIR)	Es la medida de la rentabilidad de una inversión. Es el valor de la tasa de descuento (k) que hace que el VAN sea igual a cero.	TIR>k, Proyecto aceptado TIR<k, Proyecto rechazado TIR=0, Proyecto sin ganancias y pérdidas.	$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$ <p>Donde: I₀= Inversión inicial F_t= Flujo neto en efectivo en el tiempo t t= Periodo en evaluación</p>
Relación Costo – Beneficio (RCB)	Muestra de forma notoria la rentabilidad de un proyecto, ya que considera los ingresos generados, la inversión y los gastos calculados en el periodo de inversión (Jaramillo, 2011).	RCB>1, Proyecto aceptado RCB<1, Proyecto rechazado RCB=0, Proyecto sin ganancias y pérdidas	$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}}$

Tabla 4.12 Continuación

Periodo de recuperación de la inversión (PRI)	Es el periodo de recuperación de la inversión como el tiempo necesario para que un proyecto genere un retorno monetario que permita compensar la inversión realizada.	$PRI = A - \frac{B}{C}$ A: Período anterior al que se recupera la inversión. B: Flujo de efectivo anterior al que se recupera la inversión. C: Flujo de efectivo recuperado en el año.
------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuente: Jaramillo (2011) y Martínez (2020)

Elaborado por: Justine Suárez

En resumen, un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El Valor Actual Neto (VAN) es igual a 0.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor que la tasa de descuento (k).
- La Relación Costo – Beneficio (RCB) es mayor que 1.

Para desarrollar el análisis económico, se utilizó la ecuación de declinación exponencial para obtener el caudal en los meses de evaluación del proyecto

$$q_o = q_{oi} * e^{-Dt}$$

Donde:

qo: Caudal al tiempo t, BPPD

qoi: Caudal inicial después del reacondicionamiento, BPPD

D: Tasa de declinación de producción

t: Tiempo en meses

4.3.2. Costos Operacionales

La inversión que se va a realizar en este proyecto incluye los costos de los trabajos a desarrollarse de acuerdo con el análisis técnico realizado en la sección 4.2. En la tabla 4.13 se detalla el costo que tiene la intervención en el pozo por el rediseño o cambio del equipo BES.

Tabla 4.13 Costos por cambio o rediseño de equipo BES

SERVICIO	COSTO (USD)
Renta de Taladro de WO	\$3,523.51
Diferencial por movilización de Taladro	\$35,980.00
Servicio de Slick Line	\$3,214.19
BHA Limpieza	\$6,739.23
Agua de Matado	\$20,839.41
Spooler	\$2,509.18
Echometer	\$1,099.16
Logística de materiales	\$394.15
Vaccum	\$847.47
IT & Telecom	\$394.15
Combustible	\$2,156.68
Corrida de Tubing	\$5,329.22
Accesorios para completción definitiva	\$3,214.19
Backpressure Valve	\$352.50
Mantenimiento de Cabezal	\$1,099.16
Sensores Pason	\$2,156.68
Cambio de BES	\$250,000.00
Gastos Reembolsables	\$1,099.16
TOTAL	\$340,948.04

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Justine Suárez

El incremento de la frecuencia no se toma para realizar el análisis económico debido a que implica costos bajos. Esta actividad se debe coordinar con los ingenieros de campo, donde se les comunica la acción que deben tomar y la cantidad de Hz que deben incrementar. Por tal motivo, no se incluye esta propuesta en el análisis económico.

4.3.3. Ingresos

Los ingresos mensuales se van a obtener cuando se multiplique el valor en dólares del barril por el número de barriles de petróleo producido cada mes. El primer mes no se toma en cuenta debido a que es el tiempo donde se va a ejecutar el trabajo de reacondicionamiento, por lo tanto, la producción se empezara a ver a partir del segundo mes. Para estimar la producción por mes durante la evaluación económica, se va a considerar la tasa de declinación de producción de cada pozo.

4.3.4. Egresos

Los egresos mensuales son la suma de los costos operacionales y el costo operativo de producción de 8 \$/BBL (valor obtenido de la Agencia de Regulación, Control y Energía de Recursos Naturales No Renovables).

En este análisis no se toma en cuenta trabajos de reacondicionamiento dentro del periodo de evaluación, el cual será de 12 meses, ya que se estima que el tiempo de vida útil de las bombas BES es de 13 meses dependiendo del mantenimiento que se le dé y la forma en que trabaje (Román & Ruiz, 2020). Se advierte que los pozos puedan requerir intervenciones inesperadas dentro del periodo de evaluación económica, los cuales no se incluyen en este proyecto.

4.3.5. Criterios para realizar el Análisis Económico

- Se considera una tasa de actualización anual del 12% y una mensual del 1%, recomendada por la Agencia de Regulación, Control y Energía de Recursos Naturales No Renovables.
- La tasa de declinación e incremento de producción de cada pozo se muestra en la tabla 4.14. Esta tasa anual fue determinada en base a un análisis de declinación de OFM facilitado por la Agencia de Regulación, Control y Energía de Recursos Naturales No Renovables. (VER ANEXO VI).
- Se estima un costo operativo de producción por barril de 8 \$/BBL.
- No existe intervención de impuestos fiscales, por lo que la depreciación de los equipos no es tomada en cuenta.
- Para el análisis económico se plantearán 2 escenarios donde la variable será el valor del precio del petróleo:
- **Escenario 1:** \$69,21 valor establecido por Petroecuador a finales del año 2022.
- **Escenario 2:** \$75,3 valor establecido por la proyección realizada por el FMI para Ecuador.
- Se determinan los costos de reacondicionamiento por el cambio y rediseño de equipos BES en \$340,948.04. Este valor está basado en costos de anteriores reacondicionamientos en el campo Auca Norte.
- Se estima que el tiempo que va a durar el reacondicionamiento es de 8 días.

Tabla 4.14 Tasa de declinación e Incremento de producción

Pozo	Producción Actual [bl]	Producción Esperada [bl]	Incremento [bl]	Tasa de declinación mensual	Tasa de declinación anual
ACA – 139	261	300	45	1.147%	13.77%
ACAM – 148	86	437	329	1.298%	15.58%
ACAM – 149	146	442	278	4.824%	57.89%

Elaborado por: Justine Suárez

Con los valores presentados en la tabla se va a realizar el análisis económico para cada caso planteado. El pozo ACA – 020 no se toma en cuenta debido a que se tomó la subida de frecuencia como alternativa única.

4.4. Estudio Económico Aplicado al Proyecto

El estudio económico se va a realiza a cada pozo, debido a que si las propuestas establecidas se llegan a ejecutar no serán al mismo tiempo, ya que se debe tomar en cuenta los cronogramas de reacondicionamiento y la posibilidad de no contar con las suficientes torres de WO.

4.4.1. Escenario 1

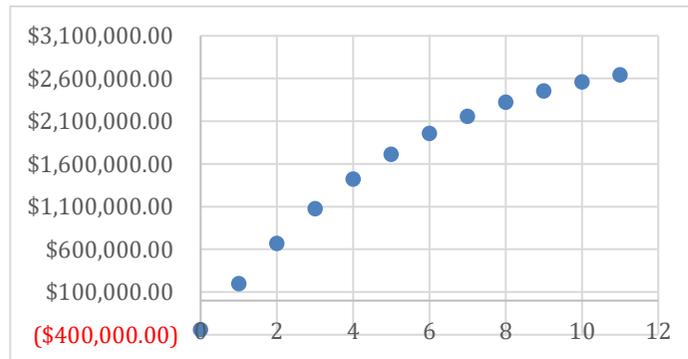
Para este escenario se tomó en cuenta el precio actual del barril de petróleo ecuatoriano, estipulado en \$69,21. A continuación, se detallarán los indicadores financieros del pozo ACAM – 148 y el periodo de recuperación de este. El desarrollo de los demás pozos se encuentra adjunto en el anexo VII.

4.4.2. Escenario 2

Para este escenario se tomó en cuenta el precio estimado para el 2023 del barril de petróleo ecuatoriano, estipulado en \$75.30. A continuación, se detallarán los indicadores financieros del pozo ACAM – 148 y el periodo de recuperación de este. El desarrollo de los demás pozos se encuentra adjunto en el anexo VII.

ESCENARIO 1

Tiempo	Periodo	Producción diaria [BPPD] (TDM=1.298%)	Producción mensual [BPPD]	Ingresos [USD]	Egresos [USD]	Flujo de caja [USD]	Ingreso Total actualizado [USD]	Egreso Total actualizado [USD]	Flujo de caja actualizado [USD]	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado [USD]
Enero	0	WO	0		(\$340,948.04)	(\$340,948.04)			(\$340,948.04)	(\$340,948.04)
Febrero	1	329	9870	\$ 683,102.70	\$ 78,960.00	\$604,142.70	\$609,913.13	\$ 70,500.00	\$539,413.13	\$198,465.09
Marzo	2	322	9647	\$ 667,693.49	\$ 77,178.85	\$590,514.64	\$532,281.16	\$ 61,526.50	\$470,754.66	\$669,219.74
Abril	3	311	9323	\$ 645,228.95	\$ 74,582.16	\$570,646.79	\$459,261.22	\$ 53,086.11	\$406,175.11	\$1,075,394.85
Mayo	4	297	8907	\$ 616,447.53	\$ 71,255.31	\$545,192.22	\$391,763.55	\$ 45,284.04	\$346,479.51	\$1,421,874.36
Junio	5	280	8413	\$ 582,269.39	\$ 67,304.65	\$514,964.74	\$330,395.29	\$ 38,190.47	\$292,204.82	\$1,714,079.18
Julio	6	262	7856	\$ 543,747.62	\$ 62,851.91	\$480,895.71	\$275,479.47	\$ 31,842.74	\$243,636.73	\$1,957,715.92
Agosto	7	242	7253	\$ 502,014.61	\$ 58,027.99	\$443,986.62	\$227,085.91	\$ 26,248.91	\$200,837.00	\$2,158,552.92
Septiembre	8	221	6621	\$ 458,227.24	\$ 52,966.59	\$405,260.65	\$185,070.30	\$ 21,392.32	\$163,677.98	\$2,322,230.89
Octubre	9	199	5975	\$ 413,514.76	\$ 47,798.27	\$365,716.49	\$149,117.57	\$ 17,236.53	\$131,881.03	\$2,454,111.93
Noviembre	10	178	5331	\$ 368,932.32	\$ 42,644.97	\$326,287.35	\$118,786.33	\$ 13,730.54	\$105,055.79	\$2,559,167.72
Diciembre	11	157	4702	\$ 325,422.79	\$ 37,615.70	\$287,807.09	\$93,551.27	\$ 10,813.61	\$82,737.66	\$2,641,905.38
							\$3,372,705.20	\$389,851.78		



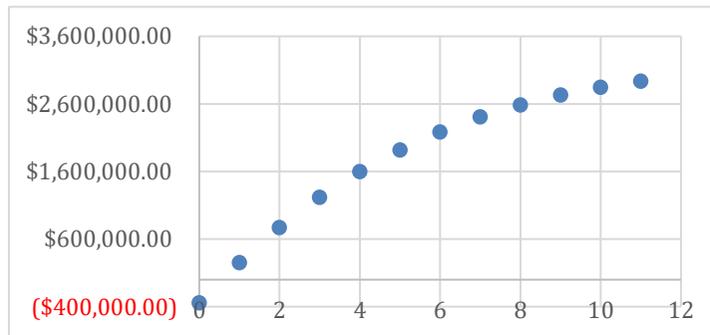
Inversión Total [USD]=	\$ 1,012,134.45
VAN [USD]=	\$2,258,512.99
TIR (%)=	174%
RCB=	2.405662154
PRI=	1.71792

Figura 4.35 Estudio Económico del pozo ACAM – 148

Elaborado por: Justine Suárez

ESCENARIO 2

Tiempo	Periodo	Producción diaria [BPPD] (TDM=1.298%)	Producción mensual [BPPD]	Ingresos [USD]	Egresos [USD]	Flujo de caja [USD]	Ingreso Total actualizado [USD]	Egreso Total actualizado [USD]	Flujo de caja actualizado [USD]	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado [USD]
Enero	0	WO	0		(\$340,948.04)	(\$340,948.04)			(\$340,948.04)	(\$340,948.04)
Febrero	1	329	9870	\$ 743,211.00	\$ 78,960.00	\$664,251.00	\$663,581.25	\$ 70,500.00	\$593,081.25	\$252,133.21
Marzo	2	322	9647	\$ 726,445.88	\$ 77,178.85	\$649,267.04	\$579,118.21	\$ 61,526.50	\$517,591.71	\$769,724.92
Abril	3	311	9323	\$ 702,004.62	\$ 74,582.16	\$627,422.46	\$499,673.02	\$ 53,086.11	\$446,586.91	\$1,216,311.83
Mayo	4	297	8907	\$ 670,690.64	\$ 71,255.31	\$599,435.33	\$426,236.03	\$ 45,284.04	\$380,951.99	\$1,597,263.82
Junio	5	280	8413	\$ 633,505.06	\$ 67,304.65	\$566,200.41	\$359,467.78	\$ 38,190.47	\$321,277.32	\$1,918,541.13
Julio	6	262	7856	\$ 591,593.64	\$ 62,851.91	\$528,741.73	\$299,719.75	\$ 31,842.74	\$267,877.02	\$2,186,418.15
Agosto	7	242	7253	\$ 546,188.41	\$ 58,027.99	\$488,160.42	\$247,067.90	\$ 26,248.91	\$220,818.98	\$2,407,237.13
Septiembre	8	221	6621	\$ 498,548.06	\$ 52,966.59	\$445,581.46	\$201,355.20	\$ 21,392.32	\$179,962.88	\$2,587,200.01
Octubre	9	199	5975	\$ 449,901.19	\$ 47,798.27	\$402,102.93	\$162,238.88	\$ 17,236.53	\$145,002.35	\$2,732,202.36
Noviembre	10	178	5331	\$ 401,395.81	\$ 42,644.97	\$358,750.83	\$129,238.71	\$ 13,730.54	\$115,508.17	\$2,847,710.53
Diciembre	11	157	4702	\$ 354,057.73	\$ 37,615.70	\$316,442.04	\$101,783.14	\$ 10,813.61	\$90,969.52	\$2,938,680.05
							\$3,669,479.87	\$389,851.78		



Inversión Total [USD]=	\$ 1,012,134.45
VAN [USD]=	\$2,449,298.32
TIR (%)=	192%
RCB=	2.617343739
PRI=	1.35225

Figura 4.36 Estudio económico del pozo ACAM – 148

Elaborado por: Justine Suárez

4.5. Análisis de Resultados

En los 2 escenarios planteados los pozos cumplen con los criterios adecuados de los indicadores financieros, dando ganancias a largo y corto plazo. En las tablas 4.9 y 4.10 se muestra un resumen de los escenarios y sus respectivos indicadores.

