



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE  
PETRÓLEO EN EL CAMPO PATA”**

### **PROYECTO DE GRADO**

Previo a la Obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEOS**

Presentado por:

**Vicente Andrés Aguirre Muñoz**

**Leonardo André Vera Loor**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**2018**

## DEDICATORIA

A mis padres, Mayra Muñoz y Segundo Aguirre, por ser los pilares fundamentales para culminar mi carrera y por ser mi apoyo en momentos difíciles.

A mi tía Patricia, por ser un modelo de vida, y por el gran apoyo que me dio en mi primer año de universidad.

A mi familia, por ser una parte importante en esta etapa de mi vida, quienes me supieron dar los mejores consejos.

A mis profesores, quienes me han sido de gran importancia en mi desarrollo profesional.

Vicente Andrés Aguirre Muñoz

## **DEDICATORIA**

A mis padres, Richard y Cielo, quienes me han dado, desde muy pequeño, la libertad de elegir mi propio camino y los medios para recorrerlo de la mejor manera.

A mis amigos, quienes hicieron de estos 5 años de carrera una experiencia muy agradable que sin duda recordaré durante toda mi vida.

A mis profesores, por su apoyo, paciencia y motivación para seguir adelante

Leonardo André Vera Loor

## **AGRADECIMIENTO**

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, por habernos brindado el apoyo y los recursos necesarios que facilitaron nuestros estudios a lo largo de la carrera.

A Dios, por darnos la fortaleza que nos permitió llegar hasta esta etapa de culminación de la carrera.

A nuestros padres, por las enseñanzas y consejos, los cuales nos han llevado a la culminación de una etapa importante en nuestra vida.

A PETROAMAZONAS por la confianza y el apoyo para la elaboración de esta tesis.

Un especial agradecimiento al Ing. Fernando Sagnay por su invaluable contribución y predisposición no solo en la elaboración de este proyecto de grado, sino también a lo largo de nuestras carreras.

Vicente Andrés Aguirre Muñoz

Leonardo André Vera Loor

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; nosotros, Vicente Andrés Aguirre Muñoz y Leonardo André Vera Loor, damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

---

Vicente Andrés Aguirre Muñoz

---

Leonardo André Vera Loor

# TRIBUNAL DEL PROYECTO

---

**MSc. Danilo Arcentales**  
PROFESOR DE LA  
MATERIA INTEGRADORA

---

**MSc. Fernando Sagnay**  
PROFESOR DE LA  
MATERIA INTEGRADORA

## RESUMEN

El campo Pata, operado por la empresa PETROAMAZONAS EP a partir del año 2011, tiene una producción promedio de 480 BPPD, la cual se encuentra en la necesidad de ser incrementar a través de operaciones de reacondicionamiento.

Este proyecto de titulación está compuesto por 5 capítulos. El primer capítulo abarca el preámbulo del proyecto, descripción del problema, justificación, objetivo general, objetivos específicos, historia del campo, ubicación del campo, descripción geológica, descripción de facilidades, análisis petrofísico, tipo de empuje de los yacimientos y análisis PVT del campo.

El segundo capítulo incluye historiales de producción, estado actual del campo, análisis de reservas, historiales de reacondicionamiento y registros eléctricos de los pozos, información en la cual se basan los trabajos de reacondicionamientos propuestos para optimizar la producción del campo.

En el tercer capítulo se definen los trabajos recomendados y se estiman los valores de producción luego de realizar los trabajos de reacondicionamiento propuestos para cada pozo.

Por último, el cuarto capítulo presenta las recomendaciones y conclusiones obtenidas de los resultados alcanzados en el proyecto.

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ÍNDICE GENERAL .....	II
ABREVIATURAS.....	VIII
SIMBOLOGÍA.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PREÁMBULO .....	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2.1 DESCRIPCIÓN DE PROBLEMA.....	2
1.2.2 JUSTIFICACIÓN .....	3
1.3 OBJETIVOS.....	3
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
1.4 MARCO TEÓRICO .....	4
1.4.1 HISTORIA DEL CAMPO .....	4
1.4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO.....	5



1.4.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO PATA .....	6
1.4.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN .....	8
1.4.3.1.1 HOLLÍN INFERIOR .....	8
1.4.3.1.2 HOLLÍN SUPERIOR.....	8
1.4.3.2 FORMACIÓN NAPO.....	8
1.4.3.2.1 FORMACIÓN NAPO “T”.....	8
1.4.3.2.1.1 FORMACIÓN NAPO “T” PRINCIPAL.....	8
1.4.3.2.1.2 FORMACIÓN NAPO “T” SUPERIOR.....	8
1.4.3.2.2 FORMACIÓN NAPO “U” .....	9
1.4.3.2.2.1 FORMACIÓN NAPO “U” PRINCIPAL .....	9
1.4.3.2.2.2 FORMACIÓN NAPO “U” MEDIA.....	9
1.4.3.2.2.3 FORMACIÓN NAPO “U” SUPERIOR.....	9
1.4.4 CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS .....	9
1.4.4.1 PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS .....	9
1.4.4.1.1 POROSIDAD.....	9
1.4.4.1.2 PERMEABILIDAD .....	9
1.4.4.1.3 GRAVEDAD API .....	10
1.4.4.1.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO .....	10
1.4.4.1.5 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO.....	11
1.4.4.1.6 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO .....	11
1.4.4.2 RESERVAS .....	11
1.4.4.2.1 RESERVAS POSIBLES .....	12

1.4.4.2.2 RESERVAS PROBABLES .....	12
1.4.4.2.3 RESERVAS PROBADAS .....	12
1.4.4.3 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO .....	12
1.4.4.4 FACTOR DE RECOBRO .....	12
1.4.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS PVT DEL CAMPO PATA.....	13
1.4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL CAMPO PATA.....	14
1.4.6.1 BASAL TENA.....	14
1.4.6.2 NAPO T .....	15
1.4.6.3 HOLLÍN.....	16
1.4.7 MECANISMOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	16
1.4.7.1 BOMBEO HIDRÁULICO .....	18
1.4.7.2 BOMBEO MECÁNICO .....	19
1.4.7.3 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE .....	21
1.4.8 FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	22
CAPÍTULO 2.....	6
METODOLOGÍA.....	6
2.1 METODOLOGÍA .....	35
2.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PATA .....	36
2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PATA .....	42
2.3.1 PATA A-001 .....	43

2.3.1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	43
2.3.1.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	45
2.3.1.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	45
2.3.2 PATA A-002 .....	47
2.3.2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	47
2.3.2.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	48
2.3.2.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	49
2.3.3 PASA-001.....	50
2.3.3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	50
2.3.3.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	51
2.3.3.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	51
2.3.4 PATA A-004 .....	53
2.3.4.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	53
2.3.4.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	54
2.3.4.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	54
2.3.5 PATA A-005 .....	56
2.3.5.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	56
2.3.5.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	57
2.3.5.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	57
2.3.6 PATA A-006 .....	59

2.3.6.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	59
2.3.6.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	60
2.3.6.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	60
2.3.7 PATA C-007 .....	62
2.3.7.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	62
2.3.7.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	63
2.3.8 PATA C-008 .....	63
2.3.8.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	64
2.3.8.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	64
2.3.8.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	65
2.3.9 PATA C-009 .....	66
2.3.9.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	66
2.3.9.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO .....	67
2.3.9.3 REGISTRO PETROFÍSICO .....	67
2.4 DETERMINACIÓN DEL POES DEL CAMPO PATA.....	69
2.5 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO PATA .....	69
2.6 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA REALIZAR EL REDISEÑO; <b>Error! Marcador no definido.</b>	
CAPÍTULO 3.....	71
RESULTADOS .....	71

3.1 PROPUESTAS PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO PATA .....	72
3.1.1 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-001 .....	72
3.1.2 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-002 .....	72
3.1.3 PROPUESTA PARA EL POZO PATA 003 (PASA-001).....	73
3.1.4 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-004 .....	73
3.1.5 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-005 .....	74
3.1.6 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-006 .....	74
3.1.7 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-007 .....	74
3.1.8 PROPUESTA PARA EL POZO PATA C-008 .....	75
3.1.9 PROPUESTA PARA EL POZO PATA C-009 .....	75
3.2 Trabajos de reacondicionamiento propuestos para los pozos del campo Pata .....	76
3.3 Resultados esperados .....	77
CAPÍTULO 4.....	55
CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES .....	55
4.1 CONCLUSIONES .....	80
4.2 RECOMENDACIONES.....	82
BIBLIOGRAFÍA.....	83
ANEXOS.....	57

