

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
DEL USO DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL FRENTE AL USO
DEL EQUIPO BES CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES
(MIP) IMPLEMENTADOS EN POZOS DEL ACTIVO AUCA”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

ESTEBAN ALEJANDRO SOLÍS FRIAS
estebansolisfrias@gmail.com

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

Quito, Diciembre 2018

DECLARACIÓN

Yo, Esteban Alejandro Solís Frias, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

ESTEBAN SOLÍS F.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente Trabajo de Titulación fue desarrollado por Esteban Alejandro Solís Frias, bajo mi supervisión.

MSc. VINICIO MELO GORDILLO
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por guiar mi camino a lo largo mi carrera en esta prestigiosa facultad, ayudándome en cada etapa de mi vida y especialmente a culminar esta etapa muy importante. Además, quiero agradecer a la Virgen de Guadalupe, a la Virgen del Quinche, al Espíritu Santo y a mis abuelitos Blanquita y Luchito que está en el cielo, por siempre iluminarme en cada momento y en cada decisión tomada.

Agradezco a mis padres Miryan Frias y Riquelme Solís, por brindarme de sus consejos diarios, que me han servido para tomar las mejores decisiones y así alcanzar este objetivo.

Agradezco a mi tía Lourdes Frias “Nena”, que siempre estuvo a mi lado apoyándome en toda mi carrera, por sus lindos consejos fundamentados en la fe y además por la ayuda para terminar mi proyecto de titulación.

Agradezco a mi hermano Sebastián Solís, por ser un aporte motivacional en mi vida universitaria, y por ser un buen amigo.

Agradezco a mi enamorada July por su comprensión, por siempre ser un apoyo emocional, cada día motivándome para alcanzar las metas y objetivos que tengo planteados.

Agradezco al grupo de mis amigos “los gochons” y todos mis compañeros que estuvieron en este proceso de avance, apoyándome y alentándome a seguir siempre para adelante.

Agradezco a mi tutor de tesis MSc. Vinicio Melo, por su ayuda siempre abnegada para avanzar en cada etapa del proceso en mi vida estudiantil y terminar mi objetivo tan anhelado.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional, por abrirme sus puertas y ser parte de esta prestigiosa carrera de Ingeniería en Petróleos que se ha caracterizado por tener y formar los mejores profesionales del país de la mano de maestros que gracias a su paciencia y conocimientos compartidos, me han permitido llegar a mi etapa final en la Facultad.

Esteban Solís Frías

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios y a la Virgen por siempre iluminarme a lo largo de mi carrera para tomar las mejores decisiones y salir adelante con este presente trabajo.

A mi madre Miryan Frias por ser el motor de mi vida y a lo largo de mi carrera, que siempre con sus bendiciones de cada día, me permitió seguir adelante sin desmayar, por ser el ejemplo para que logre culminar mis estudios como un buen profesional.

A mi padre Riquelme Solís por siempre estar a mi lado en cada momento, por sus consejos, bendiciones y siempre velar por el bien de mi persona.

A mi hermano Sebastián que siempre estuvo preocupado en el desempeño a lo largo de mi carrera, por su positivismo para que culmine mi carrera con éxito.

A mis tías Lourdes “Nena” y Carmita que son como mis segundas madres, porque cada una con su carácter e inteligencia, me formaron dándome el ejemplo de sencillez, humildad y guiándome constantemente por el camino de Dios, por sus preocupaciones diarias para que este momento tan anhelado de ser un profesional llegue y sea solo para el bien de mi vida.

Esteban Solís Frias

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO	VII
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
SÍMBOLOS	XVI
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN.....	XIX
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ACTIVO AUCA	1
1.1.1. CAMPO AUCA CENTRAL.....	3
1.1.1.1. Pozo Auca-214.....	3
1.1.2. CAMPO CONONACO	5
1.1.2.1. Pozo Cononaco-39	5
1.1.3.1. Pozo Rumiyacu-1.....	8
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA.....	10
2.1. TEORÍA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CONVENCIONAL Y CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES	10
2.1.1. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CONVENCIONAL Y SUS PARTES.....	10
2.1.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL.....	11
2.1.2.1. Motor de Inducción del Sistema BES Convencional	12
2.1.2.2. Principio de Funcionamiento.....	12
2.1.3. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES (MIP) Y SUS PARTES	13

2.1.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BES CON MOTOR DE IMANES PERMENENTES	15
2.1.4.1. Motor de Imanes Permanentes del Sistema BES MIP	15
2.1.4.2. Principio de Funcionamiento.....	15
2.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL FRENTE AL SISTEMA BES MIP	16
2.2.1. VENTAJAS DEL MOTOR SÍNCRONO CON IMANES PERMANENTES RESPECTO AL MOTOR ASÍNCRONO DE INDUCCIÓN.....	16
2.2.2. DESVENTAJAS DEL MOTOR SÍNCRONO CON IMANES PERMANENTES RESPECTO AL MOTOR ASÍNCRONO DE INDUCCIÓN.....	17
2.2.3. TIEMPO DE VIDA ÚTIL Y FIABILIDAD EN EL DISEÑO PARA LOS EQUIPOS BES MIP DE NOVOMET EN POZOS DE RUSIA.....	18
CAPÍTULO 3: RESULTADOS OBTENIDOS	21
3.1. ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN, IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS QUE IMPIDIERON QUE LA PRODUCCIÓN CONTINÚE E IMPLEMENTACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO BES MIP SLIM EN LOS POZOS AUCA-214, CONONACO-39 y RUMIYACU-1.....	21
3.1.1.1. Antecedentes de Producción Pozo Auca – 214	22
3.1.1.2. Impedimentos de producción del pozo Auca – 214.....	27
3.1.1.3. Antecedentes para la sustitución del equipo BES convencional por el equipo BES MIP Slim reacondicionamiento # 1 pozo Auca - 214.....	28
3.1.1.4. Historial de producción del pozo Auca-214 hasta el mes de agosto 2018	30
3.1.1.5. Criterio de características, parámetros petrofísicos y parámetros PVT pertenecientes al pozo Auca - 214	30
3.1.2. POZO CONONACO – 39.....	31
3.1.2.1. Antecedentes de producción pozo Cononaco – 39.....	31

3.1.2.2. Impedimentos de producción del pozo Cononaco – 39.....	37
3.1.2.3. Antecedentes para la sustitución del equipo BES convencional por el equipo BES MIP Slim reacondicionamiento # 3 pozo Cononaco-39	38
3.1.2.4. Historial de producción del pozo Cononaco-39 hasta el mes de agosto 2018	42
3.1.2.5. Criterio de características, parámetros petrofísicos y parámetros PVT pertenecientes al pozo Cononaco - 39	42
3.1.3. POZO RUMIYACU – 1.....	43
3.1.3.1. Antecedentes de producción pozo Rumiyacu – 1	43
3.1.3.2. Impedimentos de producción pozo Rumiyacu – 1.....	47
3.1.3.3. Antecedentes para la sustitución del equipo BES convencional por el equipo BES MIP Slim reacondicionamiento # 9 pozo Rumiyacu-1.....	48
3.1.3.4. Historial de producción del pozo Rumiyacu-1 hasta el mes de agosto 2018	50
3.1.3.5. Criterio de características, parámetros petrofísicos y parámetros PVT pertenecientes al pozo Rumiyacu - 1	50
3.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA MEDIANTE PATRONES PARA EL USO DE LA CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO BES MIP COMO OPCIÓN VIABE EN LOS POZOS EN ESTUDIOS.....	33
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	53
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DEL USO DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL FRENTE AL USO DEL EQUIPO BES-MIP SLIM	53
4.1.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP DEL POZO AUCA-214.....	53
4.2.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP DEL POZO CONONACO-39.....	55

4.2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP DEL POZO RUMIYACU-1	56
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL USO DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL FRENTE AL USO DEL EQUIPO BES-MIP SLIM	58
4.2.1. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DEL PROYECTO.....	58
4.2.1.1. Valor actual neto (VAN)	59
4.2.1.2. Tasa interna de retorno (TIR)	60
4.2.1.3. Relación beneficio-costo (B/C).....	60
4.2.1.4. Período de recuperación de la inversión (PRI).....	61
4.2.2. ANÁLISIS DE PRECIOS DEL PETRÓLEO.....	61
4.2.3. ANÁLISIS DE INGRESOS Y EGRESOS	64
4.2.4. RESULTADO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CADA POZO CON EL USO DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL FRENTE AL EQUIPO BES MIP	64
4.2.4.1. Pozo Auca – 214 con utilización de BES Convencional.....	64
4.2.4.2. Pozo Auca – 214 con utilización de BES MIP Slim	66
4.2.4.3. Pozo Cononaco – 39 con utilización BES Convencional.....	69
4.2.4.4. Pozo Cononaco-39 con utilización de BES MIP Slim.....	70
4.2.4.5. Pozo Rumiyacu-1 con utilización de BES Convencional.....	73
4.2.4.6. Pozo Rumiyacu-1 con utilización de BES MIP Slim	74
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
5.1. CONCLUSIONES	77
5.2. RECOMENDACIONES	78
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80
ANEXOS	82

ÍNDICE DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Campos del Activo Auca	2
1.2	Datos iniciales del pozo AUCA – 214	3
1.3	Datos iniciales del pozo CONONACO – 39	5
1.4	Reacondicionamiento # 1 pozo CONONACO – 39	6
1.5	Reacondicionamiento # 2 pozo CONONACO – 39	6
1.6	Reacondicionamiento # 8 pozo RUMIYACU – 1	8
2.1	Vida útil de los motores de la compañía Novomet que operan en campos petroleros de Rusia	19
3.1	Resultados petrofísicos yacimientos “U superior y U inferior” pozo Auca – 214	24
3.2	Parámetros petrofísicos completación inicial pozo AUCA – 214	24
3.3	Parámetros PVT del pozo Auca – 08 para la arenisca “U Inferior”	25
3.4	Resultados del registro XPT corrido en el pozo Auca – 214	25
3.5	Parámetros petrofísicos reacondicionamiento # 1 pozo AUCA – 214	28
3.6	Parámetros PVT del pozo Auca – 08 para la arenisca “U Inferior”	29
3.7	Parámetros petrofísicos reacondicionamiento # 2 pozo CONONACO – 39	32
3.8	Parámetros PVT del pozo Cononaco – 1 y Cononaco – 27 para las areniscas “U Inferior y T Inferior” respectivamente	33
3.9	Resultados de las pruebas de presiones de build up areniscas “U Inferior + T Inferior” para el pozo Cononaco – 39	33
3.10	Parámetros petrofísicos reacondicionamiento # 3 pozo CONONACO – 39	38
3.11	Parámetros PVT del pozo Cononaco – 1 y Cononaco – 27 para las areniscas “U Inferior y T Inferior” respectivamente	39
3.12	Parámetros petrofísicos reacondicionamiento # 8 pozo RUMIYACU – 1	44

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.13	Parámetros PVT del pozo Chonta Sur – 3 para la arenisca “U Inferior”	44
3.14	Parámetros petrofísicos reacondicionamiento # 9 pozo RUMIYACU – 1	48
3.15	Parámetros PVT del pozo Chonta Sur – 3 para la arenisca “U Inferior”	49
4.1	Resultados promedios producción del pozo AUCA – 214	54
4.2	Resultados promedios producción del pozo CONONACO – 39	55
4.3	Resultados promedios producción del pozo RUMIYACU – 1	57
4.4	Precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual (2016-2018)	62
4.5	Descripción del equipo y servicios para equipamiento BES convencional D460N pozo AUCA – 214	65
4.6	Flujo de caja con el equipo BES convencional D460N pozo AUCA – 214	66
4.7	Descripción de equipos y servicios para equipamiento BES MIP pozo AUCA – 214	67
4.8	Análisis económico-financiero en el equipo BES MIP NFV-110 pozo AUCA – 214	68
4.9	Descripción del equipo y servicios para equipamiento BES convencional D460N pozo CONONACO – 39	69
4.10	Flujo de caja con el equipo BES convencional D460N pozo CONONACO – 39	70
4.11	Descripción de equipos y servicios para equipamiento BES MIP pozo CONONACO – 39	71
4.12	Análisis económico-financiero en el equipo BES MIP NFV (130-250) pozo CONONACO – 39	72
4.13	Descripción del equipo y servicios para equipamiento BES convencional D460N pozo RUMIYACU – 1	73
4.14	Flujo de caja con el equipo BES convencional D460N pozo RUMIYACU – 1	74

4.15	Descripción de equipos y servicios para equipamiento BES MIP pozo RUMIYACU – 1	75
4.16	Análisis económico-financiero en el equipo BES MIP NBV (160-250) pozo RUMIYACU – 1	76

ÍNDICE DE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del Activo Auca	1
1.2	Ubicación de los campos del Activo Auca	2
1.3	Mapa estructural de la ubicación del pozo AUCA – 214	4
1.4	Mapa estructural de la ubicación del pozo CONONACO – 39	7
1.5	Mapa estructural de la ubicación del pozo RUMIYACU – 1	9
2.1	Configuración típica de un sistema de bombeo electrosumergible convencional	11
2.2	Estator y rotor	13
2.3	Configuración de un sistema de bombeo electrosumergible con motor de imanes permanentes (sidetrack)	14
2.4	Motor de imanes permanentes	16
2.5	Análisis comparativo del diseño convencional frente al diseño “power save” o Slim MIP (Novomet)	18
2.6	Promedio de tiempo de vida útil de los equipos BES MIP frente a los equipos BES Convencionales	20
3.1	Registro eléctrico petrofísico arenisca “U Inferior” pozo AUCA – 214	23
3.2	Historial de producción inicial pozo AUCA – 214	26
3.3	Gráfica IPR pozo AUCA – 214	27
3.4	Historial de producción reacondicionamiento # 1 pozo AUCA – 214	29
3.5	Gráfica IPR pozo AUCA – 214	30
3.6	Registro eléctrico petrofísico areniscas “U Inferior + T Inferior” pozo CONONACO – 39	34
3.7	Historial de producción arenisca “UI” reacondicionamiento # 2 pozo CONONACO – 39	35
3.8	Historial de producción arenisca “TI” reacondicionamiento # 2 pozo CONONACO – 39	35
3.9	Historial de producción conjunta areniscas “UI + TI” reacondicionamiento # 2 pozo CONONACO – 39	36

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.10	Gráfica IPR producción conjunta areniscas “UI + TI” pozo CONONACO – 39	37
3.11	Historial de producción arenisca “TI” reacondicionamiento # 3 pozo CONONACO – 39	39
3.12	Historial de producción arenisca “UI” reacondicionamiento # 3 pozo CONONACO – 39	40
3.13	Historial de producción conjunta areniscas “UI + TI” reacondicionamiento # 3 pozo CONONACO – 39	40
3.14	Gráfica IPR producción conjunta areniscas “UI + TI” pozo CONONACO – 39	41
3.15	Registro eléctrico petrofísico arenisca “U Inferior” pozo RUMIYACU – 1	45
3.16	Historial de producción reacondicionamiento # 8 pozo RUMIYACU – 1	46
3.17	Gráfica IPR pozo RUMIYACU – 1	47
3.18	Historial de producción reacondicionamiento # 9 pozo RUMIYACU – 1	50
3.19	Gráfica IPR pozo RUMIYACU – 1	51
4.1	Producción promedia de petróleo con equipo BES Convencional y con el equipo BES MIP Slim del pozo AUCA-214	54
4.2	Producción promedia de petróleo con equipo BES Convencional y con el equipo BES MIP Slim del pozo CONONACO-39	56
4.3	Producción promedia de petróleo con equipo BES Convencional y con el equipo BES MIP Slim del pozo RUMIYACU-1	57
4.4	Comportamiento precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual (2016-2018)	63

SÍMBOLOS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
BES	Bombeo Electrosomergible	
bl	Barril	L^3
B_g	Factor volumétrico del gas	
B_o	Factor volumétrico del petróleo	
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3/t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/t
BSW	Porcentaje de agua del líquido	
cst	Centistoke	M^2/t
cP	Centipoise	M/Lt
cm	Centímetro	L
d	Diámetro	L
D	Diámetro del estator	L
Eff	Eficiencia	
GOR	Relación gas petróleo	
HP	Potencia	ML^2/t^3
IPR	Inflow performance relationship	
J	Índice de productividad	L^4t/M
k	Permeabilidad	L^2
kg	Kilogramo	M
kVA	Kilo voltio amperio	
lb	Libra	M
m	Metro	L
mD	Milidarcy	L^2
MIP	Motor Imán Permanente	
N	Velocidad de rotación	L/t
P	Presión	M/Lt^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
P_b	Presión de burbuja	M/Lt^2
PCS	Pies cúbicos estándar	L^3
P_f	Pérdida de presión por fricción	M/Lt^2
pg	Pulgada	L
psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
P_{wf}	Presión de fondo fluuyente	M/Lt^2
P_r	Presión del reservorio	M/Lt^2
Q	Tasa de flujo	L^3/t
RPM	Revoluciones por minuto	L/t
R_s	Relación gas petróleo	
stb	Barril de tanque de almacenamiento	L^3
S_w	Saturación de agua	
TIR	Tasa interna de retorno	
T_r	Temperatura del reservorio	T
V	Volumen	L^3
VAN	Valor actual neto	
μ_o	Viscosidad del Petróleo	M/Lt
ρ_o	Densidad del Petróleo	M/L^3
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_o	Gravedad específica del petróleo	
γ_w	Gravedad específica del agua	
ϕ	Porosidad	
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit	T
$^{\circ}API$	Grados API	
%	Porcentaje	

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo analizar comparativamente la producción de petróleo con la utilización del equipo BES con motores de imanes permanentes (MIP), frente a la utilización del equipo BES Convencional, implementado en los pozos AUCA-214, CONONACO-39 y RUMIYACU-1, en este sentido se hace una breve descripción de lo que se tratará en cada capítulo.

En el primer capítulo que corresponde a la introducción se realiza una descripción breve del bloque 61, la ubicación campo Auca, Cononaco y Rumiyacu, características de cada uno de los pozos en estudio y una introducción a trabajos iniciales en estos pozos correspondientemente.

Posterior, en la metodología se describe la teoría del equipo BES Convencional y el equipo BES MIP, la configuración de cada sistema, el funcionamiento, las ventajas y desventajas y el tiempo de vida útil que tiene cada uno de estos equipos uno respecto del otro.

En los resultados se describe cada uno de los antecedentes, estudios técnicos que llevaron a la producción petrolera de cada uno de los pozos en estudio, así como también las causas que impidieron que continúe la producción de petróleo en los pozos AUCA-214, CONONACO-39 Y RUMIYACU-1, orientando como opción viable al equipo BES MIP Slim para la recuperación en términos productivos.

Adicionalmente, se realiza un análisis técnico-económico de resultados, comparando técnicamente las producciones de cada uno de estos pozos, utilizando el equipo BES Convencional y el equipo BES MIP Slim, y, económicamente se proyecta los ingresos y egresos que se obtienen de la implementación de la tecnología BES MIP, con la finalidad de ser comparados con las utilidades dejadas por el equipo BES Convencional en sustitución.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del presente trabajo.

PRESENTACIÓN

El Activo Auca o Bloque 61, constituido por los campos Yuca, Culebra, Yulebra, Anaconda, Boa, Pitalala, Anura, Auca Central, Auca Sur, Chonta Este, Chonta Sur, Cononaco y Rumiayacu; cuenta con alrededor de 250 pozos productores activos, de los cuales un 25% produce entre 50-200 BFPD (barriles de fluido por día), un 70% produce entre 200-1300 BFPD y el restante 5% produce más de 1300 BFPD. El BSW promedio en el B61 es 50%. El 90% de los pozos del Bloque 61 operan con Sistemas de Bombeo Eléctrico Sumergible (BES) convencional, y el restante 10% agrupa el Sistema de Bombeo Eléctrico Sumergible con motores de imanes permanentes (MIP), bombeo hidráulico, bombeo mecánico y flujo natural.

La implementación de la nueva tecnología como es la del sistema de bombeo electrosumergible con motores de imanes permanentes (MIP) en los pozos AUCA-214, CONONACO-39 y RUMIYACU-1, dejará un precedente de que, de alguna manera con la utilización de estos equipos, se logra una mayor rentabilidad al tener una inversión inicial menor y mayor tiempo vida útil para pozos con este equipamiento.

Los Sistemas de Bombeo Electrosumergible Convencional han funcionado en los pozos del activo Auca durante períodos que han dejado una utilidad rentable para las empresas productoras de petróleo, sin embargo en los últimos años se ha visto afectado este sistema, donde parte la necesidad de implementar nuevas tecnologías que, faciliten a las compañías petroleras invertir un capital menor en equipos de superficie, es así como sale al mercado el Sistema de Bombeo Electrosumergible con Motores de Imanes Permanentes exponiendo ventajas superiores a las de un sistema BES Convencional.

Por lo tanto, este análisis se enfoca en comparar el equipo BES Convencional frente al equipo BES MIP Slim, en áreas técnicas y económicas con la finalidad de obtener resultados que, viabilicen a las compañías petroleras en la implementación de esta nueva tecnología.

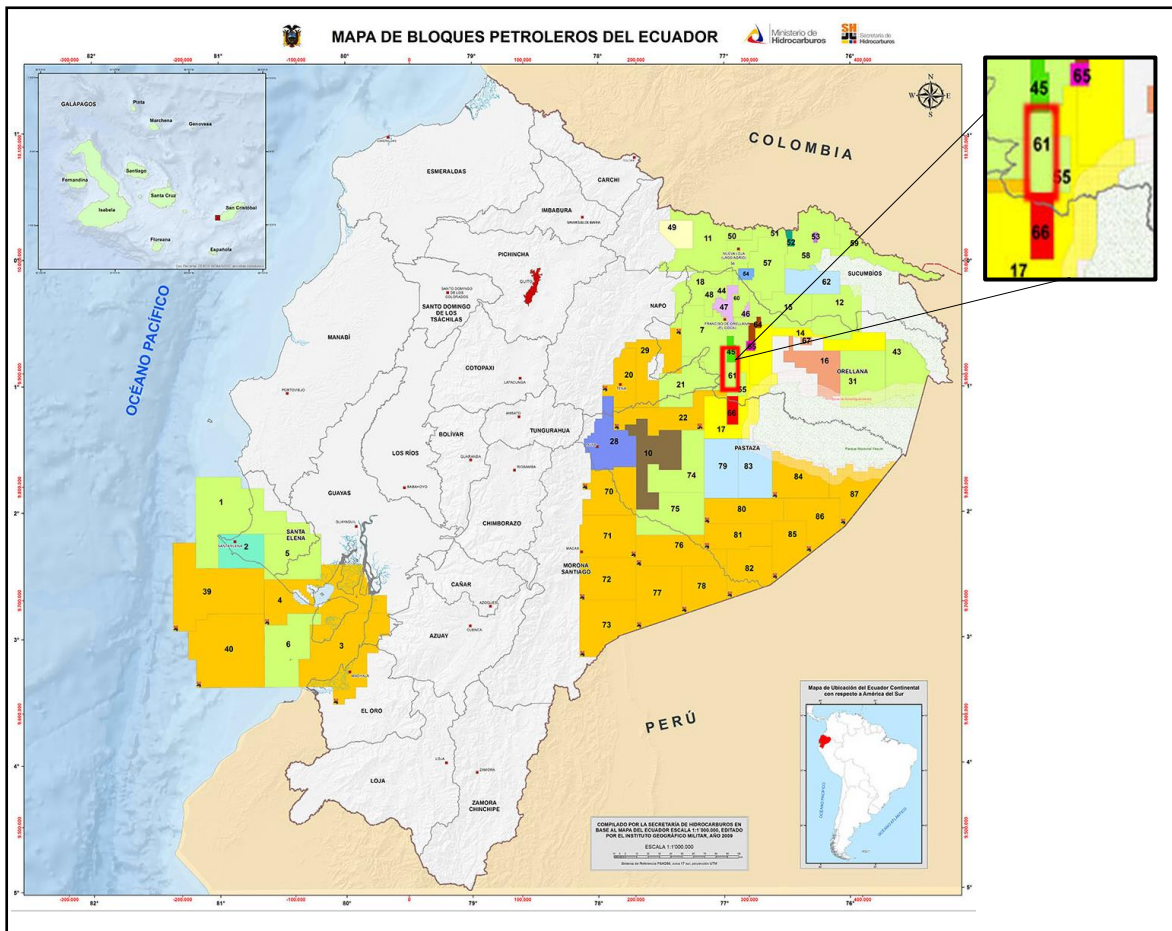
CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ACTIVO AUCA

El activo Auca, denominado también Bloque 61 está ubicado como se indica en la figura 1.1, en el cantón Francisco de Orellana, provincia de Orellana, es una de las zonas más productivas del país, el cual fue descubierto por el Consorcio Cepe- Texaco y se incorporó a la producción nacional en 1975, según los registros de Petroecuador.

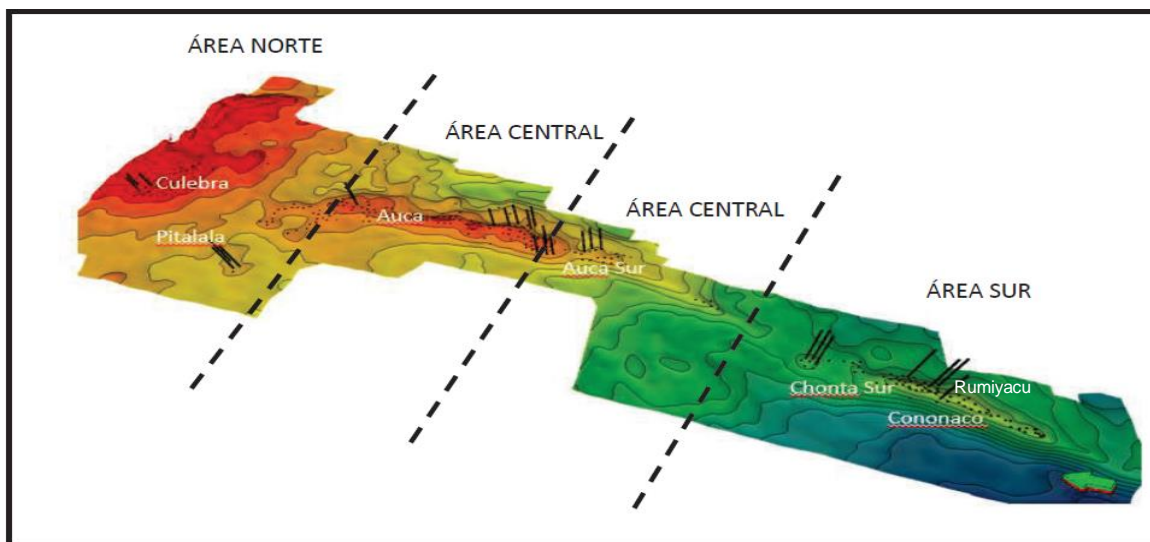
FIGURA 1.1. UBICACIÓN DEL ACTIVO AUCA



FUENTE: Secretaría de Hidrocarburos (2017)
ELABORACIÓN: Esteban Solís

Actualmente el activo Auca está constituido por los campos: Yuca, Culebra, Yulebra, Anaconda, Boa, Pitalala, Anura, Auca Central, Auca Sur, Chonta Este, Chonta Sur, Cononaco y Rumiyacu. Ver figura 1.2

FIGURA 1.2. UBICACIÓN DE LOS CAMPOS DEL ACTIVO AUCA



FUENTE: Integrated Drilling Service (IDS), Shaya S.A (2017)

ELABORACIÓN: Integrated Drilling Service (IDS), Shaya S.A (2017)

El objetivo del presente trabajo es analizar la producción de los campos Auca, Cononaco y Rumiyacu en los pozos AUCA-214; CONONACO-39 y RUMIYACU-1, como se detalla en la tabla 1.1.

**TABLA 1.1
CAMPOS DEL ACTIVO AUCA EN ESTUDIO**

ESTRUCTURA	CAMPO - POZO EN ESTUDIO
AUCA CENTRAL	AUCA - AUCA-214
AUCA SUR	CONONACO - CONONACO-39 RUMIYACU - RUMIYACU-1

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

1.1.1. CAMPO AUCA CENTRAL

El Campo Auca Central, que fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio AUCA-1 por la compañía Texaco-Gulf el 16 de febrero de 1970 y completado el 30 de marzo de 1970. Alcanzó una profundidad de 10578 pies. La producción inicial fue de 3072 BPPD de las areniscas Hollín con 31° API y T con 27° API¹.

La producción de este campo se inició desde abril de 1975, con 6752 BPPD y hasta la actualidad es el más explorado y explotado en comparación con los campos vecinos; con alrededor de 225 pozos entre activos e inactivos ha dejado resultados sumamente importantes, beneficiando a la compañía Shaya S.A., y compañías asociadas y también al estado ecuatoriano.

1.1.1.1. Pozo Auca-214

En el área que conforma el activo Auca, se encuentra ubicado en la parte central de la estructura, el pozo denominado AUCA-214, a continuación, en la tabla 1.2 se describe los datos iniciales generales del pozo.

TABLA 1.2
DATOS INICIALES GENERALES DEL POZO AUCA – 214

PERFORACIÓN		COMPLETACIÓN	
Inicio	14/Febrero/2017	Inicio	04/Marzo/2017
Fin	04/Marzo/2017	Fin	12/Marzo/2017
Tipo	Direccional	Levantamiento	BES
Perfil	J	Bombas	2 bombas D460N(164/164STG) Convencionales
Alcance	11520' MD / 10479' TVD	Prod. Inicial - Arenisca	372 BFPD / 100% BSW – U Inferior

FUENTE: ARCH (2018)

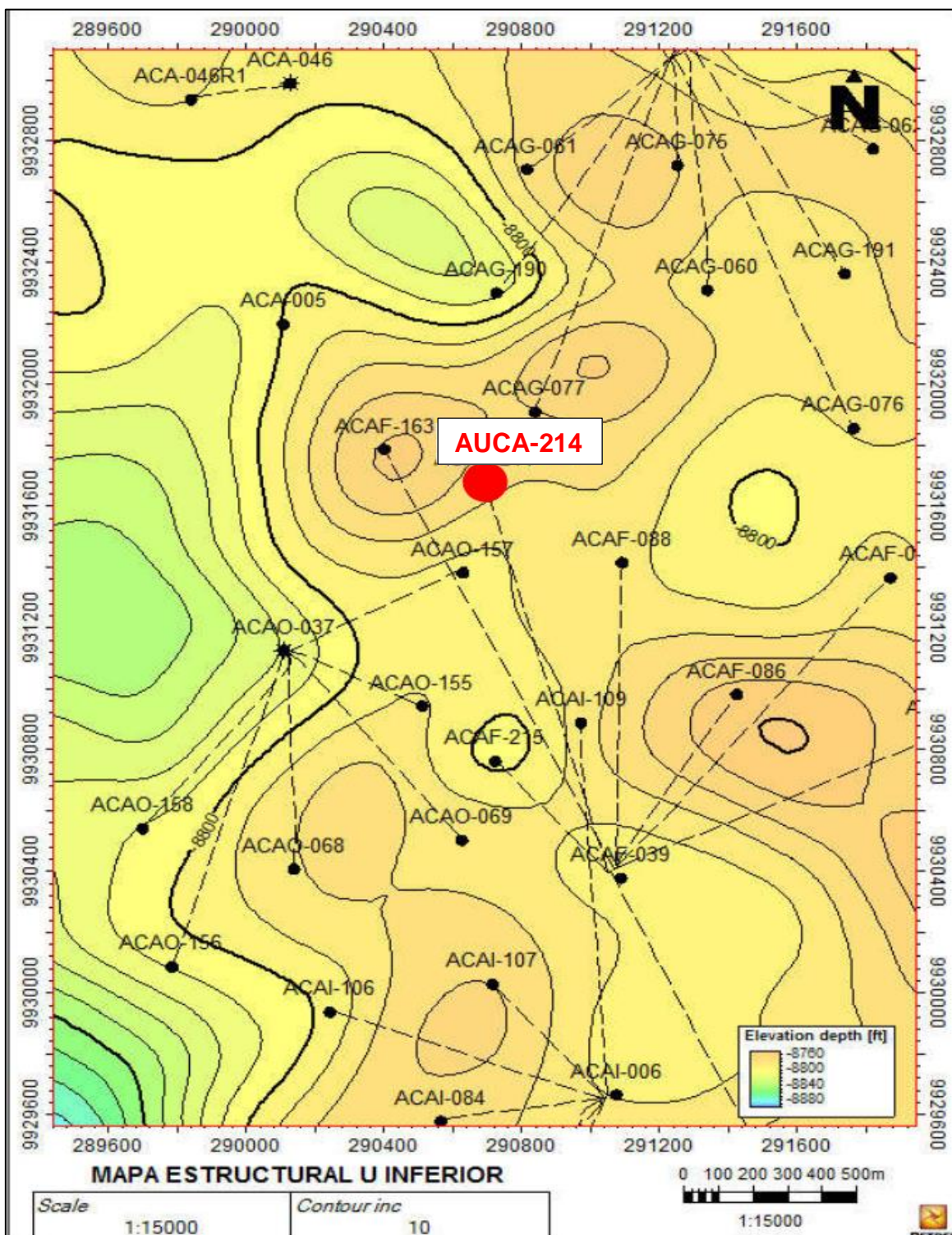
ELABORACIÓN: Esteban Solís

v

¹ Baby, P. Rivadeneira, M. Barragán, R. 2014. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

En la figura 1.3 se aprecia la localización del pozo AUCA-214 perforado y completado que tiene como tope y base la arenisca U Inferior.