Tabla 4.15 Resultados del Escenario 1

ESCENARIO 1					
Indicador	VAN [USD]	TIR [%]	RCB	PRI [meses]	Viabilidad
ACA – 139	\$603,041.39	17%	1	7	Proyecto Viable
ACAM – 148	\$2,228,871.95	174%	2.40	2	Proyecto Viable
ACAM – 149	\$1,570,290.93	138%	2.16	3	Proyecto Viable

Elaborado por: Justine Suárez

Tabla 4.16 Resultados del Escenario 2

ESCENARIO 2					
Indicador	VAN [USD]	TIR [%]	RCB	PRI [meses]	Viabilidad
ACA – 139	\$629,117.98	20%	1.03	6	Proyecto Viable
ACAM – 148	\$2,416,708.19	192%	2.61	1	Proyecto Viable
ACAM – 149	\$1,692,602.62	153%	2.35	2	Proyecto Viable

Elaborado por: Justine Suárez

Los resultados obtenidos muestran que en los 2 escenarios se obtiene recuperación de la inversión de manera inmediata para los pozos ACAM – 148 y ACAM – 149, mientras que el pozo ACA – 139 se ve recuperación de la inversión a los 6 o 7 meses dependiendo del escenario. Un punto para tener en cuenta es que con el reacondicionamiento del ACA – 139 el incremento de barriles de petróleo es de 45, lo que demuestra que no es muy rentable. Por esta razón, se recomendaría realizar el trabajo de reacondicionamiento si es que el porcentaje de BSW incrementa o la producción disminuye.

5. CONCLUSIONES

- El bombeo electrosumergible es uno de los métodos de levantamiento artificial más utilizado debido a sus ventajas operativas y económicas.
- La mayoría de los pozos operan sobre el punto de burbuja lo que indica que el ingreso de gas a la bomba no sería un problema, excepto por el pozo ACA – 139 el cual cuenta con una presión de reservorio de 909 psi y una presión de burbuja de 820 psi.
- Se utilizó el software PIPESIM 2017.1 para realizar el análisis nodal de cada pozo y luego realizar el adecuado análisis técnico.
- Se plantearon 2 alternativas: incremento de frecuencia y rediseño o cambio de bomba, los cuales al ser analizados dieron buenos resultados; siendo la alternativa 2 la que mayor incremento de producción de petróleo genera.
- Para el pozo ACA – 020 se tomó en cuenta el incremento de frecuencia ya que la bomba está trabajando dentro de los rangos establecidos y no requiere un cambio o rediseño de bomba.
- Para los pozos ACA – 139, ACAM – 148 y ACAM – 149, se tomó en cuenta el cambio o rediseño de bomba dependiendo del caso, donde los incrementales de producción fueron notables.
- Los pozos cumplen con los criterios adecuados para que el proyecto sea viable y satisfactorio en los 2 escenarios planteados como se muestra en las tablas 4.15 y 4.16.
- El pozo ACA – 139 es un pozo que recupera su inversión al séptimo mes, lo que indica que no sería rentable realizar un rediseño de la bomba.
- Para el análisis económico no se tomó en cuenta el incremento de frecuencia ya que es un trabajo que se realiza continuamente en las producciones por parte de los departamentos de producción de las diferentes compañías.

6. RECOMENDACIONES

- Se debe realizar un estudio geológico - petrofísico en el pozo ACA – 139 ya que la arena actual no está aportando con el potencial adecuado.
- De acuerdo con el análisis realizado se deben mantener las condiciones operativas actuales del pozo ACA – 139 hasta que el porcentaje de BSW incremente o su producción disminuya, ya que la producción esperada con el rediseño no es considerable.
- Se deben realizar pruebas de presión en los pozos seleccionados para poder determinar con más certeza el estado actual del yacimiento.
- El análisis técnico indica que el incremento de frecuencia es una alternativa muy buena, por lo que se recomienda utilizar esta propuesta de forma preferencial y luego de un tiempo prolongado, establecer los cambios de bomba de acuerdo con las necesidades del pozo.
- Es importante tener en cuenta el tiempo de vida útil de cada equipo, por lo que se recomienda realizar un seguimiento constante a los equipos instalados.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

RUIZ, Christian, & ROMÁN, Héctor, “Estudio de la Eficiencia Operativa de las Bombas Eléctricas Sumergibles (BES) en el Campo V.H.R en Base a las Curvas de Operación”, Guayaquil, Ecuador, 2020.

AYALA, Silvia A., JIJÓN, Pedro F., & AYALA, Diego R., “Análisis de Operación de Bombas Eléctricas Sumergibles (BES) para determinar su relación con fallas mecánicas por sobreproducción”, Latacunga, Ecuador, 2020.

HIRSCHFELDT, Marcelo, “Análisis e un sistema de producción y Análisis NODAL”, Argentina, 2009.

Banco Central del Ecuador, “Análisis del Sector Petrolero – Resultados al Tercer trimestre 2022”, Quito, Ecuador, 2022.

MARTÍNEZ, Claudia M., “Evaluación Financiera”,

GAONA, Anyelo D., “Estudio Para la Optimización de la producción mediante Análisis Nodal en Pozos con Sistema BES del Bloque 57”, Quito, Ecuador, 2019.

OROZCO, Jessica M., “Análisis Noda del Sistema de Bombeo Electrosumergible en los Campos Jivino y Limoncocha del Bloque 15”, Quito, Ecuador, 2019.

PEÑAFIEL, Janina E., “Optimización del Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el área Shushufindi”, Quito, Ecuador, 2008.

CALISPA, Diego F., & PROAÑO, María G., “Optimización de la Producción del Campo Auca Mediante análisis Nodal”, Quito, Ecuador, 2011

JARAMILLO, Juan S., “Estudio del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible del Campo Parahuacu para Incrementar la Producción”, Quito, Ecuador, 2011.

ORTEGA, Rubén D., “Análisis Técnico Económico para Ahorro de Fluido Motriz, Utilizando Bombas Eléctricas Sumergibles, en Pozos que tienen Baja Presión de Formación en el Área Lago Agrio”, Quito, Ecuador, 2012.

GOYES, Segundo H., & HINOJOSA, Jennifer P., “Estudio para Optimizar el Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo del Área Lago Agrio”, Quito, Ecuador, 2012.

DONOSO, Lenin P., & SOLÍS, Alex M., “Optimización de la Producción de los Pozos que Producen en los Campos Culebra, Yulebra y Anaconda Operados por EP Petroecuador, Mediante Análisis Nodal”, Quito, Ecuador, 2013.

CACHUMBA, Freddy S., “Estudio para la Optimización de Producción de Pozos con Bombeo Electrosumergible, Mediante Análisis Nodal del Campo Cuyabeno”, Quito, Ecuador, 2017.

YÉPEZ, Javier S., “Optimización de la Producción de un Campo Z mediante el uso de Análisis Nodal y Sensibilidades para Pozos con Problemas en Operación de Bombas Electrosumergibles”, Quitom ecuador, 2019.

MELO, Vinicio R., “Levantamiento Artificial”, Quito, Ecuador, 2019.

RIVIERO, José L., “Análisis Nodal y Explotación de Petróleo”, 2007.

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNÁNDEZ, Carlos, & BAPTISTA, María P., “Metodología de la Investigación”, México DF, México, 2014.

SCHLUMBERGER, “PIPESIM”, 2007.

BABY, Patrice, RIVADENEIRA, Marco, & BARRAGAN, Roberto, “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”, Quito, Ecuador, 2014.

8. ANEXOS

ANEXO I. DETALLE DE RESERVAS POR YACIMIENTO DEL CAMPO AUCA – CONGO DEL AÑO 2018

Figura A-1.1 Reservas Campo Auca – Congo.

ANEXO II. HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO AUCA NORTE

Tabla A-2.1 Historial de producción del Pozo ACA – 020

Tabla A-2.2 Historial de Producción del Pozo ACAM – 147

Tabla A-2.3 Historial de Producción del Pozo ACAM – 148

Tabla A-2.4 Historial de Producción del Pozo ACAM – 149

ANEXO III. DIAGRAMA DE COMPLETACION DE LOS POZOS DEL CAMPO AUCA NORTE

Figura A-3.1 Diagrama de Completación del pozo ACA-020

Figura A-3.2 Diagrama de Completación del Pozo ACAM – 147

Figura A-3.3 Diagrama de Completación del Pozo ACAM – 148

Figura A-3.4 Diagrama de Completación del Pozo ACAM – 149

ANEXO IV. CAPACIDAD DE ENTREGA DEL YACIMIENTO – AOF

Figura A-4.1 AOF del pozo ACA – 020

Figura A-4.2 AOF del pozo ACA – 139

Figura A-4.3 AOF del pozo ACAM – 148

Figura A-4.4 AOF del pozo ACAM – 149

ANEXO V. CURVA DE COMPORTAMIENTO Y CURVA TORNADO DE LAS BOMBAS

Figura A-5.1 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACA – 020

Figura A-5.2 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACA – 139

Figura A-5.3 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACAM – 148

Figura A-5.4 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACAM – 149

ANEXO VI. TASA DE DECLINACIÓN ANUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO AUCA NORTE

Figura A-6.1 Tasa de declinación anual del pozo ACA – 020

Figura A-6.2 Tasa de declinación anual del pozo ACA – 139

Figura A-6.3 Tasa de declinación anual del pozo ACAM – 148

Figura A-6.4 Tasa de declinación anual del pozo ACAM – 149

ANEXO VII. ESTUDIO ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Figura A-7.1 Estudio Económico del pozo ACA – 139

Figura A-7.2 Estudio Económico del pozo ACAM – 149

Figura A-7.3 Estudio Económico del pozo ACA – 139

Figura A-7.4 Estudio Económico del pozo ACAM – 149

ANEXO I

Figura A-1.1 Reservas Campo Auca – Congo.