## ABREVIATURAS

API	Instituto americano del petróleo
BAPD	Barriles de agua por día
BES	Bombeo electro sumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo hidráulico
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic sediments and water
BT	Basal Tena
FR	Factor de recobro
GOR	Relación gas-petróleo
IP	Índice de productividad
IPR	Relación de índice de productividad
MD	Profundidad medida
MTU	Unidad móvil de prueba
NU	Napo U
POES	Petróleo original en sitio
PCP	Bomba de cavidad progresiva
PVT	Presión, volumen y temperatura
SCF	Pies cúbicos estándar

SLA	Sistema de levantamiento artificial
STB	Stock tank barrel
TPF	Facilidades temporales de producción
TVD	Profundidad Vertical verdadera

## SIMBOLOGÍA

$P_b$	Presión de burbuja
$T_y$	Temperatura del yacimiento
$\beta_o$	Factor volumétrico del petróleo
ft	Pies
In	Pulgadas
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit
$P_t$	Presión de inyección del fluido motriz
$P_c$	Presión de cabeza
$P_r$	Presión de reservorio
Psi	Libras por pulgada cuadrada
$P_{wf}$	Presión de fondo fluvente



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Distribución de la producción del activo Palo Azul .....	4
Figura 1.2 Mapa de ubicación del bloque 18, campo Pata.....	5
Figura 1.3 Columna Estratigráfica Campo Pata .....	7
Figura 1.4 Mojabilidad de la roca.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 1.5 Gráfica Pr vs POES.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 1.6 Comportamiento típico de un yacimiento con empuje de acuífero activo... <b>Marcador no definido.</b>	<b>¡Error!</b>
Figura 1.7 Comportamiento típico de un yacimiento con empuje por capa de gas ..... <b>Marcador no definido.</b>	<b>¡Error!</b>
Figura 1.8 Comportamiento típico de un yacimiento con empuje de gas en solución . <b>Marcador no definido.</b>	<b>¡Error!</b>
Figura 1.9 Ciclo de producción de un yacimiento .....	17
Figura 1.10 Mecanismos de levantamiento artificial .....	17
Figura 1.11 Composición de equipo de bombeo hidráulico .....	18
Figura 1.12 Unidad de bombeo mecánico .....	20
Figura 1.13 Composición del sistema de gas lift .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 1.14 Unidad PCP .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 1.15 Sistema BES .....	21
Figura 2.1 Metodología aplicada .....	36
Figura 2.2 Historial de producción campo Pata.....	36
Figura 2.3 Historial de producción campo Pata, año 2009. ....	37
Figura 2.4 Historial de producción campo Pata, año 2010. ....	38

Figura 2.5 Historial de producción campo Pata, año 2011. ....	38
Figura 2.6 Historial de producción campo Pata, año 2012. ....	39
Figura 2. 7 Historial de producción campo Pata, año 2013. ....	39
Figura 2.8 Historial de producción campo Pata, año 2014. ....	40
Figura 2.9 Historial de producción campo Pata, año 2015. ....	40
Figura 2.10 Historial de producción campo Pata, año 2016.. ....	41
Figura 2.11 Historial de producción campo Pata, año 2017. ....	41
Figura 2.12 Historial de producción campo Pata, año 2018. ....	42
Figura 2.13 Historial de producción del Pata A-001 .....	44
Figura 2.14 Registro petrofísico de Pata A-001 .....	46
Figura 2.15 Historial de producción de Pata A-002 .....	47
Figura 2.16 Registro petrofísico de Pata A-002 .....	49
Figura 2.17 Historial de producción de Pasa-001 .....	50
Figura 2.18 Historial de producción del pozo Pasa-001 .....	52
Figura 2.19 Historial de producción de Pata A-004 .....	53
Figura 2.20 Registro petrofísico de Pata A-004.....	55
Figura 2.21 Historial de producción de Pata A-005 .....	56
Figura 2.22 Registro petrofísico de Pata A-005 .....	58
Figura 2.23 Historial de producción de Pata A-006 .....	59
Figura 2.24 Registro petrofísico de Pata A-006.....	61
Figura 2.25 Historial de producción Pata C-007 .....	62
Figura 2.26 Historial de producción de Pata C-008 .....	64
Figura 2.27 Registro petrofísico de Pata C-008.....	65

Figura 2.28 Historial de producción de Pata C-009 .....	66
Figura 2.29 Registros eléctricos de Pata C-009 .....	68

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Clasificación del crudo de acuerdo con la gravedad API.....	10
Tabla 1.2 Resultados del análisis PVT del campo Pata .....	13
Tabla 1.3 Propiedades de la formación Basal Tena .....	14
Tabla 1.4 Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio en Basal Tena .....	14
Tabla 1.5 Propiedades de la formación Napo T .....	15
Tabla 1.6 Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio en Napo T .....	15
Tabla 1.7 Propiedades de la formación Hollín .....	16
Tabla 1.8 Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio en Hollín .....	16
Tabla 1.9 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico .....	19
Tabla 1.10 Rangos Operacionales del Bombeo Mecánico .....	20
Tabla 1.11 Ventajas y Desventajas del Bombeo Mecánico .....	21
Tabla 1.12 Ventajas y desventajas del sistema de gas lift ... <b>¡Error! Marcador no definido.</b>	
Tabla 1.13 Ventajas y desventajas del sistema de cavidad progresiva <b>¡Error! Marcador no definido.</b>	
Tabla 1.14 Ventajas y desventajas del sistema BES.....	22
Tabla 2.1 Historial de producción en BPPD del campo Pata.....	37
Tabla 2.2 Tipos de levantamiento de pozos productores del campo Pata. ....	43
Tabla 2.3 Historial de reacondicionamiento de Pata A-001 .....	45

Tabla 2.4 Historial de reacondicionamiento de Pata A-002.....	48
Tabla 2.5 Historial de reacondicionamiento de Pasa-001 .....	51
Tabla 2.6 Historial de reacondicionamiento de Pata A-004.....	54
Tabla 2.7 Historial de reacondicionamiento de Pata A-005.....	57
Tabla 2.8 Historial de reacondicionamiento.....	60
Tabla 2.9 Historial de reacondicionamiento de Pata C-007.....	63
Tabla 2.10 Historial de reacondicionamiento de Pata C-008.....	64
Tabla 2.11 Historial de reacondicionamiento de Pata C-009.....	67
Tabla 2.12 Parámetros petrofísicos para cálculo del POES.....	69
Tabla 2.13 Reservas totales campo Pata.....	70
Tabla 3.1 Trabajos propuestos en los pozos del campo Pata .....	76
Tabla 3.2 Caudales estimados de los pozos del campo Pata.....	77

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

## 1.1 PREÁMBULO

Al inicio de la vida productiva de un pozo petrolero, el yacimiento cuenta con la energía necesaria para transportar los fluidos hasta la superficie de forma natural. Con el pasar del tiempo, a medida que el yacimiento es depletado, este requiere de energía externa, la cual es proporcionada por métodos artificiales de levantamiento para poder vencer la columna hidrostática y llegar a superficie. Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se vuelve importante obtener reservas adicionales de los campos existentes.

El presente proyecto está enfocado en optimizar la producción de petróleo del campo Pata, a través de la elaboración de un estudio del estado actual del campo, análisis de las reservas, historiales de producción, historiales de reacondicionamiento y análisis de los registros petrofísicos de los pozos del campo Pata.

A partir de la información proporcionada por PETROAMAZONAS EP, se analizó el estado actual de cada pozo y se recomendaron trabajos de reacondicionamientos con el fin de reabrir los pozos que actualmente se encuentran cerrados y de esta manera poder optimizar la producción del campo.

## 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.2.1 DESCRIPCIÓN DE PROBLEMA

Durante la vida productiva de un pozo, las condiciones de yacimiento cambian paulatinamente a medida que el fluido es drenado, en especial al tener campos maduros. Esto se ve reflejado en el factor de recobro, en las tasas de producción, y en la falta de energía para levantar los fluidos a superficie de forma natural. Las nuevas condiciones del yacimiento suelen perjudicar el rendimiento del sistema de levantamiento artificial que se está utilizando, lo cual representa un incremento en los costos de mantenimiento.