FIGURA 1.3. MAPA ESTRUCTURAL DE LA UBICACIÓN DEL POZO AUCA-214



FUENTE: Departamento de Geología, Shaya S.A. (2018)

ELABORACIÓN: Departamento de Geología, Shaya S.A. (2018)

1.1.2. CAMPO CONONACO

El Campo Cononaco fue descubierto por el Consorcio Texaco-Gulf con el pozo CONONACO-1, cuya perforación inició el 26 de octubre y fue completada el 19 de diciembre de 1972. Alcanzó una profundidad de 11233 pies y dio una producción de 1341 BPPD a flujo natural de las areniscas Hollín Inferior y Superior, con una gravedad de 34° API. Adicionalmente, se recuperaron por pistoneo y reversa 21 barriles de petróleo de 13° API del reservorio T y 110 barriles de 17° API del reservorio U².

Este campo se registra como el segundo más explorado y explotado del activo Auca contando con alrededor de 64 pozos entre activos e inactivos cuyo funcionamiento ha dejado marcado hitos históricos en beneficio del Estado Ecuatoriano.

1.1.2.1. Pozo Cononaco-39

En el área que conforma el activo Auca, se encuentra ubicado en la parte sur de la estructura, el pozo denominado CONONACO-39, a continuación, en la tabla 1.3 se describe los datos iniciales generales del pozo.

TABLA 1.3
DATOS INICIALES GENERALES DEL POZO CONONACO – 39

PERFORACIÓN		COMPLETACIÓN	
Inicio	11/Noviembre/2014	Inicio	04/Diciembre/2014
Fin	03/Diciembre/2014	Fin	11/Diciembre/2014
Tipo	Direccional	Levantamiento	BES
Perfil	J	Bombas	2 bombas P23 SSD H6 (68 / 104 STG) Convencionales
Alcance	11095' MD / 10534' TVD	Prod. Inicial - Arenisca	789 BFPD / 229 BPPD / 71% BSW – Hollín Inferior

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

² Baby, P. Rivadeneira, M. Barragán, R. 2014. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

El pozo CONONACO-39 cuenta con 3 reacondicionamientos desde su completamiento, de los cuales 2 se describen en este capítulo, en las tablas a continuación:

TABLA 1.4
REACONDICIONAMIENTO # 1 POZO CONONACO-39

Fecha de inicio de operaciones	18/Abril/2015
Fecha final de operaciones	29/Abril/2015
Objetivo	Reparar Equipo BES Convencional (P23 SSD H6 68 / 104 STG)
Producción Registrada - Arenisca	1500 BFPD / 900 BPPD / 24% BSW – Hollín Inferior

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

TABLA 1.5
REACONDICIONAMIENTO # 2 POZO CONONACO-39

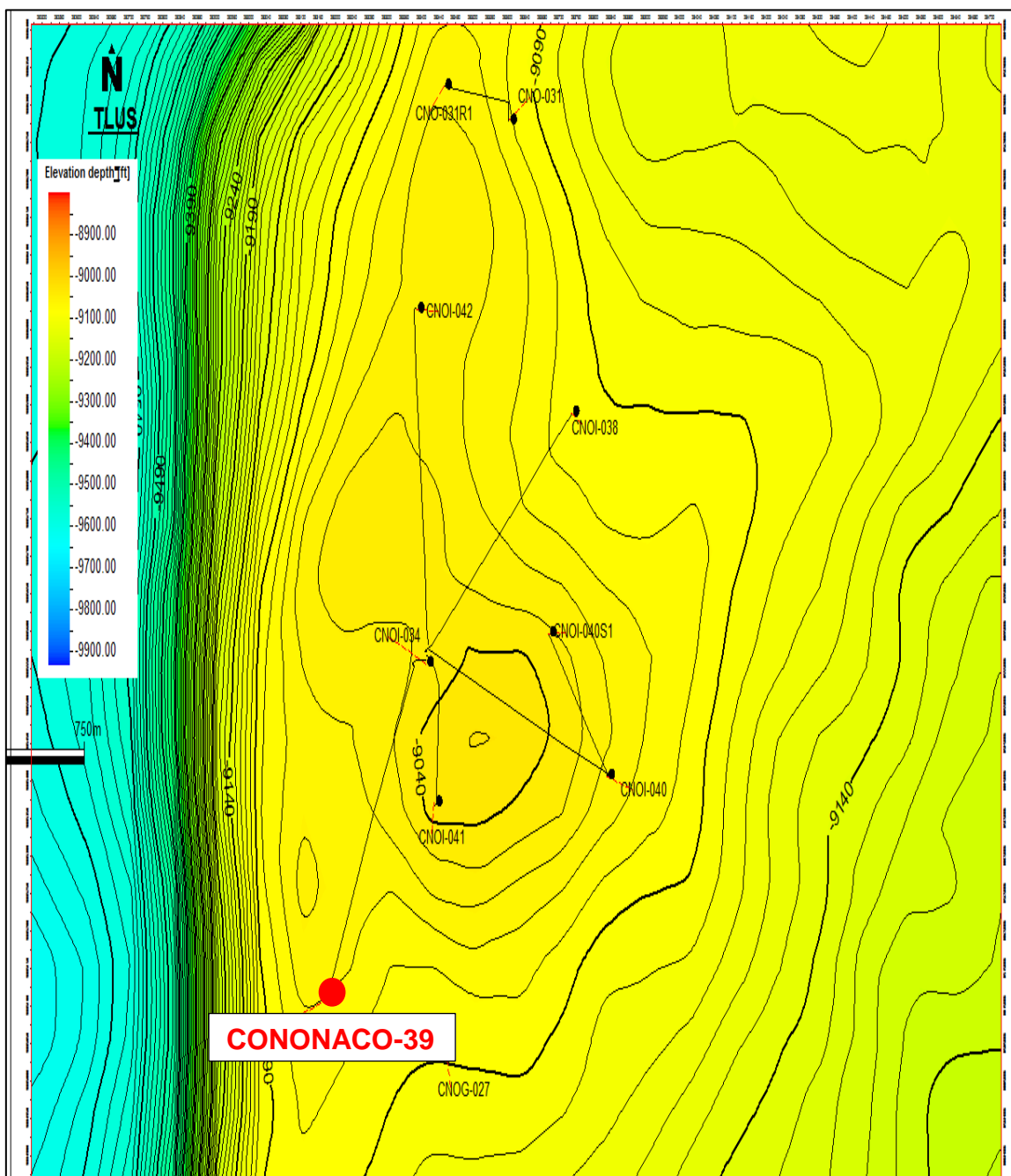
Fecha de inicio de operaciones	31/Marzo/2016
Fecha final de operaciones	26/Abril/2016
Objetivo	Aislar Intervalos de la arenisca “Hollín Inferior”. Disparar en areniscas “U y T Inferior”. Cambiar equipo BES Convencional (P23 SSD H6 68 / 104 STG) a equipo BES Convencional (D460N 242 STG).
Producción Registrada - Areniscas	142 BFPD / 128 BPPD / 10% BSW – U Inferior + T Inferior

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

En la figura 1.4 se aprecia la localización del pozo CONONACO-39 perforado y completado que tiene como tope la arenisca “U Inferior” y base la arenisca “Hollín Inferior”.

FIGURA 1.4. MAPA ESTRUCTURAL DE LA UBICACIÓN DEL POZO CONONACO-39



FUENTE: Departamento de Geología, Shaya S.A. (2018)

ELABORACIÓN: Departamento de Geología, Shaya S.A. (2018)

1.1.3. CAMPO RUMIYACU

El campo Rumiyaçu fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf con el pozo RUMIYACU-1 cuyos trabajos de completación y pruebas iniciales empezaron el 28 de noviembre de 1982. Alcanzó una profundidad de 10692 pies y dio una

producción de 191 BPPD a flujo natural de la arenisca Hollín Superior, con una gravedad de 33° API.

Este campo no ha tenido aportes significativos de producción para el Estado Ecuatoriano, pero al ser parte del activo Auca y vecino del campo Cononaco, ha sido tomado en cuenta para explorar y explotar sus reservas. Contando con 6 pozos entre activos e inactivos, se ha dado la oportunidad que en el pozo RUMIYACU-1 se implemente tecnología nueva como es la del Bombeo Electrosumergible con Motores de Imanes Permanentes (MIP).

1.1.3.1. Pozo Rumiyacu-1

En el área que conforma el activo Auca, se encuentra ubicado en la parte sur este de la estructura, el pozo denominado RUMIYACU-1. Por ser el primer pozo exploratorio en el campo Rumiyacu, tiene en su historial 9 reacondicionamientos, por razones de adquisición de información y mayor cantidad de datos, a continuación, en la tabla 1.6, se describe los datos generales desde el reacondicionamiento # 8, dando paso a un mejor estudio comparativo y desarrollo de este trabajo.

TABLA 1.6
REACONDICIONAMIENTO # 8 POZO RUMIYACU-1

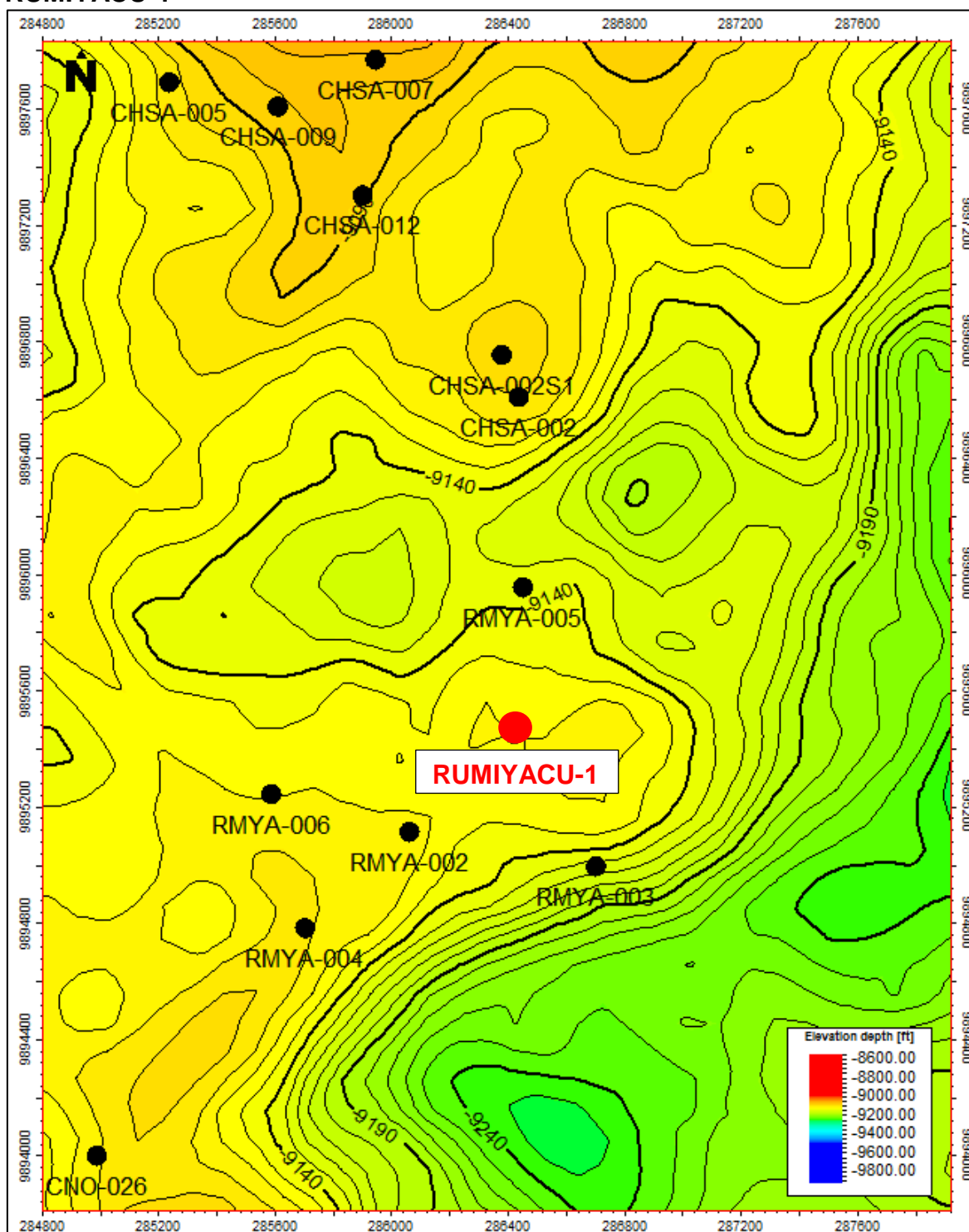
Fecha de inicio de operaciones	11/Febrero/2012
Fecha final de operaciones	29/Febrero/2012
Objetivo	Cambio de completación por posible tapón desasentado, evaluar con Pwf. Bajar equipo BES Convencional D460N.
Producción Registrada - Areniscas	261 BFPD / 209 BPPD / 20% BSW – U Inferior.

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

En la figura 1.5 se aprecia la localización del pozo RUMIYACU-1 perforado y completado que tiene como tope y base la arenisca “U Inferior”.

FIGURA 1.5. MAPA ESTRUCTURAL DE LA UBICACIÓN DEL POZO RUMIYACU-1



FUENTE: Departamento de Geología, Shaya S.A. (2018)

ELABORACIÓN: Departamento de Geología, Shaya S.A. (2018)

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

2.1. TEORÍA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CONVENCIONAL Y CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES

Más del 90% de los pozos productores de petróleo requieren alguna forma de levantamiento artificial para incrementar el flujo de fluidos cuando los yacimientos ya no cuentan con suficiente energía como para producir petróleo o gas en forma natural a regímenes económicos o para incrementar la producción inicial con el objeto de mejorar el rendimiento financiero. Uno de los métodos más versátiles y adaptables de levantamiento artificial es el bombeo electrosumergible.³

La bomba eléctrica sumergible también llamada ESP, consiste en varias etapas centrífugas montadas en serie dentro de un alojamiento acoplado a un motor electrosumergible, que en la actualidad puede ser de inducción o con imanes permanentes, el cual es accionado desde superficie mediante cables protegidos con una armadura, estos suministran energía y controlan los sistemas BES, que pueden levantar volúmenes ente 150 y 150000 bls/d, rango de operación de la velocidad de bombeo que supera el rendimiento de otros sistemas de levantamiento artificial de tipo bomba, tales como las bombas de varillas, las bombas de cavidad progresiva y los sistemas de levantamiento hidráulico.

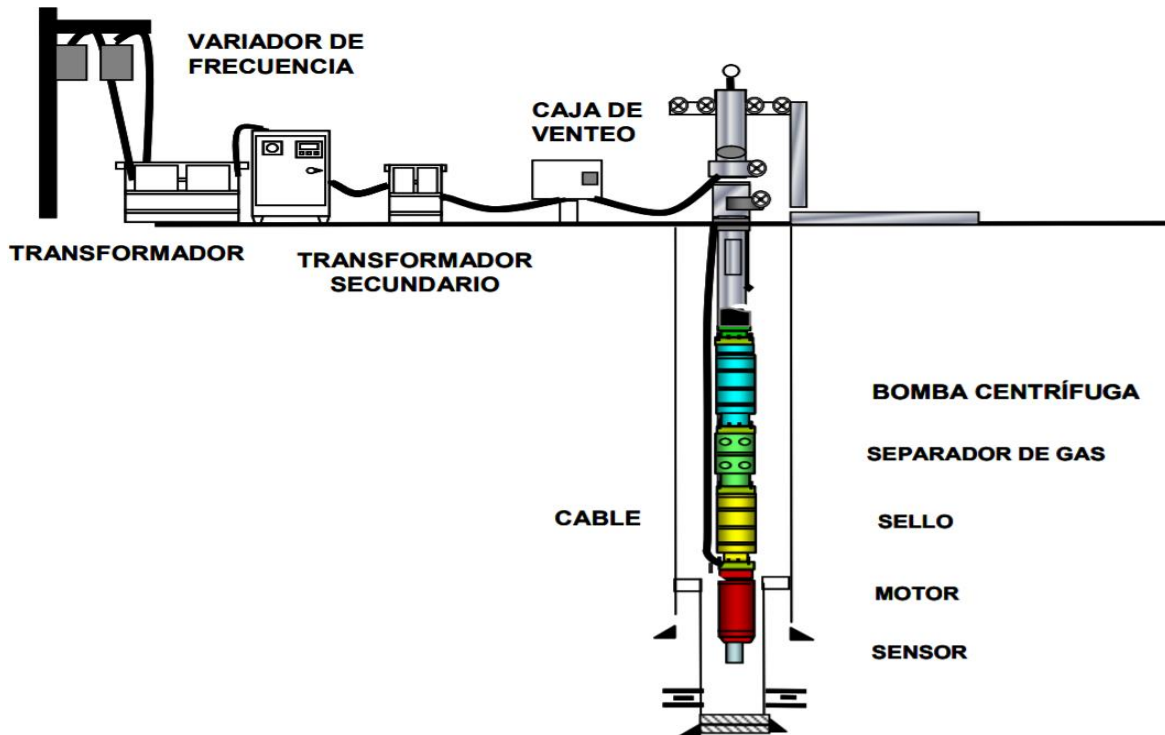
2.1.1. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CONVENCIONAL Y SUS PARTES

En el año 1911, el ingeniero ruso Armais Arutunoff, de 18 años, fundó la Dinamo Eléctrica Rusa de Arutunoff Co., en Ekaterinoslav, Rusia, e inventó el primer motor eléctrico que funcionaría en el agua; y, a través del agregado de una barrena y una bomba centrífuga al motor, inventó lo que hoy se conoce como bomba eléctrica

³ Schlumberger, Von Flatern, R. 2015. Bombas Eléctricas Sumergibles.

sumergible convencional. Estas bombas operan en los campos terrestres y marinos de todo el mundo.⁴

FIGURA 2.1. CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CONVENCIONAL



FUENTE: Márquez, R., Universidad de Zulia 2017
ELABORACIÓN: Márquez, R.

En la figura 2.1 se muestra los componentes de un sistema BES Convencional de fondo de pozo que comprenden el sensor, el motor de inducción, el sello, el separador de gas, la bomba centrífuga, los cables de alimentación; y los componentes de superficie que incluyen la caja de venteo, el transformador secundario, el variador de frecuencia y el transformador.

2.1.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL

La bomba BES Convencional es una bomba centrífuga de múltiples etapas que se encuentran apiladas; los requisitos operativos del pozo y el diseño de la

⁴ Williams, J. 1980. Una historia de personas y una compañía llamada TRW REDA.

completación dictaminan el número de etapas. Cada etapa contiene un impulsor rotativo y difusores estacionarios fabricados generalmente en hierro con alto contenido de níquel para minimizar el daño por abrasión o por corrosión.

El funcionamiento de la BES Convencional empieza cuando el fluido del pozo fluye hacia la primera etapa de la bomba, pasa a través de un impulsor y después de salir de este, el fluido es forzado a hacer un giro brusco para ingresar en el difusor a medida que atraviesa esta sección, el fluido se difunde, y la energía cinética se convierte en presión. El fluido que contiene una presión levemente más alta, ingresa por las siguientes etapas de impulsor y difusor para repetir el proceso. Consecutivamente, pasa a través de todas las etapas adquiriendo una presión de descarga designada, y cuenta con suficiente energía para llegar a la superficie del pozo. La bomba centrífuga es accionada por un motor de inducción que puede alcanzar velocidades de operación de más de 5000 rpm si se utiliza un variador de frecuencia.

2.1.2.1. Motor de Inducción del Sistema BES Convencional

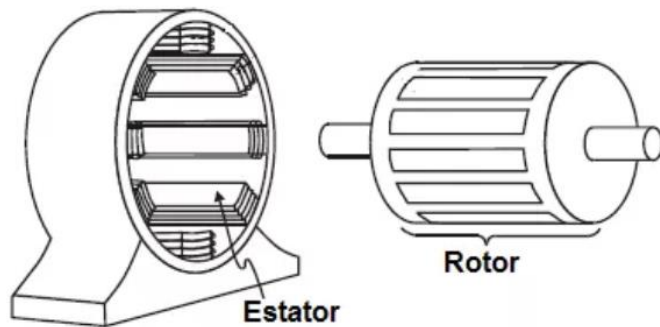
Los motores asincrónicos trifásicos, también llamados “de inducción” son los más baratos de construir, los de menor mantenimiento y los más confiables para aplicaciones industriales. Existen dos tipos, según que el rotor sea bobinado (motor de anillos rozantes) o en cortocircuito (motor de jaula de ardilla).⁵

Los motores de tipo jaula de ardilla son los más usados en la industria por ser los más baratos en su mantenimiento, ya que no posee anillos rozantes que estén sujetas a permanente desgaste.

2.1.2.2. Principio de Funcionamiento

En la figura 2.2 se muestra las partes de un motor de inducción, el cual consta de una parte fija denominada estator y una parte móvil denominada rotor.

⁵ Tolocka, Noren, A. 2014. Funcionamiento del Motor Asincrónico Trifásico.

FIGURA 2.2. ESTATOR Y ROTOR

FUENTE: Tolocka, Noren, A. (2014)

ELABORACIÓN: Tolocka, Noren, A. (2014)

Cuando a los bobinados del estator se aplica la Corriente Alterna trifásica, debido a la forma en la que están dispuestos y a las variaciones de la corriente, se produce un campo magnético “giratorio”, cuya dirección cambia constantemente y se mueve a una velocidad que depende de la frecuencia de la tensión y de la cantidad de bobinados. Este campo magnético induce una corriente en el rotor que también produce un campo magnético. La interacción de ambos campos hace que el rotor sea “arrastrado” por el campo magnético giratorio y también gire.

La velocidad de giro del rotor es ligeramente inferior a la del campo giratorio. Esto se debe a que, si fuera igual, no se induciría corriente en el rotor y no habría interacción entre los campos. Por esta razón el motor se llama asíncrono.⁶

2.1.3. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON MOTORES DE IMANES PERMANENTES (MIP) Y SUS PARTES

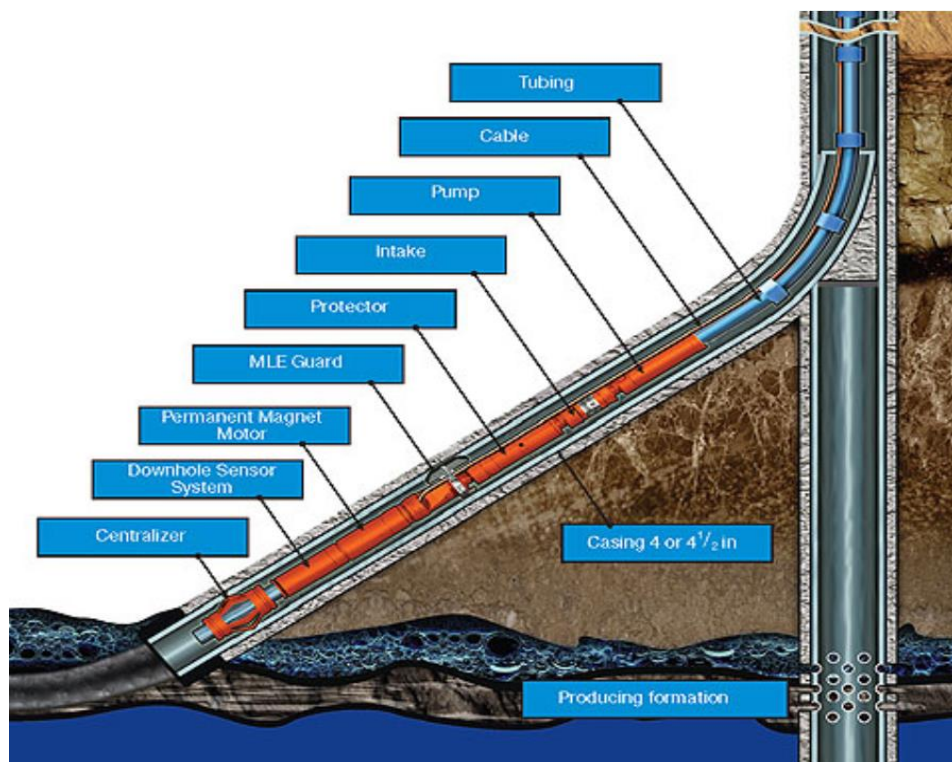
En la actualidad se han desarrollado nuevas tecnologías para la industria petrolera, tal que compañías como Novomet y Borets desde el año 2010 han puesto a prueba su avance más reciente hasta perfeccionarlo hoy en día, el cual consiste en colocar motores con imanes permanentes en la configuración de los sistemas BES, esta nueva tecnología se implementó de tal manera que supere a la anterior, con el objetivo de reducir costos de producción e incrementar ganancias gracias a su colocación, ahorro de energía y mayor tiempo de vida útil por su motor sincrónico.

⁶Tolocka, Noren, A. 2014. Funcionamiento del Motor Asíncrono Trifásico.

Estas bombas han sido probadas satisfactoriamente en pozos petroleros de países como: Rusia, Brasil, Estados Unidos, Egipto, Kazajistán, México, Colombia y Argentina, generando entre el 25% y el 37% de ahorro en producción.

En la figura 2.3, se muestra los componentes de un sistema BES con motor de imanes permanentes (MIP) de fondo de pozo que comprenden el centralizador, el sensor, el motor de imanes permanentes, el sello, el separador de gas, la bomba centrífuga, los cables de alimentación; y los componentes de superficie no mostrados en la figura que a diferencia de la configuración BES Convencional incluye la instalación de un rectificador y un convertidor en el VSD (Variador de Velocidad o Variable Speed Drive por sus siglas en inglés) y se diseñan para baja tensión de 0.38/0.48 KV. Y un block de cálculo digital que funciona como un sensor de posición del rotor (RPS) que también se instala en el VSD.

FIGURA 2.3. CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE CON MOTOR DE IMANES PERMANENTES (SIDETRACK)



FUENTE: NOVOMET (2018)
ELABORACIÓN: NOVOMET (2018)

2.1.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA BES CON MOTOR DE IMANES PERMANENTES

Al igual que la configuración del sistema BES Convencional, el sistema BES con motor de imanes permanentes cumple con el mismo objetivo de levantar el petróleo bajo tierra a superficie por presión de descarga designada, a diferencia de esta bomba es que esta es accionada por un motor de imanes permanentes, que son unidades de nueva generación, las cuales tienen mejores características de potencia, manejando rangos de velocidades de operación entre 3500 y 8500 rpm con VSD en comparación con los motores de inducción.

2.1.4.1. Motor de Imanes Permanentes del Sistema BES MIP

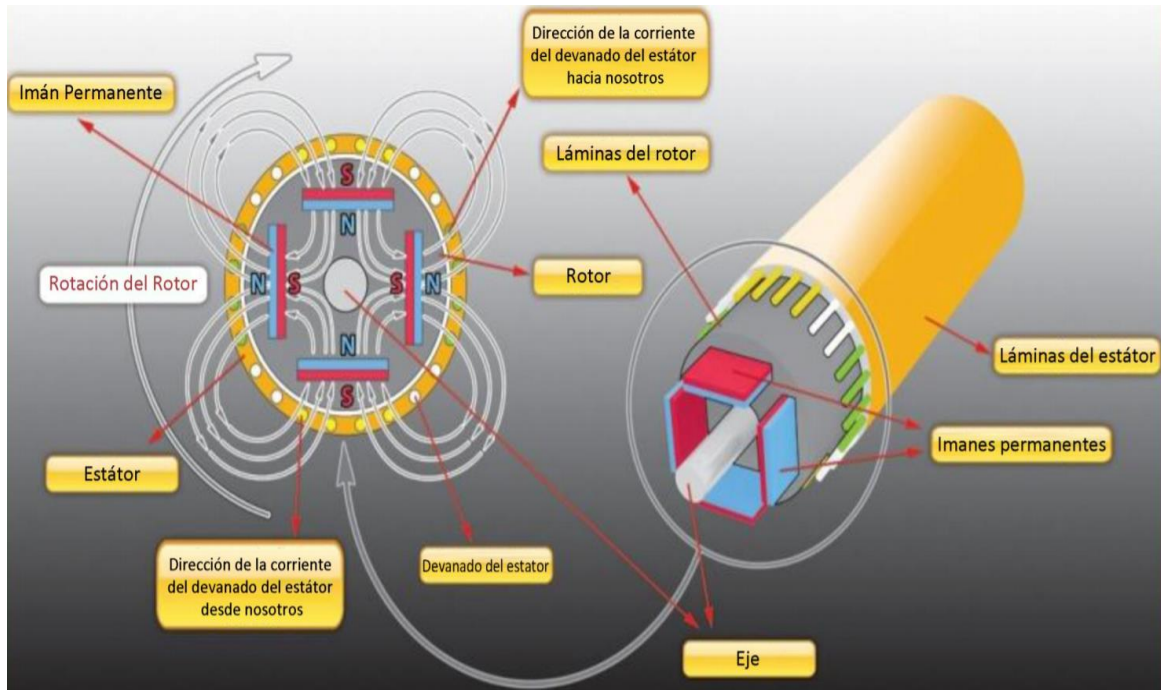
Los motores de imanes permanentes pertenecientes a los motores síncronos, llamados así porque la velocidad del rotor y la velocidad del campo magnético del estator son iguales. Los motores síncronos se han usado en máquinas industriales que tienen carga variable y necesitan una velocidad constante, por esta razón se ha usado en la industria petrolera adaptando a las dificultades que se han presentado a lo largo de su instalación en el Sistema BES en pozos del mundo.

La característica principal del motor de imanes permanentes es una combinación de convertidor de energía electromecánica (motor con imán permanente en el rotor) y del conmutador semiconductor (convertidor) controlado por el sensor de la posición del rotor (RPS).

2.1.4.2. Principio de Funcionamiento

La operación del motor de imanes permanentes se basa en el principio de cohesión de flujos magnéticos: flujo de los imanes permanentes en el rotor y flujo de la rotación del estator.

En la figura 2.4 se muestra un motor de imanes permanentes, además de sus partes que lo conforman, este se alimenta a corriente continua en el rotor para generar un campo magnético y a corriente alterna en el estator para obtener un campo giratorio que impulsa al motor.

FIGURA 2.4. MOTOR CON IMANES PERMANENTES

FUENTE: BORETS COMPANY (2013)
 ELABORACIÓN: BORETS COMPANY (2013)

El control de funcionamiento se lleva a cabo por llaves electrónicas (denominadas puertas). El cambio de puertas lo realiza el VSD por medio de un software especial. Además, el VSD genera la frecuencia modulada de alimentación del motor que tiene influencia directa en la velocidad de rotación y potencia en el eje de utilidad.

2.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SISTEMA BES CONVENCIONAL FRENTE AL SISTEMA BES MIP

El análisis a continuación, pretende dejar en claro el avance tecnológico que ha marcado el motor síncrono con imanes permanentes frente al motor asíncrono de inducción implementado en el equipo de bombeo electrosumergible.

2.2.1. VENTAJAS DEL MOTOR SÍNCRONO CON IMANES PERMANENTES RESPECTO AL MOTOR ASÍNCRONO DE INDUCCIÓN

De acuerdo al estudio realizado por la compañía NOVOMET entregado a la ARCH establece que las ventajas del motor síncrono frente al motor asíncrono son las siguientes:

- Mayor eficiencia (85-95%).
- Torque electromagnético constante dentro del rango de operación de las frecuencias de rotación.
- El factor de potencia del MIP es casi 1.
- Baja emisión de calor específico por unidad de energía
- La posibilidad de regular la frecuencia de rotación y los parámetros de control permiten disminuir significativamente el peso y las dimensiones de un motor, para aumentar el tiempo de vida y el tiempo medio entre fallas (MTBF) de los sistemas BES. Regulación del rango de frecuencias (100-500, 500-1500, 1500-4200 y 1000-6000 rpm).
- Capacidad de aplicarse en condiciones severas: fluidos viscosos, caudal intermitente, bajo caudal, después de realizar una fractura hidráulica y otras formas que busquen incrementar la producción de petróleo.
- Hay posibilidades adicionales de operar cerca o debajo de las perforaciones.
- La potencia de un solo motor se ha aumentado considerablemente (para la serie 460 hasta 225 kW (360 hp) a 3000 rpm y hasta 400 kW (640 hp) a 6000 rpm).
- Consumo de energía específica por unidad de potencia disminuye.
- Arranque suave.

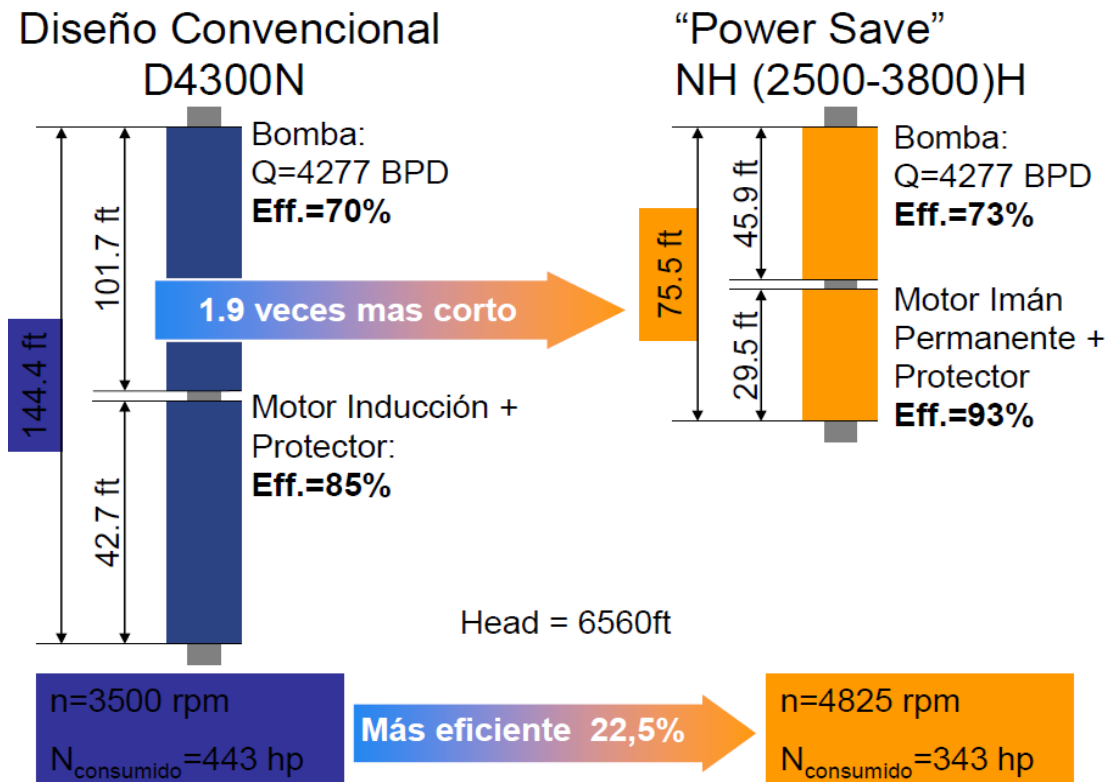
2.2.2. DESVENTAJAS DEL MOTOR SÍNCRONO CON IMANES PERMANENTES RESPECTO AL MOTOR ASÍNCRONO DE INDUCCIÓN

De acuerdo al estudio realizado por la compañía NOVOMET entregado a la ARCH establece que las desventajas del motor síncrono frente al motor asíncrono son las siguientes:

- Incapacidad de operación con VSD sin regulación de frecuencia.
- Inducción de la fuerza electromotriz en el devanado del estator durante la rotación de la turbina.
- Alto costo de los imanes (25-30% del costo del motor)

La figura 2.5 a continuación, muestra detalladamente la configuración del BES, el tamaño, la eficiencia y consumo de un diseño convencional frente a diseño “power save” o Slim con motor de imanes permanentes.