Campo	Yacimiento	POES [Bls]	Factor de Recobro [%]	Reservas				Reservas Remanentes [Bls]	°API
				Probadas [Bls]	Probables [Bls]	Posibles [Bls]	Totales [Bls]		
Auca- Conga	Basal Tena	296,958,994	6.56	19,479,884	297,151	0	19,777,035	7,058,353	21.1
	Hollín Inferior	193,958,994	23.16	44,734,672	0	0	44,734,672	7,161,645	31.6
	Hollín Superior	311,767,147	27.15	84,637,294	6,137,071	6,802,179	97,576,544	21,634,707	31.6
	T Inferior	585,598,971	23.23	136,025,827	9,683,415	10,622,965	156,332,207	50,322,123	26.9
	T Superior	221,663,251	5.13	11,368,866	0	0	11,368,866	8,248,750	26.9
	U Inferior	1,043,592,986	10.54	110,040,333	6,904,353	15,691,965	132,636,651	42,969,718	18.5
	U Superior	59,904,022	7.01	4,198,657	0	0	4,198,657	3,688,596	18.5
	Total	2,712,676,515		410,485,533	23,021,990	33,116,597	466,624,120	91,263,892	26.1

ANEXO II

Tabla A-2.1 Historial de producción del Pozo ACA – 020

Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API
23/01/2020	T SUPERIOR	502	496.98	5.02	1	25.8
27/02/2020	T SUPERIOR	507	501.93	5.07	1	25.8
17/03/2020	T SUPERIOR	516	510.84	5.16	1	25.8
3/4/2020	T SUPERIOR	519	513.81	5.19	1	25.8
22/05/2020	T SUPERIOR	523	517.77	5.23	1	25.8
27/06/2020	T SUPERIOR	523	517.822	5.178	0.99	26.4
26/07/2020	T SUPERIOR	524	518.76	5.24	1	26.4
28/08/2020	T SUPERIOR	519	513.81	5.19	1	26.4
20/09/2020	T SUPERIOR	518	512.82	5.18	1	26.4
19/10/2020	T SUPERIOR	516	510.84	5.16	1	26.4
30/11/2020	T SUPERIOR	514	508.86	5.14	1	25.2
26/12/2020	T SUPERIOR	512	506.88	5.12	1	25.2
24/01/2021	T SUPERIOR	509	503.91	5.09	1	25.2
26/02/2021	T SUPERIOR	512	506.88	5.12	1	25.2
27/03/2021	T SUPERIOR	514	508.86	5.14	1	25.2
19/04/2021	T SUPERIOR	510	504.9	5.1	1	25.2
22/05/2021	T SUPERIOR	509	503.91	5.09	1	25.2
18/06/2021	T SUPERIOR	523	517.77	5.23	1	25.2
25/07/2021	T SUPERIOR	533	527.67	5.33	1	25.2
30/08/2021	T SUPERIOR	523	522.477	0.523	0.1	25.2
27/09/2021	T SUPERIOR	518	517.482	0.518	0.1	25.2
16/10/2021	T SUPERIOR	519	518.481	0.519	0.1	25.2
25/11/2021	T SUPERIOR	519	518.481	0.519	0.1	25.2
9/12/2021	T SUPERIOR	519	518.481	0.519	0.1	25.2
20/02/2022	T SUPERIOR	860	739.6	120.4	14	28
24/03/2022	T SUPERIOR	792	649.44	142.56	18	28
20/04/2022	T SUPERIOR	792	649.44	142.56	18	28
31/05/2022	T SUPERIOR	1123	920.86	202.14	18	28
13/06/2022	T SUPERIOR	1154	969.36	184.64	16	28
27/07/2022	T SUPERIOR	1385	1135.7	249.3	18	28.5
24/08/2022	T SUPERIOR	1412	1157.84	254.16	18	28.5
26/09/2022	T SUPERIOR	1354	1137.36	216.64	16	28.5
29/10/2022	T SUPERIOR	1290	1109.4	180.6	14	28.5
23/11/2022	T SUPERIOR	1290	1109.4	180.6	14	27
9/12/22	T SUPERIOR	1305	1109.25	195.75	15	27

Tabla A-2.2 Historial de Producción del Pozo ACA – 139

Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API
24/01/2020	T INFERIOR	271	173.44	97.56	36	26.5
15/02/2020	T INFERIOR	272	174.08	97.92	36	26.5
7/4/2020	T INFERIOR	250	160	90	36	26.5
31/05/2020	T INFERIOR	248	158.72	89.28	36	26.5
22/06/2020	T INFERIOR	248	158.72	89.28	36	26.5
25/07/2020	T INFERIOR	240	153.6	86.4	36	26.5
31/08/2020	T INFERIOR	277	177.28	99.72	36	26.5
29/09/2020	T INFERIOR	280	179.2	100.8	36	26.5
16/10/2020	T INFERIOR	278	177.92	100.08	36	25.7
22/11/2020	T INFERIOR	274	175.36	98.64	36	25.7
20/02/2021	T INFERIOR	295	164.905	130.095	44.1	25.7
26/02/2021	T INFERIOR	320	178.88	141.12	44.1	25.7
17/03/2021	T INFERIOR	337	188.72	148.28	44	25.7
20/04/2021	T INFERIOR	342	191.52	150.48	44	25.7
30/05/2021	T INFERIOR	340	190.06	149.94	44.1	25.7
25/06/2021	T INFERIOR	315	176.4	138.6	44	25.7
18/07/2021	T INFERIOR	315	176.4	138.6	44	25.7
17/08/2021	T INFERIOR	315	176.4	138.6	44	25.7
18/09/2021	T INFERIOR	314	175.84	138.16	44	25.7
8/10/2021	T INFERIOR	323	180.88	142.12	44	25.7
24/11/2021	T INFERIOR	333	186.48	146.52	44	25.7
4/12/2021	T INFERIOR	329	184.24	144.76	44	25.7
15/01/2022	T INFERIOR	329	184.24	144.76	44	25.7
28/02/2022	T INFERIOR	310	173.6	136.4	44	25.7
17/03/2022	T INFERIOR	304	176.32	127.68	42	25.7
26/04/2022	T INFERIOR	285	165.3	119.7	42	25.7
26/05/2021	T INFERIOR	290	168.2	121.8	42	25.7
11/6/2022	T INFERIOR	275	154	121	44	25.7
17/07/2022	T INFERIOR	275	154	121	44	25.7
28/08/2022	T INFERIOR	268	150.08	117.92	44	25.7
15/09/2022	T INFERIOR	260	145.6	114.4	44	25.7
21/10/2022	T INFERIOR	261	146.16	114.84	44	25.7
16/11/2022	T INFERIOR	261	146.16	114.84	44	25.7
17/12/2022	T INFERIOR	261	146.16	114.84	44	25.7

Tabla A-2.3 Historial de Producción del Pozo ACAM – 148

Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API
6/1/2020	HOLLIN SUPERIOR	164	26.24	137.76	84	32.3
16/09/2021	T INFERIOR	376	225.6	150.4	40	28.2
17/09/2021	T INFERIOR	476	399.84	76.16	16	28.2
18/09/2021	T INFERIOR	470	460.6	9.4	2	28.2
25/09/2021	T INFERIOR	470	460.6	9.4	2	26.6
29/09/2021	T INFERIOR	435	430.65	4.35	1	26.6
7/10/2021	T INFERIOR	475	470.25	4.75	1	26.6
8/10/2021	T INFERIOR	483	478.17	4.83	1	26.6
9/10/2021	T INFERIOR	483	478.17	4.83	1	26.6
10/10/2021	T INFERIOR	483	478.17	4.83	1	26.6
21/10/2021	T INFERIOR	510	504.9	5.1	1	26.6
31/10/2021	T INFERIOR	526	520.74	5.26	1	26.6
5/11/2021	T INFERIOR	526	523.37	2.63	0.5	26.6
14/11/2021	T INFERIOR	510	504.9	5.1	1	26.6
24/11/2021	T INFERIOR	510	508.98	1.02	0.2	26.6
25/11/2021	T INFERIOR	500	499	1	0.2	26.6
1/12/2021	T INFERIOR	434	433.132	0.868	0.2	26.6
16/01/2022	T INFERIOR	436	435.128	0.872	0.2	26.6
23/02/2022	T INFERIOR	276	275.448	0.552	0.2	26.6
25/03/2022	T INFERIOR	193	192.614	0.386	0.2	26.6
9/4/2022	T INFERIOR	193	192.614	0.386	0.2	26.6
29/05/2022	T INFERIOR	141	140.718	0.282	0.2	26.6
20/06/2022	T INFERIOR	140	139.72	0.28	0.2	26.6
21/07/2022	T INFERIOR	140	139.72	0.28	0.2	26.6
24/08/2022	T INFERIOR	86	85.828	0.172	0.2	26.6
23/09/2022	T INFERIOR	85	84.83	0.17	0.2	26.6
25/10/2022	T INFERIOR	86	85.57	0.43	0.5	26.6
12/11/2022	T INFERIOR	86	85.57	0.43	0.5	26.6
15/12/2022	T INFERIOR	86	85.57	0.43	0.5	26.6

Tabla A-2.4 Historial de Producción del Pozo ACAM – 149

Fecha	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API
10/11/2021	U INFERIOR	393	298.68	94.32	24	17.3
11/11/2021	U INFERIOR	383	344.7	38.3	10	17.8
12/11/2021	U INFERIOR	367	355.99	11.01	3	17.8
14/11/2021	U INFERIOR	380	368.6	11.4	3	17.8
27/11/2021	U INFERIOR	380	368.6	11.4	3	17.8
7/12/2021	U INFERIOR	302	292.94	9.06	3	17.8
2/1/2022	U INFERIOR	302	292.94	9.06	3	17.8
17/01/2022	U INFERIOR	300	291	9	3	17.8
22/01/2022	U INFERIOR	300	291	9	3	17.8
7/2/2022	U INFERIOR	300	291	9	3	17.8
17/02/2022	U INFERIOR	298	289.06	8.94	3	17.8
3/3/2022	U INFERIOR	298	289.06	8.94	3	17.9
12/3/2022	U INFERIOR	248	240.56	7.44	3	17.9
23/3/2022	U INFERIOR	248	240.56	7.44	3	17.9
25/03/2022	U INFERIOR	246	238.62	7.38	3	17.9
9/4/2022	U INFERIOR	246	238.62	7.38	3	17.9
21/04/2022	U INFERIOR	246	238.62	7.38	3	17.9
26/04/2022	U INFERIOR	234	226.98	7.02	3	17.9
30/04/2022	U INFERIOR	219	201.48	17.52	8	17.9
11/5/2022	U INFERIOR	218	200.56	17.44	8	17.9
19/05/2022	U INFERIOR	218	200.56	17.44	8	17.9
22/05/2022	U INFERIOR	198	184.14	13.86	7	17.9
7/6/2022	U INFERIOR	196	182.28	13.72	7	17.9
20/06/2022	U INFERIOR	196	182.28	13.72	7	17.9
1/7/2022	U INFERIOR	196	182.28	13.72	7	17.9
24/07/2022	U INFERIOR	196	182.28	13.72	7	17.9
27/07/2022	U INFERIOR	200	190	10	5	17.9
4/8/2022	U INFERIOR	168	159.6	8.4	5	17.9
12/8/2022	U INFERIOR	168	156.24	11.76	7	17.9
26/08/2022	U INFERIOR	168	156.24	11.76	7	17.9
11/9/2022	U INFERIOR	168	156.24	11.76	7	17.9
19/09/2022	U INFERIOR	168	156.24	11.76	7	17.9
1/10/2022	U INFERIOR	168	156.24	11.76	7	17.9
9/10/2022	U INFERIOR	168	156.24	11.76	7	17.9
18/10/2022	U INFERIOR	168	156.24	11.76	7	17.9
29/10/2022	U INFERIOR	166	154.38	11.62	7	17.9
7/11/2022	U INFERIOR	166	154.38	11.62	7	17.9
13/11/2022	U INFERIOR	166	156.04	9.96	6	17.9
17/11/2022	U INFERIOR	146	137.24	8.76	6	17.9
4/12/2022	U INFERIOR	146	137.24	8.76	6	17.9