La caída en la producción, el bajo precio del petróleo y la escasa inversión para perforar nuevos pozos, generan que se busquen otras alternativas para aumentar la producción de los campos, con el fin de cumplir las metas propuestas anualmente.

## 1.2.2 JUSTIFICACIÓN

Debido a que la venta de barriles de petróleo es la principal fuente de ingreso en la economía de nuestro país, una de las opciones más viables para optimizar la producción de petróleo sin necesidad de perforar nuevos pozos, es la implementación de trabajos de reacondicionamiento a partir del estudio de las condiciones actuales de los pozos.

El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en el recobro de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se mejora la rentabilidad de este. Debido a que estos campos cuentan con una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamiento y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 OBJETIVO GENERAL

- Optimizar la producción del campo Pata a través del análisis de las características generales de cada pozo.

### 1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los pozos candidatos para la optimización de la producción.
- Analizar la condición actual de cada pozo del campo Pata.
- Proponer trabajos de reacondicionamiento que permitan incrementar la producción del campo.

## 1.4 MARCO TEÓRICO

### 1.4.1 HISTORIA DEL CAMPO

El campo Pata pertenece al activo Palo Azul. Este activo abarca los campos: Palo Azul y Pata del bloque 18 y Pucuna del bloque 48. En la actualidad la producción del activo está dividida de la siguiente manera: el campo Palo Azul tiene la mayor producción con 6980 BPPD, el campo Pucuna tiene una producción de 2070 BPPD y el campo Pata tiene una producción de 480 BPPD. Dando una producción total aproximada del activo de 9530 BPPD. En la Figura 1.1 se muestra la distribución de la producción del activo Palo Azul.

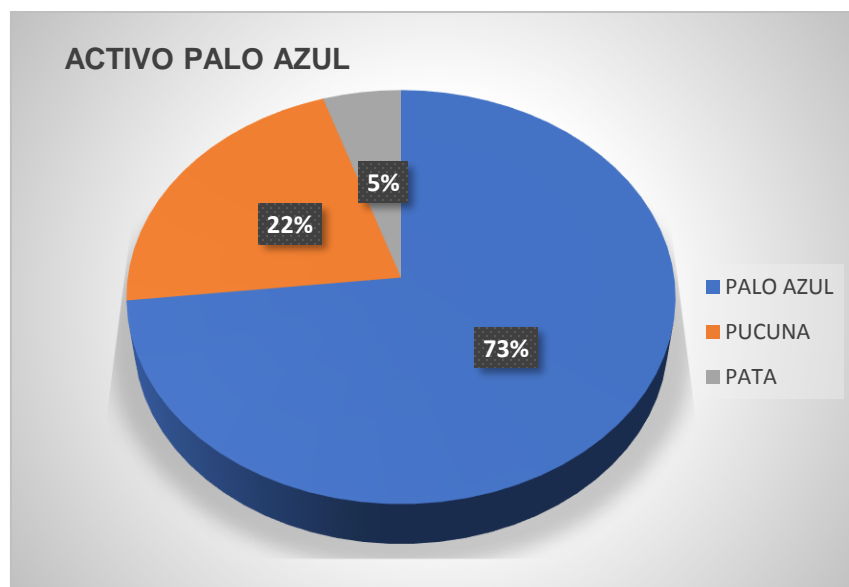


Figura 1.1 Distribución de la producción del activo Palo Azul

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

El campo Pata fue descubierto en el año 1998 a través de la perforación exploratoria del pozo Pata-01. En el año 2000 se perforó el pozo Pata-02. Inició producción en diciembre del 2000. En la actualidad, en el campo Pata se encuentran produciendo tres pozos y uno se encuentra en evaluación, los cuales utilizan diferentes sistemas de levantamiento artificial: uno con bombeo eléctrico sumergible y dos con bombeo hidráulico. Las arenas productoras en el campo Pata son: Basal Tena, Napo "U" y Napo "T", las cuales poseen características de entrapamiento estratigráfico; y, la arena Hollín que es de tipo estructural y se encuentra presente en el área sureste del campo.



Actualmente, se encuentran perforados 9 pozos, de los cuales 3 pozos se encuentran produciendo, uno se encuentra en evaluación, 4 pozos se encuentran cerrados por baja productividad y 1 pozo re-inyector. La producción registrada hasta el 23 de julio del 2018 fue de 700 BFPD, con un BSW de 31.68% y un grado API de 21.4. El pozo re-inyector de agua Pata-07 que reinyectaba a la formación Tiyuyacu se encuentra cerrado por daño de formación, actualmente el agua de producción de Pata se envía a reinyección a Palo Azul.

La producción aproximada del campo Pata se encuentra distribuida de la siguiente manera: el pozo Pata A-004 produce 100 BPPD, el pozo Pata A-006 produce 180 BPPD y el pozo Pata C-008 produce 200 BPPD. Lo cual da una producción aproximada de 480 BPPD en el campo.

#### 1.4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

El campo Pata se encuentra ubicado en el bloque 18, en el cantón La Joya de los Sachas, provincia Francisco de Orellana. El campo Pata limita al suroeste con el pozo Palo Rojo, al noroeste con el campo Sacha, al este con el río Coca y al noroeste con el campo Pucuna. Además, el campo Pata se encuentra a 176 km en línea recta al este de la ciudad de Quito. El mapa de ubicación del campo Pata se encuentra en la Figura 1.2



Figura 1.2 Mapa de ubicación del bloque 18, campo Pata.

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 1.4.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO PATA

Geológicamente el campo Pata se encuentra ubicado al oeste del eje axial de la sub-cuenca cretácica Napo, aproximadamente a 40 Km al oeste de la Zona Sub Andina.

El principal yacimiento productor del campo Pata es la formación Basal Tena, la cual presenta una estructura indefinida y se caracteriza como un entrapamiento de tipo estratigráfico sin una clara depositación.

En el campo los yacimientos productores son: Basal Tena, U y T, y como secundario esta Hollín. Los reservorios asociados a las arenas U, T y Basal Tena presentan características de entrapamiento estratigráfico, con un mecanismo de drenaje asociado a expansión de roca- fluido y gas en solución. El reservorio Hollín que es de tipo estructural tiene un mecanismo de drenaje de empuje de fondo asociado a un acuífero activo.