FIGURA 2.5. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DISEÑO CONVENCIONAL FRENTE AL DISEÑO “POWER SAVE” O SLIM MIP (NOVOMET)



FUENTE: NOVOMET (2018)
ELABORACIÓN: NOVOMET (2018)

2.2.3. TIEMPO DE VIDA ÚTIL Y FIABILIDAD EN EL DISEÑO PARA LOS EQUIPOS BES MIP DE NOVOMET EN POZOS DE RUSIA

En la tabla 2.1, a continuación, se detalla equipos con motores convencionales y con motores de imanes permanentes en pozos de campos rusos donde se especifica el período de vida útil y la causa de colapso o el estado operativo.

TABLA 2.1
VIDA ÚTIL DE LOS MOTORES DE LA COMPAÑÍA NOVOMET QUE OPERAN
EN CAMPOS PETROLEROS DE RUSIA

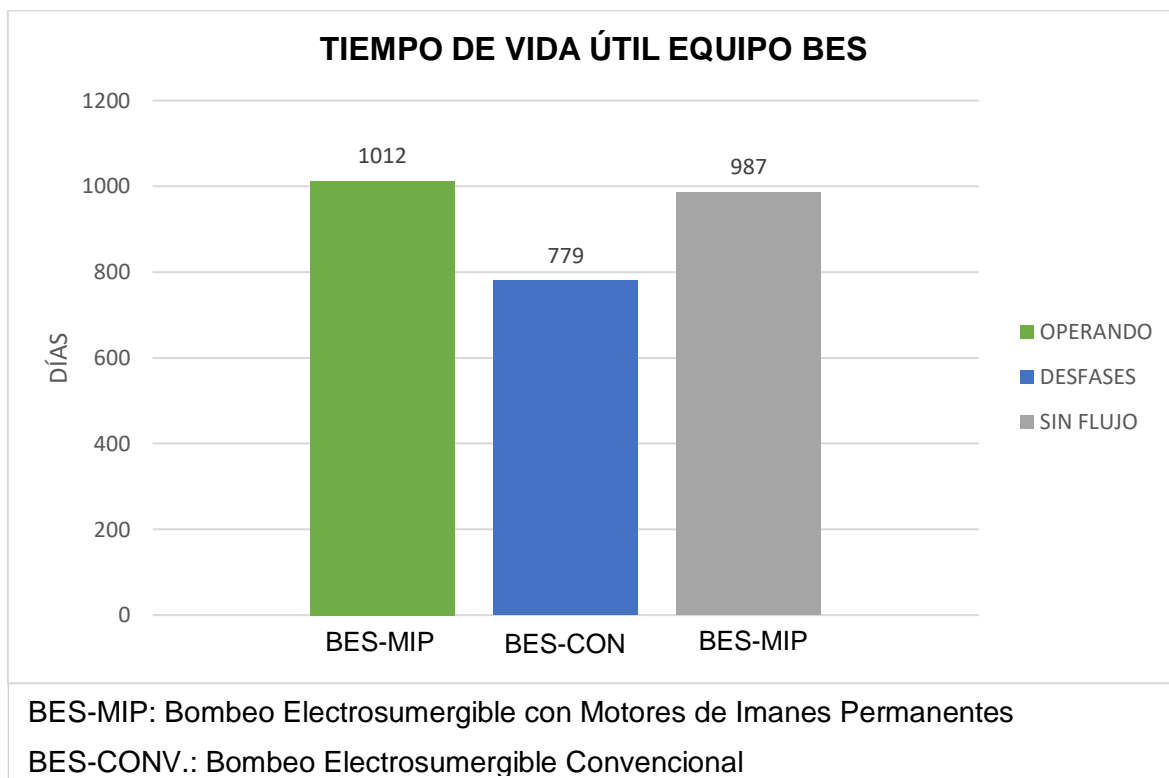
TIPO DE MOTOR	CAMPO	N° POZO	FECHA DE INICIO	FECHA DE APAGADO	VIDA ÚTIL	CAUSA DE APAGADO
N460PM64, 1620V, 3600rpm, MIP	Vyngapurovskoe	836	21/5/2010		987	OPERANDO
N460PM35, 1020V, 3600rpm, MIP	Vyngapurovskoe	862	9/3/2010		1060	OPERANDO
D460N64, 1620V, 3600rpm, CONV.	Vyngapurovskoe	954	29/5/2010	16/7/2012	778	DESFASES
D460N115, 2100V, 3600rpm, CONV.	Vyngapurovskoe	1153	19/3/2010	30/11/2012	987	SIN FLUJO
N460PM64, 1620V, 3600rpm, MIP	Vyngapurovskoe	4523	27/5/2010		981	OPERANDO
N460PM64, 1620V, 3600rpm, MIP	Vyngapurovskoe	5130	23/4/2010		1015	OPERANDO
D460N64, 1620V, 3600rpm, CONV.	Sporyshevskoe	274	12/5/2010	11/5/2012	680	DESFASES
N460PM115, 2100V, 3600rpm, MIP	Sporyshevskoe	367	21/4/2010		1017	OPERANDO
D460N64, 1620V, 3600rpm, CONV.	Sporyshevskoe	363	26/5/2010	28/10/2012	880	DESFASES

FUENTE: ARCH / NOVOMET (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Como se observa en la figura 2.6, el tiempo promedio en días de vida útil de los equipos BES MIP frente a los equipos BES Convencionales tiene una diferencia evidente, dejando marcado sus diferentes estados o causas para el apagado del equipo; siendo que estas muestras fueron tomadas de pozos en campos en Rusia, nos dan una pauta para saber porque se eligió estos sistemas BES con motor de imanes permanentes para los pozos en estudio.

FIGURA 2.6. PROMEDIO DE TIEMPO DE VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS BES MIP FRENTE A LOS EQUIPOS BES CONVENCIONALES



FUENTE: ARCH / NOVOMET (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

CAPÍTULO 3

RESULTADOS OBTENIDOS

3.1. ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN, IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS QUE IMPIDIERON QUE LA PRODUCCIÓN CONTINÚE E IMPLEMENTACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO BES MIP SLIM EN LOS POZOS AUCA-214, CONONACO-39 y RUMIYACU-1.

Los antecedentes e identificación de problemas que impidieron que las producciones de los pozos en estudio hayan sido intervenidas tiene una relevancia de carácter importante para el presente trabajo, ya que, con la recopilación de información y manejo de datos obtenidos, se alcanzó el objetivo de plasmar la comparación del equipo BES Convencional frente al equipo BES MIP Slim implementados en pozos del activo Auca.

La nueva tecnología BES MIP SLIM es una realidad implementada en los pozos en estudio del activo Auca, que comenzaron a operar desde el año 2018, marcando una producción que se refleja en el presente trabajo, y, que de alguna manera ayudó a identificar si este equipo es una opción viable para recuperar la producción de los pozos del activo Auca al compararlos con la tecnología BES Convencional, específicamente para la bomba BES D460N.

La implementación del equipo BES requiere de procedimientos que pueden variar considerablemente en función de las características de los fluidos a producir. Para lo cual es necesario obtener la mayor cantidad de información disponible del reservorio, de la producción, y las propuestas técnicas para implementar el equipo BES MIP Slim, que, para el presente análisis es el reemplazo del equipo BES Convencional en los pozos en estudio.

3.1.1. POZO AUCA – 214

3.1.1.1. Antecedentes de producción del pozo Auca – 214

Se resumen los inicios de producción del pozo AUCA-214, empezando por su perforación y completación detallando los procesos técnicos en el completamiento inicial como: el registro eléctrico petrofísico, parámetros petrofísicos, parámetros de Presión, Volumen y Temperatura, el historial de producción hasta la espera de reacondicionamiento y la gráfica IPR para este pozo usando datos de la última producción reportada con el uso del equipo BES Convencional D460N.

3.1.1.1.1. Perforación y Completación del pozo

El pozo AUCA-214 fue perforado en el mes de febrero del 2017, siendo uno de los pozos nuevos que se encuentran en la parte central del activo Auca. Alcanzó una profundidad final de 11520 MD (10478.85' TVD), fue completado en el mes de marzo del mismo año. El registro eléctrico es la interpretación petrofísica, la cual mostró como objetivo primario el yacimiento "U Inferior". Ver figura 3.1.

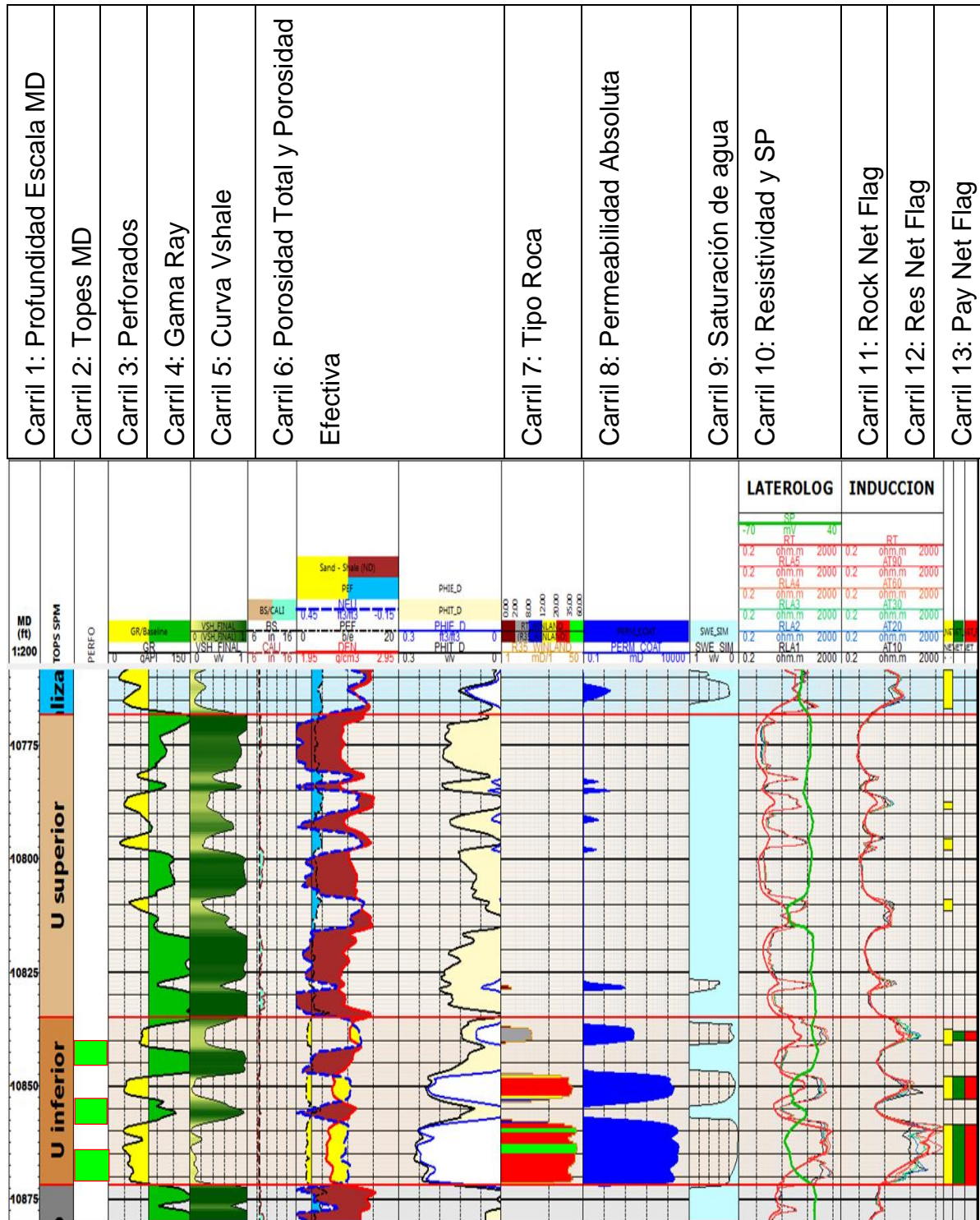
El yacimiento "U inferior" mostró 3 intervalos de pago, evaluado de manera cuantitativa con porosidad densidad-neutrón y salinidad 65000 ppm NaCl.

Los intervalos perforados en la arenisca "U Inferior" son: 10836 – 10841 (5), 10848 – 10853 (5), 10858 – 10865 (7) todos medidos en pies (MD)

3.1.1.1.2. Parámetros petrofísicos de los intervalos perforados

En la tabla 3.1, se muestran los resultados obtenidos en base al registro eléctrico petrofísico para el pozo AUCA-214. Datos facilitados por la ARCH.

FIGURA 3.1. REGISTRO ELÉCTRICO PETROFÍSICO ARENISCA “U INFERIOR” POZO AUCA-214



FUENTE: ARCH (2018) / SHAYA (2018)
 ELABORACIÓN: SHAYA (2018)

TABLA 3.1
RESULTADOS PETROFÍSICOS YACIMIENTOS U SUPERIOR Y U INFERIOR
POZO AUCA-214

Pozo	Campo	Zonas	Capa	Nombre de la franga	Tope	Base	Unidad de Referencia	Neto	AV de Volumen de Lutita	AV de Porosidad	AV de Saturación de Agua	AV de Permeabilidad
AUCA-214	Auca Central	U Superior	Capa N°1	Roca	10787.5	10789	pies	1.5	0.304	0		0
AUCA-214	Auca Central	U Superior	Capa N°2	Roca	10795.5	10798	pies	2.5	0.251	0.003	1	0.011
AUCA-214	Auca Central	U Superior	Capa N°3	Roca	10809	10811.5	pies	2.5	0.254	0.001	1	0
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°1	Roca	10837.5	10841	pies	3.5	0.271	0.066	0.141	18.528
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°2	Roca	10848	10853	pies	5	0.108	0.195	0.1	1288.03
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°3	Roca	10858.5	10872	pies	13.209	0.099	0.219	0.058	2078.87
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°1	Resistividad	10838	10840	pies	2	0.266	0.073	0.1126	23.87
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°2	Resistividad	10848	10853	pies	5	0.108	0.195	0.1	1288.03
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°3	Resistividad	10858.5	10872	pies	13.209	0.099	0.219	0.058	2078.87
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°1	Pago	10838	10840	pies	2	0.266	0.073	0.126	23.87
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°2	Pago	10848	10853	pies	5	0.108	0.195	0.1	1288.03
AUCA-214	Auca Central	U Inferior	Capa N°3	Pago	10858.5	10872	pies	13.209	0.099	0.219	0.058	2078.87

FUENTE: ARCH / Petroamazonas (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

La tabla 3.2 a continuación, detalla los parámetros petrofísicos, para la completación inicial del pozo AUCA-214, datos facilitados por la ARCH,

TABLA 3.2
PARÁMETROS PETROFÍSICOS COMPLETACIÓN INICIAL POZO AUCA – 214

ESPESOR ZONA DE PAGO (H_o)	17 ft
POROSIDAD (ϕ)	16 %
SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	9.5 %
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (k)	1130 mD

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.1.1.3. Parámetros de presión, volumen y temperatura

Al no tener un PVT exclusivo para el pozo AUCA-214, el factor volumétrico (B_o), la viscosidad (U_o) y el API fueron tomados del análisis PVT del pozo AUCA-08, para la arenisca “U Inferior”, estos parámetros se observan en la tabla 3.3 a continuación.

TABLA 3.3
PARÁMETROS PVT DEL POZO AUCA-08 PARA LA ARENISCA “U INFERIOR”

TEMPERATURA DE RESERVORIO (Tr)	228 °F
FACTOR VOLUMÉTRICO (B _{oi} @Pb)	1.1335 bls/stb
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (U _{oi} @Pb)	10.39 cP
°API	17.7
PRESIÓN DE BURBUJA (Pb)	444.7 psi

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Para el presente trabajo se utilizaron los datos de presiones obtenidos del registro XPT tomado en el pozo AUCA-214, el 3 de marzo de 2017. A continuación, en la tabla 3.4 se adjuntan los resultados obtenidos:

TABLA 3.4
RESULTADOS DEL REGISTRO XPT CORRIDO EN EL POZO AUCA-214

Resultados de Presión de Formación XPT AUCA-214 03 marzo 2017													
Arena	MD	TVD	Movilidad	Cual. Movilidad	Pres. Formación	Cual. Pres. Formación	Pres. Lodo Después	Pres. Lodo Antes	Estado Preprueba	Varianza Pres.	Movilidad Esférica	Movilidad Radial / H	Temp. Después
	pies	pies	mD/cP		psi		psi	psi		psi	psi	psi	mD/cP
U Inferior	10840.06	9822.85		Low		Low	4740.50	4738.30	Tight Test	12.717			205.48
	10850.99	9833.21	44.19	High	965.00	High	4744.94	4743.16	Valid Test	0.004		139.73	205.94
	10859.87	9841.63	13.97	High	963.22	High	4749.44	4747.66	Valid Test	0.015			206.35
	10863.95	9845.49	550.92	High	964.66	High	4751.45	4749.77	Valid Test	0.007			207.45
	10869.95	9851.19	115.60	High	966.58	High	4753.91	4748.70	Valid Test	0.005	43.83		209.23
T Inferior	11104.83	10075.21	18.34	High	2720.49	High	4861.57	4859.98	Valid Test	0.004		27.15	211.18
	11110.06	10080.24	3.35	High	2722.42	High	4863.31	4856.51	Valid Test	0.014		8.09	212.44
Hollin	11331.99	10295.78		Low		Low	4966.95	4965.54	Tight Test	5.931			212.33
	11339.70	10303.33	12.66	High	4435.18	High	4970.70	4969.15	Valid Test	0.051		1.83	211.02
	11349.78	10313.20	196.60	High	4442.83	High	4975.57	4972.63	Valid Test	0.005		996.52	208.40
	11375.98	10338.82	76.65	High	4459.07	High	4988.32	4986.30	Valid Test	0.004		132.85	204.57

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

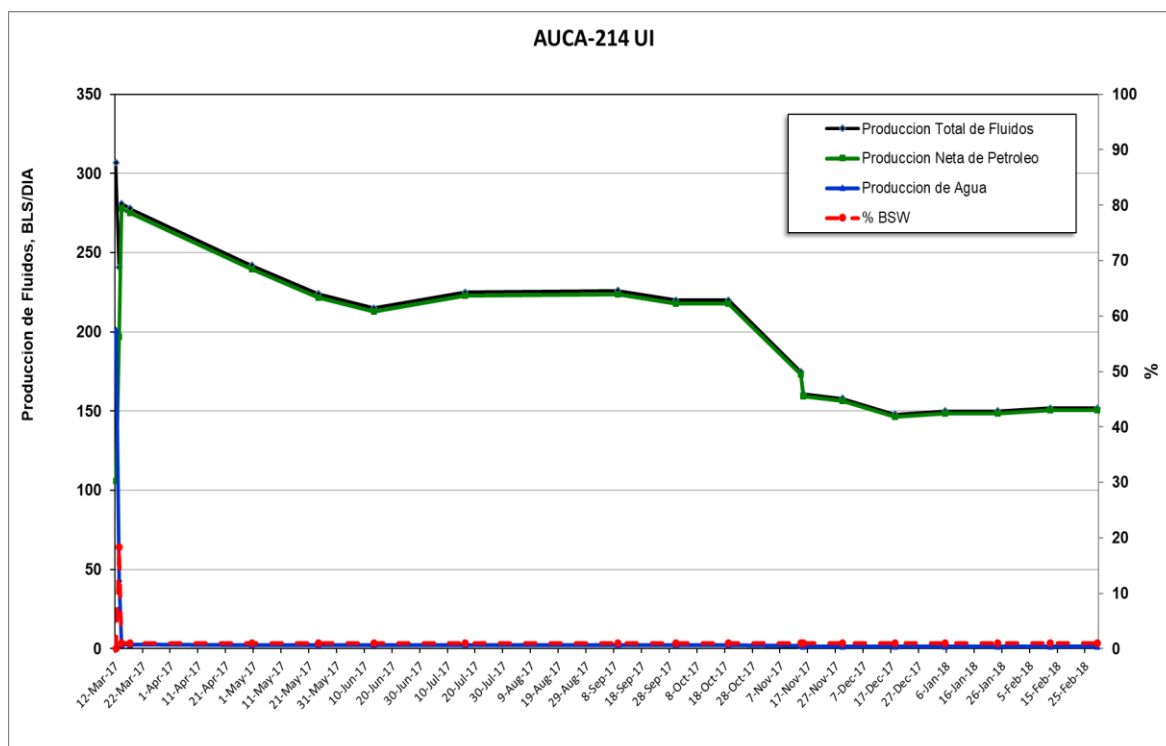
ELABORACIÓN: SHAYA (2018)

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir que la presión de reservorio en el pozo AUCA-214 de la arenisca “U Inferior” es de 964 psi a la profundidad promedio de la mitad de las perforaciones 9838 pies (TVD).

3.1.1.1.4. Historial de producción del pozo Auca – 214

En el anexo 1, tabla A-1.1, se observa el historial de producción del pozo AUCA-214, así como en la figura 3.2, en donde se representa gráficamente la producción total de fluidos, producción neta de petróleo, producción de agua y el porcentaje de BSW, hasta el 01 de marzo de 2018 tiempo de funcionamiento con el equipo BES Convencional D460N.

FIGURA 3.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN INICIAL POZO AUCA-214



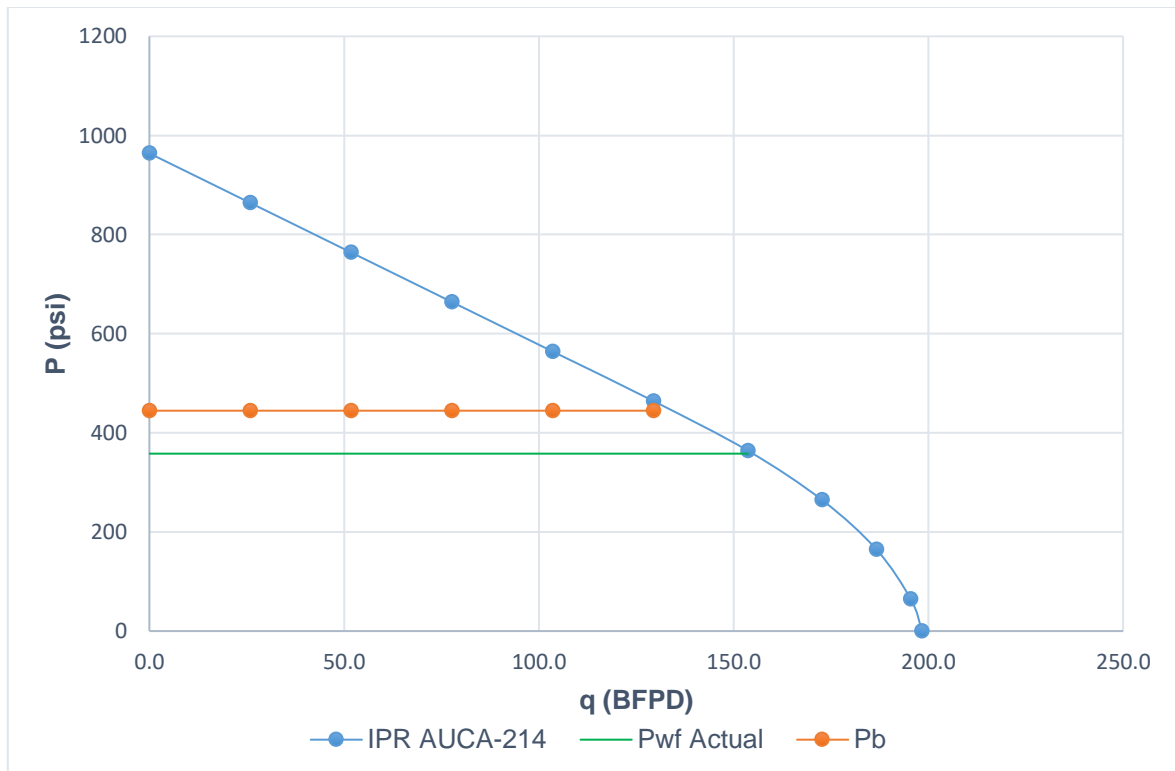
FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.1.1.5. Gráfica IPR del pozo Auca – 214

Para la realización de la curva IPR compuesta (figura 3.3), del pozo AUCA-214, se utilizó la presión de reservorio de la arenisca “U Inferior”, 964 psi, obtenida del registro XPT tomado en el pozo AUCA-214 y la prueba de producción del 1 de marzo de 2018 de 152 BFPD, 150 BPPD y 1% de BSW a 356 psi de presión de fondo fluyente, al punto medio de los perforados 9838 pies (TVD) del pozo AUCA-214. La presión de fondo fluyente se obtuvo considerando la presión de Intake de 286 psi.

Según Marcelo Hirschfeld y Rodrigo Ruiz (2008), “se ilustra la IPR compuesta, como una combinación de índices de productividad, se basa en la ley de Darcy cuando la presión de reservorio está por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión de reservorio está por debajo de esta, se utiliza el IPR por el método de Vogel. Este IPR está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio P_r está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo P_{wf} está por debajo”.

FIGURA 3.3. GRÁFICA IPR POZO AUCA-214

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.1.2. Impedimentos de producción del pozo Auca – 214

A partir del 16 de marzo del 2018 el pozo AUCA-214 deja de operar, la bomba BES D460N se encontraba en down thrust desde el mes de noviembre del 2017, siendo forzada a trabajar hasta el mes de marzo del 2018, por esta razón queda fuera de servicio por una falla eléctrica, presentando fases desbalanceadas y bajo aislamiento. Según un artículo publicado por ECAMEC (2009), “las fases desbalanceadas se producen generalmente en los sistemas trifásicos en donde las tensiones y / o los ángulos entre fases consecutivas no son iguales”, impidiendo que motores con este sistema operen. Se declara al pozo en espera de reacondicionamiento para recuperar la producción.

La bomba BES Convencional D460N estuvo en funcionamiento alrededor de 370 días, tiempo estimado previsto para esta bomba, la cual operó en las condiciones propuestas, además de que fue sometida a un esfuerzo operativo por alrededor de 5 meses en este pozo en la arenisca “U Inferior”.

3.1.1.3. Antecedentes para la sustitución del equipo BES convencional por el equipo BES MIP Slim reacondicionamiento # 1 pozo Auca-214

La sustitución del equipo BES Convencional por el equipo BES MIP Slim en el pozo AUCA-214, se hizo en el reacondicionamiento # 1 en el mes de marzo del 2018 después de la propuesta técnica realizada por la compañía Shaya S.A., y la aprobación previa por parte de Petroamazonas E.P., la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador (SHE) y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). A continuación, se resumirá los antecedentes de implementación del equipo BES MIP Slim NFV – 110 y posterior producción.

3.1.1.3.1. Parámetros petrofísicos de los intervalos perforados

En la tabla 3.5, se presenta los parámetros petrofísicos para el reacondicionamiento # 1 en la arenisca “U Inferior” en los intervalos perforados del pozo AUCA-214, datos facilitados por la ARCH.

TABLA 3.5

PARÁMETROS PETROFÍSICOS REACONDICIONAMIENTO # 1 POZO AUCA – 214

ESPESOR ZONA DE PAGO (H_o)	17 ft
POROSIDAD (ϕ)	18.78 %
SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	9.3 %
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (k)	1264 mD

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.1.3.2. Parámetros de Presión, Volumen y Temperatura

Para el reacondicionamiento # 1, se presenta a tabla 3.6, la cual conserva los parámetros de presión volumen y temperatura (PVT), descritos en la tabla 3.3 tomados del pozo AUCA-08 para la arenisca “U Inferior”, añadiendo la presión de reservorio tomada del resultado del registro XPT (tabla 3.4) corrido en el pozo AUCA-214.

TABLA 3.6
PARÁMETROS PVT DEL POZO AUCA-08 PARA LA ARENISCA “U INFERIOR”

TEMPERATURA DE RESERVOIRIO (Tr)	228 °F
FACTOR VOLUMÉTRICO (B _{oi} @P _b)	1.1335 bls/stb
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (U _{oi} @P _b)	10.39 cP
°API	17.7
PRESIÓN DE BURBUJA (P _b)	228 °F
PRESIÓN DE RESERVOIRIO (Pr)	964 psi

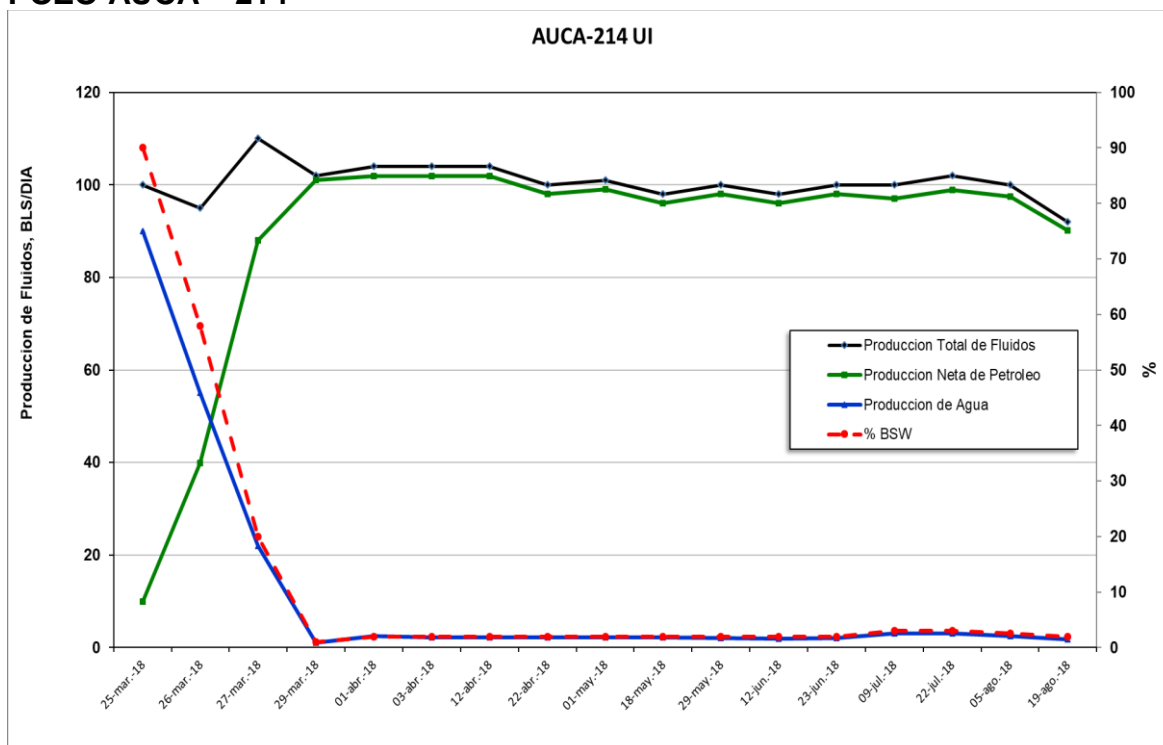
FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.1.3.3. Historial de producción del pozo Auca-214

En la figura 3.4 a continuación, se representa gráficamente la producción total de fluidos, producción neta de petróleo, producción de agua y el porcentaje de BSW, a partir del 25 de marzo del 2018 en donde el pozo empezó a operar con el equipo BES MIP Slim NFV – 110 hasta el 19 de agosto del 2018 período de tiempo que se obtuvo como información de parte de la ARCH, asegurando que el equipo sigue en funcionamiento.