ANEXO III

Figura A-3.1 Diagrama de Completación del pozo ACA-020

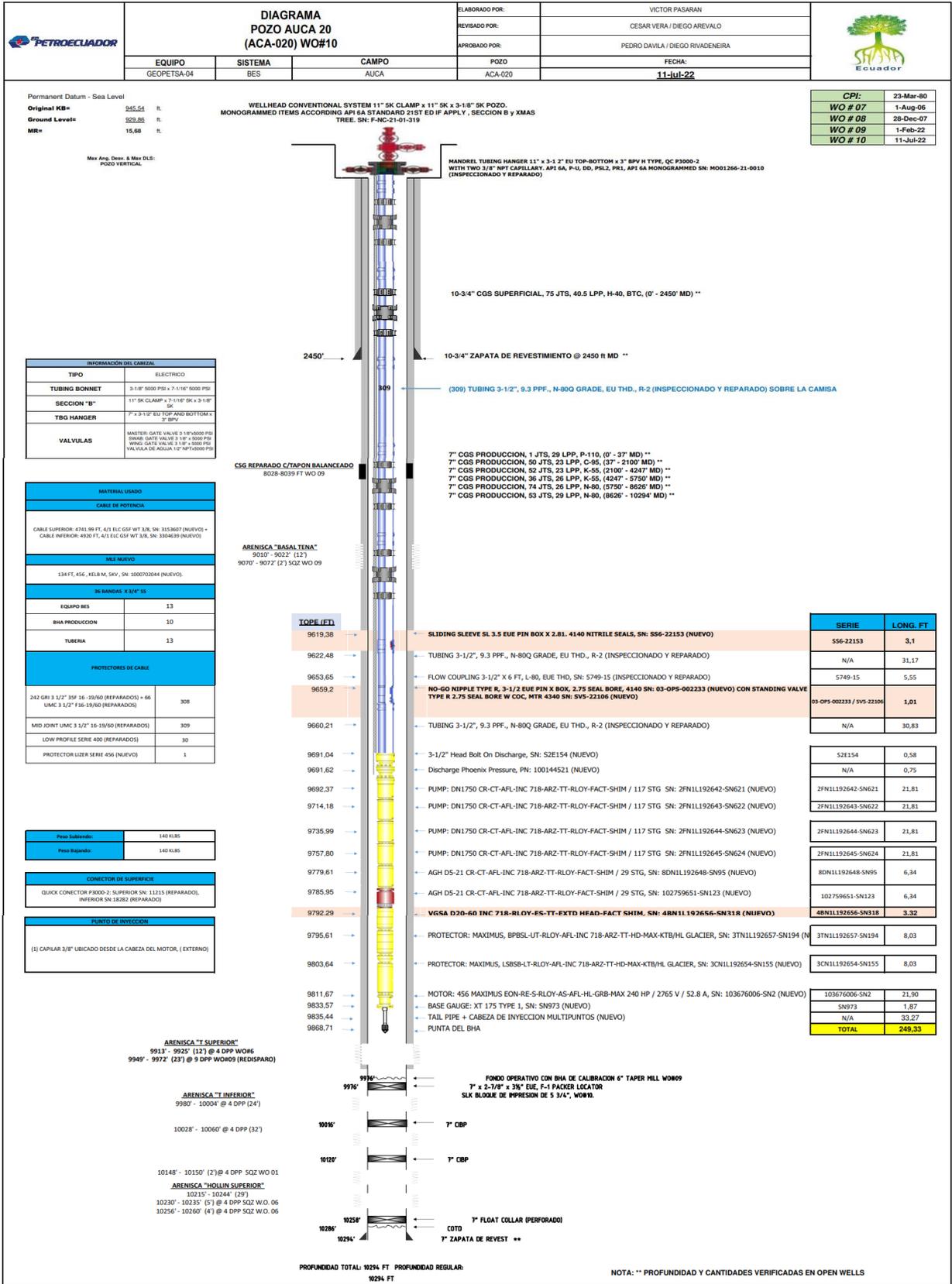


Figura A-3.2 Diagrama de Completación del Pozo ACA – 139

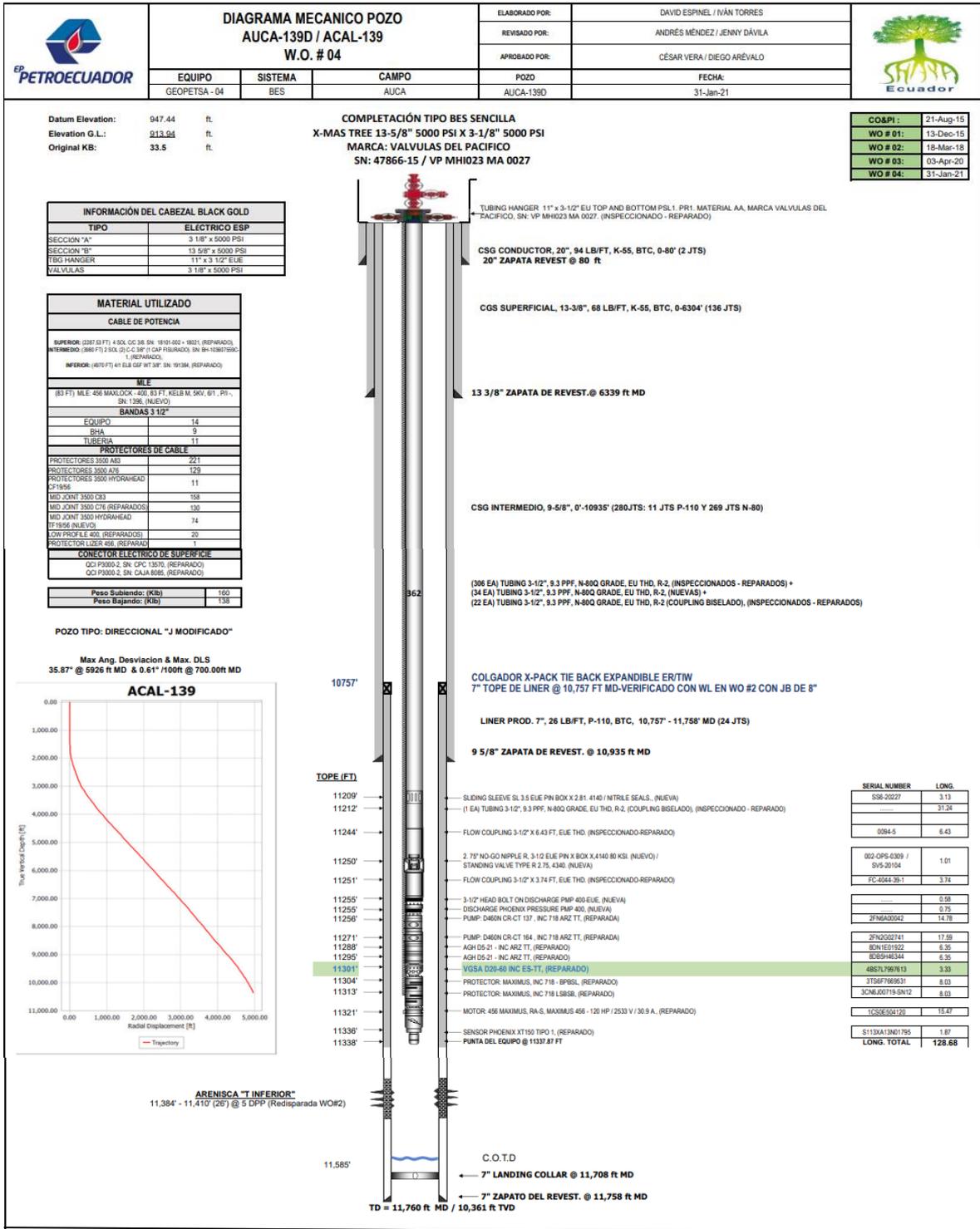


Figura A-3.3 Diagrama de Completación del Pozo ACAM – 148

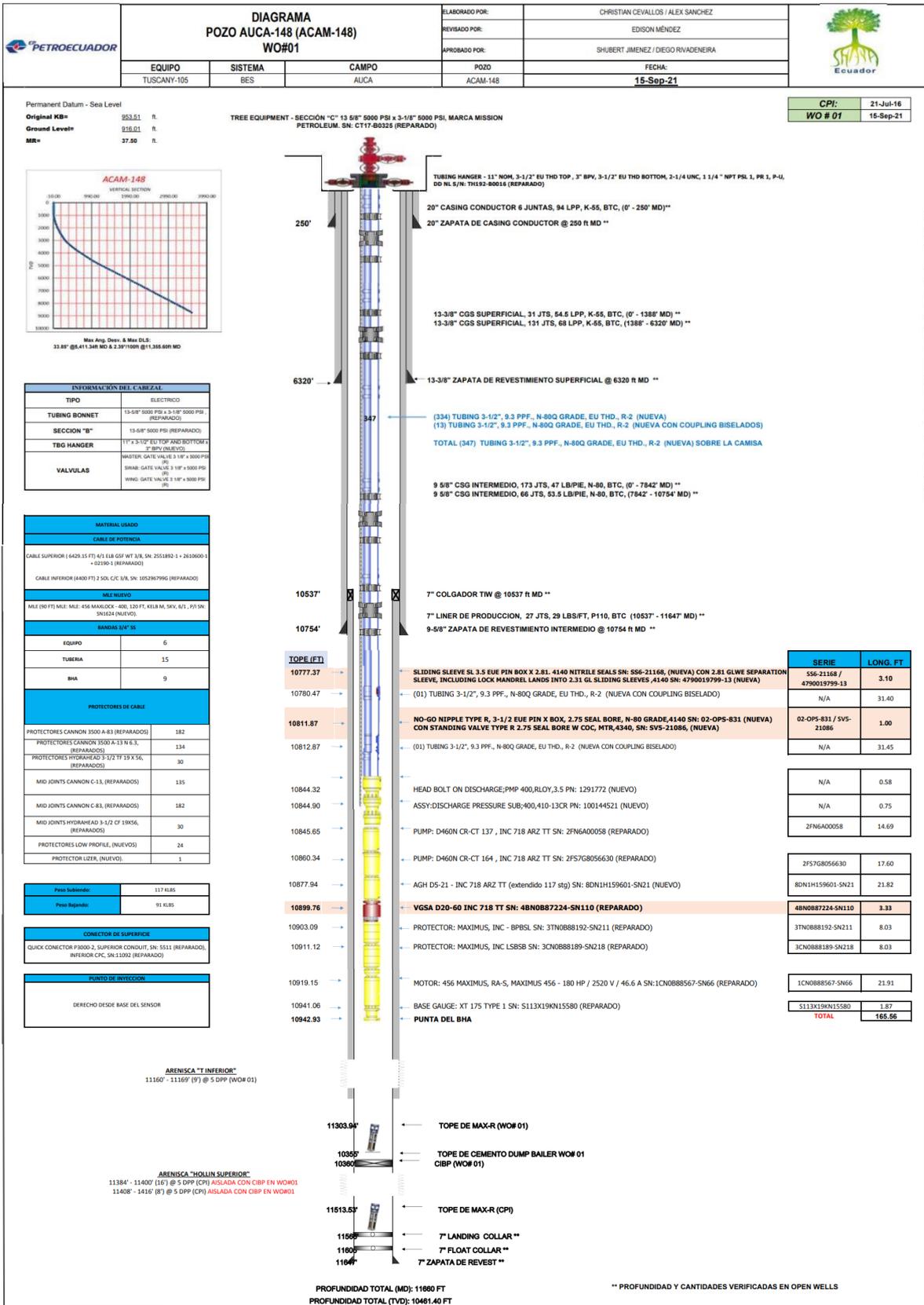
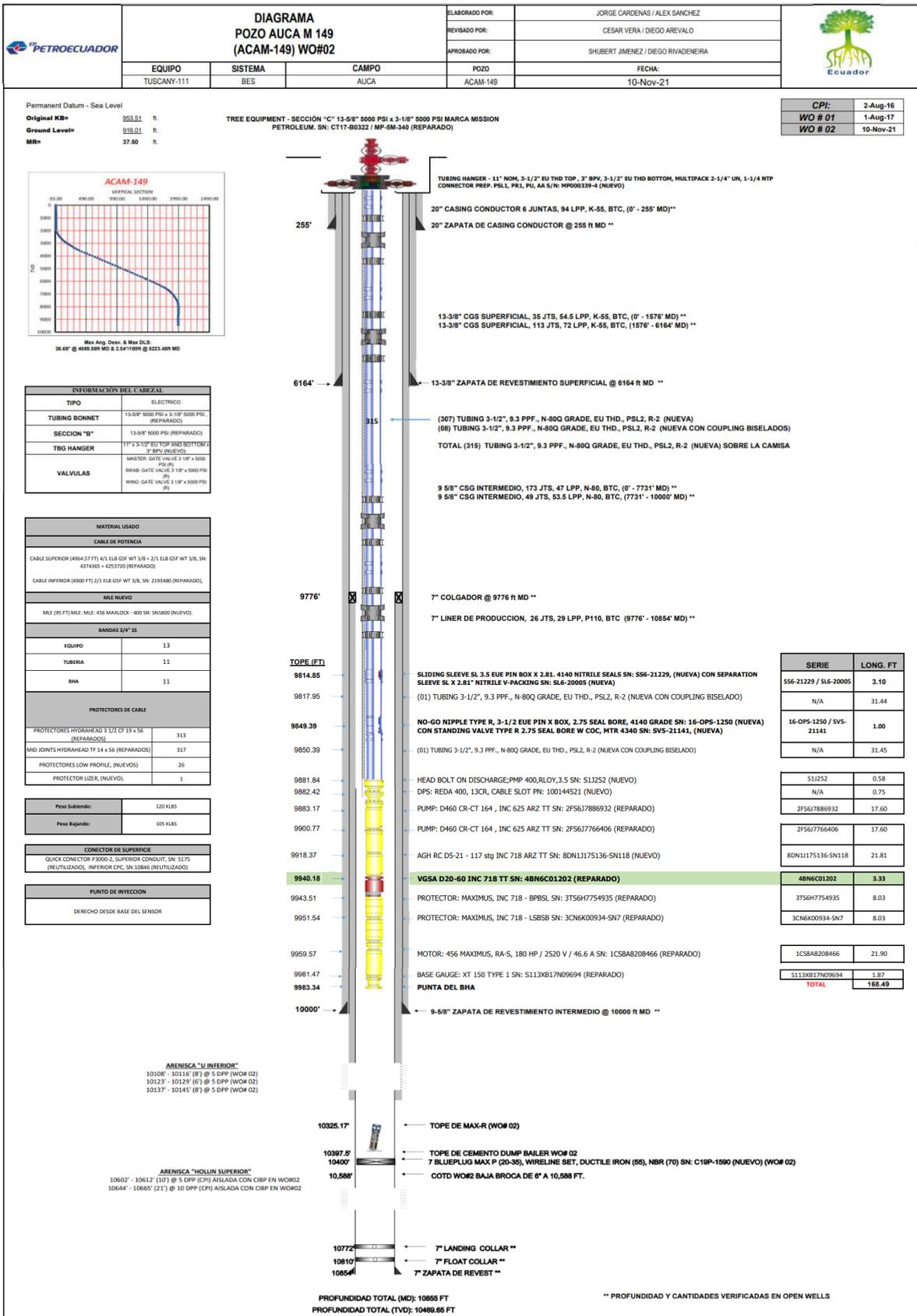