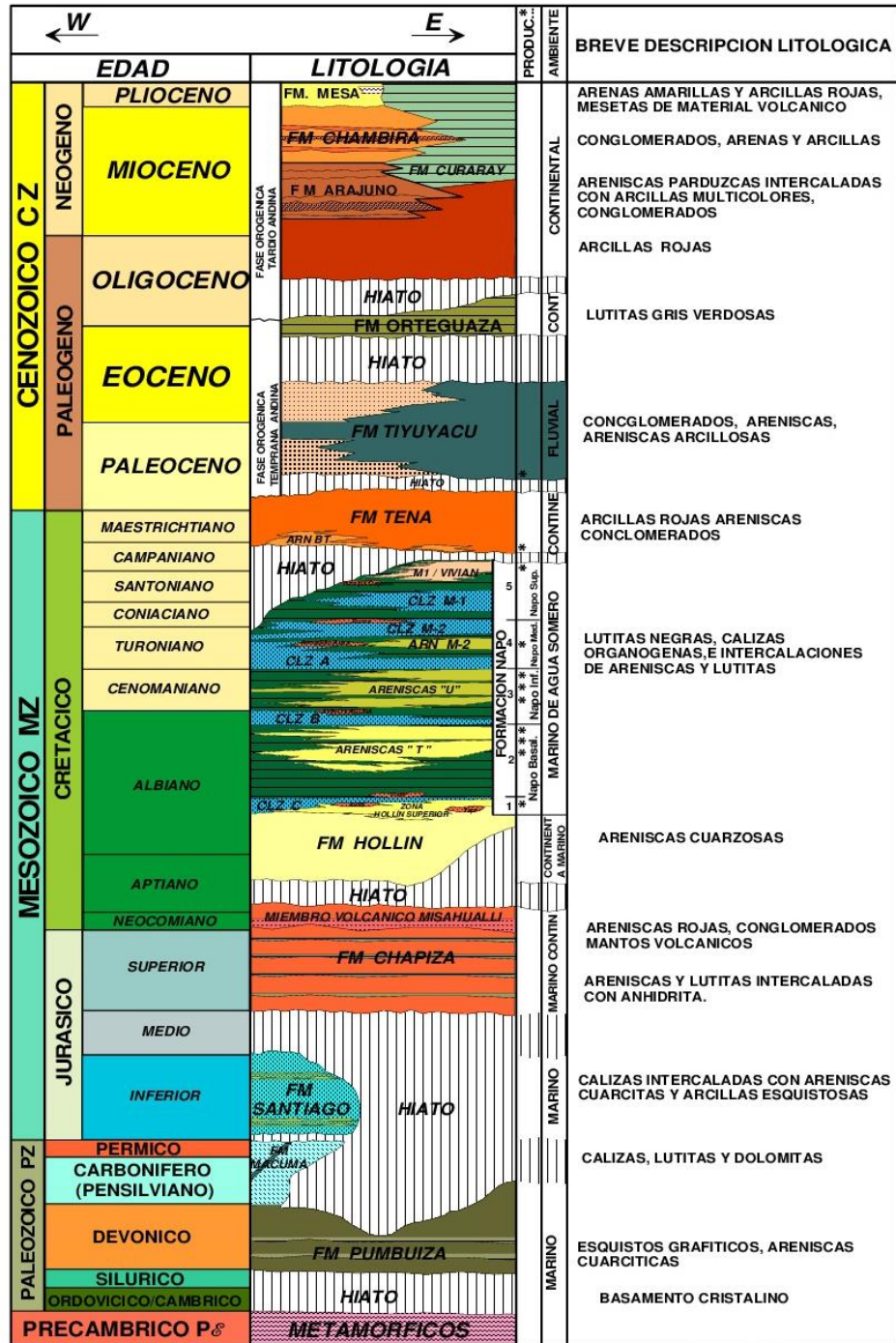
Las arenas U y T de la formación Napo presentan una depositación tipo estuario dominado por mareas con cuerpos arenosos, las cuales se desarrollaron de mejor manera en la parte este de la cuenca y pierden espesor, calidad de arena y continuidad lateral hacia el oeste por estar localizados en la parte más distante del estuario. (PETROAMAZONAS, 2017)

En el ANEXO A se muestran los mapas estructurales en profundidad de las arenas productoras del campo Pata. Entre las cuales tenemos las arenas: Basal Tena y Napo U.

En el ANEXO B se detallan las profundidades y las ubicaciones geográficas de los pozos del campo Pata.

En la Figura 1.3 se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.

## COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE



MODIFICADO DE DASHWOOD Y ABBOTTS

Colaboracion: Pierre Kummert

Realizado por:  
Juan Chiriboga / Omar Corozo

Figura 1.3 Columna Estratigráfica Campo Pata

Fuente: Departamento de Cartografía, PETROPRODUCCIÓN

#### *1.4.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN*

Esta formación es la base de la edad geológica del Cretácico Medio dentro del Mesozoico. Presenta un ambiente de deposición Marino Transgresivo, se encuentra dividida en:

##### *1.4.3.1.1 HOLLÍN INFERIOR*

Está conformada principalmente de una arenisca limpia con poca presencia de arcilla, litológicamente compuesta por arenisca de cuarzo blanco, clara a translúcida, friable cemento calcáreo. Su tipo de ambiente es estuario y fluvial distal y se caracteriza por presentar yacimientos de agua salada como resultado de registros eléctricos.

##### *1.4.3.1.2 HOLLÍN SUPERIOR*

Esta formación se encuentra constituida por intercalaciones de areniscas cuarzosas, de tipo grueso y coloración blanca. En el tope de esta formación se pueden encontrar intercalaciones de lutitas luminosas junto con lutitas bituminosas de coloración oscura.

#### *1.4.3.2 FORMACIÓN NAPO*

Esta formación pertenece a un período que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica. Se caracteriza por tener fuertes reflectores que indican la presencia de niveles de calizas. La formación Napo se encuentra dividida de la siguiente manera:

##### *1.4.3.2.1 FORMACIÓN NAPO “T”*

Es un reservorio de edad albiano y paleoambiente transicional deltaico, posee facies de barras de desembocadura. La formación Napo “T” se encuentra subdividida en dos secuencias clásticas:

###### *1.4.3.2.1.1 FORMACIÓN NAPO “T” PRINCIPAL*

Esta formación se encuentra constituida de areniscas de cuarzo de color gris oscura, grano fino, redondeado a sub-redondeado, friable, cemento silicio, de regular a buena selección.

###### *1.4.3.2.1.2 FORMACIÓN NAPO “T” SUPERIOR*

Esta formación se encuentra constituida por areniscas de cuarzo de color café clara a verdosa y blanca, grano fino, sub-redondeado a subangular, friable, cemento calcáreo, de regular a buena selección.

#### 1.4.3.2.2 FORMACIÓN NAPO “U”

Esta formación posee un depósito Marino Somero a Marino Marginal, con desarrollo de barras de desembocadura. La formación Napo “U” se encuentra dividida en tres niveles, cuyos límites están definidos por sellos lutáceos.

##### 1.4.3.2.2.1 FORMACIÓN NAPO “U” PRINCIPAL

Esta formación se encuentra constituida por una arenisca de cuarzo, color café clara, friable, grano fino a muy fino, sub-redondeado a subangular.

##### 1.4.3.2.2.2 FORMACIÓN NAPO “U” MEDIA

Esta formación se encuentra constituida por areniscas de cuarzo, color café claro, friable, grano fino a medio, redondeado a sub-redondeado, cemento calcáreo. No posee demasiada continuidad de arena.

##### 1.4.3.2.2.3 FORMACIÓN NAPO “U” SUPERIOR

Esta formación se encuentra representada por areniscas de cuarzo, color café claro, friable, grano fino, redondeado a sub-redondeado, cemento calcáreo.

#### 1.4.4 CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

##### 1.4.4.1 PETROFÍSICA Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

###### 1.4.4.1.1 POROSIDAD

La porosidad ( $\emptyset$ ) es una medida del volumen disponible dentro de la roca capaz de contener fluidos del reservorio. Por lo tanto, el volumen de crudo, agua y gas en un reservorio dado depende de forma directa de la porosidad (The Robert Gordon University, 2012)

La porosidad es la relación entre el espacio vacío dentro de la roca (volumen poroso,  $V_p$ ) y el volumen total de la roca ( $V_b$ ). En la Ec. 1.1 se muestra la fórmula para hallar la porosidad de una roca.

$$\text{Porosidad} = \emptyset = \frac{V_p}{V_b} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

###### 1.4.4.1.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad ( $k$ ) es la capacidad de una roca para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener grandes poros interconectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos, con poros más pequeños, escasamente interconectados. (Schlumberger, 2018)

#### 1.4.4.1.3 GRAVEDAD API

Es la escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos del petróleo, expresada en grados. La Ec. 1.2 muestra la fórmula utilizada para hallar la gravedad API de un determinado fluido a partir de su gravedad específica.

$$API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (\text{Ec. 1.2})$$

La gravedad API esta graduada en un instrumento de hidrómetros y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API. En la Tabla 1.1 se muestra la clasificación del crudo según sus grados API.

Tipo de crudo	°API
Extrapesado	< 10
Pesado	10 - 22.3
Mediano	22.3 - 31.1
Ligero	>31.1

Tabla 1.1. Clasificación del crudo de acuerdo con la gravedad API

Fuente: (Contreras, 2014)

#### 1.4.4.1.4 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

El factor volumétrico del petróleo ( $\beta_o$ ) es el volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones del yacimiento dividido por el volumen de petróleo en condiciones normales. Debido a que la mayoría de las mediciones de producción de petróleo y gas se hacen en la superficie y el flujo de fluidos tiene lugar en la formación, son necesarios factores volumétricos para convertir los volúmenes obtenidos en superficie a las condiciones del

yacimiento. Los factores volumétricos de petróleo son casi siempre mayores a 1 debido a que el petróleo de la formación usualmente contiene gas disuelto que sale de la solución en el pozo con las caídas de presión (Schlumberger, 2018).