FIGURA 3.4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN REACONDICIONAMIENTO # 1 POZO AUCA – 214



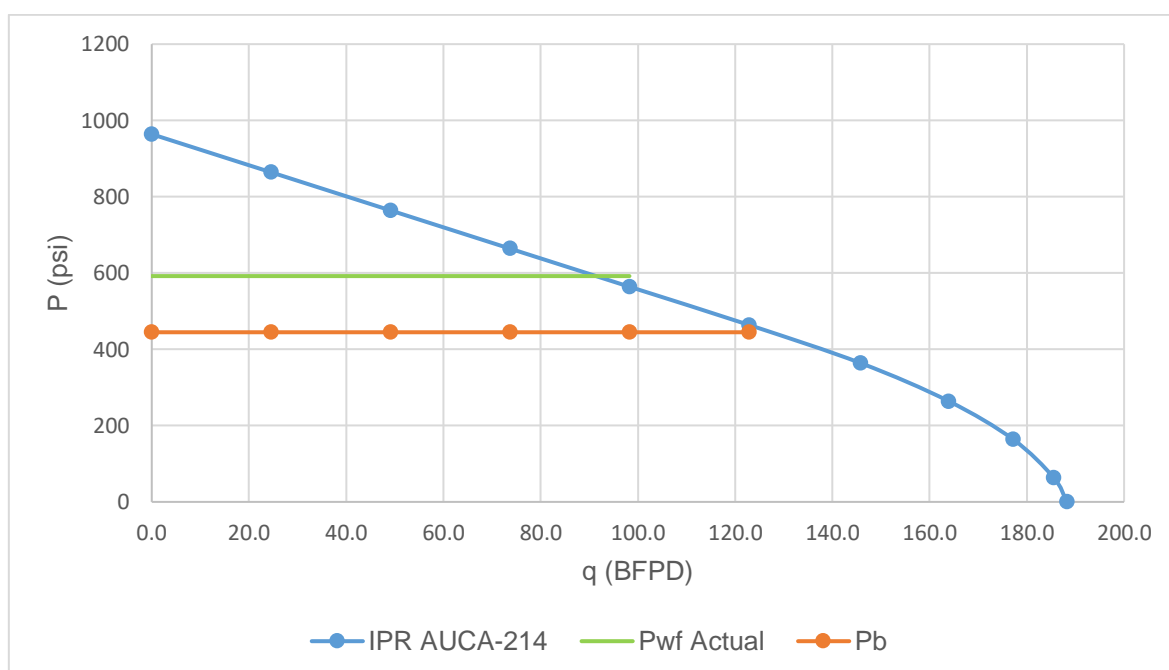
FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.1.3.4. Gráfica IPR del pozo Auca-214

Para la realización de la curva IPR compuesta (figura 3.5), del pozo AUCA-214 con la utilización del equipo BES MIP Slim NFV-100, se tomó la presión de reservorio de la arenisca "U Inferior", 964 psi, obtenida del registro XPT tomado en el pozo AUCA-214 mostrada en la tabla 3.4 y la prueba de producción del 19 de agosto de 2018 de 92 BFPD, 90.16 BPPD y 2% de BSW a 592 psi de presión de fondo fluyente, al punto medio de los perforados 9838 pies (TVD) del pozo AUCA-214. La presión de fondo fluyente se obtuvo considerando la presión de Intake de 520 psi.

FIGURA 3.5. GRÁFICA IPR POZO AUCA – 214



FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.1.4. Historial de producción del pozo Auca-214 hasta el mes de agosto 2018

En el anexo 2, tabla A-2.1, se observa el historial de producción del pozo AUCA-214 hasta el 19 de agosto de 2018 con el equipo BES MIP Slim NFV – 110.

3.1.1.5. Criterio de Características, Parámetros Petrofísicos y Parámetros PVT perteneciente al pozo Auca – 214

El pozo AUCA – 214 es un pozo nuevo perforado y completado en el año 2017, donde se evidencia cambios en las características del pozo como en los parámetros

petrofísicos que muestran una alteración de una manera conductual, es decir que a través de estimulación este pozo tuvo reacciones para que la porosidad y la permeabilidad aumenten, generando una mayor producción en el pozo y teniendo réditos importantes en tan poco tiempo. Los parámetros PVT para este pozo son tomados de un pozo cercano con similares características y validadas por la compañía Shaya S.A. para fines técnicos en este pozo.

3.1.2. POZO CONONACO – 39

3.1.2.1. Antecedentes de producción pozo Cononaco – 39

Se resumen los inicios de producción del pozo CONONACO-39 iniciando desde su perforación y completación, reacondicionamiento # 1 y pasando al reacondicionamiento # 2 en donde se detallan los procesos técnicos como: el registro eléctrico petrofísico, parámetros petrofísicos, parámetros de Presión, Volumen y Temperatura, el historial de producción hasta la espera de reacondicionamiento y la gráfica IPR para este pozo usando datos de la última producción reportada con el uso del equipo BES Convencional D460N.

3.1.2.1.1. Perforación y Completación del pozo

El pozo CONONACO-39, inició operaciones de perforación en noviembre del 2014, alcanzando una profundidad total de 11095 pies (MD). Este pozo fue completado en el mes de diciembre del mismo año, se bajó un equipo BES Convencional P23 XH6 para producir originalmente en el intervalo 10891 - 10903 (12) pies en la arenisca “Hollín Inferior”.

3.1.2.1.2. Trabajo de Reacondicionamiento # 1

Inició operaciones el mes de abril del 2015, el objetivo del reacondicionamiento fue reparar el equipo BES Convencional P23 XH6 por fases desbalanceadas. Se redisparó en el intervalo 10891 - 10903 (12) pies de la arenisca “Hollín Inferior”. Se bajó el equipo BES reparado para recuperar la producción de este pozo.

3.1.2.1.3. Trabajo de Reacondicionamiento # 2

Inició operaciones el mes de marzo del 2016, el objetivo del reacondicionamiento fue aislar los intervalos de la arenisca “Hollín Inferior” para disparar en los intervalos 10479 - 10516 (37) y 10528 - 10567 (39) medidos en pies, de la arenisca “T Inferior”. Para esto se sacó el equipo BES Convencional P23 XH6. Se realizó un registro eléctrico petrofísico, ver figura 3.6, dejando un resultado favorable, por tanto, se decidió también disparar el intervalo 10143-10159 (16) pies correspondientes a la arenisca “U Inferior”, además, se realizó pruebas de restauración presiones (Build Up) para las areniscas “U Inferior y T Inferior”.

El intervalo perforado en la arenisca “U Inferior” es: 10143 – 10159 (16) y los intervalos perforados en a arenisca “T Inferior” son: 10479 – 10516 (37), 10528 – 10567 (39) todos medidos en pies (MD)

3.1.2.1.4. Parámetros petrofísicos de los intervalos perforados

La tabla 3.7 a continuación, detalla los parámetros petrofísicos en las areniscas “U Inferior y T Inferior”, para el reacondicionamiento # 2 en el pozo CONONACO – 39, datos obtenidos de la ARCH.

TABLA 3.7

PARÁMETROS PETROFÍSICOS REACONDICIONAMIENTO # 2 POZO CONONACO – 39

ARENISCAS	UI	TI
ESPESOR ZONA DE PAGO (Ho)	16 ft	76 ft
POROSIDAD (ϕ)	16.7 %	14.7 %
SATURACIÓN DE AGUA (Sw)	13.3 %	18.1 %
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (k)	467 mD	47 mD

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.2.1.5. Parámetros de Presión, Volumen y Temperatura

Al no tener un PVT exclusivo para el pozo CONONACO-39, el factor volumétrico (Bo), la viscosidad (μ) y el °API fueron tomados de los análisis del pozo

CONONACO-1 para la arenisca “U Inferior” y del pozo CONONACO-27 para la arenisca “T Inferior”; ver tabla 3.8.

TABLA 3.8
PARÁMETROS PVT DEL POZO CONONACO-1 Y CONONACO-27 PARA LAS ARENISCAS “U INFERIOR Y T INFERIOR” RESPECTIVAMENTE

ARENISCAS	UI	TI
TEMPERATURA DE RESERVORIO (Tr)	194 °F	241 °F
FACTOR VOLUMETRICO (Bo) @ Pb	1.098 bls/stb	1.12 bls/stb
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (Uo) @ Pb	8.24 cP	11.26 cP
°API	22	18.6
PRESIÓN DE BURBUJA (Pb)	634.7 psi	564.7 psi

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Para el presente justificativo se utilizó las pruebas de restauración de presiones (Build Up) en las areniscas “U Inferior y T Inferior” realizadas durante el Reacondicionamiento # 2. A continuación, en la tabla 3.9, se muestra los resultados obtenidos para el pozo CONONACO-39.

TABLA 3.9.
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIONES DE BUILD UP ARENISCAS “U INFERIOR + T INFERIOR” PARA EL POZO CONONACO-39

ARENISCAS	UI	TI
PRESIÓN YACIMIENTO @ punto medio de perforados	1769 psia	1746 psia
SKIN (S)	1.7	14.6
PERMEABILIDAD	117 mD	28 mD

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

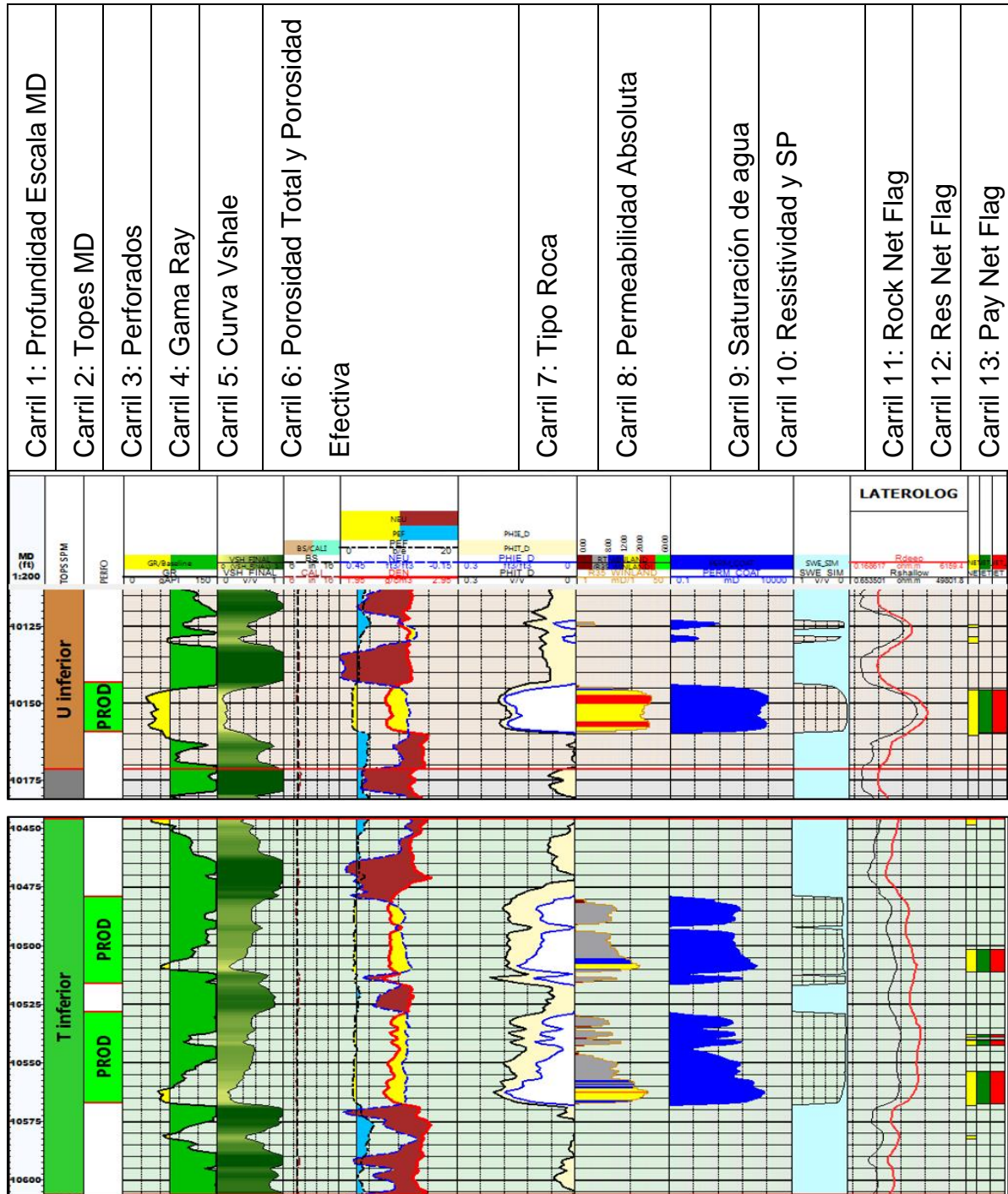
ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.2.1.6. Historial de producción del pozo Cononaco – 39

En el anexo 1, tabla A-1.2, se observa el historial de producción conjunta del pozo CONONACO-39, y en las figuras 3.7, 3.8 y 3.9 se representa gráficamente la producción total de fluidos, producción neta de petróleo, producción de agua, producción de gas y el porcentaje de BSW, en la arenisca “UI”, arenisca “TI” y producción conjunta de las areniscas “UI + TI”, desde el 26 de abril de 2016 hasta

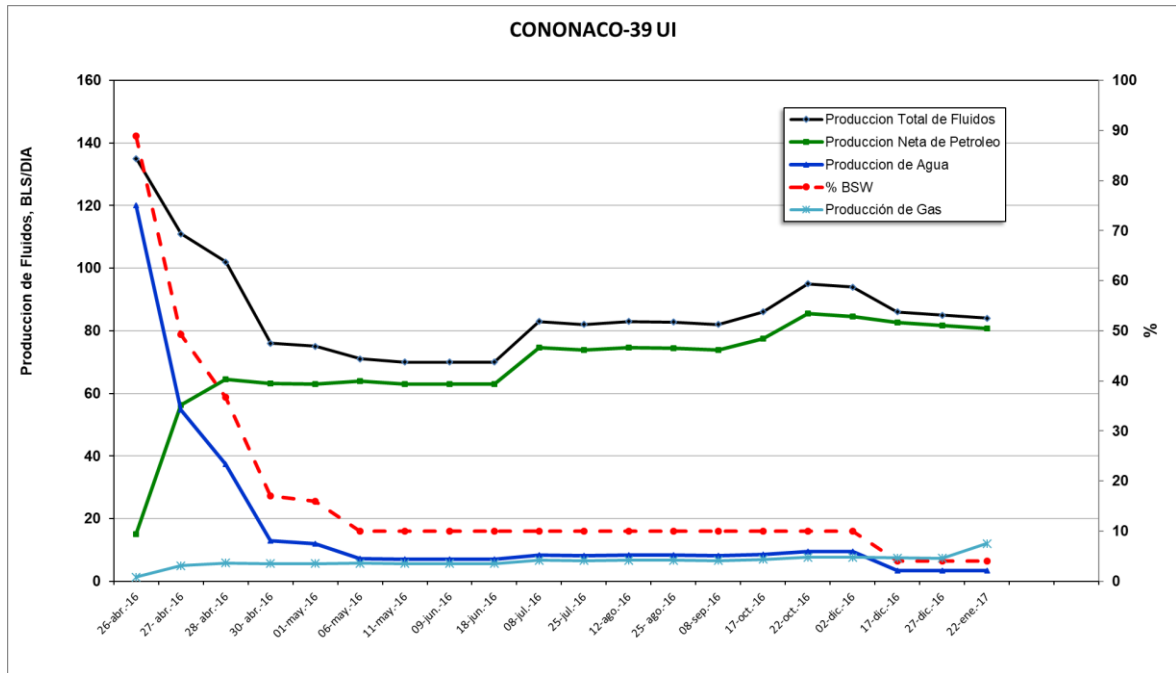
el 22 de enero de 2017 tiempo de funcionamiento con el equipo BES Convencional D460N.

FIGURA 3.6. REGISTRO ELÉCTRICO PETROFÍSICO ARENISCAS “U INFERIOR + T INFERIOR” POZO CONONACO-39



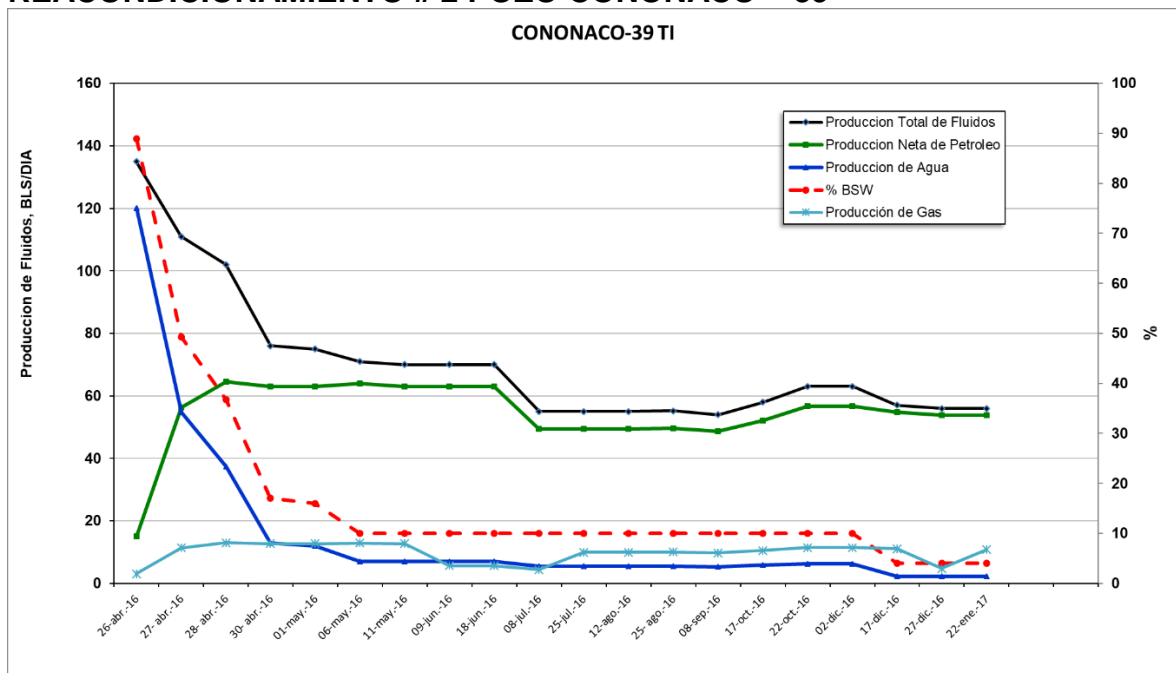
FUENTE: ARCH (2018) / SHAYA (2018)
 ELABORACIÓN: SHAYA (2018)

FIGURA 3.7. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ARENISCA “UI” REACONDICIONAMIENTO # 2 POZO CONONACO – 39



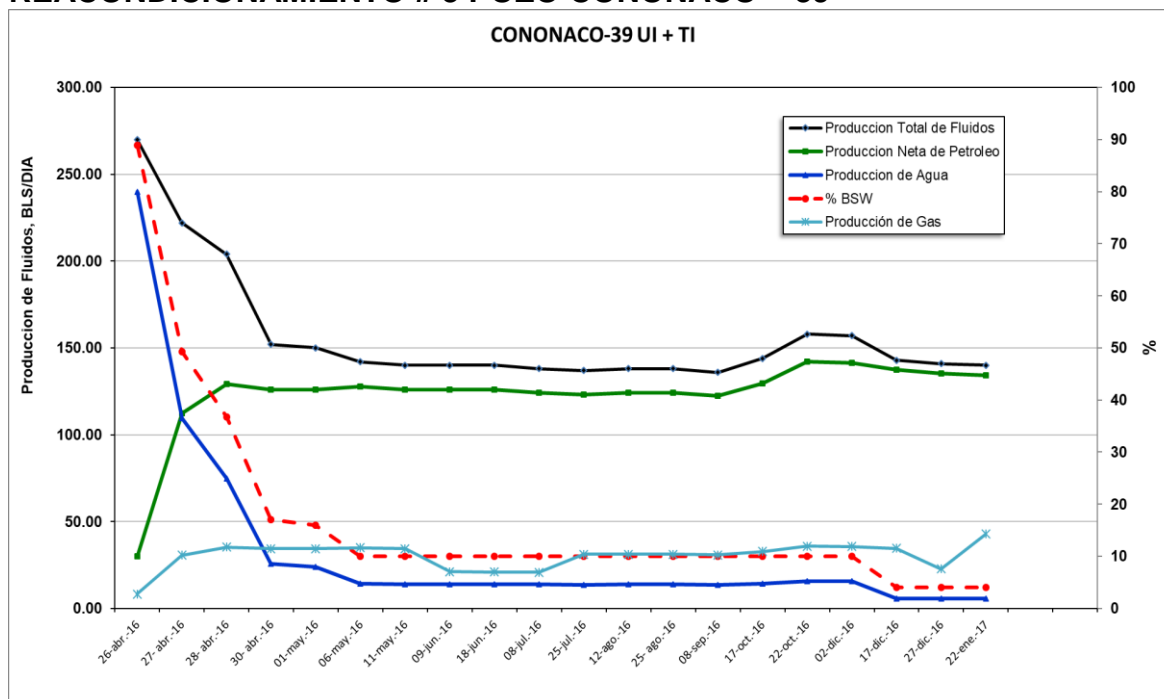
FUENTE: ARCH (2018)
ELABORACIÓN: Esteban Solís

FIGURA 3.8. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ARENISCA “TI” REACONDICIONAMIENTO # 2 POZO CONONACO – 39



FUENTE: ARCH (2018)
ELABORACIÓN: Esteban Solís

FIGURA 3.9. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CONJUNTA ARENISCAS “UI + TI” REACONDICIONAMIENTO # 3 POZO CONONACO – 39



FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

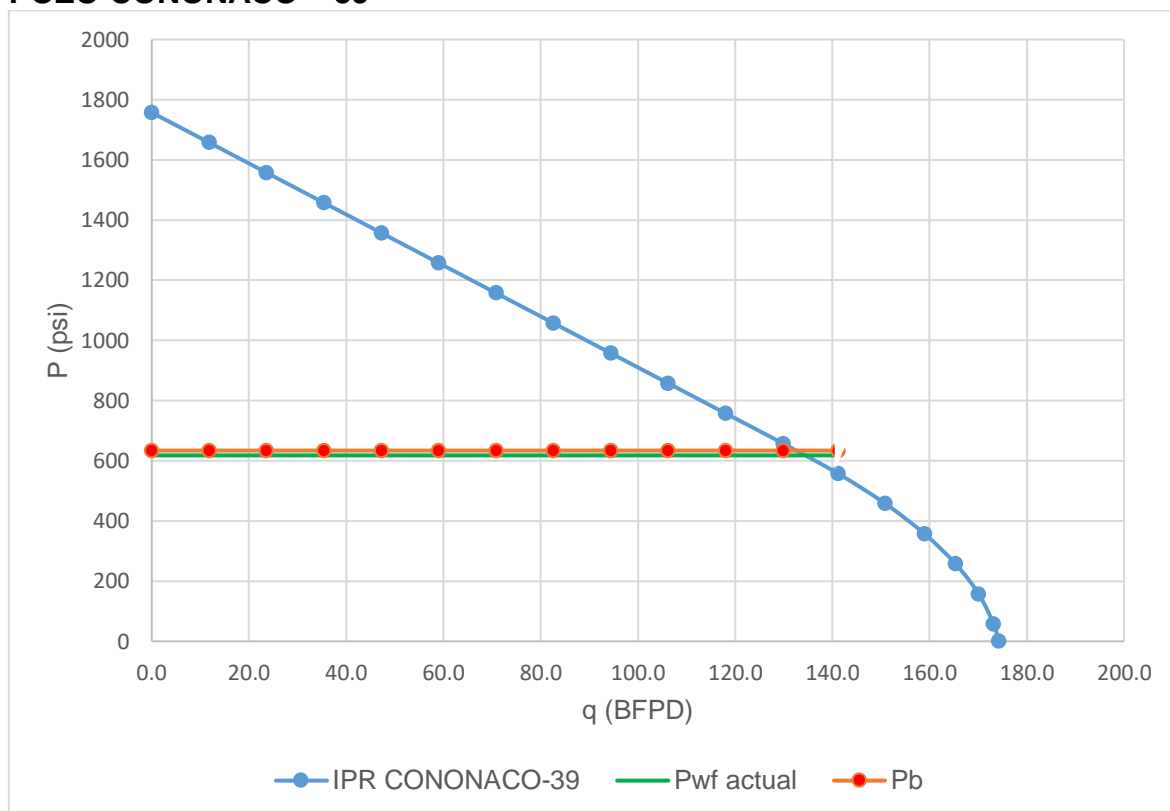
3.1.2.1.7. Gráfica IPR del pozo Cononaco – 39

Para la realización de la curva IPR compuesta (figura 3.10), del pozo CONONACO-39, se utilizó la presión de reservorio registrada de 1769 y 1746 psi de las areniscas “U Inferior y T Inferior” respectivamente (presión corregida al punto medio de perforados de cada arenisca, 9936.6 pies TVD para “U inferior” y 10185 pies TVD para “T inferior”). Además, se utilizó la prueba de producción del 22 de enero del 2017 de 140 BFPD, 134 BPPD y 4 % de BSW, a 625 psi de presión de fondo fluyente (corregida al punto medio de perforados de la arenisca “U inferior”, 9936.6 pies TVD). La presión de fondo fluyente se obtuvo considerando la presión al intake de la bomba ubicada a 9290 pies TVD, la cual según a la última prueba en el pozo es de 304 psi, y corrigiéndola al punto medio de perforados de la arenisca “U Inferior” a 9936.6 pies TVD. Para este gráfico se tomó la presión de burbuja de la arenisca “U Inferior” de 634.7 psi.

La razón por la que se utiliza la presión corregida al punto medio de los perforados de 9936.6 pies TVD perteneciente a la arenisca “U Inferior” es porque según el

justificativo de producción conjunta de las areniscas “U Inferior + T Inferior” presentado por la compañía Shaya S.A. el porcentaje mayor de producción es de la arenisca “U Inferior” con 60%.

FIGURA 3.10. GRÁFICA IPR PRODUCCIÓN CONJUNTA ARENISCAS “UI + TI” POZO CONONACO – 39



FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.2.2. Impedimentos de producción del pozo Cononaco – 39

A partir del 26 de febrero del 2017 se deja el pozo apagado luego de varios intentos de arranque, la bomba BES D460N se encontraba en down thrust desde el mes de julio del 2016, por esta razón el pozo quedó fuera de servicio, además, por alta temperatura de intake y no aporte de fluidos en superficie. Se declara al pozo en espera de reacondicionamiento para recuperar la producción.

La bomba BES Convencional D460N estuvo en funcionamiento alrededor de 260 días, un tiempo inesperado para que esta bomba trabajará en este pozo en las condiciones propuestas, siendo forzada a operar por alrededor de 6 meses en la producción conjunta de las areniscas “U Inferior + T Inferior”.

3.1.2.3. Antecedentes para la sustitución del equipo BES convencional por el equipo BES MIP Slim reacondicionamiento # 3 pozo Cononaco-39

La sustitución del equipo BES Convencional por el equipo BES MIP Slim en este pozo, se hizo en el reacondicionamiento # 3 en el mes de enero del 2018 después de la propuesta técnica realizada por la compañía Shaya S.A., y la aprobación previa por parte de Petroamazonas E.P., la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador (SHE) y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). A continuación, se resumirá los antecedentes de implementación del equipo BES MIP Slim NFV (130-250) y posterior producción.

3.1.2.3.1. Parámetros petrofísicos de los intervalos perforados

En la tabla 3.10, se presenta los parámetros petrofísicos para el reacondicionamiento # 3 en las areniscas “U Inferior y T Inferior” en los intervalos perforados del pozo CONONACO-39, datos obtenidos de la ARCH.

TABLA 3.10

PARÁMETROS PETROFÍSICOS REACONDICIONAMIENTO # 3 POZO CONONACO – 39

ARENISCAS	UI	TI
ESPESOR ZONA DE PAGO (Ho)	12 ft	50 ft
POROSIDAD (ϕ)	15.6 %	15.6 %
SATURACIÓN DE AGUA (Sw)	7.6 %	9.45 %
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (k)	170 mD	40 mD

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.2.3.2. Parámetros de Presión, Volumen y Temperatura

Para el reacondicionamiento # 3 se conserva los parámetros de presión volumen y temperatura (PVT), descritos en la tabla 3.11 tomados de los análisis del pozo CONONACO-1 para la arenisca “U Inferior” y del pozo CONONACO-27 para la arenisca “T Inferior”; añadiendo la presión de reservorio promedio de 1350 psi, tomada de las pruebas de presiones Build Up y Skin de 1.

TABLA 3.11

PARÁMETROS PVT DEL POZO CONONACO-1 Y CONONACO-27 PARA LAS ARENISCAS “U INFERIOR Y T INFERIOR” RESPECTIVAMENTE

ARENISCAS	UI	TI
TEMPERATURA DE RESERVOIRIO (Tr)	194 °F	241 °F
FACTOR VOLUMETRICO (Bo) @ Pb	1.098 bls/stb	1.12 bls/stb
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (Uo) @ Pb	8.24 cP	11.26 cP
°API	22	18.6
PRESIÓN DE BURBUJA (Pb)	634.7 psi	564.7 psi

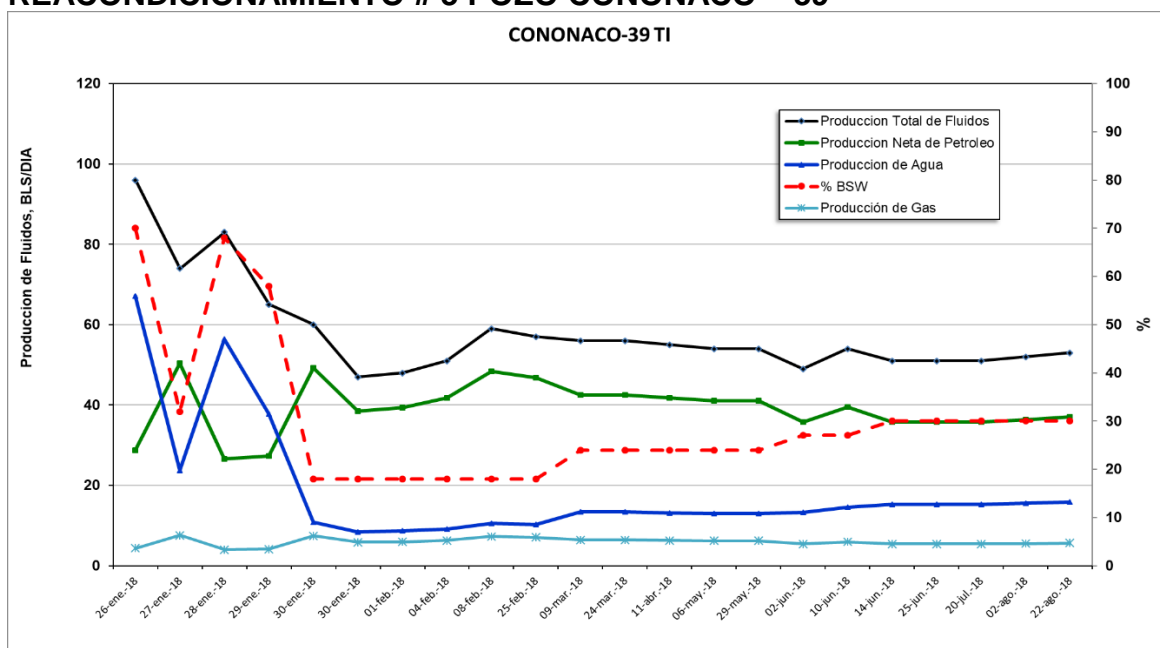
FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.2.3.3. Historial de producción de pozo Cononaco – 39

En las figura 3.11, 3.12 y 3.13 a continuación, se representa gráficamente la producción total de fluidos, producción neta de petróleo, producción de agua, producción de gas y el porcentaje de BSW, en la arenisca “TI”, arenisca “UI” y producción conjunta de las areniscas “UI + TI” a partir del 25 de enero del 2018 en donde el pozo empezó a operar con el equipo BES MIP Slim NFV (130-250) hasta el 22 de agosto del 2018 período de tiempo que se obtuvo como información de parte de la ARCH, asegurando que el equipo sigue en funcionamiento.