Figura A-3.4 Diagrama de Completación del Pozo ACAM – 149



ANEXO IV

Figura A-4.1 AOF del pozo ACA – 020

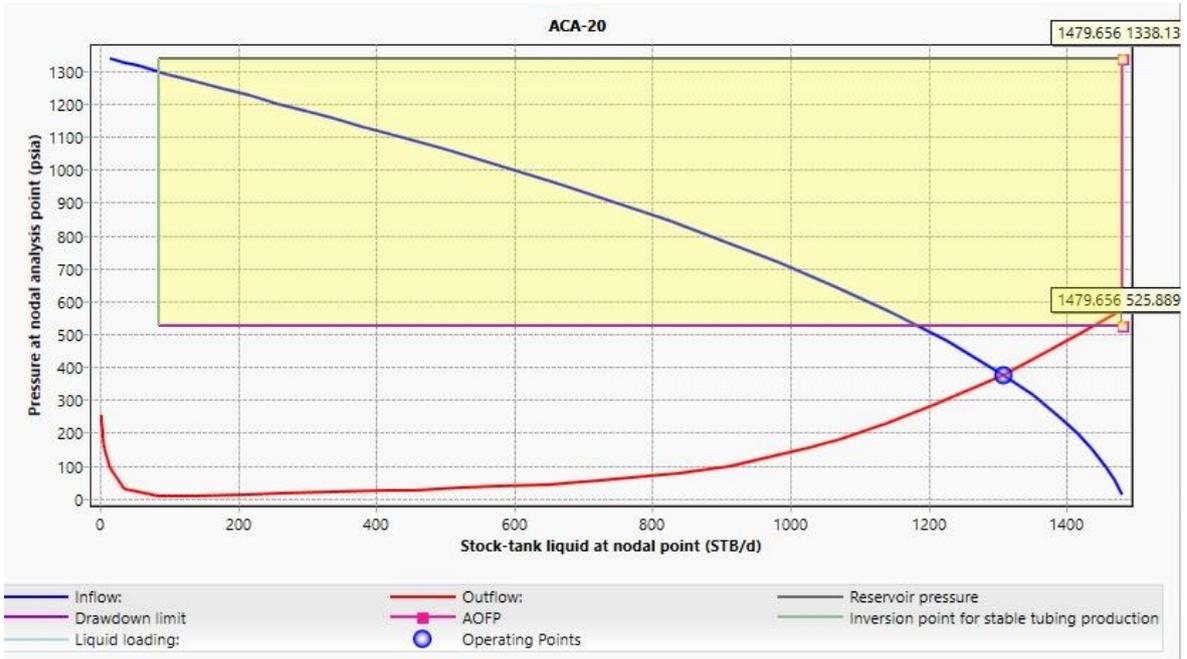


Figura A-4.2 AOF del pozo ACA – 139

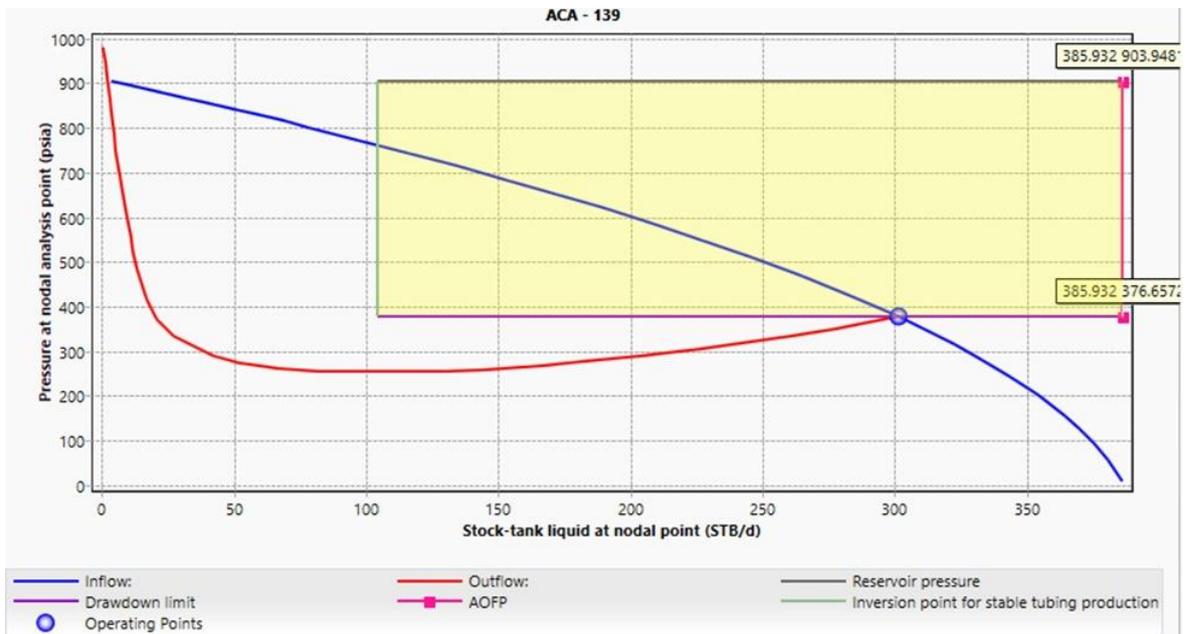


Figura A-4.3 AOF del pozo ACAM – 148

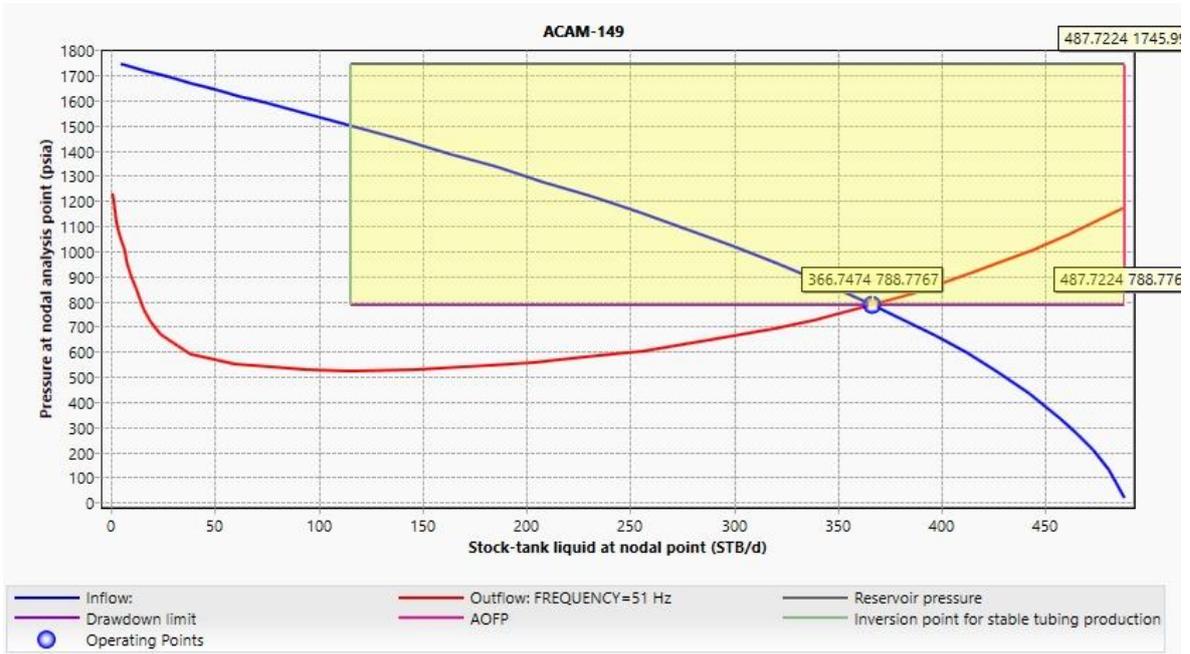
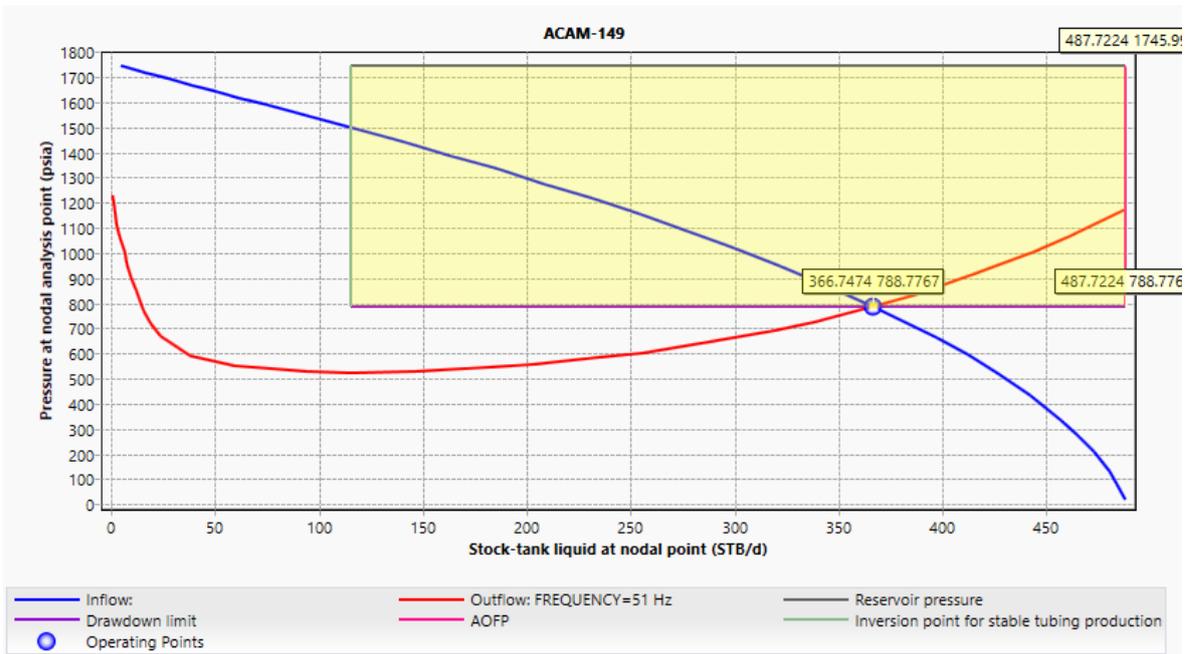


Figura A-4.4 AOF del pozo ACAM – 149



ANEXO V

Figura A-5.1 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACA – 020

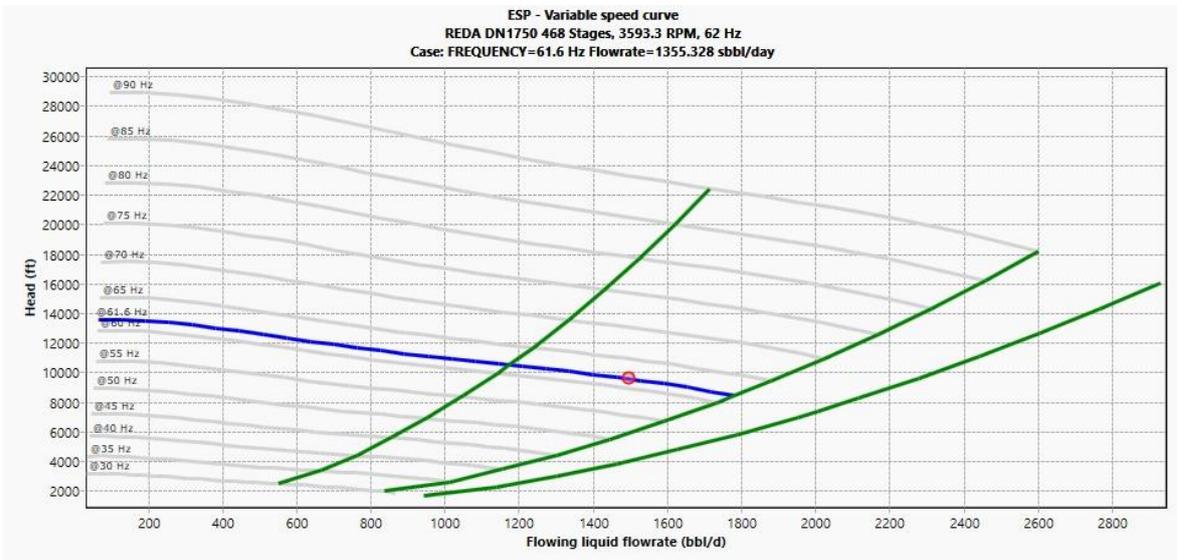
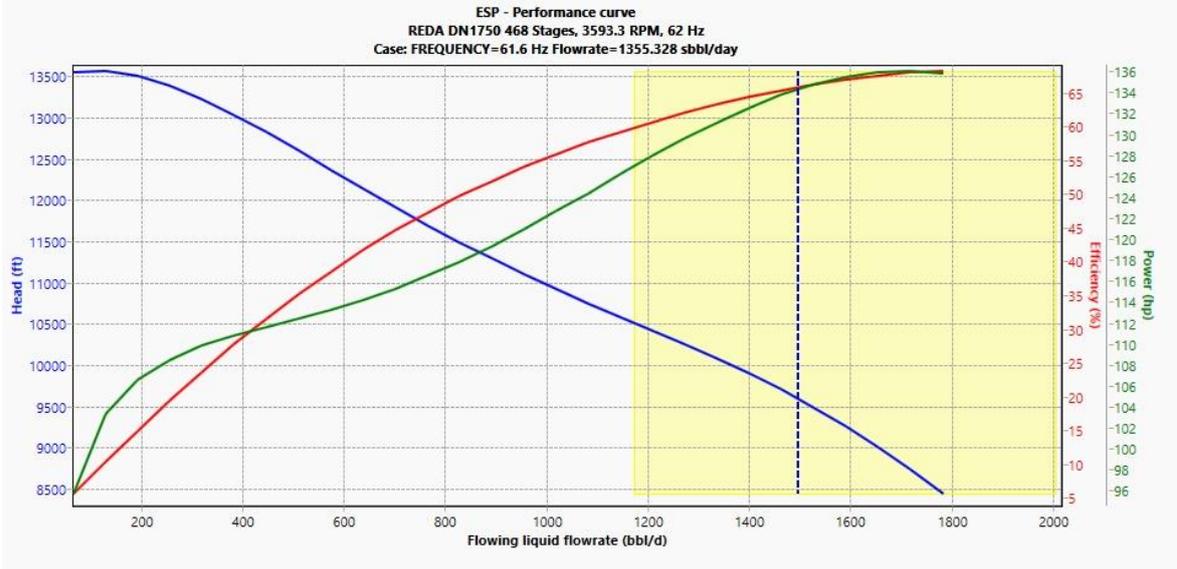