#### 1.4.4.1.5 RELACIÓN GAS-PETRÓLEO

El GOR es la relación entre el gas producido con respecto al petróleo producido. (Schlumberger, 2018)

#### 1.4.4.1.6 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO

La presión que actúa sobre el yacimiento debajo de la superficie de la tierra es el resultado de la carga ejercida por las diferentes capas estratigráficas que se encuentran por encima del mismo. El peso de los estratos es soportado por la matriz de la roca y los fluidos presentes en los poros de esta.

A medida que los hidrocarburos son producidos, la presión del fluido en los poros de la roca reservorio disminuye al aumentar la presión de sobrecarga soportada por la matriz de la roca, la cual reduce su volumen total y el volumen poroso, por lo tanto, la porosidad del yacimiento. Se asume que este proceso ocurre a una temperatura constante. En la Ec. 1.3 se muestra la fórmula que se utiliza para hallar la compresibilidad de un fluido en un determinado volumen poroso.

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dP} [psi^{-1}] \quad (\text{Ec. 1.3})$$

#### 1.4.4.2 RESERVAS

Las reservas son cantidades de hidrocarburo que se consideran pueden ser recuperadas comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre. Esta incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de estos datos. Las reservas no probadas son menos ciertas a ser recuperadas que las probadas y pueden ser subclasificadas en reservas posibles y reservas probables para denotar progresivamente el incremento de la incertidumbre en su recuperación.

#### 1.4.4.2.1 RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería y geología sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad del 10% de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables más posibles.

#### 1.4.4.2.2 RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50% de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

#### 1.4.4.2.3 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones.

#### *1.4.4.3 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO*

Es la cantidad de petróleo que se estima que existe originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural. Esto incluye la cantidad de petróleo que se estima, a fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción, además de aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir.

#### *1.4.4.4 FACTOR DE RECOBRO*

Es la cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje. El factor de recobro es una función del mecanismo de desplazamiento. Un objetivo importante de la recuperación de petróleo mejorada es incrementar el factor de recobro (Schlumberger, 2018).



#### 1.4.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS PVT DEL CAMPO PATA

El análisis PVT representa un conjunto de pruebas de laboratorio que se realizan a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas, con el fin de determinar propiedades de los fluidos presentes en un yacimiento.

En la Tabla 1.2 se resumen los resultados de los análisis PVT.

<b>ANÁLISIS PVT</b>			
Formación	Presión (PSI)	Factor volumétrico del petróleo	API @ 60°F
Arena BT	4500	1.115	20.8
Arena NU	4140	1.270	25

*Tabla 1.2 Resultados del análisis PVT del campo Pata*

Fuente: Departamento de yacimientos, PETROAMAZONAS EP

## 1.4.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL CAMPO PATA

### 1.4.6.1 BASAL TENA

En la Tabla 1.3 se muestran las propiedades de la formación Basal Tena.

<b>PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN</b>				
Entrampamiento	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad promedio (mD)	Espesor promedio (ft)	Profundidad promedio TVD (ft)
Estratigráfico	15.6	800	11.5	8903

Tabla 1.3 Propiedades de la formación Basal Tena

Fuente: PETROAMAZONAS

En la Tabla 1.4 se muestran las propiedades a condiciones de reservorio en Basal Tena.

<b>PROPIEDADES DE FLUIDO A CONDICIONES DE RESERVORIO</b>			
API	Factor volumétrico (BBL/STB)	Relación de solubilidad (SPC/BN)	Viscosidad (cP)
20.8	1.10	107	9.44

Tabla 1.4 Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio en Basal Tena

Fuente: PETROAMAZONAS

#### 1.4.6.2 NAPO T

En la Tabla 1.5 se muestran las propiedades de la formación Napo T.

<b>PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN</b>				
Entrampamiento	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad promedio (mD)	Espesor promedio (ft)	Profundidad promedio TVD (ft)
Estratigráfico	13.5	30	21.2	9797

Tabla 1.5 Propiedades de la formación Napo T

Fuente: PETROAMAZONAS

En la Tabla 1.6 se muestran las propiedades a condiciones de reservorio en Napo T.

<b>PROPIEDADES DE FLUIDO A CONDICIONES DE RESERVORIO</b>			
API	Factor volumétrico (BBL/STB)	Relación de solubilidad (SPC/BN)	Viscosidad (cP)
32.5	1.41	452	0.64

Tabla 1.6 Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio en Napo T

Fuente: PETROAMAZONAS

### 1.4.6.3 HOLLÍN

En la Tabla 1.7 se muestran las propiedades de la formación Hollín.

<b>PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN</b>				
Entrampamiento	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad promedio (mD)	Espesor promedio (ft)	Profundidad promedio TVD (ft)
Estructural	14	120	37.8	9986

Tabla 1.7 Propiedades de la formación Hollín

Fuente: PETROAMAZONAS

En la Tabla 1.8 se muestran las propiedades a condiciones de reservorio en Hollín.

<b>PROPIEDADES DE FLUIDO A CONDICIONES DE RESERVORIO</b>			
API	Factor volumétrico (BBL/STB)	Relación de solubilidad (SPC/BN)	Viscosidad (cP)
29.91	1.25	35	1.29

Tabla 1.8 Propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio en Hollín

Fuente: PETROAMAZONAS

### 1.4.7 MECANISMOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Cuando el ciclo de producción a flujo natural de un pozo llega a su fin es necesario la implementación de un mecanismo de levantamiento artificial para mantener al pozo en producción. Es importante la implementación de un mecanismo óptimo para cada pozo con el fin de optimizar la producción de este. En la Figura 1.7 podemos observar el ciclo de producción de un yacimiento.

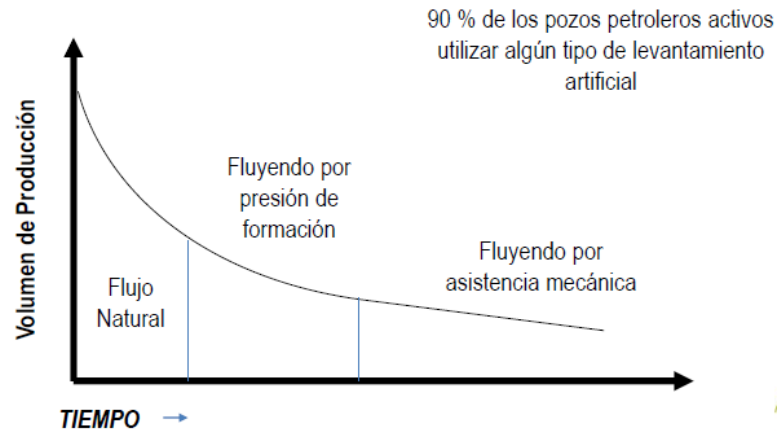


Figura 1.4 Ciclo de producción de un yacimiento

Fuente: (Villacis, 2015)

Entre los mecanismos de levantamiento artificial encontramos al bombeo mecánico, gas lift, bombeo hidráulico, cavidad progresiva y bombeo electro sumergible. En la siguiente Figura 1.8 se muestra valores de rendimiento de cada mecanismo.

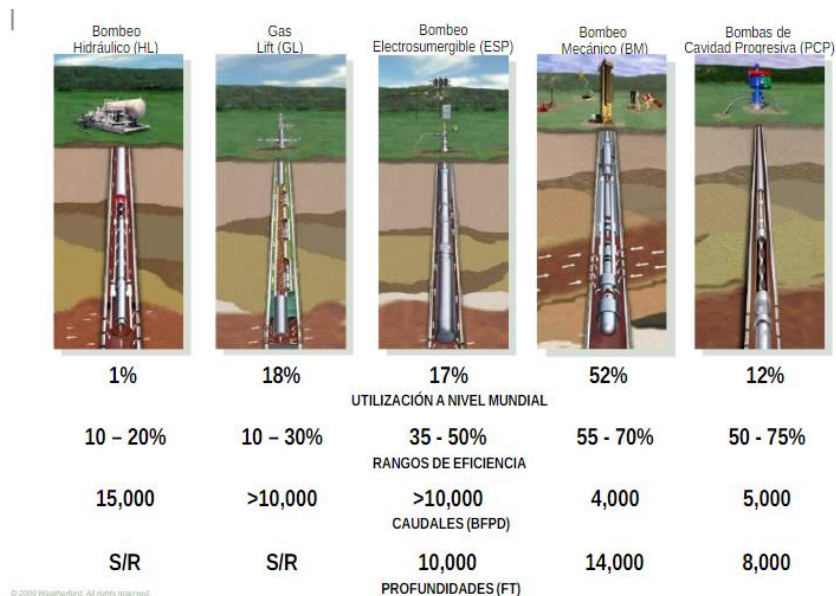


Figura 1.5 Mecanismos de levantamiento artificial

Fuente: (Villacis, 2015)

Es importante recalcar que un buen diseño del sistema de levantamiento artificial provee un esquema económicamente rentable, ya que esto conlleva a larga vida de los equipos, producción de hidrocarburo al menor costo posible y posee una alta eficiencia.