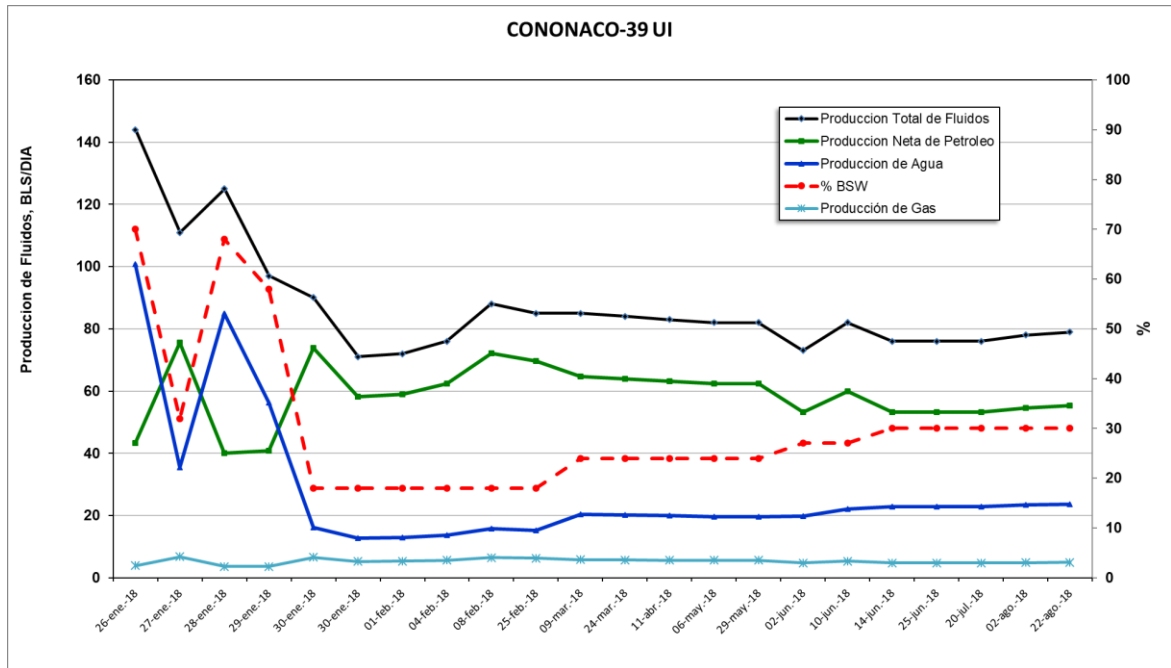
FIGURA 3.11. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ARENISCA “TI” REACONDICIONAMIENTO # 3 POZO CONONACO – 39



FUENTE: ARCH (2018)

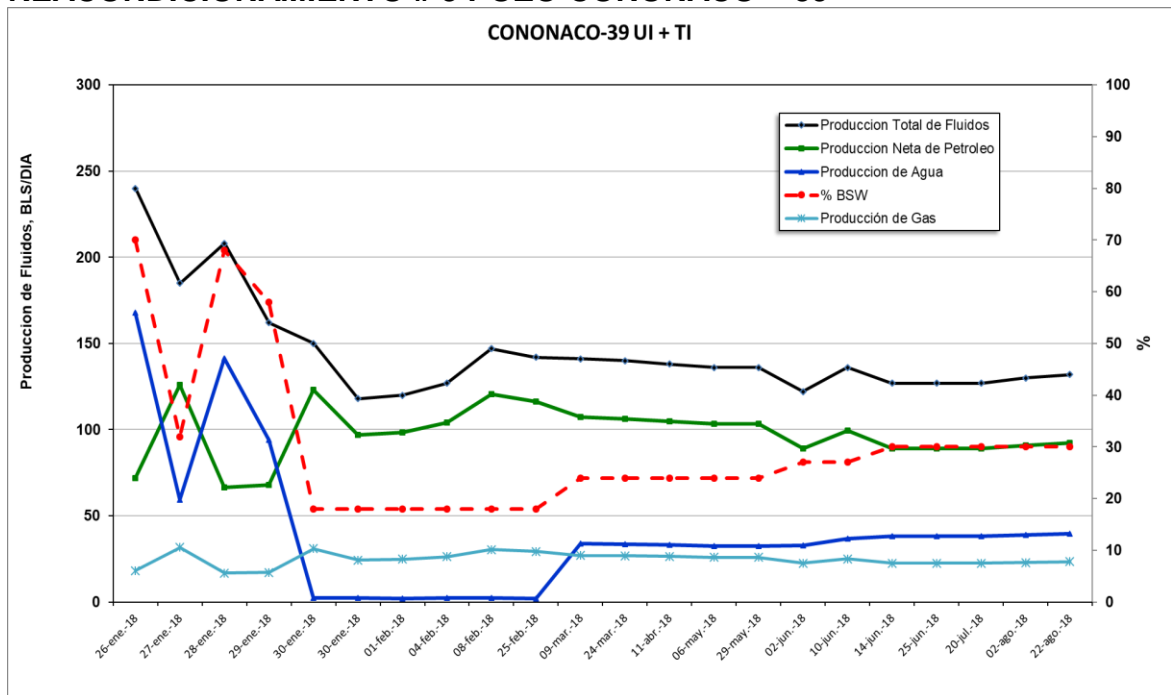
ELABORACIÓN: Esteban Solís

FIGURA 3.12. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN ARENISCA “UI” REACONDICIONAMIENTO # 3 POZO CONONACO – 39



FUENTE: ARCH (2018)
ELABORACIÓN: Esteban Solís

FIGURA 3.13. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN CONJUNTA ARENISCAS “UI + TI” REACONDICIONAMIENTO # 3 POZO CONONACO – 39

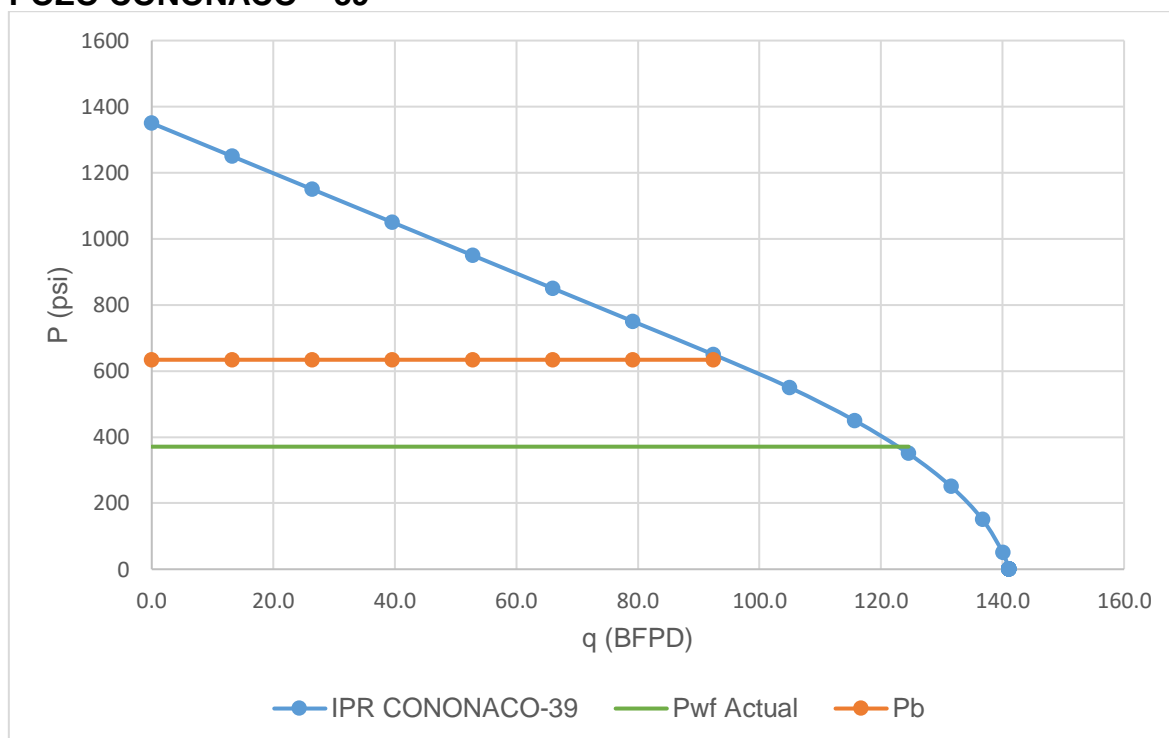


FUENTE: ARCH (2018)
ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.2.3.4. Gráfica IPR del pozo Cononaco – 39

Para la realización de la curva IPR compuesta (figura 3.14), del pozo CONONACO-39 con la utilización del equipo BES MIP Slim NFV (130-250), se tomó la presión de reservorio promedio de 1350 psi de las areniscas “U Inferior y T Inferior” (presión corregida al punto medio de perforados de cada arenisca, 9936.6 pies TVD para “U Inferior” y 10185 pies TVD para “T Inferior”). Además, se utilizó la prueba de producción del 22 de agosto del 2018 de 132 BFPD, 92.4 BPPD y 30 % de BSW, a 620 psi de presión de fondo fluyente (corregida al punto medio de perforados de la arenisca “U inferior”, 9936.6 pies TVD). La presión de fondo fluyente se obtuvo considerando la presión al intake de la bomba ubicada a 9290 pies TVD, la cual según a la última prueba en el pozo es de 299 psi, y corrigiéndola al punto medio de perforados de la arenisca “U inferior” a 9936.6 pies TVD. Para este gráfico se tomó la presión de burbuja de la arenisca “U Inferior” de 634.7 psi.

FIGURA 3.14. GRÁFICA IPR PRODUCCIÓN CONJUNTA ARENISCAS “UI + TI” POZO CONONACO – 39



FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)
ELABORACIÓN: SHAYA (2018)

3.1.2.4. Historial de producción del pozo Cononaco-39 hasta el mes de agosto 2018

En el anexo 2, tabla A-2.2, se observa el historial de producción del pozo CONONACO-39 hasta el 22 de agosto de 2018 con el equipo BES MIP Slim NFV (130-250).

3.1.2.5. Criterio de Características, Parámetros Petrofísicos y Parámetros PVT perteneciente al pozo Cononaco – 39

El pozo CONONACO – 39 es un pozo perforado y completado en el año 2014, siendo 3 veces intervenido, este pozo ha pasado de producir en una sola arenisca “Hollín Inferior” a producción conjunta “UI + TI” representando a la producción en un 60% la arenisca “U Inferior” y un 40% la arenisca “T Inferior”, para lograr este objetivo se hizo pruebas de restauración de presiones para cada arenisca en donde las características se reflejan con un cambio en los parámetros petrofísicos, tomando en cuenta desde el reacondicionamiento # 2 al reacondicionamiento # 3 y observando el espesor de pago que en el reacondicionamiento # 2 es de 76 pies TI y 16 pies UI que en su momento dejó una producción altamente rentable, el pozo tuvo un impedimento de producción antes mencionado, pasando por un paro de alrededor de un año, es así que, para retomarlo en producción se realizó nuevas pruebas por parte de la compañía Shaya S.A., dejando como resultado en primera instancia un espesor de pago reducido de 16 pies “U Inferior y 50 pies “T Inferior”, lo cual es posible, esto se corrobora según Da Silva (2012), “a que el espesor neto de pago de una arenisca petrolífera es la parte del espesor bruto del yacimiento que contribuye al recobro de petróleo y se define mediante los siguientes criterios: límite más bajo de porosidad, límite más bajo de permeabilidad y límite más alto de saturación de agua”, aunque por obvias razones siendo que el espesor es reducido genera una menor producción de fluidos en superficie reflejado en la producción (anexo 2, tabla A-2.2). Los parámetros PVT son tomados de un pozo similar con características parecidas que no cambian a pesar de las intervenciones hechas a lo largo del funcionamiento del pozo.

3.1.3. POZO RUMIYACU – 1

3.1.3.1. Antecedentes de producción pozo RUMIYACU – 1

Se resumen los inicios de producción del pozo RUMIYACU-1 empezando desde su perforación y completación, pasando al reacondicionamiento # 8 en donde se detallan cada uno los procesos técnicos como: el registro eléctrico petrofísico, parámetros petrofísicos, parámetros de Presión, Volumen y Temperatura, el historial de producción hasta la espera de reacondicionamiento y la gráfica IPR para este pozo usando datos de la última producción reportada con el uso del equipo BES Convencional D460N.

3.1.3.1.1. Perforación y Completación del Pozo

El pozo RUMIYACU-1, inició operaciones de perforación en octubre del 1982, alcanzando una profundidad total de 10710 pies (TVD). Este pozo fue completado en el mes de noviembre del mismo año, desviado a propósito desde 9639 pies hasta 10692 pies (5 - 374°), para evitar un pescado de 13 drill collars quedados en el pozo durante la perforación, originalmente operó por pistoneo, siendo reemplazado por un equipo BES REDA D-13 en el mes de octubre del año 1983.

3.1.3.1.2. Trabajo de Reacondicionamiento # 8

Inició operaciones el mes de febrero del 2012, el objetivo del reacondicionamiento fue cambiar de completación por posible tapón desasentado, en esta operación también se llevó a cabo el cambio de equipo BES Convencional DN725 a equipo BES Convencional D460N.

El registro eléctrico es la interpretación petrofísica, la cual mostró a los intervalos 10103 - 10115 (12) y 10181 - 10201 (20) todos medidos en pies (MD) de la arenisca "U Inferior" como objetivos para continuar produciendo en este pozo. Ver figura 3.15.

Los intervalos perforados en la arenisca "U Inferior" son: 10103 – 10115 (12) y 10181 – 10201 (20) todos medidos en pies (MD)

3.1.3.1.3. Parámetros petrofísicos de los intervalos perforados

La tabla 3.12 a continuación, detalla los parámetros petrofísicos en la arenisca “U Inferior” para el reacondicionamiento # 8 en el pozo RUMIYACU – 1, datos facilitados por la ARCH.

TABLA 3.12

PARÁMETROS PETROFÍSICOS REACONDICIONAMIENTO # 8 POZO RUMIYACU – 1

ESPESOR ZONA DE PAGO (Ho)	12 ft
POROSIDAD (ϕ)	13 %
SATURACIÓN DE AGUA (Sw)	9.3 %
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (k)	150 mD

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.3.1.4. Parámetros de Volumen, Presión y Temperatura

Al no tener una prueba PVT exclusiva para el pozo RUMIYACU-1, se tomó los análisis del pozo vecino más cercano como referencia, haciendo una correlación de datos, el factor volumétrico (B_o), la viscosidad (U_o) y el °API fueron tomados del pozo CHONTA SUR-3 para la arenisca “U Inferior”, estos parámetros se muestran en la tabla 3.13.

TABLA 3.13

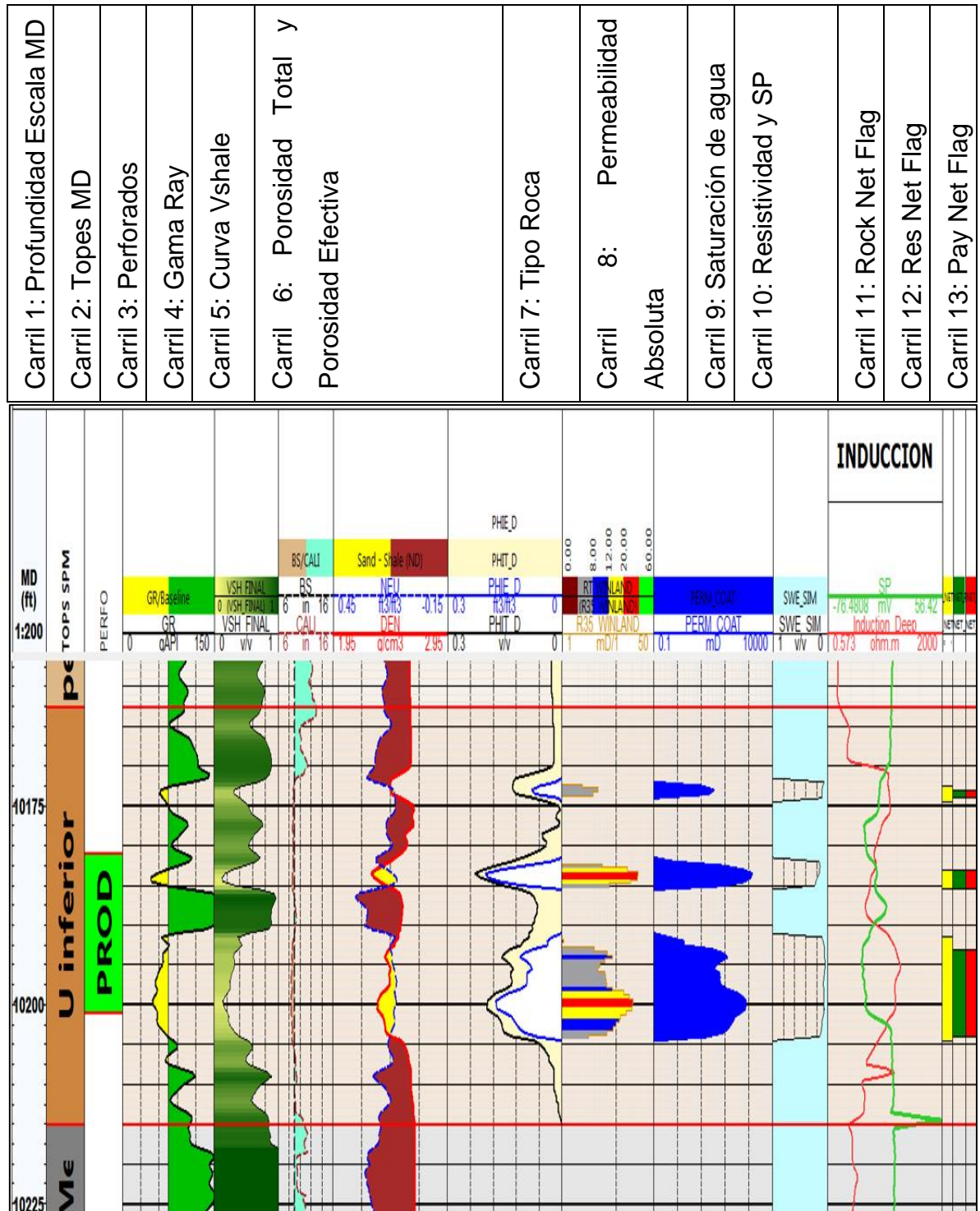
PARÁMETROS PVT DEL POZO CHONTA SUR-3 PARA LA ARENISCA “U INFERIOR”

TEMPERATURA DE RESERVORIO (Tr)	189 °F
FACTOR VOLUMÉTRICO (B_{oi} @Pb)	1.1170 bls/stb
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (U_{oi} @Pb)	12.45 cP
°API	17.6
PRESIÓN DE BURBUJA (Pb)	848 psi
PRESIÓN DE RESERVORIO (Pr)	2100 psi

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

FIGURA 3.15. REGISTRO ELÉCTRICO PETROFÍSICO ARENISCA “U INFERIOR” POZO RUMIYACU-1

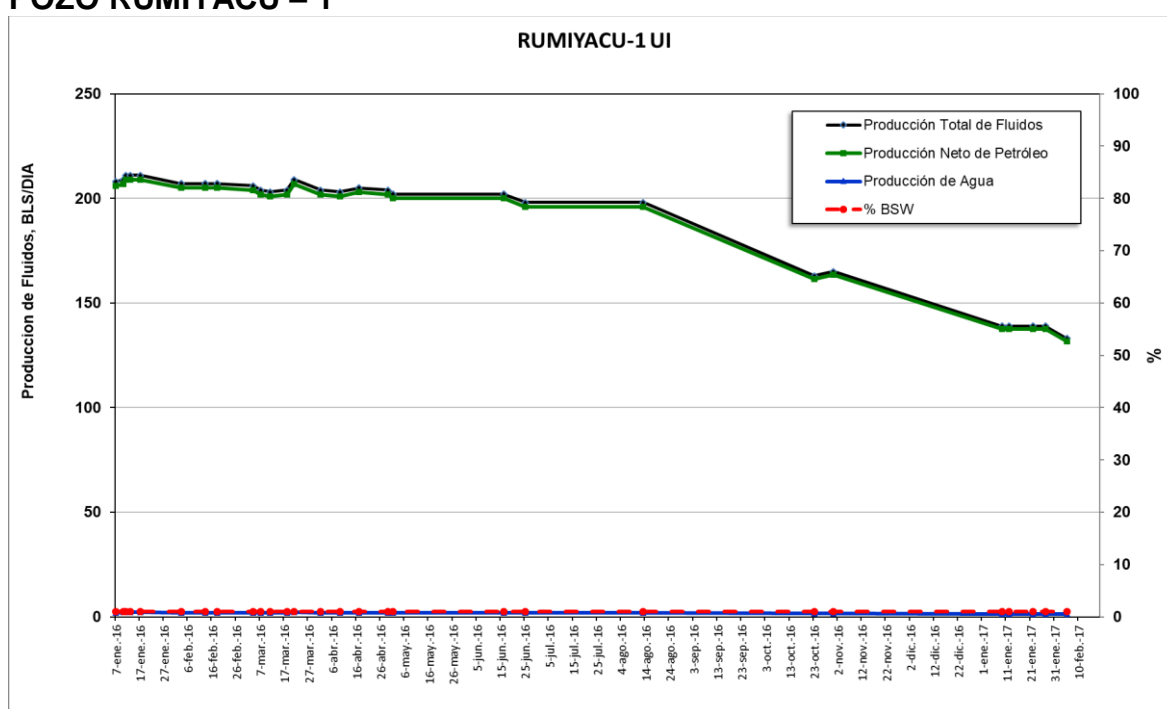


FUENTE: ARCH (2018) / SHAYA (2018)
 ELABORACIÓN: SHAYA (2018)

3.1.3.1.5. Historial de producción del pozo Rumiyaqu – 1

En el anexo 1, tabla A-1.3, se observa el historial de producción del pozo RUMIYACU-1, además que en la figura 3.16, se representa gráficamente la producción total de fluidos, producción neta de petróleo, producción de agua y el porcentaje de BSW, tomando el último año de producción del pozo RUMIYACU-1 con la utilización del equipo BES D460N desde el 07 de enero de 2016 hasta el 05 de febrero de 2017.

FIGURA 3.16. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN REACONDICIONAMIENTO # 8 POZO RUMIYACU – 1

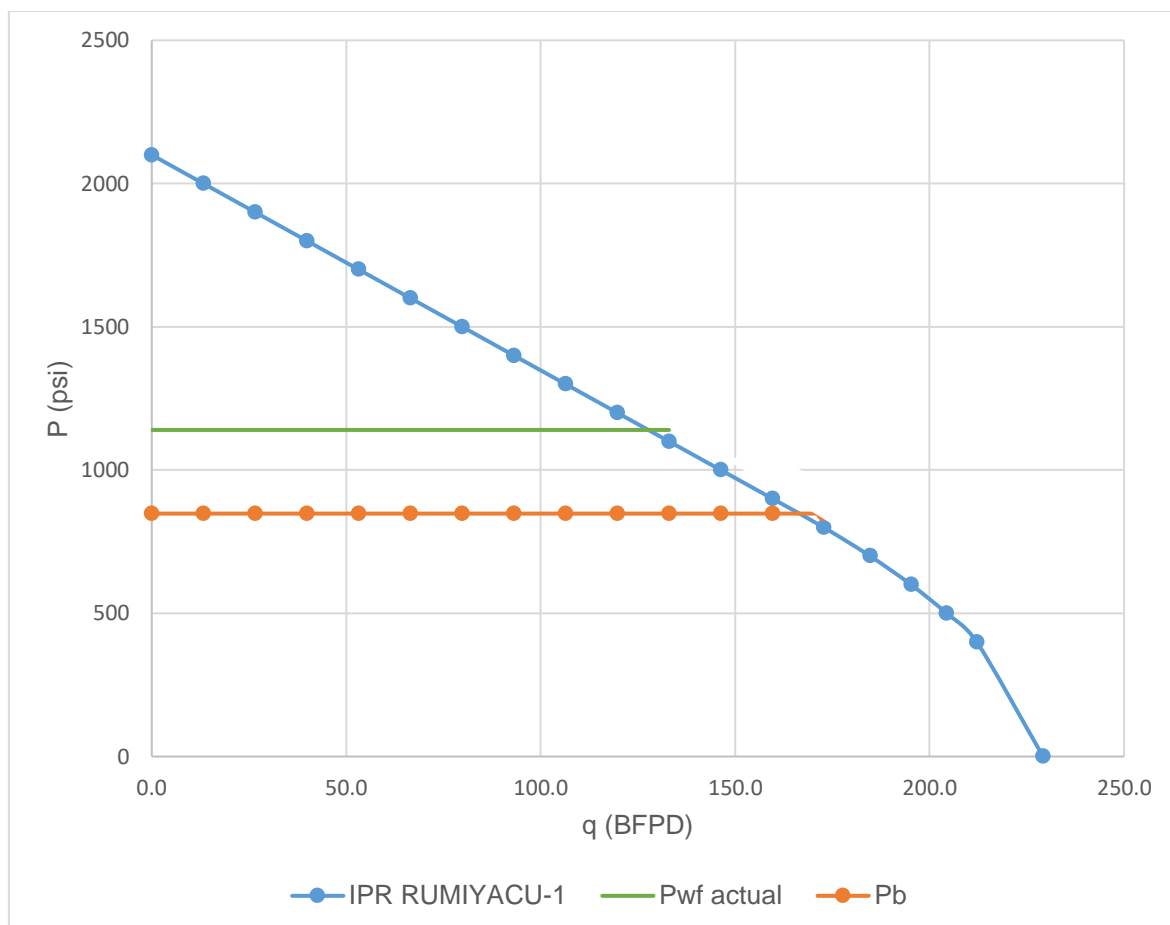


FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: SHAYA (2018)

3.1.3.1.6. Gráfica IPR del pozo Rumiyaqu – 1

Para la realización de la curva IPR compuesta (figura 3.17), del pozo RUMIYACU-1, se utilizó la presión de reservorio de la arenisca “U Inferior”, 2100 psi, obtenida de la correlación de datos tomados en el pozo CHONTA SUR-3 y la prueba de producción del 05 de febrero del 2017 de 133 BFPD, 131.67 BPPD y 1% de BSW a 1223 psi de presión de fondo fluyente, al punto medio de los perforados 10152 pies (TVD) del pozo RUMIYACU-1. La presión de fondo fluyente se obtuvo considerando la presión de Intake de 906 psi.

FIGURA 3.17. GRÁFICA IPR POZO RUMIYACU – 1

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.3.2. Impedimentos de producción pozo Rumiyaçu – 1

El día 7 de febrero del 2017 el pozo RUMIYACU-1 queda fuera de servicio por problema de fases desbalanceadas y desprendimiento del equipo, debido a la producción en down thrust con el uso del equipo BES Convencional D460N, desde el mes de octubre de 2016 hasta inicios del mes de febrero del 2017 alrededor de 5 meses. La última producción reportada del pozo es de 133 BFPD / 132 BPPD / 1% BSW, conforme a la prueba del 5 de febrero de 2017. Se declara al pozo en espera de reacondicionamiento para recuperar la producción.

La bomba BES Convencional D460N, que operaba en este pozo estuvo en funcionamiento ininterrumpido alrededor de 1676 días, la cual es una cifra muy importante para registro de la empresa contratista.

3.1.3.3. Antecedentes para la sustitución del equipo BES convencional por el equipo BES MIP Slim reacondicionamiento # 9 pozo Rumiyacu-1

La sustitución del equipo BES Convencional por el equipo BES MIP Slim en el pozo RUMIYACU-1, se hizo en el reacondicionamiento # 8 en el mes de enero del 2018 después de la propuesta técnica realizada por la compañía Shaya S.A., y la aprobación previa por parte de Petroamazonas E.P., la Secretaría de Hidrocarburos Ecuador (SHE) y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). A continuación, se resumirá los antecedentes de implementación del equipo BES MIP Slim NBV (160-250) y posterior producción.

3.1.3.3.1. Parámetros petrofísicos de los intervalos perforados

En la tabla 3.14, se presenta los parámetros para el reacondicionamiento # 9 en la arenisca “U Inferior” en los intervalos perforados del pozo RUMIYACU-1, datos facilitados por la ARCH.

TABLA 3.14

PARÁMETROS PETROFÍSICOS REACONDICIONAMIENTO # 9 POZO RUMIYACU – 1

ESPEZOR ZONA DE PAGO (H_o)	12 ft
POROSIDAD (ϕ)	11.91 %
SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	8.4 %
PERMEABILIDAD ABSOLUTA	120 mD

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.3.3.2. Parámetros de presión, volumen y temperatura pozo

Para el reacondicionamiento # 8 se conserva los parámetros de presión volumen y temperatura (PVT), descritos en la tabla 3.13 para el pozo RUMIYACU-1, donde se tomó los análisis del pozo vecino más cercano como referencia haciendo una correlación de datos, el factor volumétrico (B_o), la viscosidad (U_o) y el °API fueron tomados del pozo CHONTA SUR-3 para la arenisca “U Inferior”, estos parámetros se muestran en la tabla 3.15 a continuación.

TABLA 3.15
PARÁMETROS PVT DEL POZO CHONTA SUR-3 PARA LA ARENISCA “U INFERIOR”

TEMPERATURA DE RESERVORIO (Tr)	189 °F
FACTOR VOLUMÉTRICO (B_{oi} @Pb)	1.1170 bls/stb
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (U_{oi} @Pb)	12.45 cP
°API	17.6
PRESIÓN DE BURBUJA (Pb)	848 psi
PRESIÓN DE RESERVORIO (Pr)	2100 psi

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

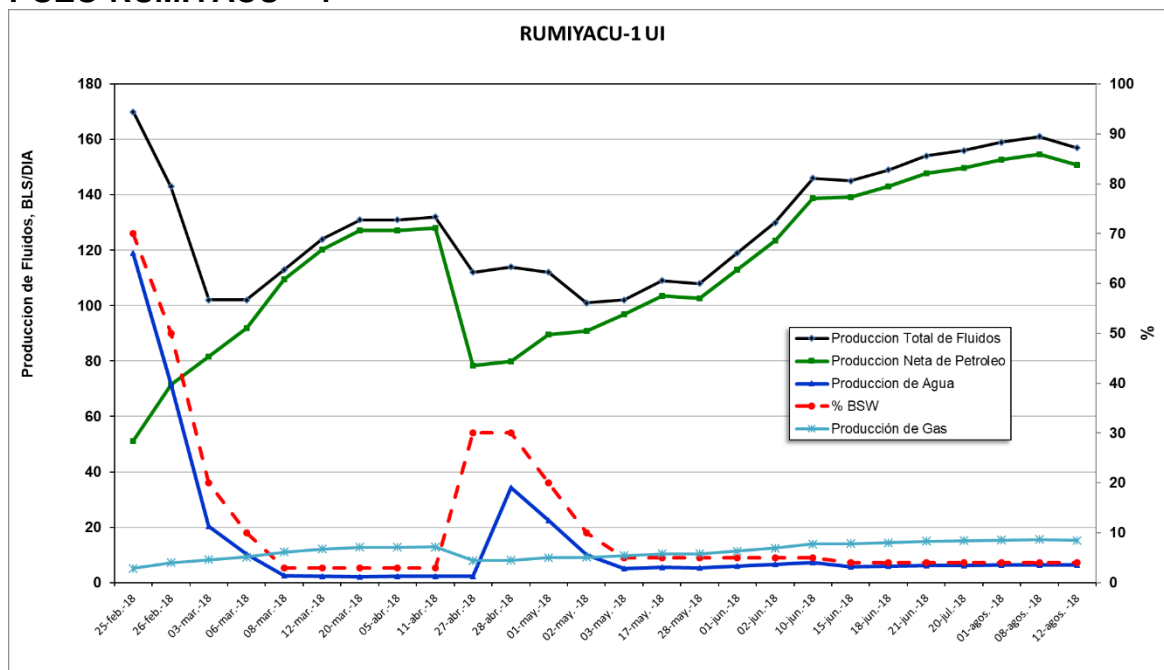
3.1.3.3.3. Historial de producción del pozo Rumiyaçu – 1

En la figura 3.18, se representa gráficamente la producción total de fluidos, producción neta de petróleo, producción de agua, producción de gas y el porcentaje de BSW, a partir del 25 de febrero del 2018 en donde el pozo empezó a operar con el equipo BES MIP Slim NBV (160-250) hasta el 12 de agosto del 2018 período de tiempo que se obtuvo como información de parte de la ARCH, asegurando que el equipo sigue en funcionamiento.

3.1.3.3.4. Gráfica IPR del pozo Rumiyaçu – 1

Para la realización de la curva IPR compuesta, del pozo RUMIYACU-1 con la utilización del equipo BES MIP Slim NBV (160-250), se tomó la presión de reservorio de la arenisca “U Inferior”, 2100 psi, obtenida de la correlación de datos tomados en el pozo CHONTA SUR-3 y la prueba de producción del 12 de agosto del 2018 de 157 BFPD, 150.72 BPPD y 4% de BSW a 637 psi de presión de fondo fluyente, al punto medio de los perforados 10152 pies (TVD) del pozo RUMIYACU-1. La presión de fondo fluyente se obtuvo considerando la presión de Intake de 401 psi. Ver figura 3.19.

FIGURA 3.18. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN REACONDICIONAMIENTO # 9 POZO RUMIYACU – 1



FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

3.1.3.4. Historial de producción del pozo Rumiyaqu-1 hasta el mes de agosto 2018

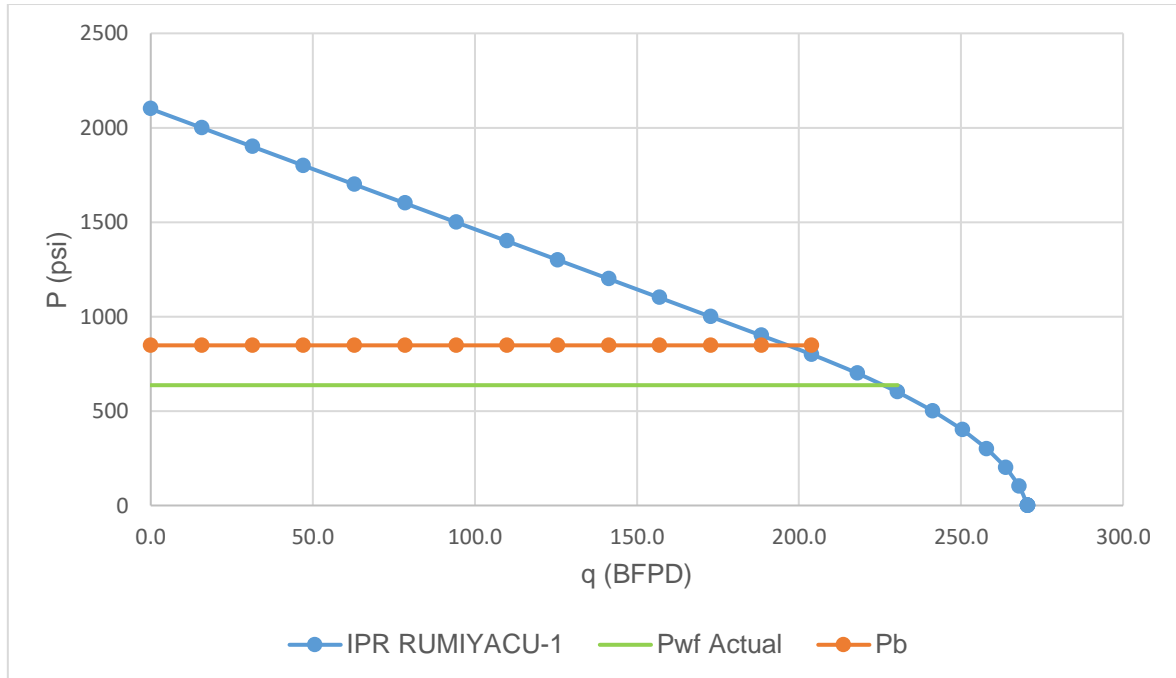
En el anexo 2, tabla A-2.3, se observa el historial de producción del pozo RUMIYACU-1 hasta el 12 de agosto de 2018 con el equipo BES MIP Slim NBV (160-250).