Figura A-5.2 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACA – 139

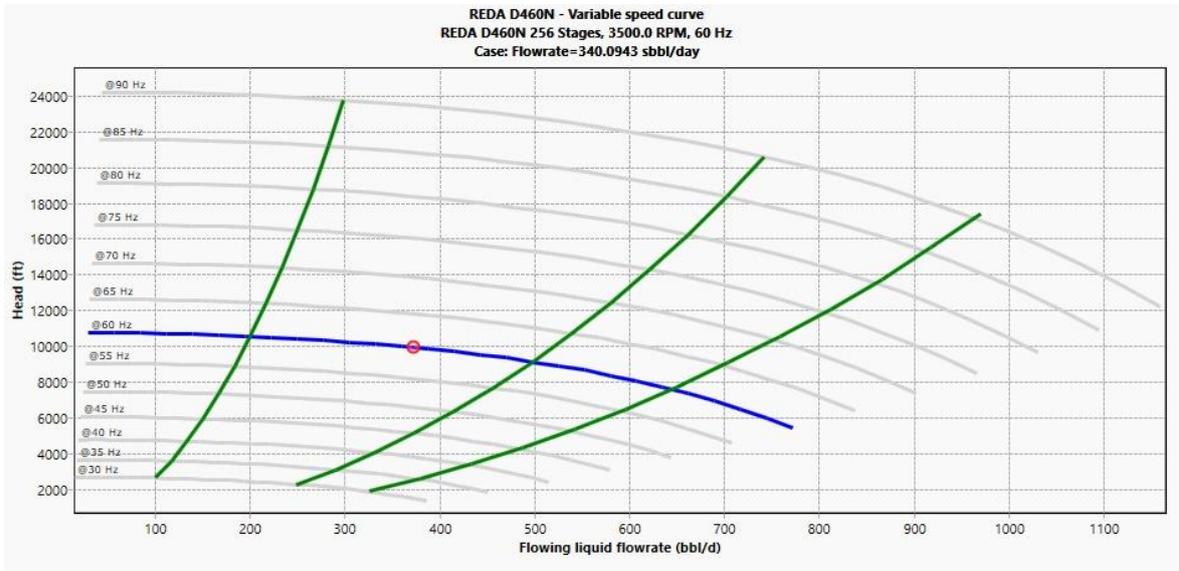
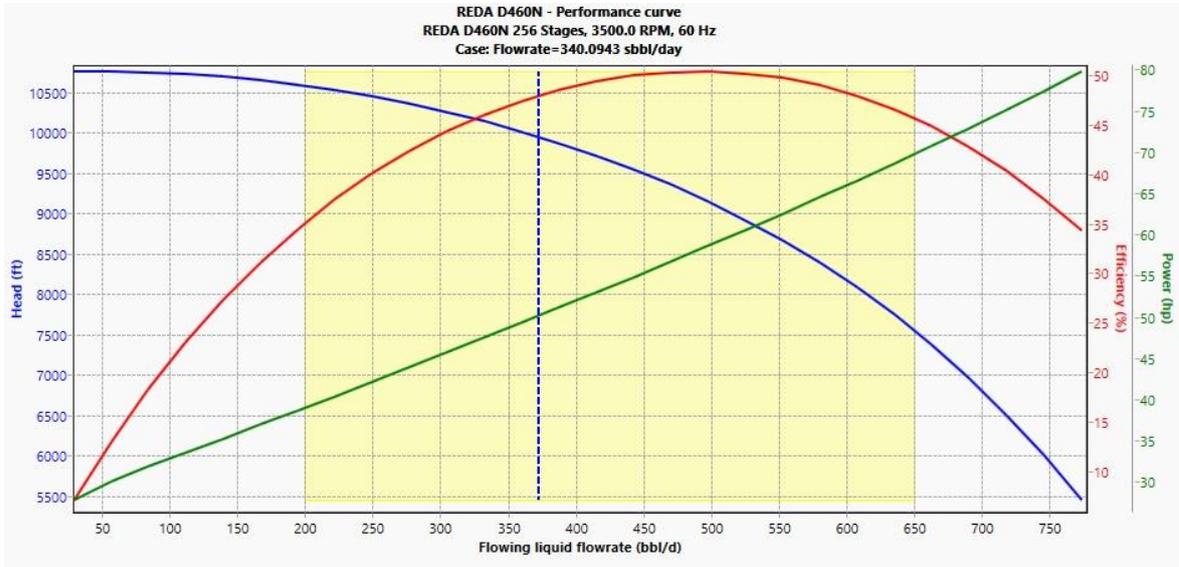


Figura A-5.3 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACAM – 148

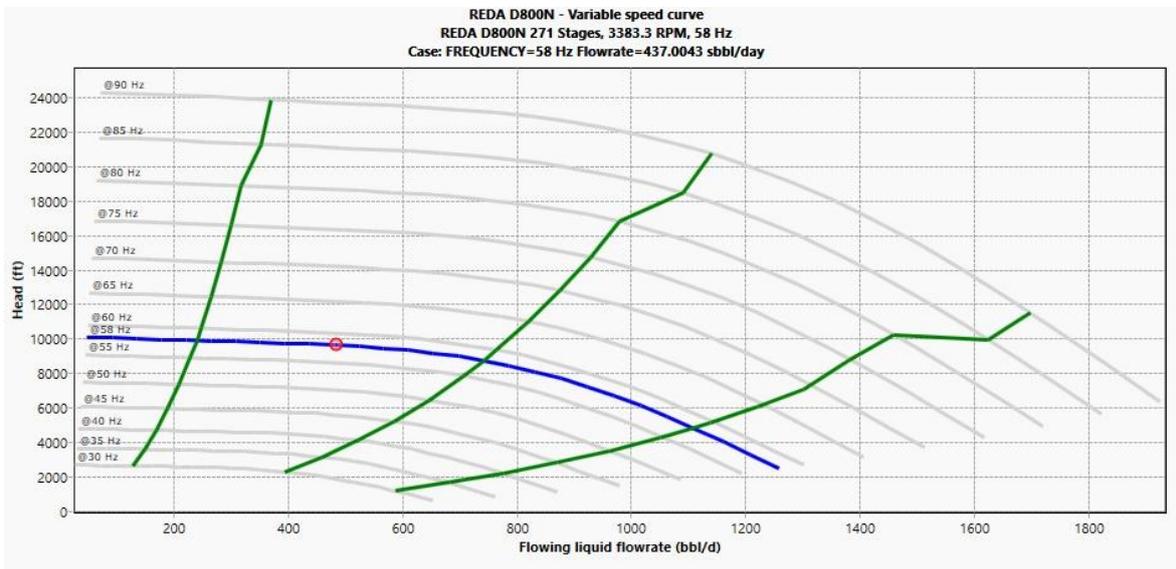
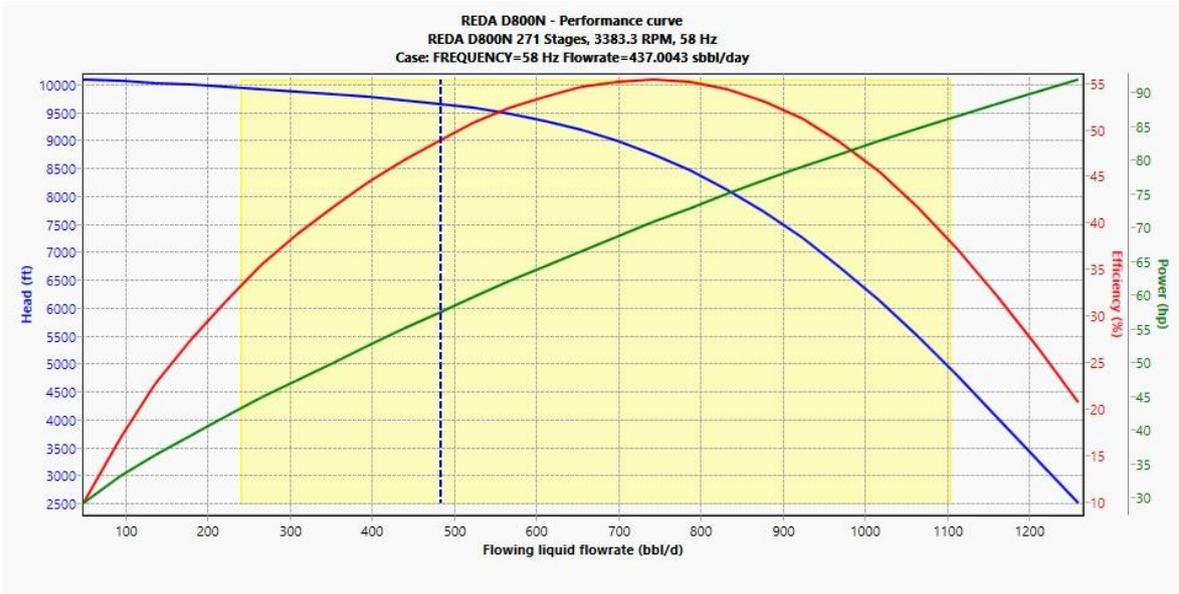
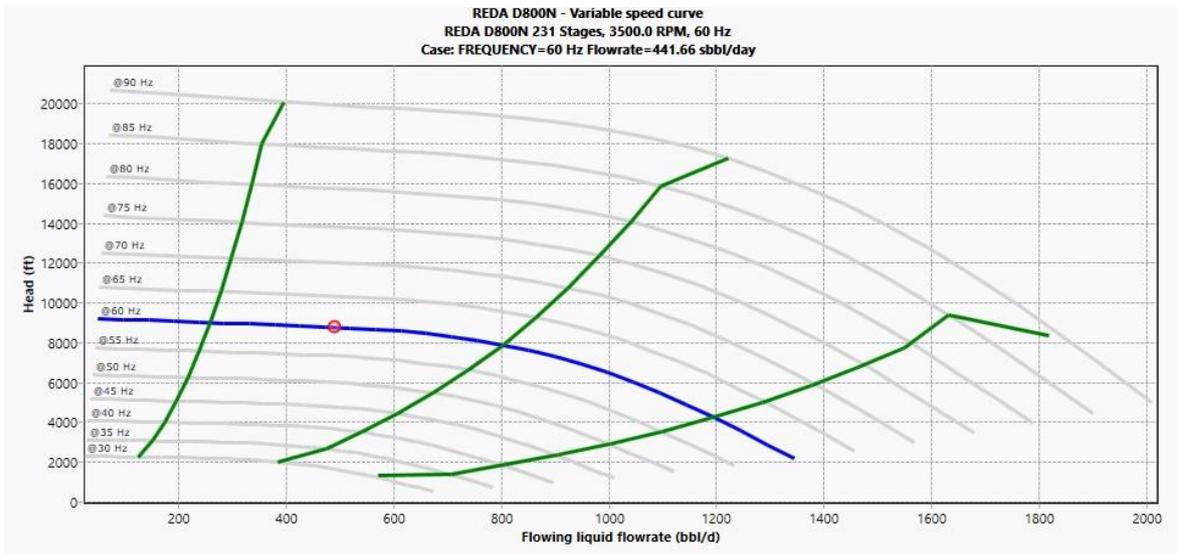
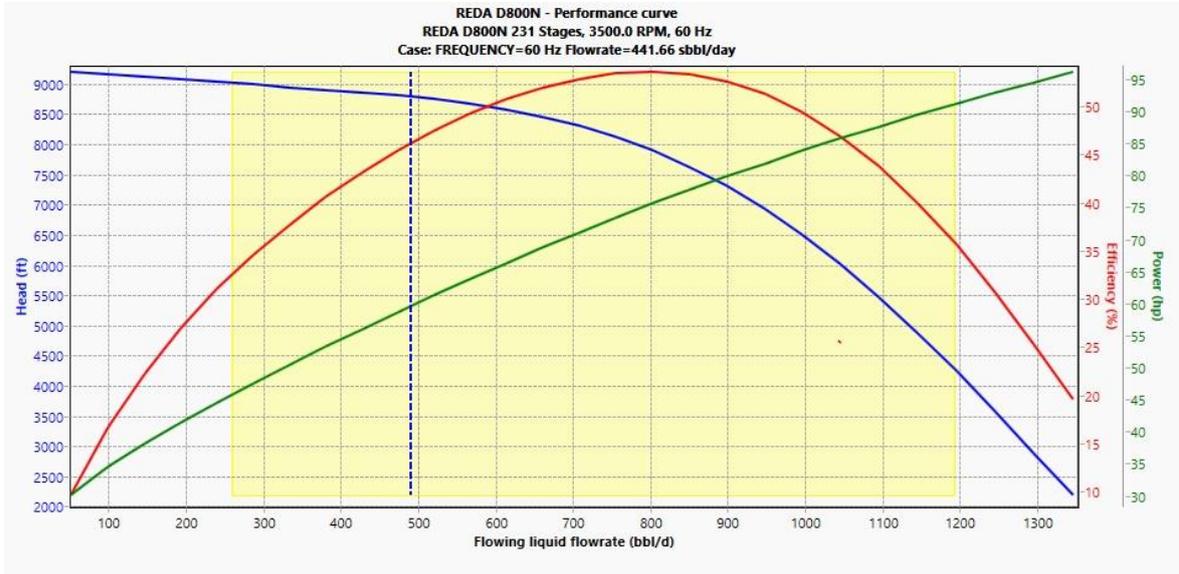