### 1.4.7.1 BOMBEO HIDRÁULICO

El bombeo hidráulico es un tipo de levantamiento artificial que opera a través del funcionamiento de una bomba ubicada en el fondo del pozo. En superficie es ubicada una bomba hidráulica, la cual presuriza el fluido motriz que permite funcionar a la bomba de fondo. El fluido motriz es bombeado hacia abajo a través del tubing y, una mezcla de petróleo con el fluido motriz es producida a través del espacio anular que existe entre el tubing y la tubería de revestimiento. En la Figura 1.9 se observa los principales componentes de un equipo de bombeo hidráulico.

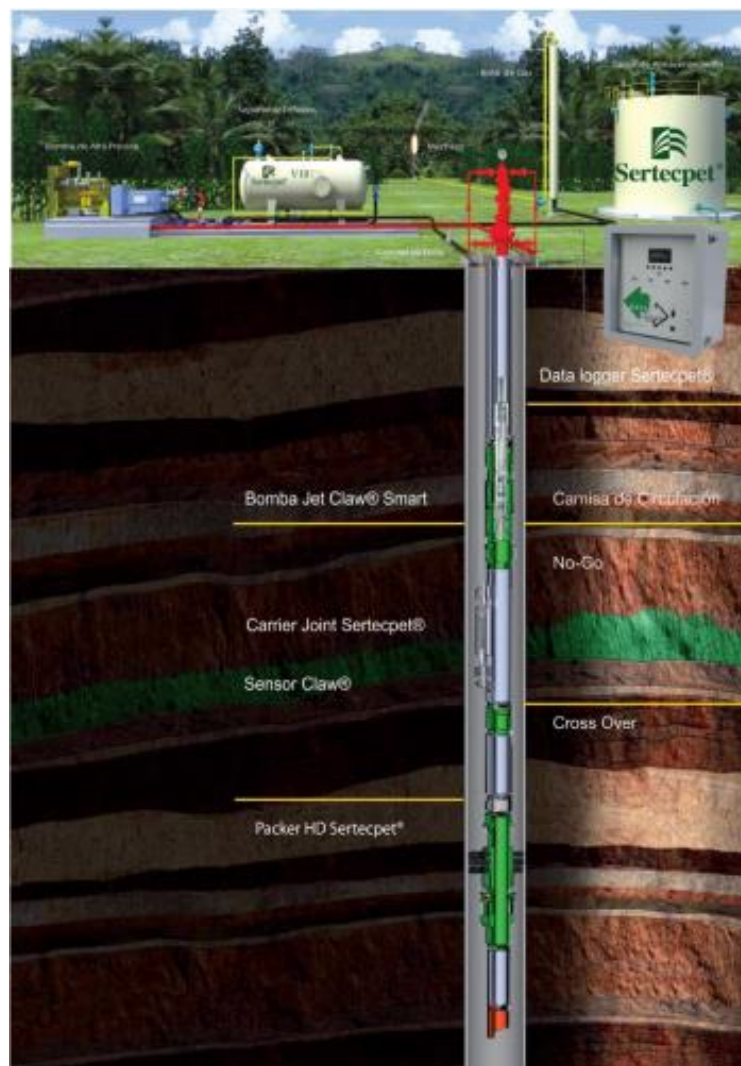


Figura 1.6 Composición de equipo de bombeo hidráulico

Fuente: SERTECPET

En la Tabla 1.9 se indican las ventajas y desventajas del sistema de bombeo hidráulico.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Se utiliza generalmente en pozos con revestimientos deteriorados.	Poca eficiencia comparada con otros SLA
Puede trabajar en operaciones de recuperación de ácidos y solventes	Limitaciones de espacio, especialmente para campos costa afuera
Puede trabajar en pozos verticales, horizontales o desviados	Líneas superficiales a muy alta presión
Bajos costos de operación y bajos costos de energía	Puede haber cavitación si no se controla la sumergencia de la bomba

Tabla 1.9 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico

Fuente: SERTECPET

#### 1.4.7.2 BOMBEO MECÁNICO

Este mecanismo de levantamiento artificial es el más usado a nivel mundial y consta de un equipo en superficie, el cual provee de energía a un equipo en subsuelo, la cual es transmitida por una sarta de varillas hasta la bomba la cual desplaza el fluido hasta la superficie. Existen diferentes tipos de unidades de bombeo mecánico como la unidad convencional, balanceada por aire, Mark II, ROTAFLEX, entre otras. En la Figura 1.10 se puede observar una unidad de bombeo mecánico convencional en la cual se identifica los componentes más importantes de la unidad.

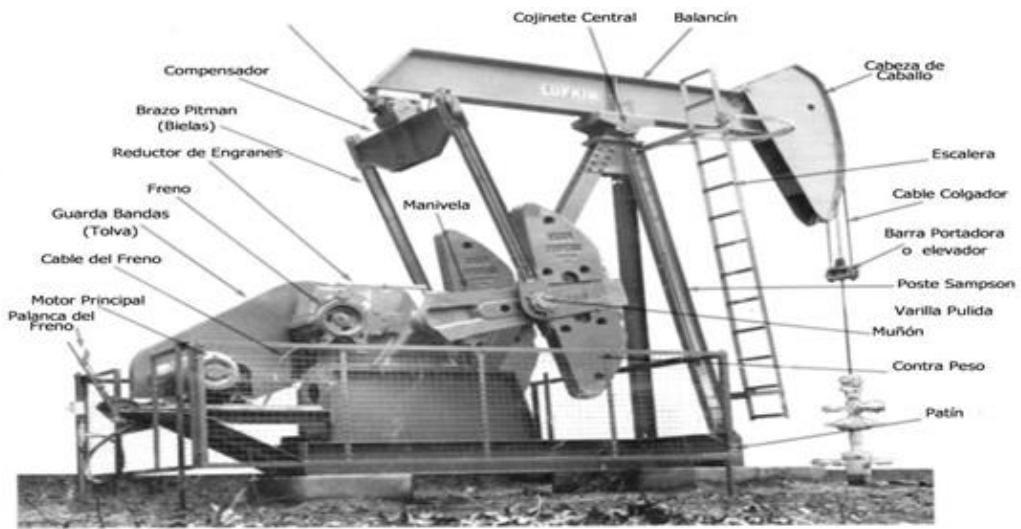


Figura 1.7 Unidad de bombeo mecánico

Fuente: (Villacis, 2015)

En la Tabla 1.10 podemos observar los rangos operacionales que maneja el bombeo mecánico y en la Tabla 1.11 se observan las ventajas y desventajas de este equipo.

	Rango de operación
<b>Profundidad de operación</b>	< 16000 ft
<b>Volumen operacional</b>	< 50000 BFPD
<b>Temperatura operacional</b>	< 550 °F
<b>Desviación del pozo</b>	< 15°/100 ft
<b>Manejo del gas y solidos</b>	Bueno
<b>Gravedad API</b>	>8°

Tabla 1.10 Rangos Operacionales del Bombeo Mecánico

Fuente: WEATHERFORD



Ventajas	Desventajas
Sistema de fácil análisis y diseño	Susceptible de presentar bloqueo por excesivo de gas libre
Pueden ser usados durante toda la vida del pozo	Poco viable en pozos con desviación
La capacidad de bombeo puede ser fácilmente cambiada	Ocupa mucho espacio en superficie
Puede producir crudos con alta viscosidad	La profundidad representa una limitación
Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores	El sistema requiere mantenimiento constante

Tabla 1.11 Ventajas y Desventajas del Bombeo Mecánico

Fuente: WEATHERFORD

#### 1.4.7.3 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

En tipo de bombeo se cuenta con un sistema localizado en el fondo del pozo el cual es accionado eléctricamente. En el encontramos secciones de la bomba centrífuga con varias etapas las cuales se diseñan debido a las necesidades de producción que se tenga. En la Figura 1.11 se pueden reconocer los principales componentes de un equipo de bombeo eléctrico sumergible.