3.1.3.5. Criterio de Características, Parámetros Petrofísicos y Parámetros PVT perteneciente al pozo Rumiyaqu – 1

El pozo RUMIYACU – 1, es un pozo perforado y completado que data del año 82, tomando en cuenta sus últimos reacondicionamientos # 8 y # 9, es un pozo que ha pasado de no producir gas a la producción de gas, así como también y cada vez que se realiza un reacondicionamiento un cambio en sus características, parámetros petrofísicos del reacondicionamiento # 9, en donde se observa en la tabla 3.14, que a menor permeabilidad menor porosidad, lo cual altera los niveles de producción en este pozo y que a la vez muestra un porcentaje menor de saturación de agua, con respecto al reacondicionamiento # 8, los parámetros PVT para este pozo son tomados de un vecino, para este caso el pozo CHONTA SUR – 3 que cumple con las características similares y obviamente usado por lo que la

compañía Shaya S.A. para fines técnicos, por tanto la producción se refleja en el anexo 2, tabla A-2.3.

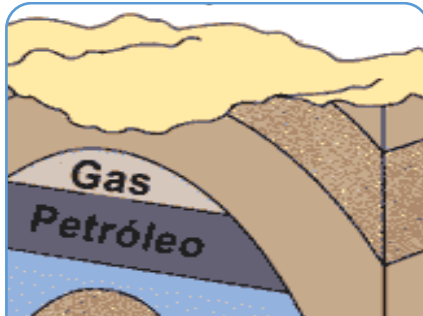
FIGURA 3.19. GRÁFICA IPR POZO RUMIYACU – 1



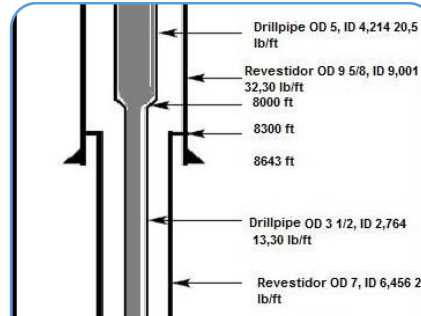
FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

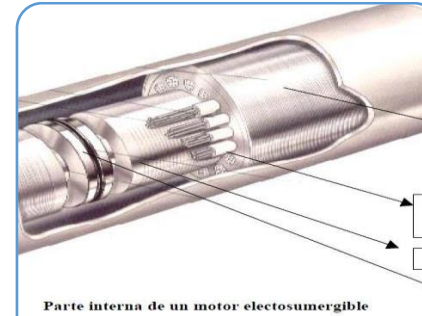
3.2. PATRONES PARA EL USO DE LA CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO BES MIP COMO OPCIÓN VIABLE EN LOS POZOS EN ESTUDIO



ARENA



PROFUNDIDAD



Parte interna de un motor electrosomergible

EQUIPO BES MIP A UTILIZAR



COSTO DEL EQUIPO BES MIP



CARACTERISTICAS DEL FLUIDO



PROPUESTA DE ESTUDIO

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DEL USO DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL FRENTE AL USO DEL EQUIPO BES-MIP SLIM

El análisis técnico de este estudio gira alrededor de la comparación de producción de petróleo con el uso del equipo BES Convencional frente al uso del equipo BES MIP en los pozos AUCA-214; CONONACO-39 y RUMIYACU-1 que forman parte del activo Auca, en estos pozos se ha producido petróleo con el equipo BES Convencional y en la actualidad en estos mismos se produce petróleo con el equipo BES-MIP que para el presente estudio se ha fijado parámetros explicados anteriormente.

Para el esclarecimiento de los resultados técnicos de producción de petróleo tanto con el equipo BES Convencional como con el equipo BES-MIP se trabajó con información reportada de los últimos tres meses de la producción con cada equipo y para cada pozo en estudio.

4.1.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP DEL POZO AUCA-214

En la tabla 4.1, se presenta la producción promedia de los 6 últimos meses correspondientes al tiempo que operó el pozo AUCA-214 con el equipo BES Convencional D460N, así como también se muestra la producción promedia de los 6 primeros meses correspondientes al tiempo de funcionamiento con el equipo BES MIP NFV-110 del pozo AUCA-214.

TABLA 4.1
RESULTADOS PROMEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA-214

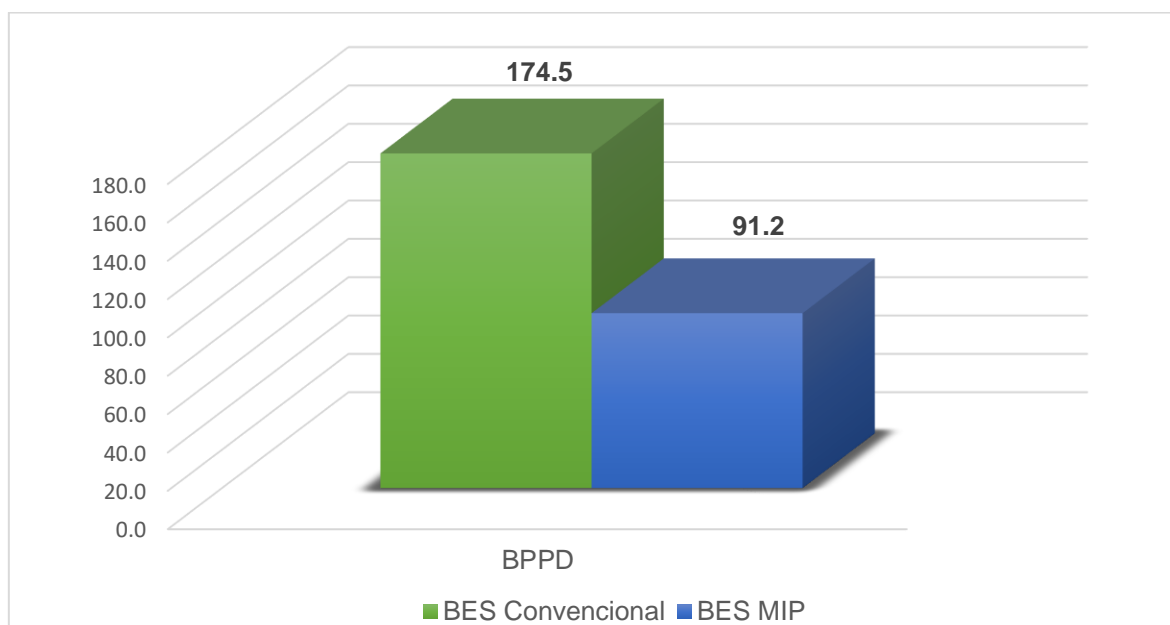
POZO	MES	Equipo BES Convencional D460N				Equipo BES MIP NFV-110			
		BFPD	BPPD	BAPD		MES	BFPD	BPPD	BAPD
AUCA-214	1	223	221	2	1	102	60	42	
	2	220	218	2	2	103	101	2	
	3	165	163	2	3	100	98	2	
	4	148	147	1	4	99	97	2	
	5	150	149	2	5	101	98	3	
	6	152	150	2	6	96	94	2	
	Total	176.3	174.5	1.8	Total	100.1	91.2	8.88	

FUENTE: Anexo 1 A-1.1, Anexo 2 A-2.1, ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

En la figura 4.1, se evidencia que la producción promedio de petróleo con la utilización del equipo BES Convencional, es de 174.5 bls/d, la misma que en comparación con la producción promedio con el equipo BES MIP que alcanza 91.2 bls/d, es mayor, lo cual quiere decir que, al sustituir el equipo, este no se supera la producción promedio de petróleo en sus primeros meses de vida útil, existiendo una disminución de producción de un 48%.

FIGURA 4.1. PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO CON EQUIPO BES CONVENCIONAL Y CON EQUIPO BES MIP SLIM DEL POZO AUCA-214



FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

4.2.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP DEL POZO CONONACO-39

En la tabla 4.2, se presenta la producción promedia de los 6 últimos meses correspondientes al tiempo que operó el pozo CONONACO-39 con el equipo BES Convencional D460N, así como también se muestra la producción promedia de los 6 primeros meses correspondientes al tiempo de funcionamiento con el equipo BES MIP NFV (130-250) del pozo CONONACO-39.

TABLA 4.2
RESULTADOS PROMEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO CONONACO-39

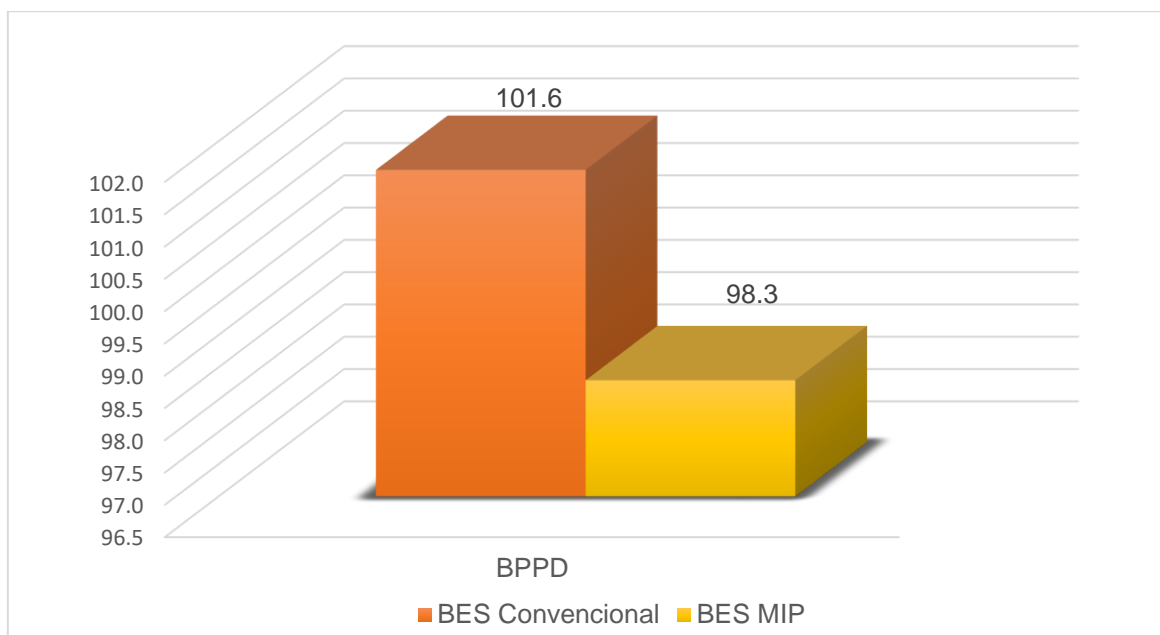
POZO	MES	Equipo BES Convencional D460N				Equipo BES MIP NFV (130-250)			
		BFPD	BPPD	BAPD		MES	BFPD	BPPD	BAPD
CONONACO-39	1	692	124	567	1	141	107	34	
	2	568	97	472	2	138	105	33	
	3	581	99	482	3	136	103	33	
	4	558	95	463	4	129	94	35	
	5	558	95	463	5	127	89	38	
	6	212	100	113	6	131	92	39	
	Total	528.0	101.6	426.5	Total	133.6	98.3	35.3	

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

En la figura 4.2, se evidencia que la producción promedia de petróleo con la utilización del equipo BES Convencional, es de 101.6 bls/d, la misma que en comparación con la producción promedio con el equipo BES MIP que alcanza 91.2 bls/d, es mayor, lo cual quiere decir que, al sustituir el equipo, este no se supera la producción promedia de petróleo en sus primeros meses de vida útil, existiendo una disminución de producción de un 10%

FIGURA 4.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP SLIM DEL POZO CONONACO-39



FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

4.2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA DE PETRÓLEO CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP DEL POZO RUMIYACU-1

En la tabla 4.3, se presenta la producción promedia de los 6 últimos meses correspondientes al tiempo que operó el pozo RUMIYACU-1 con el equipo BES Convencional D460N, así como también se muestra la producción promedia de los 6 primeros meses correspondientes al tiempo de funcionamiento con el equipo BES MIP NBV (160-250) del pozo RUMIYACU-1.

TABLA 4.3
RESULTADOS PROMEDIOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO RUMIYACU-1

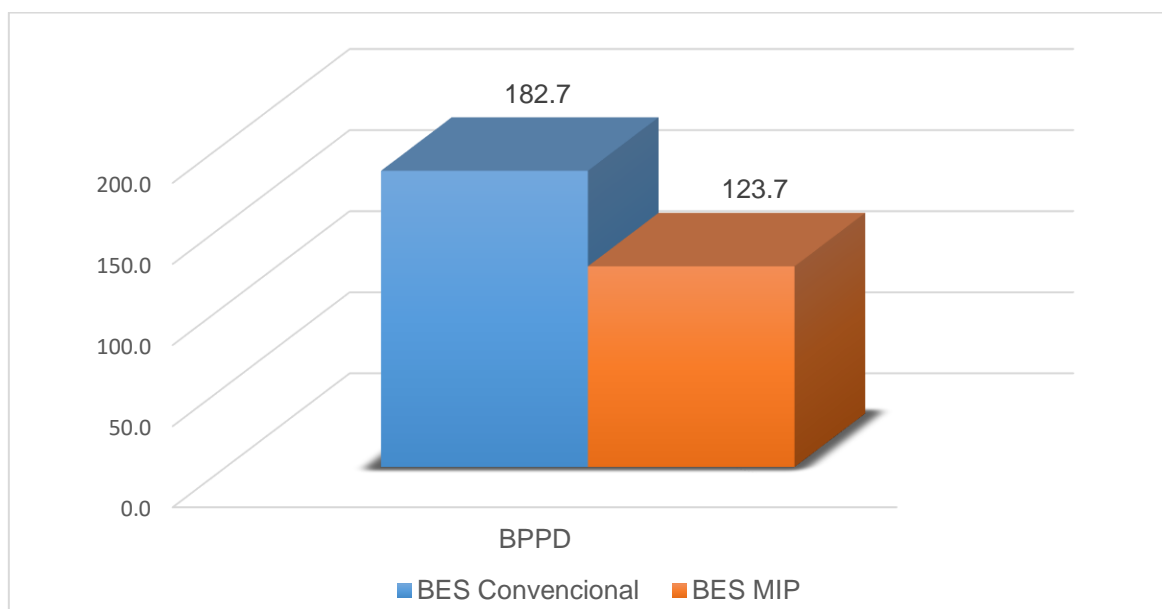
POZO	MES	Equipo BES Convencional D460N				Equipo BES MIP NBV (160-250)		
		BFPD	BPPD	BAPD		MES	BFPD	BPPD
RUMIYACU-1	1	204	202	2	1	114	106	8
	2	202	200	2	2	122	103	19
	3	200	198	2	3	106	97	10
	4	198	196	2	4	140	134	6
	5	164	162	2	5	156	150	6
	6	139	138	1	6	159	153	6
	Total		184.5	182.7	1.8	Total	133.1	123.7

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

En la figura 4.3, se evidencia que la producción promedio de petróleo con la utilización del equipo BES Convencional, es de 182.7 bls/d, la misma que en comparación con la producción promedio con el equipo BES MIP que alcanza 123.7 bls/d, es mayor, lo cual quiere decir que, al sustituir el equipo, este no se supera la producción promedio de petróleo, existiendo una disminución de producción de un 32.3%

FIGURA 4.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN PROMEDIA CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL RESPECTO AL EQUIPO BES MIP SLIM DEL POZO RUMIYACU-1



FUENTE: ARCH (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL USO DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL FRENTE AL USO DEL EQUIPO BES-MIP SLIM

El análisis económico-financiero permite a las empresas conocer los resultados que obtendrían al invertir en un determinado negocio o proyecto, pues uno de los principales criterios económico-financiero es la eficiencia.

Para el análisis financiero se debe considerar las inversiones, los costos por los bienes y servicios que están basados en el valor actual pagado percibido, el análisis contiene el flujo de fondo de la inversión.

El análisis económico de un proyecto debe ser analizado o evaluado desde la perspectiva de una sociedad, pues se debe considerar como el proyecto apoyara al desarrollo de la economía de una localidad o de un país en general, es decir también considera costos y beneficios sociales

4.2.1. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DEL PROYECTO

Los criterios de los indicadores financieros en conjunto, ayudan a la viabilidad y rentabilidad del proyecto; en el presente análisis están en función del precio promedio ponderado del barril de petróleo, y, del precio de la inversión hecha por parte de la compañía contratista en los equipos de bombeo electrosumergible en estudio.

Al realizar un análisis de la producción de petróleo con la utilización del equipo BES Convencional se considerará como criterios de análisis la producción promedia del último año de vida útil de cada pozo en estudio; mientras que para el análisis de producción de petróleo con la utilización del equipo BES MIP se considerará como criterio de análisis la producción promedia del primer año de vida útil, debido a que son equipos instalados en el último año en sustitución al equipo BES Convencional. Por lo tanto, en el caso de los meses en los que aún no existe producción con la utilización del equipo BES MIP, se establece una proyección considerando un promedio de acuerdo a la variación de producción de los meses que se ya tienen información, y estableciendo como base el mes 1.

El análisis económico financiero que ayuda a evidenciar la rentabilidad de la inversión comprende los siguientes indicadores:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Relación beneficio-costos (B/C)
- Período de recuperación de la inversión (PRI)

Para el presente trabajo, en el caso del análisis financiero en relación a la inversión para producción de petróleo con equipo BES Convencional, se utilizará la información existente por lo que, en este caso se evidenciará un análisis de rentabilidad que se ha obtenido en el último año. En el caso del análisis financiero en relación a la inversión de producción de petróleo con el equipo BES MIP, se utilizará los indicadores financieros descritos que son: VAN, TIR, B/C y PRI considerando el primer año de su funcionamiento.

4.2.1.1. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es aquel que permite determinar el valor de una inversión en función de la diferencia entre el valor actualizado de todos los cobros derivados de la inversión y todos los pagos actualizados originados por la misma a lo largo de la vida útil de la misma⁷.

A continuación, se muestra una expresión matemática utilizada para calcular el VAN.

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{FNC_i}{(1+r)^i} \quad (4.1)$$

Donde:

FNC_i: Flujo neto de caja de cada período.

r: tasa de actualización.

n: número de períodos de la inversión.

i: período.

Para evaluación de este indicador financiero el criterio es el siguiente:

⁷ NewPyme S.L. (2005). Formulario Económico Financiero

- VAN > 0: es un proyecto rentable, obteniendo ingresos mayores a lo esperado.
- VAN = 0: es un proyecto irrelevante, el beneficio es mínimo.
- VAN < 0: no es un proyecto rentable, no se debe ejecutarlo.

4.2.1.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno nos permite saber si es viable invertir en un determinado negocio, considerando otras opciones de inversión de menor riesgo. La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto o empresa, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión.

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{FNC_i}{(1+TIR)^i} = 0 \quad (4.2)$$

Donde:

TIR: Tasa Interna de Retorno
 FNC_i: Flujo neto de caja de cada período.
 n: número de períodos de la inversión.
 i: período.

Para evaluación de este indicador financiero el criterio es el siguiente:

- TIR > 0: es un proyecto rentable.
- TIR = 0: es un proyecto irrelevante, el beneficio es mínimo.
- TIR < 0: no es un proyecto rentable, no se debe ejecutarlo.

4.2.1.3. Relación beneficio-costos (B/C)

La relación Beneficio-Costo (B/C) compara de forma directa los beneficios y los costos. Para calcular la relación (B/C), primero se halla la suma de los beneficios descontados, traídos al presente, y se divide sobre la suma de los costes también descontados.

$$B/C = \frac{\sum V_{pi}}{\sum V_{pe}} \quad (4.3)$$

Donde:

B/C: Relación Beneficio-Costo
 V_{pi} : Valor presente de los ingresos
 V_{pe} : Valor presente de los egresos
 i: período.

Para evaluación de este indicador financiero el criterio es el siguiente:

- $B/C > 0$: es un proyecto rentable.
- $B/C = 0$: es un proyecto irrelevante, el beneficio es mínimo.
- $B/C < 0$: no es un proyecto rentable, no se debe ejecutarlo.

4.2.1.4. Período de recuperación de la inversión (PRI)

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelarnos con precisión, en años, meses y días, la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial.

$$SFNC = \sum_{i=0}^{PRI} FNC_i \quad (4.4)$$

Donde:

SFNC: Sumatoria de los flujos netos de caja
 FNC: Flujo neto de caja
 i: período.

4.2.2. ANÁLISIS DE PRECIOS DEL PETRÓLEO

En la tabla 4.4, se evidencia el precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual, desde el mes de enero de 2016 hasta el mes de agosto de 2018, tiempo que está dentro de los parámetros, considerando el último año de producción de cada uno de los pozos.

TABLA 4.4
PRECIO PROMEDIO PONDERADO DEL BARRIL DE PETRÓLEO MENSUAL
(2016 – 2018)

MES	PRECIO PROMEDIO PONDERADO EN USD
AÑO 2016	
Enero	23.25
Febrero	24.98
Marzo	30.57
Abril	36.11
Mayo	40.42
Junio	40.93
Julio	36.98
Agosto	39.09
Septiembre	41.25
Octubre	42.54
Noviembre	41.35
Diciembre	46.30
AÑO 2017	
Enero	46.71
Febrero	45.89
Marzo	44.45
Abril	45.48
Mayo	42.40
Junio	41.51
Julio	42.74
Agosto	44.32
Septiembre	48.51
Octubre	52.32
Noviembre	54.72
Diciembre	58.41
AÑO 2018	
Enero	62.87
Febrero	58.03
Marzo	59.85
Abril	60.75
Mayo	61.47
Junio	66.43
Julio	66.40
Agosto	69,51

FUENTE: Banco Central del Ecuador (2017-2018)

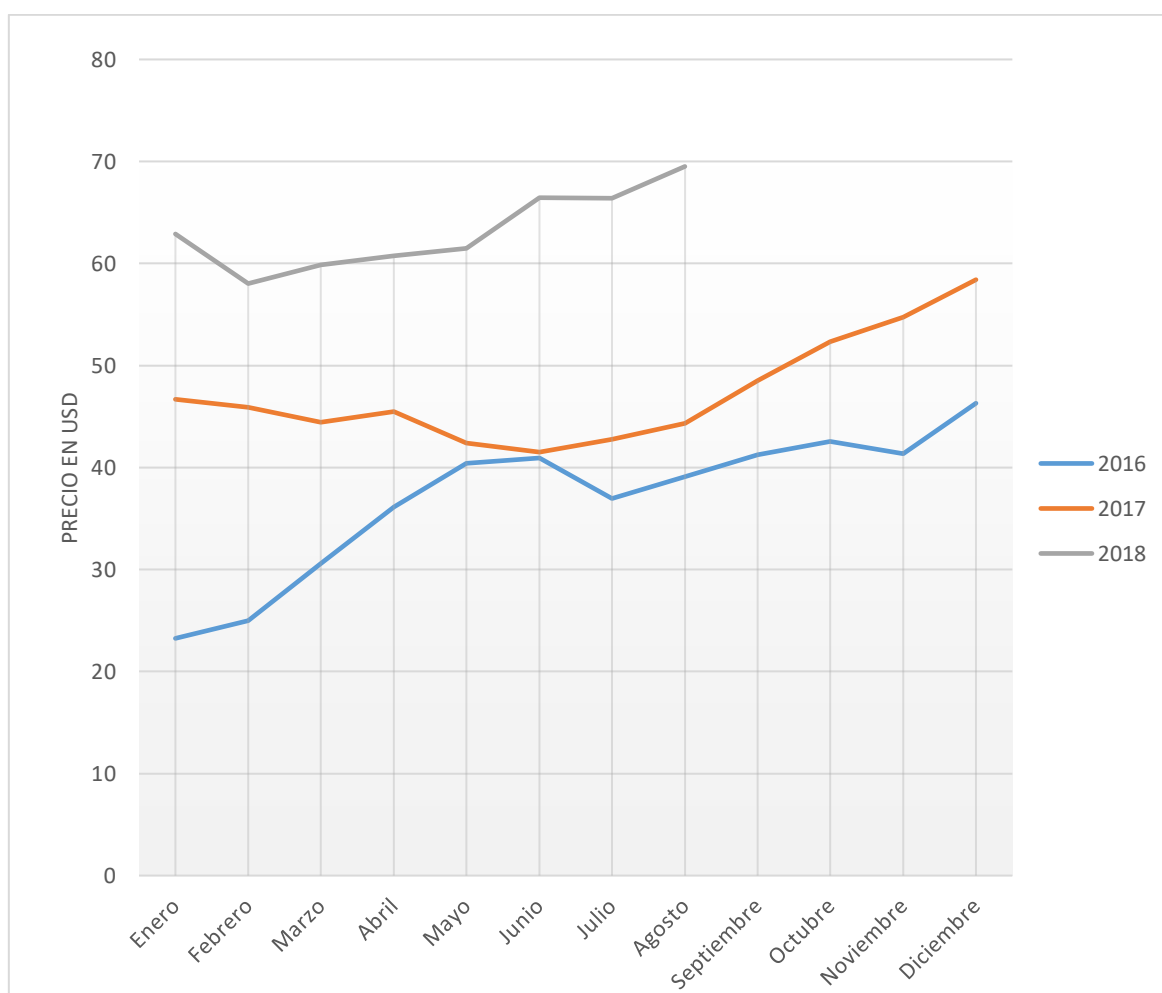
ELABORACIÓN: Esteban Solís

A nivel mundial se enfrentó la última crisis petrolera a finales del año 2015 y 2016 la misma trajo consecuencias nefastas a la economía mundial y sobre todo a los países productores de petróleo cuyos ingresos dependen de la actividad económica

petrolera. Esto a más de afectar y desmotivar a las empresas petroleras que muchas cayeron en pérdida, afecto sobre todo a la población en general, dándose niveles altos de empobrecimiento.

En la figura 4.4 se puede observar claramente que los precios del petróleo en el año 2016 son bajos en relación al año 2017 y 2018 debido a la crisis petrolera, y es a partir de julio de 2016 que de alguna manera se empieza a recuperar el precio del petróleo a nivel internacional y por lo tanto a nivel del Ecuador. Es así que en el año 2016 el precio promedio ponderado del petróleo fue de 37.98 dólares USD; en el año 2017 fue de 47.28 dólares USD y en el año 2018 (enero-agosto) es de 63.16 dólares USD.

FIGURA 4.4. COMPORTAMIENTO PRECIO PROMEDIO PONDERADO DEL BARRIL DE PETRÓLEO MENSUAL (2016 – 2018)



FUENTE: Banco Central del Ecuador (2017-2018)
ELABORACIÓN: Esteban Solís

4.2.3. ANÁLISIS DE INGRESOS Y EGRESOS

Los ingresos serán detallados para cada pozo en estudio según el registro de producción de petróleo obtenido con cada equipo electrosumergible que dichos pozos operaron y operan en la actualidad. Los ingresos se obtienen multiplicando la producción mensual por el precio promedio ponderado en dólares de la venta de cada barril de petróleo mercantilizado, de acuerdo al precio que se señala en la tabla 4.4, para cada uno de estos pozos.

Los egresos corresponderán a la inversión en dólares que la compañía operadora hizo para implementar los equipos en análisis, así como también el costo empleado para producir un barril de petróleo en Ecuador.

El valor operacional para la extracción de un barril de crudo del oriente ecuatoriano esta alrededor de los 10 dólares, por lo que el costo operativo se basa en este precio según la compañía Petroamazonas E.P.

En el caso del análisis económico con la utilización del equipo BES MIP, se considerará una tasa de descuento anual del 12% y 1% mensual, según el departamento de Finanzas de Petroamazonas de los campos del oriente.

4.2.4. RESULTADO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CADA POZO CON EL USO DEL EQUIPO BES CONVENCIONAL FRENTE AL EQUIPO BES MIP

Para cada pozo en estudio se presentará el resultado económico, el cual consiste en detallar el precio estimado de la inversión de los equipos en análisis y presentar los resultados a través de los indicadores financieros enunciados anteriormente.

4.2.4.1. Pozo Auca – 214 con utilización de BES Convencional

En la tabla 4.5, a continuación, se detallan los precios de los servicios prestados por diferentes compañías para que el pozo AUCA-214 sea equipado con el BES Convencional D460N, donde el costo del equipo es de 628,418.00 dólares USD.

TABLA 4.5
DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y SERVICIOS PARA EQUIPAMIENTO BES
CONVENCIONAL D460N POZO AUCA-214

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	INVERSIÓN EN USD
Taladro	280,500.00
Servicio de Corrida de Tubing	21,026.82
Disparos	96,300.00
Inspección de Tubulares	6,833.00
Broca o Moledor	9,900.00
Slickline	10,625.00
Registro de Cementación	44,590.45
Fluido de Control / Píldoras	84,288.00
Herramientas de Limpieza	22,668.73
Gerenciamiento IPM	91,375.00
Equipamiento Completación	18,475.00
BES Convencional	628,418.00
Generales	78,000.00
Tubería de Producción	130,000.00
TOTAL	1,523,000.00

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

El valor total de la inversión es el resultado del completamiento inicial con el equipo BES Convencional D460N, es decir, que la inversión inicial total con este equipo BES es de 1,523,000.00 dólares USD para el pozo AUCA-214, evidenciándose que un alto porcentaje de 41% corresponde al costo del equipo.

En la tabla 4.6 a continuación, se detalla el flujo de caja de la producción de petróleo cuando el pozo AUCA-214 se encontraba en producción con el equipo BES Convencional D460N.

TABLA 4.6
FLUJO DE CAJA CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL D460N POZO AUCA-214

Mes	Período	Producción de Petróleo (bls/mes)	Ingresos Actualizados (USD)	Egresos Actualizados (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
Febrero	0	0	0.0	1523000	-1523000.0
Marzo	1	6421.7	285444.6	64217	221227.6
Abril	2	7187.4	326883.0	71874	255009.0
Mayo	3	6652.8	282078.7	66528	215550.7
Junio	4	6385.5	265062.1	63855	201207.1
Julio	5	6682.5	285610.1	66825	218785.1
Agosto	6	6705	297165.6	67050	230115.6
Septiembre	7	6623.1	321286.6	66231	255055.6
Octubre	8	6534	341858.9	65340	276518.9
Noviembre	9	4890.6	267613.6	48906	218707.6
Diciembre	10	4395.6	256747.0	43956	212791.0
Enero	11	4455	280085.9	44550	235535.9
Febrero	12	4514.4	261970.6	45144	216826.6
TOTAL		71447.6	3471806.6	2237476	1234330.6

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Los resultados arrojados con la implementación del equipo BES Convencional D460N, basado en un precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual en dólares USD, en el período de febrero de 2017 a febrero de 2018 tiempo en el que operó el pozo AUCA-214 con este equipo, evidencian que se recuperó el 100% de la inversión total en el quinto mes de operación; y, además se obtuvo una ganancia de 1,234,330.60 dólares USD que corresponde a un 81% en relación a la inversión. Con los datos obtenidos se puede manifestar dentro del ámbito económico que de alguna manera se dio mayor dinamización de la economía nacional y local.

4.2.4.2. Pozo Auca – 214 con utilización de BES MIP Slim

En la tabla 4.7 a continuación, se detallan los precios de los servicios prestados por diferentes compañías para que el pozo AUCA-214 sea equipado con el equipo BES MIP NFV-110, donde su costo se estima alrededor de 315,001.00 dólares USD.

TABLA 4.7
DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y SERVICIOS PARA EQUIPAMIENTO BES MIP
POZO AUCA-214

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	INVERSIÓN EN USD
Diferencial por Movilización de Taladro	16,254
Renta de Taladro de Reacondicionamiento	48,762
Servicio de Corrida de Tubing	16,254
Servicio de Slick Line	8,127
BHA de Limpieza	8,127
Píldora Viscosa	8,127
Agua de matado	20,317
Spooler	4,876
Logística de Materiales	1,023
Vacuum	2,438
IT & Telecom	813
Combustible (Diésel)	3,413
Accesorios para Completación Definitiva	20,317
Limpieza de Perforados - Pure	15,000
Back Pressure Valve	2,438
Sensores Pason	1,707
BES MIP Slim	315,001
Echometer	813
Gastos Reembolsables	1,625
Mantenimiento de Cabezal	8,127
TOTAL	503,558.53

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

El valor total de la inversión es el resultado del reacondicionamiento # 1 con el equipo BES MIP Slim NFV-110, es decir, que la inversión total con este equipo BES es de 503,558.58 dólares USD para el pozo AUCA-214, evidenciándose que, más de la mitad de la inversión, un 63% corresponde al costo del equipo.

Al comparar el costo porcentual en relación a la inversión entre el equipo BES Convencional frente al equipo BES MIP Slim se puede evidenciar que en el equipo BES MIP Slim, se requiere un porcentaje más alto de inversión; mientras que, si comparamos solamente el precio del equipo BES, se evidencia que el equipo BES MIP Slim es menor en relación al equipo BES Convencional.

En la tabla 4.8 a continuación, se detalla el resultado económico de producción con el equipo BES MIP Slim NFV-110, considerando una declinación del 2% por mes

hasta completar el año de funcionamiento y teniendo como criterio que el costo del barril de petróleo desde septiembre de 2018 hasta marzo de 2019 se mantiene a precio promedio ponderado por mes.

TABLA 4.8
ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO CON EL EQUIPO BES MIP NFV-110
POZO AUCA-214

Mes	Período	Producción de Petróleo (bls/mes)	Ingresos Actualizados (USD)	Egresos Actualizados (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
Febrero	0	0	0.0	503558.53	-503558.53
Marzo	1	1791.6	107227.3	17916	89311.3
Abril	2	3028.2	183963.2	30282	153681.2
Mayo	3	2930.2	180119.4	29302	150817.4
Junio	4	2910.6	193351.2	29106	164245.2
Julio	5	2939.1	195156.2	29391	165765.2
Agosto	6	2814.9	195663.7	28149.0	167514.7
Septiembre	7	2758.6	176716.0	27586.0	149130.0
Octubre	8	2703.4	173181.7	27034.3	146147.4
Noviembre	9	2649.4	169718.1	26493.6	143224.5
Diciembre	10	2596.4	166323.7	25963.7	140360.0
Enero	11	2544.4	162997.3	25444.5	137552.8
Febrero	12	2493.6	159737.3	24935.6	134801.7
Costo de Inversión BES MIP				503,558.58	USD
Valor Actual Neto				1,130,270.47	USD
Tasa Interna de Retorno				26	%
Relación Costo - Beneficio				2.40	

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Los resultados arrojados con la implementación del equipo BES MIP Slim NFV-110, basado en un precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual en dólares USD, en el período de marzo de 2018 a agosto de 2018, y en un precio promedio ponderado proyectado en el período septiembre 2018 a marzo 2019 en el que se considera igual a 64.06 dólares USD precio promedio de marzo a agosto de 2018, BCE (2018).