Figura A-5.4 Curva de comportamiento de la bomba del pozo ACAM – 149



ANEXO VI

Figura A-6.1 Tasa de declinación anual del pozo ACA – 020

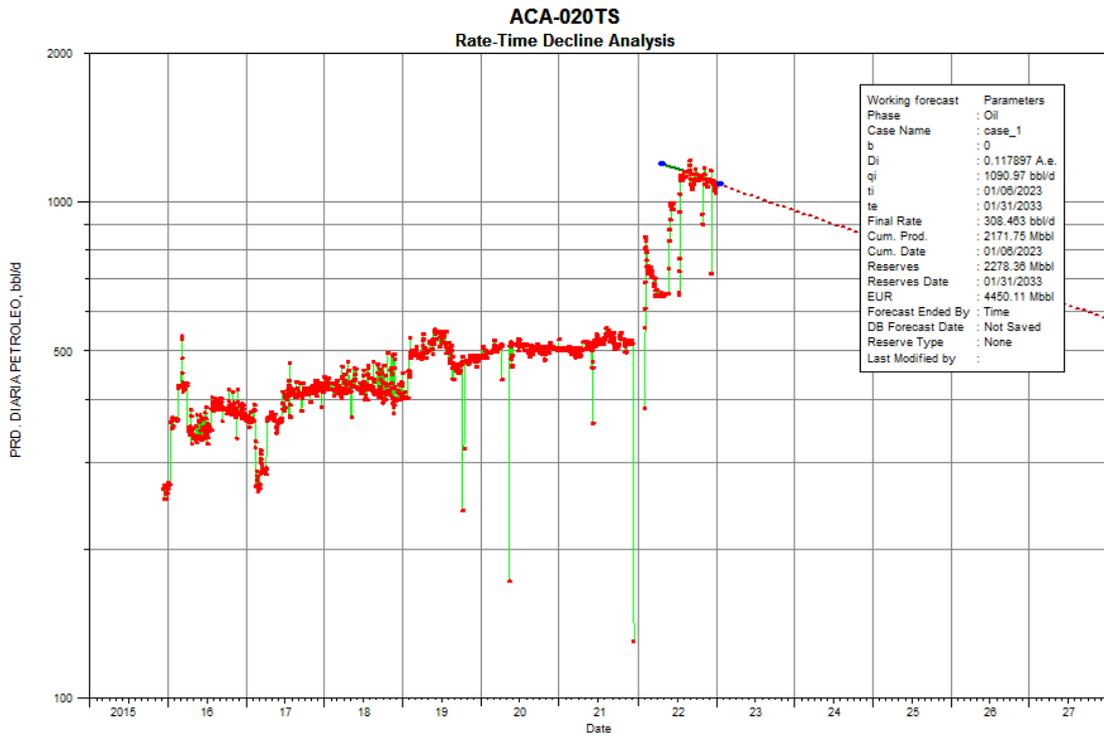


Figura A-6.2 Tasa de declinación anual del pozo ACA – 139

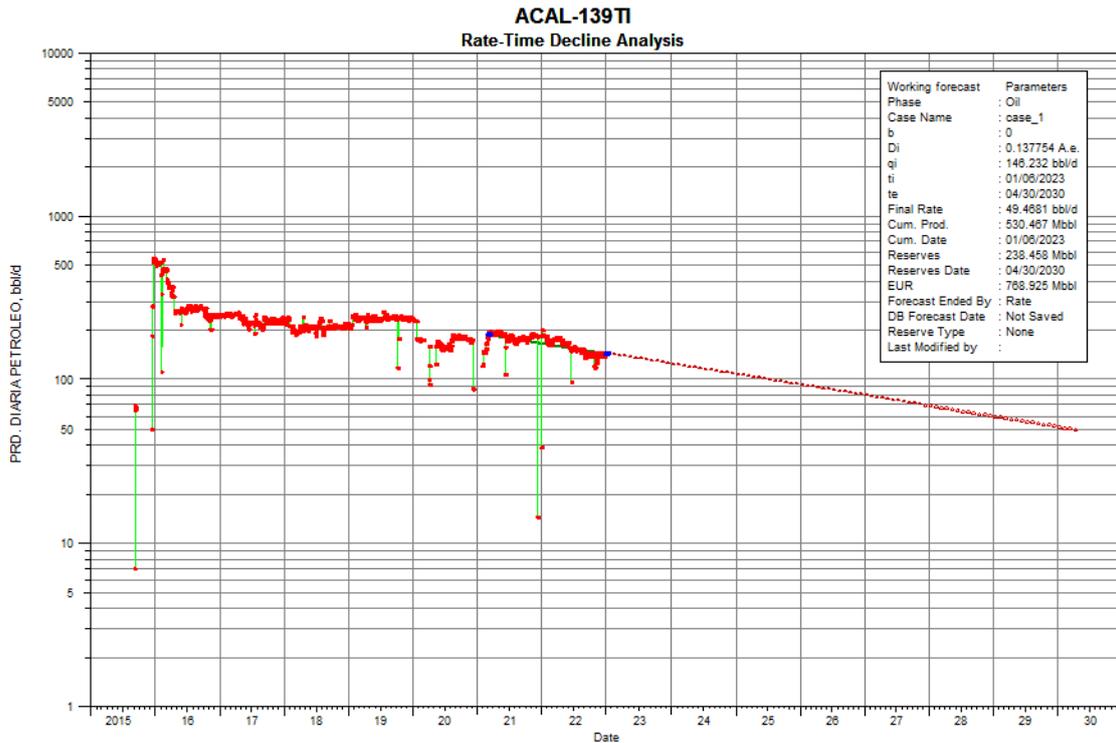


Figura A-6.3 Tasa de declinación anual del pozo ACAM – 148

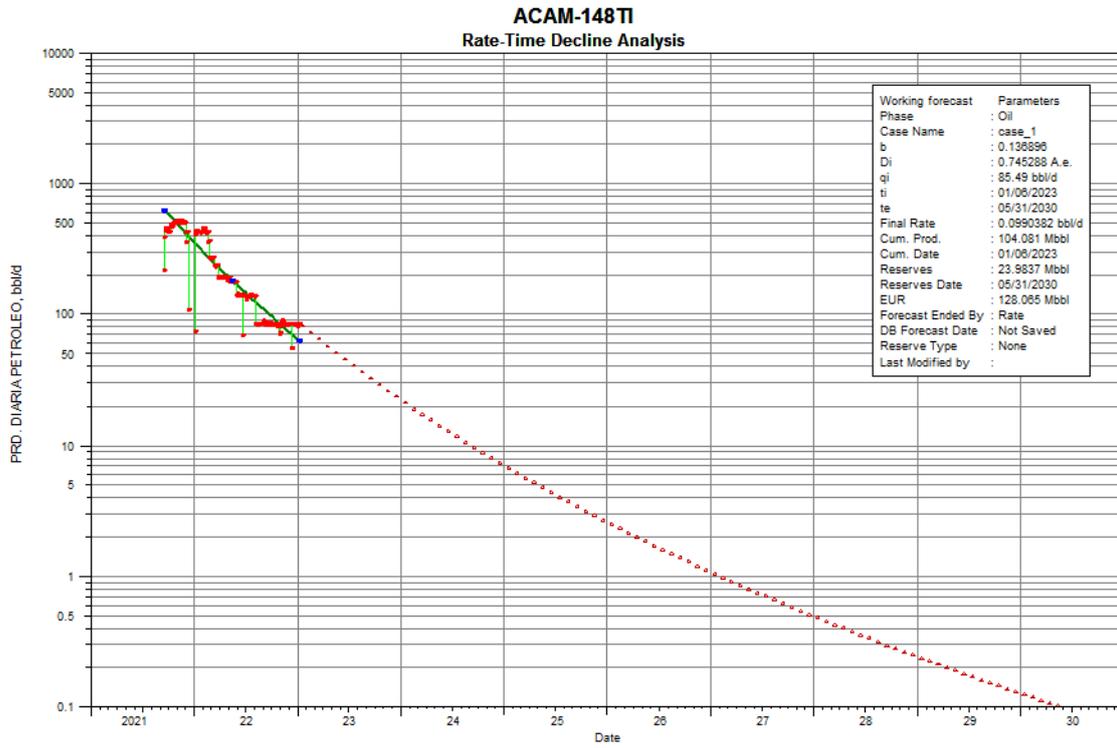
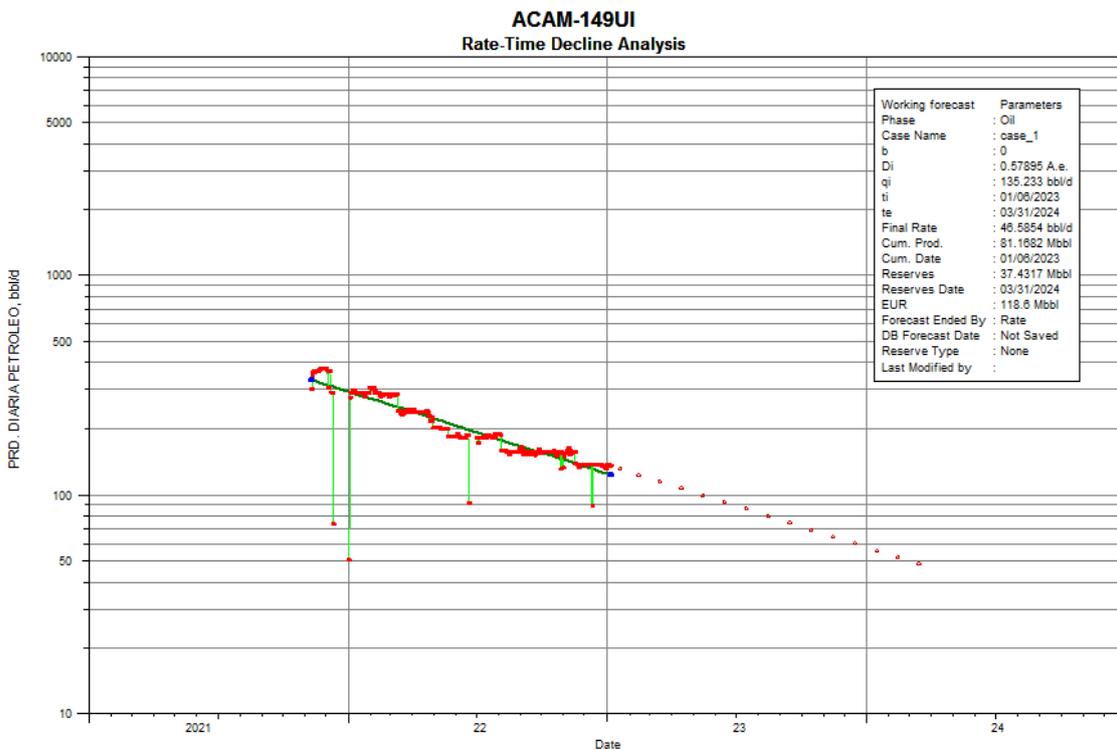