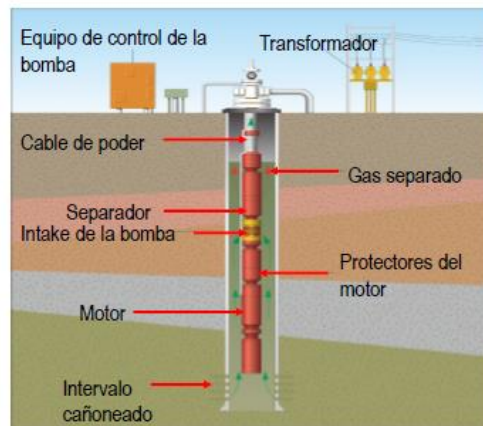


Figura 1.8 Sistema BES

Fuente: (Schlumberger, 2018)

Las ventajas y desventajas de este sistema de levantamiento son mencionadas en la Tabla 1.12.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Levanta alto volúmenes de fluido	Inversión inicial alta
Maneja altos cortes de agua	Alto consumo de potencia
Requiere pocas instalaciones en superficie	Los cables que usa se deterioran en altas temperaturas
Permite aplicar tratamientos contra la corrosión	Difícil de instalar

Tabla 1.12 Ventajas y desventajas del sistema BES

Fuente: WEATHERFORD

#### 1.4.8 FACILIDADES DE SUPERFICIE

En el campo Pata se encuentra ubicada la planta de tratamiento TPF-Pata, la cual es abastecida de la producción de tres *wellpads* (Pata-A, Pata-C y Pata-Sureste). En la actualidad, la planta recibe la producción de apenas 3 pozos que son el Pata A-004 con un aporte de 103 BPPD, Pata A-006 con un aporte de 186 BPPD y Pata C-008 con un aporte de 200 BPPD, lo que representa un manejo diario de 489 BPPD netos aproximadamente, los cuales son bombeados en conjunto con el crudo del campo Pucuna a través oleoducto secundario hacia Eno (PETROAMAZONAS E. , 2017).

El pozo Pata A-006 produce por Bombeo Electro-sumergible, mientras que los pozos Pata A-004 y Pata C-008 producen mediante Bombeo Hidráulico. El sistema de bombeo hidráulico está conformado por: una bomba de superficie que alimenta de fluido a la formación a una determinada presión de inyección. El pozo Pata A-004 se encuentra abastecido desde el sistema *Power Oil* instalado en la planta, el cual utiliza petróleo como fluido motriz. El volumen de fluido motriz inyectado es de 1800 BPPD a una presión de 3700 psi.

En la estación de producción se encuentra instalado un tanque multipropósito, el cual cumple las funciones de tanque lavado, tanque de surgencia, tanque de almacenamiento

de fluido motriz y tanque de almacenamiento para fluido de exportación, de forma simultánea.

El fluido motriz es transportado por una tubería de 4 pulgadas de diámetro, la que se conecta desde el tanque multipropósito y se dirige hacia el cabezal del pozo.

Por otro lado, el pozo Pata C-008 cuenta con una unidad MTU debido a que no existe una línea de conexión para transportar el fluido motriz hacia el mismo. Se inyectan 1800 BPPD de fluido motriz a una presión de 3200 psi. La producción de este pozo se transporta mediante vacuum, la cual lleva el fluido hacia la estación de tratamiento ubicada en el campo Pata.

La producción proveniente de los pozos es llevada hacia un separador trifásico, el cual se encarga de separar las fases de agua crudo y gas. El gas proveniente del separador pasa a ser quemado en la tea de baja presión. El agua separada se acumula en los tanques de almacenamiento de agua para posteriormente ser inyectada a través del pozo Pata A-007, el cual se encuentra cerrado por problemas de admisión del agua. Por esta razón, el agua producida es transportada por medio de un vacuum hacia la planta de tratamiento del campo Palo Azul.

El crudo producido al salir del separador pasa a través de una bota de gas, con el fin de extraer el pequeño porcentaje de gas que sigue presente en el crudo. Luego pasa a ser almacenado en el tanque multipropósito para finalmente ser bombeado hacia Eno o ser usado como fluido motriz.

En el ANEXO C se muestra el esquema de las facilidades con las que cuenta la estación de tratamiento TPF-PATA.

# CAPÍTULO 2

## METODOLOGÍA

## 2.1 METODOLOGÍA

El desarrollo integral del proyecto incluye el análisis de los 9 pozos que se encuentran perforados en el campo Pata. La metodología aplicada para este proyecto de investigación se basa en 5 pasos principales:

1. El primer paso se enfoca en la identificación del problema, el cual es la baja producción que actualmente presenta el campo Pata.
2. Posteriormente se analiza el estado actual de los pozos a través de los datos de reservas, historiales de producción, historiales de reacondicionamientos y registros petrofísicos de los pozos del campo Pata.
3. Luego de conocer las condiciones a las que se encuentran cada uno de los pozos del campo Pata, se procede a proponer trabajos de reacondicionamiento para los pozos que actualmente se encuentran cerrados, con el fin de que dichos pozos sean productores nuevamente y de esta manera poder incrementar la producción del campo.
4. En el capítulo 3 se muestran los caudales esperados, los cuales se basan en el análisis de los historiales de producción de cada uno de los pozos. En el caso del pozo Pata C-009, cuyo historial de producción es bastante limitado, se debe tomar en cuenta la producción del pozo Pata A-001, ya que el mapa estructural de la arena Basal Tena (ANEXO A) muestra que ambos pozos cuentan con similar profundidad de espesor en esta arena.
5. Finalmente, se muestran las conclusiones a las que se llegó al finalizar este proyecto y las recomendaciones a ser consideradas para futuros trabajos.

En la Figura 2.1 se muestra la secuencia de la metodología aplicada.

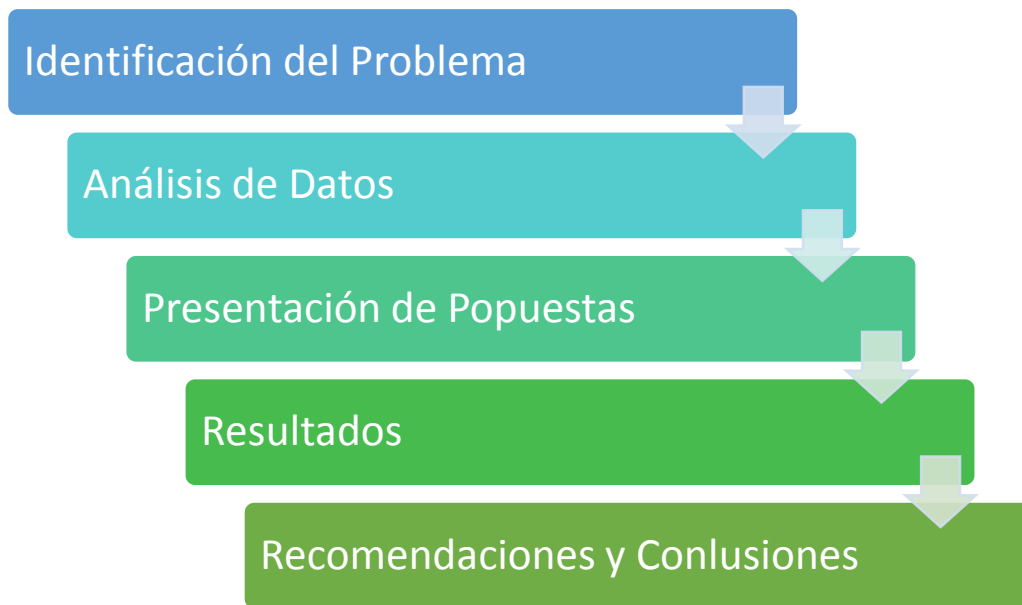


Figura 2.1 Metodología aplicada

Fuente: Aguirre - Vera

## 2.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PATA

En la Figura 2.2 se muestran los valores de producción anual del campo Pata. En la Tabla 2.1 se detallan los valores de producción mensual del campo Pata desde el año 2009, hasta julio del 2018.