Se puede observar que el VAN es de 1,130,270.47 dólares USD, lo que evidencia que en el primer año de producción se logra recuperar el total de la inversión en el

tercer mes; la tasa interna de retorno es del 26%, la misma que es 4 veces más alta que la tasa pasiva anual que ofrecen las instituciones financieras en mercado; la relación costo-beneficio, muestra que de cada dólar invertido se recupera 1.40 dólares, lo cual evidencia una rentabilidad considerable, además atrae para que las empresas petroleras sigan extrayendo petróleo en nuestro país a pesar de la crisis petrolera que se ha enfrentado en los últimos años.

4.2.4.3. Pozo Cononaco – 39 con utilización BES Convencional

En la tabla 4.9, a continuación, se detallan los precios de los servicios prestados por diferentes compañías para que el pozo CONONACO-39 sea equipado con el BES Convencional D460N, donde el costo de equipo es de 218,506.00 dólares USD.

TABLA 4.9.
DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y SERVICIOS PARA EQUIPAMIENTO BES CONVENCIONAL POZO CONONACO-39

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	INVERSIÓN EN USD
Movilización y Servicio de Taladro	13,500
Pulling	247,152
Registros	152,524
Disparos	159,267
Completación de Pozos	176,266
BES CONVENCIONAL	218,506
Generales	133,411
Supervisión e Ingeniería	224,558
TOTAL	1,325,184

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

El valor total de la inversión es el resultado del reacondicionamiento # 2 con el equipo BES Convencional D460N, es decir, que la inversión total con este equipo BES es de 1,325,184.00 dólares USD para el pozo CONONACO-39, en este pozo se observa que el costo del equipo apenas representa el 16.5% de la inversión total.

En la tabla 4.10 a continuación, se detalla el flujo de caja de la producción de petróleo cuando el pozo CONONACO-39 se encontraba en producción con el equipo BES Convencional D460N.

**TABLA 4.10
FLUJO DE CAJA CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL D460N POZO
CONONACO-39**

Mes	Período	Producción de Petróleo (bls/mes)	Ingresos Actualizados (USD)	Egresos Actualizados (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
Marzo	0	0	0.0	1325184	-1325184.0
Abril	1	2985	107788.4	29850	77938.4
Mayo	2	3800	153596.0	38000	115596.0
Junio	3	3780	154715.4	37800	116915.4
Julio	4	3705	137010.9	37050	99960.9
Agosto	5	3720	145414.8	37200	108214.8
Septiembre	6	3660	150975.0	36600	114375.0
Octubre	7	4080	173563.2	40800	132763.2
Noviembre	8	4130	170775.5	41300	129475.5
Diciembre	9	4200	194460.0	42000	152460.0
Enero	10	4020	187774.2	40200	147574.2
TOTAL		38080	1576073	1705984	-129910.7

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Los resultados arrojados con la implementación del equipo BES Convencional D460N, basado en un precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual en dólares USD, en el período de marzo de 2016 a enero de 2017 tiempo en el que operó el pozo CONONACO-39 con este equipo, y claramente se observa que el flujo de caja es negativo, pues el total de los egresos fueron mayores que el total de los ingresos, a pesar de que mensualmente si son mayores los ingresos que los egresos, esto puede ser debido a que la operatividad del equipo fue por tan solo 10 meses, pues luego de ese tiempo el equipo se paralizó. Existe una pérdida de 129,910.70 dólares USD que corresponde al 9.8% en relación a la inversión.

4.2.4.4. Pozo Cononaco-39 con utilización de BES MIP Slim

En la tabla 4.11 a continuación, se detalla los precios de los servicios prestados por diferentes compañías para que el pozo CONONACO-39 sea equipado con el

equipo BES MIP Slim NFV (130-250), donde el costo del equipo es de 300,106.00 dólares USD.

TABLA 4.11
DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y SERVICIOS PARA EQUIPAMIENTO BES MIP
POZO CONONACO-39

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	INVERSIÓN EN USD
Renta de Taladro de Reacondicionamiento	60,021
Diferencial por Movilización de Taladro	20,007
Servicio de Slick Line	10,004
BHA de Limpieza	10,004
Agua de matado	25,009
Píldora Viscosa	10,004
Spooler	6,002
BES MIP Slim	300,106
Echometer	1,000
Logística de Materiales	1,259
Vaccum	3,001
IT & Telecom	1,000
Combustible (Diésel)	4,201
Corrida de Tubing	20,007
Accesorios para Completación Definitiva	25,009
Back Pressure Valve	3,001
Mantenimiento de Cabezal	10,004
Sensores Pason	2,101
Gastos Reembolsables	2,001
TOTAL	513,739.81

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

El valor total de la inversión es el resultado del reacondicionamiento # 3 con el equipo BES MIP Slim NFV (130-250), es decir, que la inversión total con este equipo BES es de 513,739.81 dólares USD para el pozo CONONACO-39, evidenciándose que, más de la mitad de la inversión, un 58% corresponde al costo del equipo.

La inversión en el equipo BES Convencional es inferior a la inversión en el equipo BES MIP Slim, cada una comparada con la inversión total correspondiente.

En la tabla 4.12 a continuación, se detalla el resultado económico de producción con el BES MIP Slim NFV (130-250), considerando como proyección una declinación del 2% por mes hasta completar el año de funcionamiento.

TABLA 4.12
ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO CON EL EQUIPO BES MIP NFV (130-250) POZO CONONACO-39

Mes	Período	Producción de Petróleo (bls/mes)	Ingresos Actualizados (USD)	Egresos Actualizados (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
Diciembre	0	0	0.0	513739.81	-513739.81
Enero	1	2760.8	173571.5	27608.0	145963.5
Febrero	2	3296.4	191290.1	32964.0	158326.1
Marzo	3	3203.4	191723.5	32034.0	159689.5
Abril	4	3146.4	191143.8	31464.0	159679.8
Mayo	5	3100.8	190606.2	31008.0	159598.2
Junio	6	2746.1	182420.1	27460.5	154959.6
Julio	7	2667.0	177088.8	26670.0	150418.8
Agosto	8	2751.0	191222.0	27510.0	163712.0
Septiembre	9	2696.0	170278.1	26959.8	143318.3
Octubre	10	2642.1	166872.5	26420.6	140451.9
Noviembre	11	2589.2	163535.1	25892.2	137642.9
Diciembre	12	2537.4	160264.4	25374.3	134890.0
Costo de Inversión BES MIP				513,739.81	USD
Valor Actual Neto				\$1,185,013.48	USD
Tasa Interna de Retorno				28	%
Relación Costo - Beneficio				2.42	

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Los resultados arrojados con la implementación del equipo BES MIP Slim NFV (130-250), basado en un precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual en dólares USD, en el período de enero de 2018 a agosto de 2018, y en un precio promedio ponderado proyectado en el período septiembre 2018 a diciembre 2018 en el que se considera igual a 63.16 dólares USD precio promedio de enero a agosto de 2018, BCE (2018).

Se puede observar que el VAN es de 1,185,013.48 dólares USD, lo que evidencia que en el primer año de producción se logra recuperar el total de la inversión en el tercer mes; la tasa interna de retorno es del 28%, la misma que es casi 5 veces más alta que la tasa pasiva anual que ofrecen las instituciones financieras en el mercado considerando el mismo período de análisis; la relación costo-beneficio, muestra que por cada dólar invertido se recupera 1.42 dólares, lo cual evidencia

una rentabilidad considerable. Si se analiza económicamente se podría manifestar que la rentabilidad obtenida con esta tecnología promueve para que las empresas petroleras obtén por demandar este tipo de equipos de bombeo electrosumergible con tecnología de motor de imanes permanentes.

4.2.4.5. Pozo Rumiycu-1 con utilización de BES Convencional

En la tabla 4.13, a continuación, se detallan los precios de los servicios prestados por diferentes compañías para que el pozo RUMIYACU-1 sea equipado con el BES Convencional D460N, donde el costo del equipo es de 207,917.95 dólares USD.

TABLA 4.13
DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y SERVICIOS PARA EQUIPAMIENTO BES CONVENCIONAL POZO RUMIYACU-1

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	INVERSIÓN EN USD
Movilización de la Torre	11,092
Trabajo de la Torre	150,890.27
Supervisión y Transporte	12,745.84
BES CONVENCIONAL	207,917.95
Unidad de Wireline	2,304.07
Asentar CIBP	18,036.83
Instalación de Protectores	3,437.11
Servicio de Spooler	2,540.76
Químicos	46,807.21
TOTAL	455,772.04

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

El valor total de la inversión es el resultado del reacondicionamiento # 8 con el equipo BES Convencional D460N, es decir, que la inversión total con este equipo BES es de 455,772.04 dólares USD para el pozo CONONACO-39, evidenciándose que un porcentaje de 45.6% corresponde al costo del equipo.

En la tabla 4.14 a continuación, se detalla el flujo de caja del último año de producción de petróleo con el equipo BES Convencional D460N en el pozo RUMIYACU-1.

**TABLA 4.14
FLUJO DE CAJA CON EL EQUIPO BES CONVENCIONAL D460N POZO RUMIYACU-1**

Mes	Período	Producción de Petróleo (bls/mes)	Ingresos Actualizados (USD)	Egresos Actualizados (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
Febrero	1	6147.9	153574.5	61479.0	92095.5
Marzo	2	6094.4	186307.0	60944.4	125362.6
Abril	3	6058.8	218783.3	60588.0	158195.3
Mayo	4	5999.4	242495.7	59994.0	182501.7
Junio	5	5940.0	243124.2	59400.0	183724.2
Julio	6	5880.6	217464.6	58806.0	158658.6
Agosto	7	5880.6	229872.7	58806.0	171066.7
Septiembre	8	5360.9	221135.1	53608.5	167526.6
Octubre	9	4870.8	207203.8	48708.0	158495.8
Noviembre	10	4514.4	186670.4	45144.0	141526.4
Diciembre	11	4425.3	204891.4	44253.0	160638.4
Enero	12	4128.3	192832.9	41283.0	151549.9
TOTAL		65301.4	2504355.6	653013.9	1851341.7

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Se puede observar que en el último año de producción el pozo RUMIYACU-1 registra mayores ingresos que egresos, pudiendo manifestarse que en este año existe utilidad de 1,851,341.70. En este caso no se ha considerado la inversión inicial porque inicio su producción en el año 2012.

4.2.4.6. Pozo Rumiyacu-1 con utilización de BES MIP Slim

En la tabla 4.15 a continuación, se detalla los precios de los servicios prestados por diferentes compañías para que el pozo RUMIYACU-1 sea equipado con el equipo BES MIP Slim NBV (160-250), donde el costo del equipo es de 300,106.00 dólares USD.

TABLA 4.15
DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y SERVICIOS PARA EQUIPAMIENTO BES MIP
POZO RUMIYACU-1

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	INVERSIÓN EN USD
Renta de Taladro de Reacondicionamiento	60,021
Diferencial por Movilización de Taladro	20,007
Servicio de Slick Line	10,004
BHA de Limpieza	10,004
Agua de matado	25,009
Píldora Viscosa	10,004
Spooler	6,002
BES Slim	300,106
Echometer	1,000
Logística de Materiales	1,259
Vaccum	3,001
IT & Telecom	1,000
Combustible (Diésel)	4,201
Corrida de Tubing	20,007
Accesorios para Completación Definitiva	25,009
Back Pressure Valve	3,001
Mantenimiento de Cabezal	10,004
Sensores Pason	2,101
Gastos Reembolsables	2,001
TOTAL	513,739.81

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

El valor total de la inversión es el resultado del reacondicionamiento # 9 con el equipo BES MIP Slim NBV (160-250), es decir, que la inversión total con este equipo BES es de 513,739.81 dólares USD para el pozo RUMIYACU-1, evidenciándose que, más de la mitad de la inversión, un 58% corresponde al costo del equipo.

En la tabla 4.16 a continuación, se detalla el resultado económico de producción con el BES MIP Slim NBV (160-250), considerando una proyección de declinación del 2% mensual hasta completar el año de funcionamiento.

TABLA 4.16
ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO CON EL EQUIPO BES MIP NBV (160-250) POZO RUMIYACU-1

Mes	Período	Producción de Petróleo (bls/mes)	Ingresos Actualizados (USD)	Egresos Actualizados (USD)	Flujo de Caja Actualizado (USD)
Febrero	0	0	0.0	513739.81	-513739.81
Marzo	1	3182.2	190452.3	31821.6	158630.7
Abril	2	3099.8	188314.4	30998.3	157316.1
Mayo	3	2901.3	178342.9	29013.0	149329.9
Junio	4	4017.3	266872.1	40173.4	226698.7
Julio	5	4492.8	298321.9	44928.0	253393.9
Agosto	6	4579.2	318300.2	45792.0	272508.2
Septiembre	7	4487.6	287476.7	44876.2	242600.5
Octubre	8	4397.9	281727.1	43978.6	237748.5
Noviembre	9	4309.9	276092.6	43099.1	232993.5
Diciembre	10	4223.7	270570.8	42237.1	228333.7
Enero	11	4139.2	265159.3	41392.3	223767.0
Febrero	12	4056.4	259856.2	40564.5	219291.7
Costo de Inversión BES MIP				513,739.81	USD
Valor Actual Neto				\$1,918,893.68	USD
Tasa Interna de Retorno				36	%
Relación Costo - Beneficio				3.00	

FUENTE: ARCH / SHAYA (2018)

ELABORACIÓN: Esteban Solís

Los resultados arrojados con la implementación del equipo BES MIP Slim NBV (160-250), basado en un precio promedio ponderado del barril de petróleo mensual en dólares USD, en el período de marzo de 2018 a agosto de 2018, y en un precio promedio ponderado proyectado en el período septiembre 2018 a febrero 2018 en el que se considera igual a 63.16 dólares USD precio promedio de marzo a agosto de 2018, BCE (2018).

Se puede observar que el VAN es de 1,918,893.68 dólares USD, lo que evidencia que en el primer año de producción se logra recuperar el total de la inversión en el tercer mes; la tasa interna de retorno es del 36%, la misma que es 6 veces más alta que la tasa pasiva anual que ofrecen las instituciones financieras en el mercado; la relación costo-beneficio, muestra que de cada dólar invertido se recupera 2.00 dólares, lo cual evidencia una alta rentabilidad.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Una vez terminado el presente estudio, se puede establecer las siguientes conclusiones:

- Los niveles de producción de petróleo por día alcanzan en promedio para el pozo AUCA-214, 174.5 BPPD, para el pozo CONONACO-39, 101.6 BPPD y para el pozo RUMIYACU-1, 182.7 BPPD, reflejando valores más altos en el caso en el que se utiliza el sistema BES Convencional frente a la producción de petróleo por día que en promedio alcanzan para el pozo AUCA-214, 91.2 BPPD, para el pozo CONONACO-39, 98.3 BPPD y para el pozo RUMIYACU-1, 123.7 BPPD con la utilización del sistema BES MIP Slim considerando los 6 meses últimos de producción utilizando el equipo BES Convencional frente a la utilización de los 6 primeros meses del equipo BES MIP Slim.
- Las inversiones petroleras a más de depender de la inversión en equipos de bombeo electrosumergible, mismos que pueden demostrar características para una óptima producción, están supeditadas al comportamiento de la economía mundial y de las decisiones de los mayores productores de petróleo, pues son quienes establecen los precios a nivel mundial, perjudicando a los países que dependen para su economía de la producción de petróleo.
- Las empresas en general, buscan lograr la recuperación de la inversión en el menor tiempo, y, a su vez lograr niveles de rentabilidad aceptables; sin embargo existen casos en los que las inversiones recién son recuperados a partir del segundo año de funcionamiento, es así que en el caso del pozo CONONACO-39 con la utilización del equipo BES Convencional, presenta

mensualmente ingresos más altos que egresos, pero debido al daño definitivo del equipo por las altas temperaturas en la bomba y no retorno de fluidos a superficie al décimo mes de su funcionamiento, evidencia una pérdida de 129,910.70 dólares USD al relacionar sus ingresos totales que son de 1,195,273.40 dólares USD con la inversión total que fue de 1,325,184 dólares USD.

- Con la utilización de los equipos BES MIP Slim, se recupera la inversión en el tercer mes de funcionamiento, uno de los factores que ayuda a esta recuperación de la inversión es debido a que la inversión total oscila entre 500 y 513 mil dólares USD, la misma que a su vez es inferior a la inversión con el equipo BES Convencional en donde la inversión total oscila entre 500 mil y 1 millón de dólares USD, tomando en cuenta que la inversión solamente en los equipos puede variar según el dimensionamiento de la bomba a utilizarse, es así que, para las bombas BES Convencionales D460N el precio oscila entre 200 y 600 mil dólares USD, mientras que, para las bombas BES MIP Slim NFV-110, NFV (130-250) Y NBV (160-250) oscilan entre 300 y 320 mil dólares USD.
- Durante el último año en el activo Auca se ha experimentado con la utilización de la nueva tecnología BES MIP, en tres de los 250 pozos activos, lo que les permitirá realizar una evaluación técnica de cuál es el equipo que mejor rendimiento, y menos costos de implementación y mantenimiento presentan. De acuerdo al análisis realizado se podría concluir en que el equipo BES MIP, puede ser una alternativa aceptable para el completamiento inicial en un pozo nuevo y para sustitución de un equipo BES Convencional en un pozo productor.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que, al realizar un análisis económico de una inversión para la exploración y explotación de un pozo petrolero, se debe considerar a más

de las inversiones en equipo, bienes y servicios, evaluar el entorno de la economía mundial, pues luego de la última crisis petrolera se evidencia que existe monopolización e imposición en el precio del petróleo.

- Se recomienda realizar análisis de la producción de los pozos con la utilización de tecnología BES MIP una vez concluido el año completo de producción de petróleo con el uso de esta tecnología, para de esta manera se compare con datos reales la producción de petróleo entre el uso de un equipo BES Convencional frente al uso de un equipo BES MIP.
- Al realizar el análisis económico-financiero con la utilización del equipo BES MIP Slim, se evidencia rentabilidad y recuperación de la inversión en el primer trimestre; sin embargo, se debe asegurar que el mantenimiento de los equipos sea inmediato y sus costos se mantengan razonables para tener rentabilidad o una utilidad a pesar de las fluctuaciones que puede tener el precio del petróleo.
- Es importante tomar en cuenta que, la producción con el equipo BES Convencional, deja utilidades por lo tanto en el caso de la sustitución de este equipo deben realizarse previamente análisis técnicos que garanticen el uso de un equipo nuevo con otra tecnología.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Baby, P., Rivadeneira, M. y R. Barragán. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. 3ra edición, Quito, Ecuador.

Banco Central del Ecuador, (2017 y 2018). Precio de Petróleo. Sitio web: <https://www.bce.fin.ec/index.php/hidrocarburos>

Borets (2013). Experiencia de Campo con la Aplicación y Operación de los Motores de Imanes Permanentes (PMM) en la Industria de las Bombas Eléctricas Sumergibles (ESP). Sitio web: http://oilproduction.net/files/Borets_PMM_ESP.pdf

Cembranos, F. Revista Digital ACTA., (2014). Motores Síncronos. Sitio web: https://www.acta.es/medios/articulos/ciencias_y_tecnologia/029001.pdf

Da Silva, A. (2012). Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento. Sitio web: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/espesor-neto-de-arena-petrolifera.html>

ECAMEC Tecnología., (2009). Desbalance de Tensiones en Sistemas Trifásicos. Sitio web: <http://www.ecamec.com.ar/newsletter/bajarnotaa0909.pdf>.

Hirschfelt, M. y Ruiz, R. (2008). Conceptos de Well Performance. Sitio web: http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf

NewPyme S.L. (2005). Formulario Económico Financiero. Sitio web: <https://www.abanfin.com/?tit=valor-actual-neto-van-formulario-economico-financiero&name=Manuales&fid=ee0bcdb>

Tolocka, Noren, A. (2014). Funcionamiento del Motor Asíncrono Trifásico. Sitio web: <http://www.profetolocka.com.ar/2014/10/23/motores-de-induccion-trifasicos-funcionamiento/>

Schlumberger (2015). Von Flatern, R. Bombas Eléctricas Sumergibles. Oilfield Glossary en español sitio web: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_ESP_Sep_2015.pdf?la=en&hash=

Williams, J. (1980). "A Story of People and a Company Called TRW REDA." 19-33. Bartlesville, Oklahoma: TRW REDA Pump Div.

ANEXOS

ANEXOS

No.	Descripción
1	Historial de Producción de los pozos AUCA-214, CONONACO-39, RUMIYACU-1 con equipo BES Convencional.
2	Historial de Producción de los pozos AUCA-214, CONONACO-39, RUMIYACU-1 con equipo BES MIP.

ANEXO N° 1
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS AUCA – 214;
CONONACO – 39 Y RUMIYACU – 1 CON EQUIPO BES
CONVENCIONAL

TABLA A-1.1
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO AUCA – 214

FECHA	CAMPO	ARENISCA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BOMBA	API
12-mar.-17	AUCA CENTRAL	UI	307.00	105.92	201.09	66.0	D460N	18.3
13-mar.-17	AUCA CENTRAL	UI	241.00	196.90	44.10	1.0	D460N	18.3
14-mar.-17	AUCA CENTRAL	UI	281.00	278.19	2.81	1.0	D460N	18.3
17-mar.-17	AUCA CENTRAL	UI	278.00	275.22	2.78	1.0	D460N	18.3
30-abr.-17	AUCA CENTRAL	UI	242.00	239.58	2.42	1.0	D460N	18.3
24-may.-17	AUCA CENTRAL	UI	224.00	221.76	2.24	1.0	D460N	18.3
13-jun.-17	AUCA CENTRAL	UI	215.00	212.85	2.15	1.0	D460N	18.3
16-jul.-17	AUCA CENTRAL	UI	225.00	222.75	2.25	1.0	D460N	18.3
9-sep.-17	AUCA CENTRAL	UI	226.00	223.74	2.26	1.0	D460N	18.3
30-sep.-17	AUCA CENTRAL	UI	220.00	217.80	2.20	1.0	D460N	18.3
19-oct.-17	AUCA CENTRAL	UI	220.00	217.80	2.20	1.0	D460N	18.3
14-nov.-17	AUCA CENTRAL	UI	175.00	173.25	1.75	1.0	D460N	18.3
15-nov.-17	AUCA CENTRAL	UI	161.00	159.39	1.61	1.0	D460N	18.3
29-nov.-17	AUCA CENTRAL	UI	158.00	156.42	1.58	1.0	D460N	18.3
18-dic.-17	AUCA CENTRAL	UI	148.00	146.52	1.48	1.0	D460N	18.3
5-ene.-18	AUCA CENTRAL	UI	150.00	148.50	1.50	1.0	D460N	18.3
24-ene.-18	AUCA CENTRAL	UI	150.00	148.50	1.50	1.0	D460N	18.3
12-feb.-18	AUCA CENTRAL	UI	152.00	150.48	1.52	1.0	D460N	18.3
1-mar.-18	AUCA CENTRAL	UI	152.00	150.48	1.52	1.0	D460N	18.3

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORADO POR: Esteban Solís

TABLA A-1.2
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CONONACO – 39

FECHA	CAMPO	ARENISCA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BOMBA	API
12-nov.-14	CONONACO	H INF	812	253	559	68.8	P23XH6	32
12-dic.-14	CONONACO	H INF	867	740	127	14.1	P23XH6	32
13-dic.-14	CONONACO	H INF	887	843	44	5	P23XH6	32
14-dic.-14	CONONACO	H INF	882	842	40	4.5	P23XH6	32
15-dic.-14	CONONACO	H INF	889	862	27	3	P23XH6	32
16-dic.-14	CONONACO	H INF	873	864	9	1	P23XH6	32
19-dic.-14	CONONACO	H INF	863	854	9	1	P23XH6	32
25-dic.-14	CONONACO	H INF	856	847	9	1	P23XH6	32
27-dic.-14	CONONACO	H INF	872	863	9	1	P23XH6	32
29-dic.-14	CONONACO	H INF	516	511	5	1	P23XH6	32
30-dic.-14	CONONACO	H INF	484	407	77	16	P23XH6	32
01-ene-15	CONONACO	H INF	775	744	31	4	P23XH6	32
02- ene.-15	CONONACO	H INF	678	624	54	8	P23XH6	32
03- ene.-15	CONONACO	H INF	581	511	70	12	P23XH6	32
04- ene.-15	CONONACO	H INF	484	407	77	16	P23XH6	32
05- ene.-15	CONONACO	H INF	484	387	97	20	P23XH6	32
06- ene.-15	CONONACO	H INF	379	303	76	20	P23XH6	32
13- ene.-15	CONONACO	H INF	352	282	70	20	P23XH6	32
14- ene.-15	CONONACO	H INF	364	291	73	20	P23XH6	32
22- ene.-15	CONONACO	H INF	383	291	92	24	P23XH6	32
26- ene.-15	CONONACO	H INF	383	291	92	24	P23XH6	32
07-feb.-15	CONONACO	H INF	116	88	28	24	P23XH6	32
09-feb.-15	CONONACO	H INF	115	87	28	24	P23XH6	32
12-feb.-15	CONONACO	H INF	106	81	25	24	P23XH6	32
13-feb.-15	CONONACO	H INF	97	74	23	24	P23XH6	31
15-feb.-15	CONONACO	H INF	99	75	24	24	P23XH6	32
16-feb.-15	CONONACO	H INF	99	75	24	24	P23XH6	32
17-feb.-15	CONONACO	H INF	84	64	20	24	P23XH6	32
18-feb.-15	CONONACO	H INF	67	51	16	24	P23XH6	32
22-abr.-15	CONONACO	H INF	1500	79	1421	94.8	P23XH6	32
23- abr.-15	CONONACO	H INF	1421	566	855	60.2	P23XH6	32
24- abr.-15	CONONACO	H INF	1392	835	557	40	P23XH6	32
25- abr.-15	CONONACO	H INF	1392	835	557	40	P23XH6	32
29- abr.-15	CONONACO	H INF	1100	440	660	60	P23XH6	32
30- abr.-15	CONONACO	H INF	1500	900	600	40	P23XH6	32
01-may. -15	CONONACO	H INF	1500	900	600	40	P23XH6	32
03-may. -15	CONONACO	H INF	1449	811	638	44	P23XH6	32
04-may. -15	CONONACO	H INF	1461	833	628	43	P23XH6	32
05-may. -15	CONONACO	H INF	1420	767	653	46	P23XH6	32

TABLA A-1.2. CONTINUACIÓN

06-may.-15	CONONACO	H INF	1421	739	682	48	P23XH6	32
10-may.-15	CONONACO	H INF	1422	711	711	50	P23XH6	32
11-may.-15	CONONACO	H INF	1422	711	711	50	P23XH6	32
12-may.-15	CONONACO	H INF	1428	628	800	56	P23XH6	32
02-jun.-15	CONONACO	H INF	1426	570	856	60	P23XH6	32
03-jun.-15	CONONACO	H INF	1423	541	882	62	P23XH6	32
04-jun.-15	CONONACO	H INF	1411	536	875	62	P23XH6	32
05-jun.-15	CONONACO	H INF	1394	446	948	68	P23XH6	32
07-jun.-15	CONONACO	H INF	1402	491	911	65	P23XH6	32
08-jun.-15	CONONACO	H INF	1395	446	949	68	P23XH6	32
10-jun.-15	CONONACO	H INF	1395	446	949	68	P23XH6	32
13-jun.-15	CONONACO	H INF	1395	446	949	68	P23XH6	32
26-jun.-15	CONONACO	H INF	1277	409	868	68	P23XH6	32
30-jun.-15	CONONACO	H INF	1277	409	868	68	P23XH6	32
13-jul.-15	CONONACO	H INF	1233	395	838	68	P23XH6	32
30-jul.-15	CONONACO	H INF	1156	370	786	68	P23XH6	32
04-ago.-15	CONONACO	H INF	1233	358	875	71	P23XH6	32
06-ago.-15	CONONACO	H INF	1233	321	912	74	P23XH6	32
12-ago.-15	CONONACO	H INF	1233	284	949	77	P23XH6	32
13-ago.-15	CONONACO	H INF	1073	247	826	77	P23XH6	32
16-ago.-15	CONONACO	H INF	1073	247	826	77	P23XH6	32
05-sep.-15	CONONACO	H INF	911	210	701	77	P23XH6	32
19-sep.-15	CONONACO	H INF	862	198	664	77	P23XH6	32
20-sep.-15	CONONACO	H INF	782	180	602	77	P23XH6	32
23-sep.-15	CONONACO	H INF	772	178	594	77	P23XH6	32
30-sep.-15	CONONACO	H INF	1073	193	880	82	P23XH6	32
16-oct.-15	CONONACO	H INF	772	139	633	82	P23XH6	32
26-oct.-15	CONONACO	H INF	652	117	535	82	P23XH6	32
31-oct.-15	CONONACO	H INF	651	117	534	82	P23XH6	32
03-dic.-15	CONONACO	H INF	570	97	473	83	P23XH6	32
06-dic.-15	CONONACO	H INF	566	96	470	83	P23XH6	32
15-ene.-16	CONONACO	H INF	581	99	482	83	P23XH6	32
08-feb.-16	CONONACO	H INF	557	95	462	83	P23XH6	32
27-feb.-16	CONONACO	H INF	558	95	463	83	P23XH6	32
14-mar.-16	CONONACO	H INF	558	95	463	83	D460N	32
26-abr.-16	CONONACO	UI + TI	270	30	240	89	D460N	19.0
27-abr.-16	CONONACO	UI + TI	222	113	109	49	D460N	19.4
28-abr.-16	CONONACO	UI + TI	204	129	75	37	D460N	19.4
30-abr.-16	CONONACO	UI + TI	152	126	26	17	D460N	19.4
01-may.-16	CONONACO	UI + TI	150	126	24	16	D460N	19.4
06-may.-16	CONONACO	UI + TI	142	128	14	10	D460N	19.4

TABLA A-1.2. CONTINUACIÓN

11-may.-16	CONONACO	UI + TI	140	126	14	10	D460N	19.4
09-jun.-16	CONONACO	UI + TI	140	126	14	10	D460N	19
18-jun.-16	CONONACO	UI + TI	140	126	14	10	D460N	19
08-jul.-16	CONONACO	UI + TI	138	124	14	10	D460N	19
25-jul.-16	CONONACO	UI + TI	137	123	14	10	D460N	19
12-ago.-16	CONONACO	UI + TI	138	124	14	10	D460N	19
25-ago.-16	CONONACO	UI + TI	138	124	14	10	D460N	19
08-sep.-16	CONONACO	UI + TI	136	122	14	10	D460N	19
17-oct.-16	CONONACO	UI + TI	144	130	14	10	D460N	19
22-oct.-16	CONONACO	UI + TI	158	142	16	10	D460N	19
02-dic.-16	CONONACO	UI + TI	157	141	16	10	D460N	19
17-dic.-16	CONONACO	UI + TI	143	137	6	10	D460N	19
27-dic.-16	CONONACO	UI + TI	141	135	6	10	D460N	19
22-ene.-17	CONONACO	UI + TI	140	134	6	10	D460N	19

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORADO POR: Esteban Solís

TABLA A-1.3.
HISTORIAL DEPRODUCCIÓN POZO RUMIYACU – 1

FECHA	CAMPO	ARENISCA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BOMBA	API
03-ene.-12	RUMIYACU	UI	261.20	209	52.20	20	D460N	17.6
04-ene.-12	RUMIYACU	UI	329.60	323	6.60	2	D460N	18
10-ene.-12	RUMIYACU	UI	264.32	263	1.32	0.50	D460N	18.6
03-feb.-12	RUMIYACU	UI	268.90	242	26.90	10	D460N	17.8
04-feb.-12	RUMIYACU	UI	327.56	321	6.56	2	D460N	18
07-feb.-12	RUMIYACU	UI	338.70	337	1.70	0.50	D460N	18.6
11-feb.-12	RUMIYACU	UI	305.53	304	1.53	0.50	D460N	18.5
12-feb.-12	RUMIYACU	UI	307.54	306	1.54	0.50	D460N	18.5
29-feb.-12	RUMIYACU	UI	307.00	0	307	100	D460N	17.6
03-mar.-12	RUMIYACU	UI	286.4	275	11.4	4	D460N	17.8
09-mar.-12	RUMIYACU	UI	222.11	221	1.11	0.5	D460N	18.6
14-mar.-12	RUMIYACU	UI	17.8	17.8	17.8	2	D460N	17.7
15-mar.-12	RUMIYACU	UI	18.6	18.6	18.6	2	D460N	18.5
20-mar.-12	RUMIYACU	UI	17.8	17.8	17.8	2	D460N	18.5
22-mar.-12	RUMIYACU	UI	18.6	18.6	18.6	2	D460N	18.5
28-mar.-12	RUMIYACU	UI	17.8	17.8	17.8	2	D460N	18
31-mar.-12	RUMIYACU	UI	18.6	18.6	18.6	2	D460N	18
03-abr.-12	RUMIYACU	UI	303.1	291	12.1	4	D460N	17.8
04-abr.-12	RUMIYACU	UI	344.9	338	6.9	2	D460N	18.4
06-abr.-12	RUMIYACU	UI	355.1	348	7.1	2	D460N	18.5
14-abr.-12	RUMIYACU	UI	337.76	331	6.76	2	D460N	18.4
18-abr.-12	RUMIYACU	UI	329.6	323	6.6	2	D460N	18.4
22-abr.-12	RUMIYACU	UI	339.8	333	6.8	2	D460N	18.4
30-abr.-12	RUMIYACU	UI	350,00	343	7,00	2	D460N	18.4
03-may.-12	RUMIYACU	UI	303.1	291	12.1	4	D460N	17.7
16-may.-12	RUMIYACU	UI	347.96	341	6.96	2	D460N	17.8
17-may.-12	RUMIYACU	UI	343.88	337	6.88	2	D460N	17.8
21-may.-12	RUMIYACU	UI	355.1	348	7.1	2	D460N	17.8
24-may.-12	RUMIYACU	UI	355.1	348	7.1	2	D460N	17.8
30-may.-12	RUMIYACU	UI	352.04	345	7.04	2	D460N	18.5
03-jun.-12	RUMIYACU	UI	307.3	295	12.3	4	D460N	17.7
07-jun.-12	RUMIYACU	UI	355.78	354	1.78	0.5	D460N	18.6
08-jun.-12	RUMIYACU	UI	341.71	340	1.71	0.5	D460N	18.6
15-jun.-12	RUMIYACU	UI	339.7	338	1.7	0.5	D460N	18.4
25-jun.-12	RUMIYACU	UI	337.69	336	1.69	0.5	D460N	18.6
03-jul.-12	RUMIYACU	UI	307.14	301	6.14	2	D460N	17.7
04-jul.-12	RUMIYACU	UI	346.94	340	6.94	2	D460N	18.4
05-jul.-12	RUMIYACU	UI	352.04	345	7.04	2	D460N	18.6
10-jul.-12	RUMIYACU	UI	264.32	263	1.32	0.5	D460N	18.5