Figura A-6.4 Tasa de declinación anual del pozo ACAM – 149

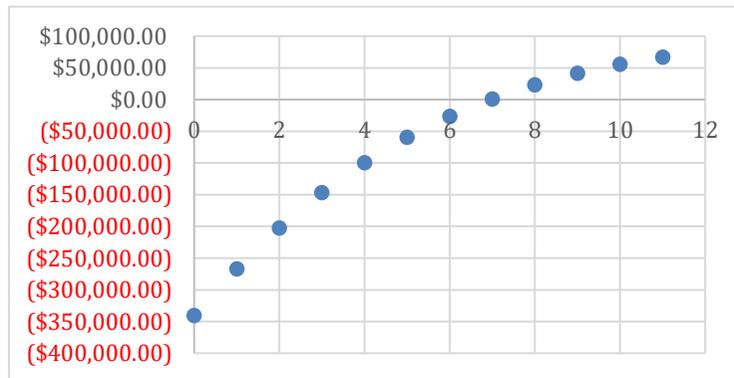


ANEXO VII

ESCENARIO 1

Figura A-7.1 Estudio Económico del pozo ACA – 139

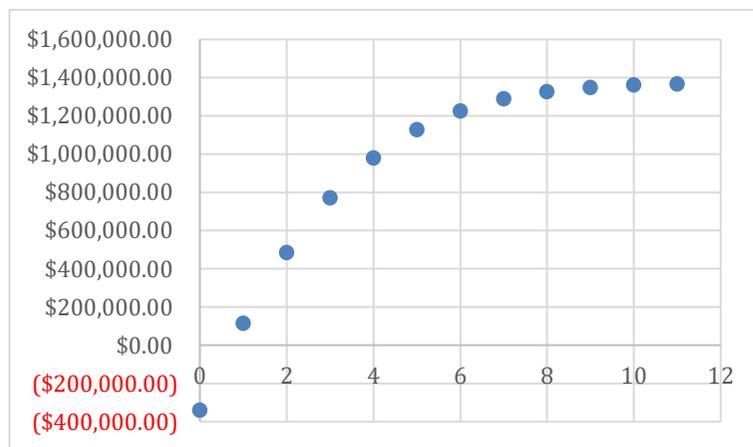
Tiempo	Periodo	Producción diaria [BPPD] (TDM=1.147%)	Producción mensual [BPPD]	Ingresos [USD]	Egresos [USD]	Flujo de caja [USD]	Ingreso Total actualizado [USD]	Egreso Total actualizado [USD]	Flujo de caja actualizado [USD]	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado [USD]
Enero	0	WO	0		(\$340,948.04)	(\$340,948.04)			(\$340,948.04)	(\$340,948.04)
Febrero	1	45	1350	\$ 93,433.50	\$ 10,800.00	\$82,633.50	\$83,422.77	\$ 9,642.86	\$73,779.91	(\$267,168.13)
Marzo	2	44	1319	\$ 91,312.80	\$ 10,554.87	\$80,757.93	\$72,794.00	\$ 8,414.28	\$64,379.73	(\$202,788.40)
Abril	3	42	1275	\$ 88,221.65	\$ 10,197.56	\$78,024.09	\$62,794.43	\$ 7,258.42	\$55,536.01	(\$147,252.39)
Mayo	4	41	1217	\$ 84,262.29	\$ 9,739.90	\$74,522.39	\$53,550.21	\$ 6,189.88	\$47,360.33	(\$99,892.06)
Junio	5	38	1150	\$ 79,562.03	\$ 9,196.59	\$70,365.44	\$45,145.63	\$ 5,218.39	\$39,927.24	(\$59,964.83)
Julio	6	36	1073	\$ 74,266.50	\$ 8,584.48	\$65,682.02	\$37,625.72	\$ 4,349.17	\$33,276.55	(\$26,688.27)
Agosto	7	33	990	\$ 68,532.18	\$ 7,921.65	\$60,610.53	\$31,000.48	\$ 3,583.35	\$27,417.13	\$728.85
Septiembre	8	30	903	\$ 62,518.81	\$ 7,226.56	\$55,292.25	\$25,250.30	\$ 2,918.69	\$22,331.61	\$23,060.46
Octubre	9	27	815	\$ 56,382.11	\$ 6,517.22	\$49,864.89	\$20,331.95	\$ 2,350.18	\$17,981.78	\$41,042.24
Noviembre	10	24	726	\$ 50,267.41	\$ 5,810.42	\$44,456.99	\$16,184.76	\$ 1,870.80	\$14,313.96	\$55,356.20
Diciembre	11	21	640	\$ 44,304.33	\$ 5,121.15	\$39,183.18	\$12,736.44	\$ 1,472.21	\$11,264.23	\$66,620.43
							\$460,836.69	\$53,268.22		



Inversión Total [USD]=	\$ 432,618.45
VAN [USD]=	\$603,041.39
TIR (%)=	17%
RCB=	0.948444819
PRI=	6.968393818

Figura A-7.2 Estudio Económico del pozo ACAM – 149

Mes	Periodo	Producción diaria [BPPD] (TDM=4.824%)	Producción mensual [BPPD]	Ingresos [USD]	Egresos [USD]	Flujo de caja [USD]	Ingreso Total actualizado [USD]	Egreso Total actualizado [USD]	Flujo de caja actualizado [USD]	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado [USD]
Enero	0	WO	0		(\$340,948.04)	(\$340,948.04)			(\$340,948.04)	(\$340,948.04)
Febrero	1	278	8340	\$ 577,211.40	\$ 66,720.00	\$510,491.40	\$515,367.32	\$ 59,571.43	\$455,795.89	\$114,847.85
Marzo	2	252	7573	\$ 524,118.03	\$ 60,582.93	\$463,535.11	\$417,823.69	\$ 48,296.34	\$369,527.35	\$484,375.20
Abril	3	218	6552	\$ 453,492.81	\$ 52,419.34	\$401,073.47	\$322,787.22	\$ 37,311.05	\$285,476.17	\$769,851.37
Mayo	4	180	5402	\$ 373,902.88	\$ 43,219.52	\$330,683.36	\$237,622.04	\$ 27,466.79	\$210,155.25	\$980,006.63
Junio	5	141	4244	\$ 293,761.12	\$ 33,955.92	\$259,805.20	\$166,687.95	\$ 19,267.50	\$147,420.45	\$1,127,427.07
Julio	6	106	3178	\$ 219,926.17	\$ 25,421.32	\$194,504.86	\$111,421.44	\$ 12,879.23	\$98,542.21	\$1,225,969.29
Agosto	7	76	2267	\$ 156,894.10	\$ 18,135.43	\$138,758.68	\$70,970.92	\$ 8,203.55	\$62,767.38	\$1,288,736.67
Septiembre	8	51	1541	\$ 106,655.54	\$ 12,328.34	\$94,327.20	\$43,076.38	\$ 4,979.21	\$38,097.18	\$1,326,833.84
Octubre	9	33	998	\$ 69,088.75	\$ 7,985.98	\$61,102.77	\$24,914.10	\$ 2,879.83	\$22,034.27	\$1,348,868.11
Noviembre	10	21	616	\$ 42,646.00	\$ 4,929.46	\$37,716.54	\$13,730.87	\$ 1,587.15	\$12,143.72	\$1,361,011.83
Diciembre	11	12	362	\$ 25,083.98	\$ 2,899.46	\$22,184.52	\$7,211.04	\$ 833.53	\$6,377.52	\$1,367,389.35
							\$1,931,612.98	\$223,275.59		

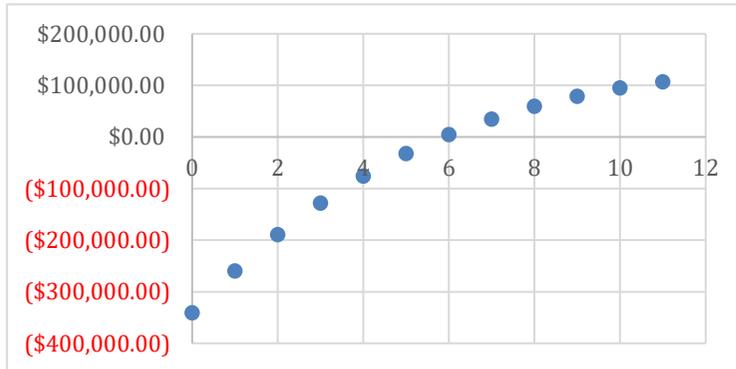


Inversión Total [USD]=	\$ 669,545.73
VAN [USD]=	\$1,570,290.93
TIR (%)=	138%
RCB=	2.163493327
PRI=	2.968693202

ESCENARIO 2

Figura A-7.3 Estudio Económico del pozo ACA – 139

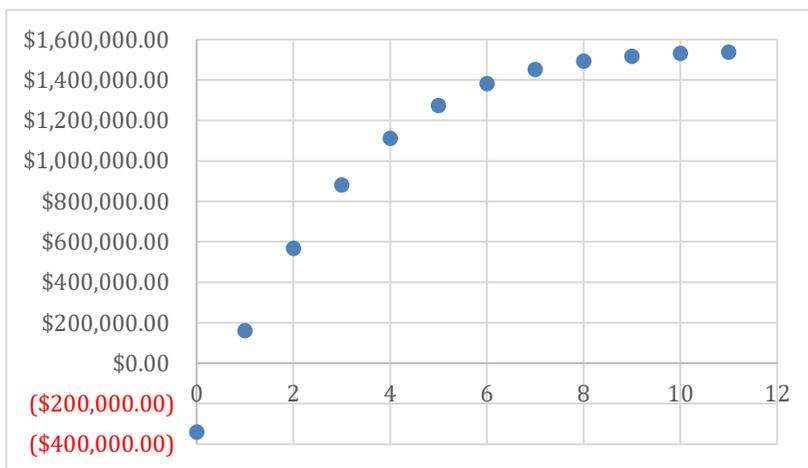
Tiempo	Periodo	Producción diaria [BPPD] (TDM=1.147%)	Producción mensual [BPPD]	Ingresos [USD]	Egresos [USD]	Flujo de caja [USD]	Ingreso Total actualizado [USD]	Egreso Total actualizado [USD]	Flujo de caja actualizado [USD]	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado [USD]
Enero	0	WO	0		(\$340,948.04)	(\$340,948.04)			(\$340,948.04)	(\$340,948.04)
Febrero	1	45	1350	\$ 101,655.00	\$ 10,800.00	\$90,855.00	\$90,763.39	\$ 9,642.86	\$81,120.54	(\$259,827.50)
Marzo	2	44	1319	\$ 99,347.69	\$ 10,554.87	\$88,792.82	\$79,199.37	\$ 8,414.28	\$70,785.10	(\$189,042.41)
Abril	3	42	1275	\$ 95,984.55	\$ 10,197.56	\$85,786.99	\$68,319.91	\$ 7,258.42	\$61,061.48	(\$127,980.93)
Mayo	4	41	1217	\$ 91,676.79	\$ 9,739.90	\$81,936.89	\$58,262.26	\$ 6,189.88	\$52,072.38	(\$75,908.55)
Junio	5	38	1150	\$ 86,562.94	\$ 9,196.59	\$77,366.34	\$49,118.13	\$ 5,218.39	\$43,899.74	(\$32,008.81)
Julio	6	36	1073	\$ 80,801.44	\$ 8,584.48	\$72,216.95	\$40,936.52	\$ 4,349.17	\$36,587.36	\$4,578.55
Agosto	7	33	990	\$ 74,562.54	\$ 7,921.65	\$66,640.89	\$33,728.31	\$ 3,583.35	\$30,144.95	\$34,723.50
Septiembre	8	30	903	\$ 68,020.03	\$ 7,226.56	\$60,793.47	\$27,472.15	\$ 2,918.69	\$24,553.46	\$59,276.96
Octubre	9	27	815	\$ 61,343.35	\$ 6,517.22	\$54,826.13	\$22,121.03	\$ 2,350.18	\$19,770.85	\$79,047.81
Noviembre	10	24	726	\$ 54,690.59	\$ 5,810.42	\$48,880.17	\$17,608.91	\$ 1,870.80	\$15,738.11	\$94,785.92
Diciembre	11	21	640	\$ 48,202.81	\$ 5,121.15	\$43,081.66	\$13,857.15	\$ 1,472.21	\$12,384.95	\$107,170.87
							\$501,387.13	\$53,268.22		



Inversión Total [USD]=	\$ 432,618.45
VAN [USD]=	\$629,117.98
TIR (%)=	20%
RCB=	1.031901385
PRI=	6.414215933

Figura A-7.4 Estudio Económico del pozo ACAM – 149

Mes	Periodo	Producción diaria [BPPD] (TDM=4.824%)	Producción mensual [BPPD]	Ingresos [USD]	Egresos [USD]	Flujo de caja [USD]	Ingreso Total actualizado [USD]	Egreso Total actualizado [USD]	Flujo de caja actualizado [USD]	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado [USD]
Enero	0	WO	0		(\$340,948.04)	(\$340,948.04)			(\$340,948.04)	(\$340,948.04)
Febrero	1	278	8340	\$ 628,002.00	\$ 66,720.00	\$561,282.00	\$560,716.07	\$ 59,571.43	\$501,144.64	\$160,196.60
Marzo	2	252	7573	\$ 570,236.78	\$ 60,582.93	\$509,653.86	\$454,589.27	\$ 48,296.34	\$406,292.94	\$566,489.54
Abril	3	218	6552	\$ 493,397.03	\$ 52,419.34	\$440,977.69	\$351,190.26	\$ 37,311.05	\$313,879.21	\$880,368.75
Mayo	4	180	5402	\$ 406,803.74	\$ 43,219.52	\$363,584.22	\$258,531.13	\$ 27,466.79	\$231,064.34	\$1,111,433.09
Junio	5	141	4244	\$ 319,610.06	\$ 33,955.92	\$285,654.14	\$181,355.33	\$ 19,267.50	\$162,087.83	\$1,273,520.92
Julio	6	106	3178	\$ 239,278.15	\$ 25,421.32	\$213,856.83	\$121,225.76	\$ 12,879.23	\$108,346.53	\$1,381,867.45
Agosto	7	76	2267	\$ 170,699.70	\$ 18,135.43	\$152,564.27	\$77,215.87	\$ 8,203.55	\$69,012.33	\$1,450,879.78
Septiembre	8	51	1541	\$ 116,040.49	\$ 12,328.34	\$103,712.15	\$46,866.81	\$ 4,979.21	\$41,887.60	\$1,492,767.38
Octubre	9	33	998	\$ 75,168.08	\$ 7,985.98	\$67,182.10	\$27,106.36	\$ 2,879.83	\$24,226.54	\$1,516,993.91
Noviembre	10	21	616	\$ 46,398.56	\$ 4,929.46	\$41,469.10	\$14,939.09	\$ 1,587.15	\$13,351.94	\$1,530,345.85
Diciembre	11	12	362	\$ 27,291.20	\$ 2,899.46	\$24,391.73	\$7,845.57	\$ 833.53	\$7,012.04	\$1,537,357.89
							\$2,101,581.53	\$223,275.59		



Inversión Total [USD]=	\$ 669,545.73
VAN [USD]=	\$1,692,602.62
TIR (%)=	153%
RCB=	2.353865735
PRI=	2.128310051