TABLA A-1.3. CONTINUACIÓN

14-jul.-12	RUMIYACU	UI	360.81	359	1.81	0.5	D460N	18.6
23-jul.-12	RUMIYACU	UI	360.81	359	1.81	0.5	D460N	18.6
12-ago.-12	RUMIYACU	UI	309.55	308	1.55	0.5	D460N	18.5
13-ago.-12	RUMIYACU	UI	260.3	259	1.3	0.5	D460N	18.6
17-ago.-12	RUMIYACU	UI	221.11	220	1.11	0.5	D460N	18.6
18-ago.-12	RUMIYACU	UI	221.11	220	1.11	0.5	D460N	18.6
19-ago.-12	RUMIYACU	UI	221.11	220	1.11	0.5	D460N	18.6
22-ago.-12	RUMIYACU	UI	220.1	219	1.1	0.5	D460N	18.6
04-sep.-12	RUMIYACU	UI	329.6	323	6.6	2	D460N	18.4
08-sep.-12	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	18.6
10-sep.-12	RUMIYACU	UI	264.32	263	1.32	0.5	D460N	18.5
18-sep.-12	RUMIYACU	UI	234.17	233	1.17	0.5	D460N	18.6
23-sep.-12	RUMIYACU	UI	232.16	231	1.16	0.5	D460N	18.6
03-oct.-12	RUMIYACU	UI	326.54	320	6.54	2	D460N	17.7
06-oct.-12	RUMIYACU	UI	343.72	342	1.72	0.5	D460N	18.5
08-oct.-12	RUMIYACU	UI	235.18	234	1.18	0.5	D460N	18.6
09-oct.-12	RUMIYACU	UI	234.17	233	1.17	0.5	D460N	18.6
14-oct.-12	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	18.5
16-oct.-12	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	18.5
29-oct.-12	RUMIYACU	UI	331.66	330	1.66	0.5	D460N	18.5
31-oct.-12	RUMIYACU	UI	355.78	354	1.78	0.5	D460N	18.5
03-nov.-12	RUMIYACU	UI	345.92	339	6.92	2	D460N	17.7
05-nov.-12	RUMIYACU	UI	355.1	348	7.1	2	D460N	18.6
08-nov.-12	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	18.6
19-nov.-12	RUMIYACU	UI	309.55	308	1.55	0.5	D460N	18.5
20-nov.-12	RUMIYACU	UI	305.53	304	1.53	0.5	D460N	18.5
22-nov.-12	RUMIYACU	UI	309.55	308	1.55	0.5	D460N	18.5
24-nov.-12	RUMIYACU	UI	311.56	310	1.56	0.5	D460N	18.5
28-nov.-12	RUMIYACU	UI	314.58	313	1.58	0.5	D460N	18.5
03-dic.-12	RUMIYACU	UI	367.34	360	7.34	2	D460N	17.7
08-dic.-12	RUMIYACU	UI	289.45	288	1.45	0.5	D460N	18.6
11-dic.-12	RUMIYACU	UI	301.51	300	1.51	0.5	D460N	18.5
23-dic.-12	RUMIYACU	UI	262.31	261	1.31	0.5	D460N	18.5
25-dic.-12	RUMIYACU	UI	240.2	239	1.2	0.5	D460N	18.5
09-ene.-13	RUMIYACU	UI	278.39	277	1.39	0.5	D460N	19
11-ene.-13	RUMIYACU	UI	255.27	254	1.27	0.5	D460N	19
15-ene.-13	RUMIYACU	UI	284.42	283	1.42	0.5	D460N	18.6
16-ene.-13	RUMIYACU	UI	286.43	285	1.43	0.5	D460N	18.5
25-ene.-13	RUMIYACU	UI	245.30	233	12.30	5.0	D460N	18.5
07-feb.-13	RUMIYACU	UI	296.48	295	1.48	0.5	D460N	18.5
10-feb.-13	RUMIYACU	UI	232.16	231	1.16	0.5	D460N	19

TABLA A-1.3. CONTINUACIÓN

13-feb.-13	RUMIYACU	UI	258.29	257	1.29	0	D460N	18.5
14-feb.-13	RUMIYACU	UI	260.30	259	1.30	0	D460N	149
16-feb.-13	RUMIYACU	UI	265.33	264	1.33	0.5	D460N	18.5
22-feb.-13	RUMIYACU	UI	278.39	277	1.39	0.5	D460N	18.5
08-mar.-13	RUMIYACU	UI	246.23	245	1.23	0.5	D460N	19
14-mar.-13	RUMIYACU	UI	288.44	287	1.44	0.5	D460N	18.5
06-abr.-13	RUMIYACU	UI	214.07	213	1.07	0.5	D460N	18.5
07-abr.-13	RUMIYACU	UI	246.23	245	1.23	0.5	D460N	18.5
13-abr.-13	RUMIYACU	UI	250.25	249	1.25	0.5	D460N	18.5
15-abr.-13	RUMIYACU	UI	258.29	257	1.29	0.5	D460N	18.5
19-abr.-13	RUMIYACU	UI	268.34	267	1.34	0.5	D460N	18.5
24-abr.-13	RUMIYACU	UI	257.28	256	1.28	0.5	D460N	18.5
06-may.-13	RUMIYACU	UI	220.10	219	1.10	0.5	D460N	18.5
07-may.-13	RUMIYACU	UI	244.22	243	1.22	0.5	D460N	18.5
09-may.-13	RUMIYACU	UI	294.47	293	1.47	0.5	D460N	19
12-may.-13	RUMIYACU	UI	256.28	255	1.28	0.5	D460N	19
13-may.-13	RUMIYACU	UI	228.14	227	1.14	0.5	D460N	18.5
17-may.-13	RUMIYACU	UI	225.13	224	1.13	0.5	D460N	18.5
27-may.-13	RUMIYACU	UI	220.10	219	1.10	0.5	D460N	18.5
28-may.-13	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	18.4
29-may.-13	RUMIYACU	UI	217.09	216	1.09	0.5	D460N	18.5
31-may.-13	RUMIYACU	UI	225.13	224	1.13	0.5	D460N	18.5
20-jun.-13	RUMIYACU	UI	243.22	242	1.22	0.5	D460N	18.5
24-jun.-13	RUMIYACU	UI	243.20	231	12.20	5.0	D460N	18.5
29-jun.-13	RUMIYACU	UI	264.32	263	1.32	0.5	D460N	18.5
30-jun.-13	RUMIYACU	UI	292.46	291	1.46	0.5	D460N	18.5
04-jul.-13	RUMIYACU	UI	243.22	242	1.22	0.5	D460N	18.5
16-jul.-13	RUMIYACU	UI	223.12	222	1.12	0.5	D460N	18.5
23-jul.-13	RUMIYACU	UI	223.12	222	1.12	0.5	D460N	19
05-ago.-13	RUMIYACU	UI	221.11	220	1.11	0.5	D460N	19
06-ago.-13	RUMIYACU	UI	218.09	217	1.09	0.5	D460N	18.5
08-ago.-13	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	19
13-ago.-13	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	19
14-ago.-13	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	19
15-ago.-13	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	19
18-ago.-13	RUMIYACU	UI	233.17	232	1.17	0.5	D460N	19
27-ago.-13	RUMIYACU	UI	248.24	247	1.24	0.5	D460N	19
29-ago.-13	RUMIYACU	UI	254.27	253	1.27	0.5	D460N	19
02-sep.-13	RUMIYACU	UI	260.30	259	1.30	0.5	D460N	18.5
06-sep.-13	RUMIYACU	UI	243.22	242	1.22	0.5	D460N	15.8
09-sep.-13	RUMIYACU	UI	275.38	274	1.38	0.5	D460N	19

TABLA A-1.3. CONTINUACIÓN

14-sep.-13	RUMIYACU	UI	242.21	241	1.21	0.5	D460N	19
15-sep.-13	RUMIYACU	UI	242.21	241	1.21	0	D460N	19
21-sep.-13	RUMIYACU	UI	245.23	244	1.23	0.5	D460N	19
25-sep.-13	RUMIYACU	UI	242.21	241	1.21	0.5	D460N	19
25-sep.-13	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	19
29-sep.-13	RUMIYACU	UI	226.13	225	1.13	0.5	D460N	19
02-oct.-13	RUMIYACU	UI	263.31	262	1.31	0.5	D460N	18.5
04-oct.-13	RUMIYACU	UI	245.23	244	1.23	0.5	D460N	18.5
05-oct.-13	RUMIYACU	UI	226.13	225	1.13	0.5	D460N	18.6
06-oct.-13	RUMIYACU	UI	271.36	270	1.36	0.5	D460N	18.5
10-oct.-13	RUMIYACU	UI	225.13	224	1.13	0.5	D460N	19
13-oct.-13	RUMIYACU	UI	224.12	223	1.12	0.5	D460N	19
19-oct.-13	RUMIYACU	UI	245.23	244	1.23	0.5	D460N	19
22-oct.-13	RUMIYACU	UI	242.21	241	1.21	0.5	D460N	19
24-oct.-13	RUMIYACU	UI	246.23	245	1.23	0.5	D460N	19
27-oct.-13	RUMIYACU	UI	290.45	289	1.45	0.5	D460N	19
28-oct.-13	RUMIYACU	UI	319.60	318	1.60	0.5	D460N	19
29-oct.-13	RUMIYACU	UI	250.25	249	1.25	0.5	D460N	19
02-nov.-13	RUMIYACU	UI	256.28	255	1.28	0.5	D460N	18.5
06-nov.-13	RUMIYACU	UI	283.42	282	1.42	0.5	D460N	18.5
08-nov.-13	RUMIYACU	UI	232.16	231	1.16	0.5	D460N	19
11-nov.-13	RUMIYACU	UI	250.25	249	1.25	0.5	D460N	19
16-nov.-13	RUMIYACU	UI	257.28	256	1.28	0.5	D460N	19
19-nov.-13	RUMIYACU	UI	262.31	261	1.31	0.5	D460N	19
21-nov.-13	RUMIYACU	UI	266.33	265	1.33	0.5	D460N	19
24-nov.-13	RUMIYACU	UI	300.50	299	1.50	0.5	D460N	19
26-nov.-13	RUMIYACU	UI	293.47	292	1.47	0.5	D460N	19
29-nov.-13	RUMIYACU	UI	270.35	269	1.35	0.5	D460N	19
02-dic.-13	RUMIYACU	UI	258.29	257	1.29	0.5	D460N	18.5
03-dic.-13	RUMIYACU	UI	288.44	287	1.44	0.5	D460N	18.5
12-dic.-13	RUMIYACU	UI	275.38	274	1.38	0.5	D460N	19
14-dic.-13	RUMIYACU	UI	292.46	291	1.46	0.5	D460N	19
16-dic.-13	RUMIYACU	UI	281.41	280	1.41	0.5	D460N	19
18-dic.-13	RUMIYACU	UI	284.42	283	1.42	0.5	D460N	19
20-dic.-13	RUMIYACU	UI	280.40	279	1.40	0.5	D460N	19
25-dic.-13	RUMIYACU	UI	294.47	293	1.47	0.5	D460N	19
08-ene.-14	RUMIYACU	UI	260.30	259	1.30	0.5	D460N	18.5
12-ene.-14	RUMIYACU	UI	158.80	158	0.80	0.5	D460N	18.5
14-ene.-14	RUMIYACU	UI	262.31	261	1.31	0.5	D460N	19
15-ene.-14	RUMIYACU	UI	269.35	268	1.35	0.5	D460N	19
17-ene.-14	RUMIYACU	UI	274.37	273	1.37	0.5	D460N	19

TABLA A-1.3. CONTINUACIÓN

19-ene.-14	RUMIYACU	UI	280.40	279	1.40	0.5	D460N	19
21-ene.-14	RUMIYACU	UI	278.39	277	1.39	0.5	D460N	19
21-ene.-14	RUMIYACU	UI	308.54	307	1.54	0.5	D460N	19
24-ene.-14	RUMIYACU	UI	280.40	279	1.40	0.5	D460N	19
29-ene.-14	RUMIYACU	UI	282.41	281	1.41	0.5	D460N	19
04-feb.-14	RUMIYACU	UI	290.45	289	1.45	0.5	D460N	19
06-feb.-14	RUMIYACU	UI	270.35	269	1.35	0.5	D460N	19
13-feb.-14	RUMIYACU	UI	283.42	282	1.42	0.5	D460N	19
16-feb.-14	RUMIYACU	UI	280.40	279	1.40	0.5	D460N	19
27-feb.-14	RUMIYACU	UI	273.37	272	1.37	0.5	D460N	19
05-mar.-14	RUMIYACU	UI	282.41	281	1.41	0.5	D460N	19
07-mar.-14	RUMIYACU	UI	266.33	265	1.33	0.5	D460N	18.5
08-mar.-14	RUMIYACU	UI	259.29	258	1.29	0.5	D460N	18.5
09-mar.-14	RUMIYACU	UI	253.26	252	1.26	0.5	D460N	18.5
10-mar.-14	RUMIYACU	UI	245.23	244	1.23	0.5	D460N	18.5
11-mar.-14	RUMIYACU	UI	230.15	229	1.15	0.5	D460N	18.5
12-mar.-14	RUMIYACU	UI	246.23	245	1.23	0.5	D460N	18.5
13-mar.-14	RUMIYACU	UI	269.35	268	1.35	0.5	D460N	19
16-mar.-14	RUMIYACU	UI	268.34	267	1.34	0.5	D460N	19
29-mar.-14	RUMIYACU	UI	274.37	273	1.37	0.5	D460N	19
02-abr.-14	RUMIYACU	UI	288.44	287	1.44	0.5	D460N	19
13-abr.-14	RUMIYACU	UI	290.45	289	1.45	0.5	D460N	19
21-abr.-14	RUMIYACU	UI	288.44	287	1.44	0.5	D460N	19
24-abr.-14	RUMIYACU	UI	283.42	282	1.42	0.5	D460N	19
03-may.-14	RUMIYACU	UI	268.34	267	1.34	0.5	D460N	19
04-may.-14	RUMIYACU	UI	295.48	294	1.48	0.5	D460N	19
06-may.-14	RUMIYACU	UI	272.36	271	1.36	0.5	D460N	18.5
07-may.-14	RUMIYACU	UI	273.37	272	1.37	0.5	D460N	18.5
08-may.-14	RUMIYACU	UI	261.30	260	1.30	0.5	D460N	18.5
11-may.-14	RUMIYACU	UI	238.19	237	1.19	0.5	D460N	18.5
16-may.-14	RUMIYACU	UI	215.08	214	1.08	0.5	D460N	19
17-may.-14	RUMIYACU	UI	240.20	239	1.20	0.5	D460N	19
19-may.-14	RUMIYACU	UI	280.40	279	1.40	0.5	D460N	19
22-may.-14	RUMIYACU	UI	273.37	272	1.37	0.5	D460N	19
30-may.-14	RUMIYACU	UI	276.38	275	1.38	0.5	D460N	19
12-jun.-14	RUMIYACU	UI	241.21	240	1.21	0.5	D460N	18.5
19-jun.-14	RUMIYACU	UI	263.31	262	1.31	0.5	D460N	18.5
25-jun.-14	RUMIYACU	UI	275.38	274	1.38	0.5	D460N	18.5
28-jun.-14	RUMIYACU	UI	268.34	267	1.34	0.5	D460N	18.5
01-jul.-14	RUMIYACU	UI	295.48	294	1.48	0.5	D460N	19
06-jul.-14	RUMIYACU	UI	269.35	268	1.35	0.5	D460N	18.5

TABLA A-1.3. CONTINUACIÓN

13-jul.-14	RUMIYACU	UI	268.34	267	1.34	0.5	D460N	18.5
17-jul.-14	RUMIYACU	UI	263.31	262	1.31	0.5	D460N	18.5
20-jul.-14	RUMIYACU	UI	265.33	264	1.33	0.5	D460N	18.5
24-jul.-14	RUMIYACU	UI	260.30	259	1.30	0.5	D460N	18.5
30-jul.-14	RUMIYACU	UI	258.29	257	1.29	0.5	D460N	18.5
03-ago.-14	RUMIYACU	UI	273.37	272	1.37	0.5	D460N	19
04-ago.-14	RUMIYACU	UI	300.5	299	1.5	0.5	D460N	19
08-ago.-14	RUMIYACU	UI	263.31	262	1.31	0.5	D460N	18.5
10-ago.-14	RUMIYACU	UI	240.2	239	1.2	0.5	D460N	18.5
12-ago.-14	RUMIYACU	UI	241.21	240	1.21	0.5	D460N	18.5
13-ago.-14	RUMIYACU	UI	259.29	258	1.29	0.5	D460N	18.5
21-ago.-14	RUMIYACU	UI	255.27	254	1.27	0.5	D460N	18.5
27-ago.-14	RUMIYACU	UI	251.25	250	1.25	0.5	D460N	18.5
01-sep.-14	RUMIYACU	UI	290.45	289	1.45	0.5	D460N	19
05-sep.-14	RUMIYACU	UI	280.4	279	1.4	0.5	D460N	19
07-sep.-14	RUMIYACU	UI	273.37	272	1.37	0.5	D460N	18.5
13-sep.-14	RUMIYACU	UI	244.22	243	1.22	0.5	D460N	18.5
17-sep.-14	RUMIYACU	UI	241.21	240	1.21	0.5	D460N	18.5
24-sep.-14	RUMIYACU	UI	245.23	244	1.23	0.5	D460N	18.5
29-sep.-14	RUMIYACU	UI	245.23	244	1.23	0.5	D460N	18.5
01-oct.-14	RUMIYACU	UI	284.42	283	1.42	0.5	D460N	19
02-oct.-14	RUMIYACU	UI	282.41	281	1.41	0.5	D460N	19
06-oct.-14	RUMIYACU	UI	268.34	267	1.34	0.5	D460N	18.5
08-oct.-14	RUMIYACU	UI	263.31	262	1.31	0.5	D460N	18.5
16-oct.-14	RUMIYACU	UI	243.22	242	1.22	0.5	D460N	18.5
18-oct.-14	RUMIYACU	UI	243.22	242	1.22	0.5	D460N	18.5
22-oct.-14	RUMIYACU	UI	250.25	249	1.25	0.5	D460N	18.5
02-nov.-14	RUMIYACU	UI	282.41	281	1.41	0.5	D460N	19
09-nov.-14	RUMIYACU	UI	249.25	248	1.25	0.5	D460N	18.5
13-nov.-14	RUMIYACU	UI	213.06	212	1.06	0.5	D460N	18.5
18-nov.-14	RUMIYACU	UI	213.06	212	1.06	0.5	D460N	18.5
19-nov.-14	RUMIYACU	UI	255.27	254	1.27	0.5	D460N	18.5
23-nov.-14	RUMIYACU	UI	273.37	272	1.37	0.5	D460N	18.5
01-dic.-14	RUMIYACU	UI	280.4	279	1.4	0.5	D460N	19
05-dic.-14	RUMIYACU	UI	280.4	279	1.4	0.5	D460N	19
12-dic.-14	RUMIYACU	UI	270.35	269	1.35	0.5	D460N	18.5
18-dic.-14	RUMIYACU	UI	272.36	271	1.36	0.5	D460N	18.5
24-dic.-14	RUMIYACU	UI	272.36	271	1.36	0.5	D460N	18.5
28-dic.-14	RUMIYACU	UI	272.36	271	1.36	0.5	D460N	18.5
04-ene.-15	RUMIYACU	UI	226.13	225	1.13	0.5	D460N	18.5
11-feb.-15	RUMIYACU	UI	192.93	191	1.93	1	D460N	17.6

TABLA A-1.3. CONTINUACIÓN

19-abr.-15	RUMIYACU	UI	212.06	211	1.06	0.5	D460N	18.5
20-abr.-15	RUMIYACU	UI	212.06	211	1.06	0.5	D460N	17.6
27-abr.-15	RUMIYACU	UI	210.05	209	1.05	0.5	D460N	17.6
06-may.-15	RUMIYACU	UI	206.06	204	2.06	1	D460N	17.6
27-may.-15	RUMIYACU	UI	211.05	210	1.05	0.5	D460N	17.6
09-jul.-15	RUMIYACU	UI	210.1	208	2.1	1	D460N	17.6
27-jul.-15	RUMIYACU	UI	206.03	205	1.03	0.5	D460N	17.6
30-jul.-15	RUMIYACU	UI	201	200	1	0.5	D460N	17.6
20-ago.-15	RUMIYACU	UI	203.03	201	2.03	1	D460N	17.6
04-sep.-15	RUMIYACU	UI	211.05	210	1.05	0.5	D460N	18.5
16-sep.-15	RUMIYACU	UI	287.88	285	2.88	1	D460N	17.6
27-sep.-15	RUMIYACU	UI	203.03	201	2.03	1	D460N	17.6
04-oct.-15	RUMIYACU	UI	211.05	210	1.05	0.5	D460N	18.5
05-oct.-15	RUMIYACU	UI	210.05	209	1.05	0.5	D460N	17.6
07-oct.-15	RUMIYACU	UI	205.02	204	1.02	0.5	D460N	17.6
16-oct.-15	RUMIYACU	UI	202.02	200	2.02	1	D460N	17.6
24-oct.-15	RUMIYACU	UI	195.96	194	1.96	1	D460N	17.6
21-nov.-15	RUMIYACU	UI	193.94	192	1.94	1	D460N	17.6
04-dic.-15	RUMIYACU	UI	222.11	221	1.11	0.5	D460N	18.5
07-dic.-15	RUMIYACU	UI	205.05	203	2.05	1	D460N	17.6
13-dic.-15	RUMIYACU	UI	193.94	192	1.94	1	D460N	17.6
16-dic.-15	RUMIYACU	UI	196.97	195	1.97	1	D460N	17.6
20-dic.-15	RUMIYACU	UI	196.97	195	1.97	1	D460N	17.6
20-dic.-15	RUMIYACU	UI	197	195.03	1.97	1	D460N	17.6
07-ene.-16	RUMIYACU	UI	208	205.92	2.08	1	D460N	17.6
10-ene.-16	RUMIYACU	UI	209	206.91	2.09	1	D460N	17.6
11-ene.-16	RUMIYACU	UI	211	208.89	2.11	1	D460N	17.6
13-ene.-16	RUMIYACU	UI	211	208.89	2.11	1	D460N	17.6
17-ene.-16	RUMIYACU	UI	211	208.89	2.11	1	D460N	17.6
03-feb.-16	RUMIYACU	UI	207	204.93	2.07	1	D460N	17.6
13-feb.-16	RUMIYACU	UI	207	204.93	2.07	1	D460N	17.6
18-feb.-16	RUMIYACU	UI	207	204.93	2.07	1	D460N	17.6
04-mar.-16	RUMIYACU	UI	206	203.94	2.06	1	D460N	17.6
07-mar.-16	RUMIYACU	UI	204	201.96	2.04	1	D460N	17.6
11-mar.-16	RUMIYACU	UI	203	200.97	2.03	1	D460N	17.6
18-mar.-16	RUMIYACU	UI	204	201.96	2.04	1	D460N	17.6
21-mar.-16	RUMIYACU	UI	209	206.91	2.09	1	D460N	17.6
01-abr.-16	RUMIYACU	UI	204	201.96	2.04	1	D460N	17.6
9-abr.-16	RUMIYACU	UI	203	200.97	2.03	1	D460N	17.6
17-abr.-16	RUMIYACU	UI	205	202.95	2.05	1	D460N	17.6
29-abr.-16	RUMIYACU	UI	204	201.96	2.04	1	D460N	17.6

TABLA A-1.3. CONTINUACIÓN

01-may.-16	RUMIYACU	UI	202	199.98	2.02	1	D460N	17.6
16-jun.-16	RUMIYACU	UI	202	199.98	2.02	1	D460N	17.6
25-jun.-16	RUMIYACU	UI	198	196.02	1.98	1	D460N	17.6
13-ago.-16	RUMIYACU	UI	198	196.02	1.98	1	D460N	17.6
23-oct.-16	RUMIYACU	UI	163	161.37	1.63	1	D460N	17.6
31-oct.-16	RUMIYACU	UI	165	163.35	1.65	1	D460N	17.6
09-ene.-17	RUMIYACU	UI	139	137.61	1.39	1	D460N	17.6
12-ene.-17	RUMIYACU	UI	139	137.61	1.39	1	D460N	17.6
22-ene.-17	RUMIYACU	UI	139	137.61	1.39	1	D460N	17.6
27-ene.-17	RUMIYA CU	UI	139	137.61	1.39	1	D460N	17.6
05-feb.-17	RUMIYACU	UI	133	131.67	1.33	1	D460N	17.6

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORADO POR: Esteban Solís

ANEXO N° 2
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS AUCA – 214;
CONONACO – 39 Y RUMIYACU – 1 CON EQUIPO BES MIP

TABLA A-2.1
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO AUCA – 214

FECHA	CAMPO	ARENISCA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BOMBA	API
25-mar.-18	AUCA CENTRAL	UI	100	10	90	90	NFV-110	18.3
26-mar.-18	AUCA CENTRAL	UI	95	39.9	55.1	58	NFV-110	18.3
27-mar.-18	AUCA CENTRAL	UI	110	88	22	20	NFV-110	18.3
29-mar.-18	AUCA CENTRAL	UI	102	100.98	1.02	1	NFV-110	18.3
01-abr.-18	AUCA CENTRAL	UI	104	101.92	2.08	2	NFV-110	18.3
03-abr.-18	AUCA CENTRAL	UI	104	101.92	2.08	2	NFV-110	18.3
12-abr.-18	AUCA CENTRAL	UI	104	101.92	2.08	2	NFV-110	18.3
22-abr.-18	AUCA CENTRAL	UI	100	98	2	2	NFV-110	18.3
01-may.-18	AUCA CENTRAL	UI	101	98.98	2.02	2	NFV-110	18.3
18-may.-18	AUCA CENTRAL	UI	98	96.04	1.96	2	NFV-110	18.3
29-may.-18	AUCA CENTRAL	UI	100	98	2	2	NFV-110	18.3
12-jun.-18	AUCA CENTRAL	UI	98	96.04	1.96	2	NFV-110	18.3
23-jun.-18	AUCA CENTRAL	UI	100	98	2	2	NFV-110	18.3
09-jul.-18	AUCA CENTRAL	UI	100	97	3	3	NFV-110	18.3
22-jul.-18	AUCA CENTRAL	UI	102	98.94	3.06	3	NFV-110	18.3
05-ago.-18	AUCA CENTRAL	UI	100	97.5	2.5	2.5	NFV-110	18.3
19-ago.-18	AUCA CENTRAL	UI	92	90.16	1.84	2	NFV-110	18.3

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORADO POR: Esteban Solís

TABLA A-2.2
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CONONACO – 39

FECHA	CAMPO	ARENISCA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BOMBA	API
26-ene.-18	CONONACO	UI + TI	240	72	168	70	NFV (130-250)	19,4
27-ene.-18	CONONACO	UI + TI	185	125.8	59.2	32	NFV (130-250)	19,4
28-ene.-18	CONONACO	UI + TI	208	66.56	141.44	68	NFV (130-250)	19,4
29-ene.-18	CONONACO	UI + TI	162	68.04	93.96	58	NFV (130-250)	19,4
30-ene.-18	CONONACO	UI + TI	150	123	27	18	NFV (130-250)	19,4
30-ene.-18	CONONACO	UI + TI	118	96.76	21.24	18	NFV (130-250)	19,2
01-feb.-18	CONONACO	UI + TI	120	98.4	21.6	18	NFV (130-250)	19,2
04-feb.-18	CONONACO	UI + TI	127	104.14	22,86	18	NFV (130-250)	19,2
08-feb.-18	CONONACO	UI + TI	147	120.54	26.46	18	NFV (130-250)	19,2
25-feb.-18	CONONACO	UI + TI	142	116.44	25.56	18	NFV (130-250)	19,2
09-mar.-18	CONONACO	UI + TI	141	107.16	33.84	24	NFV (130-250)	19,2
24-mar.-18	CONONACO	UI + TI	140	106.4	33.6	24	NFV (130-250)	19,2
11-abr.-18	CONONACO	UI + TI	138	104.88	33.12	24	NFV (130-250)	19,2
06-may.-18	CONONACO	UI + TI	136	103.36	32.64	24	NFV (130-250)	19,2
29-may.-18	CONONACO	UI + TI	136	103.36	32.64	24	NFV (130-250)	19,2
02-jun.-18	CONONACO	UI + TI	122	89.06	32.94	27	NFV (130-250)	19,2
10-jun.-18	CONONACO	UI + TI	136	99.28	36.72	27	NFV (130-250)	19,2
14-jun.-18	CONONACO	UI + TI	127	88.9	38.1	30	NFV (130-250)	19,2
25-jun.-18	CONONACO	UI + TI	127	88.9	38.1	30	NFV (130-250)	19,2
20-jul.-18	CONONACO	UI + TI	127	88.9	38.1	30	NFV (130-250)	19,2
02-ago.-18	CONONACO	UI + TI	130	91	39	30	NFV (130-250)	19,2
22-ago.-18	CONONACO	UI + TI	132	92.4	39.6	30	NFV (130-250)	19,2

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORADO POR: Esteban Solís

TABLA A-2.3
HISTORIAL DEPRODUCCIÓN POZO RUMIYACU – 1

FECHA	CAMPO	ARENISCA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	BOMBA	API
25-feb.-18	RUMIYACU	UI	170	51	119	70	NBV (160-250)	17,6
26-feb.-18	RUMIYACU	UI	143	71,5	71,5	50	NBV (160-250)	17,6
03-mar.-18	RUMIYACU	UI	102	81,6	20,4	20	NBV (160-250)	17,6
06-mar.-18	RUMIYACU	UI	102	91,8	10,2	10	NBV (160-250)	17,6
08-mar.-18	RUMIYACU	UI	113	109,61	3,39	3	NBV (160-250)	17,6
12-mar.-18	RUMIYACU	UI	124	120,28	3,72	3	NBV (160-250)	17,6
20-mar.-18	RUMIYACU	UI	131	127,07	3,93	3	NBV (160-250)	17,6
05-abr.-18	RUMIYACU	UI	131	127,07	3,93	3	NBV (160-250)	17,6
11-abr.-18	RUMIYACU	UI	132	128,04	3,96	3	NBV (160-250)	17,6
27-abr.-18	RUMIYACU	UI	112	78,4	33,6	30	NBV (160-250)	17,6
28-abr.-18	RUMIYACU	UI	114	79,8	34,2	30	NBV (160-250)	17,6
01-may.-18	RUMIYACU	UI	112	89,6	22,4	20	NBV (160-250)	17,6
02-may. -18	RUMIYACU	UI	101	90,9	10,1	10	NBV (160-250)	17,6
03-may. -18	RUMIYACU	UI	102	96,9	5,1	5	NBV (160-250)	17,6
17-may. -18	RUMIYACU	UI	109	103,55	5,45	5	NBV (160-250)	17,6
28-may.-18	RUMIYACU	UI	108	102,6	5,4	5	NBV (160-250)	17,6
01-jun.-18	RUMIYACU	UI	119	113,05	5,95	5	NBV (160-250)	17,6
02-jun.-18	RUMIYACU	UI	130	123,5	6,5	5	NBV (160-250)	17,6
03-jun.-18	RUMIYACU	UI	139	132,05	6,95	5	NBV (160-250)	17,6
10-jun.-18	RUMIYACU	UI	146	138,7	7,3	5	NBV (160-250)	17,6
15-jun.-18	RUMIYACU	UI	145	139,2	5,8	4	NBV (160-250)	17,6
18-jun.-18	RUMIYACU	UI	149	143,04	5,96	4	NBV (160-250)	17,6
21-jun.-18	RUMIYACU	UI	154	147,84	6,16	4	NBV (160-250)	17,6
20-jul.-18	RUMIYACU	UI	156	149,76	6,24	4	NBV (160-250)	17,6
01-agos. -18	RUMIYACU	UI	159	152,64	6,36	4	NBV (160-250)	17,6
08-agos. -18	RUMIYACU	UI	161	154,56	6,44	4	NBV (160-250)	17,6
12-agos. -18	RUMIYACU	UI	157	150,72	6,28	4	NBV (160-250)	17,6

FUENTE: ARCH (2018)

ELABORADO POR: Esteban Solís