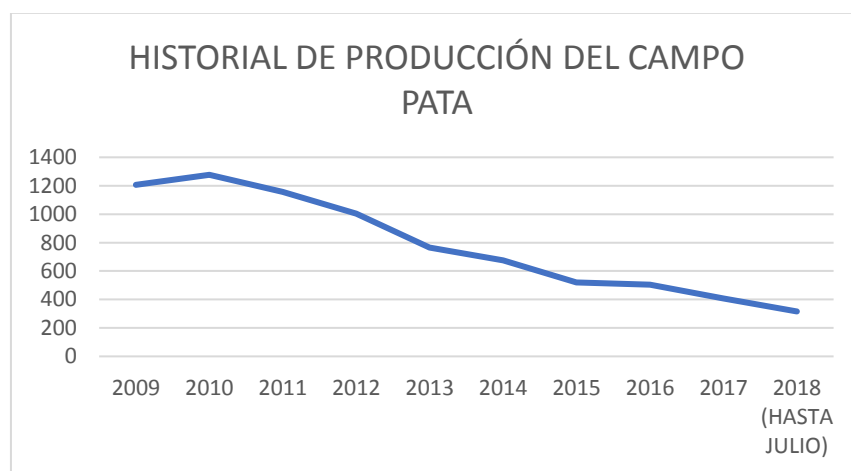


Figura 2.2 Historial de producción campo Pata.

Fuente: PETROAMAZONAS

MES	AÑO									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENERO	1603	1314	1189	1041	928	730	414	464	508	262
FEBRERO	1125	1335	1213	1031	872	720	429	526	507	287
MARZO	903	1283	1179	1030	793	777	678	530	505	297
ABRIL	827	1358	1193	988	779	733	637	548	472	304
MAYO	919	1348	1251	866	754	704	594	527	420	302
JUNIO	856	1314	1206	781	727	701	630	530	398	309
JULIO	1223	1285	1152	1222	710	713	625	527	378	452
AGOSTO	1453	1269	1110	977	712	606	410	508	380	-
SEPTIEMBRE	1490	1190	1111	880	692	565	510	511	373	-
OCTUBRE	1404	1206	1118	1304	655	610	497	503	363	-
NOVIEMBRE	1336	1242	1089	1331	741	593	460	505	358	-
DICIEMBRE	1332	1186	1086	996	830	587	442	391	248	-

Tabla 2.1 Historial de producción en BPPD del campo Pata

Fuente: PETROAMAZONAS

En las Figuras 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7, 2.8, 2.9, 2.10, 2.11 y 2.12 se muestran los valores de producción anuales del campo Pata.

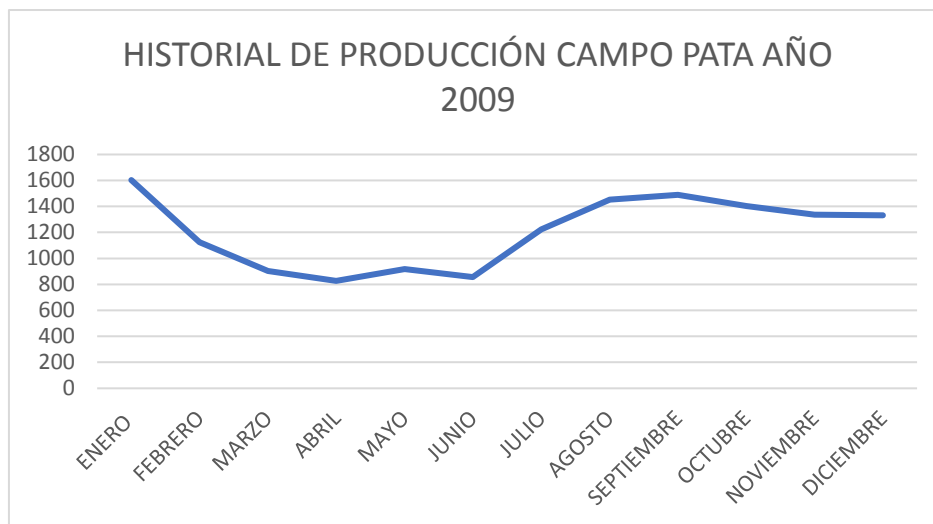


Figura 2.3 Historial de producción campo Pata, año 2009.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

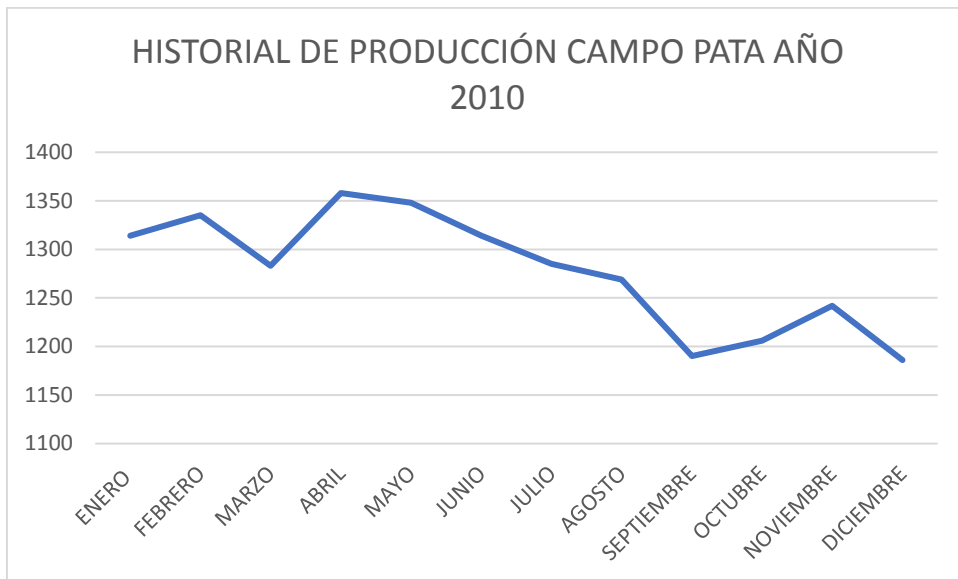


Figura 2.4 Historial de producción campo Pata, año 2010.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

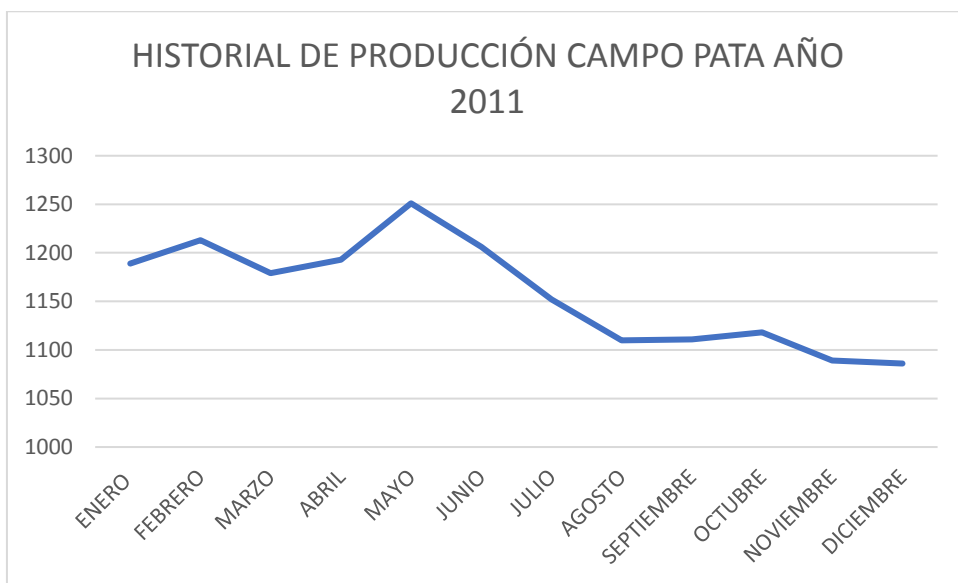


Figura 2.5 Historial de producción campo Pata, año 2011.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)



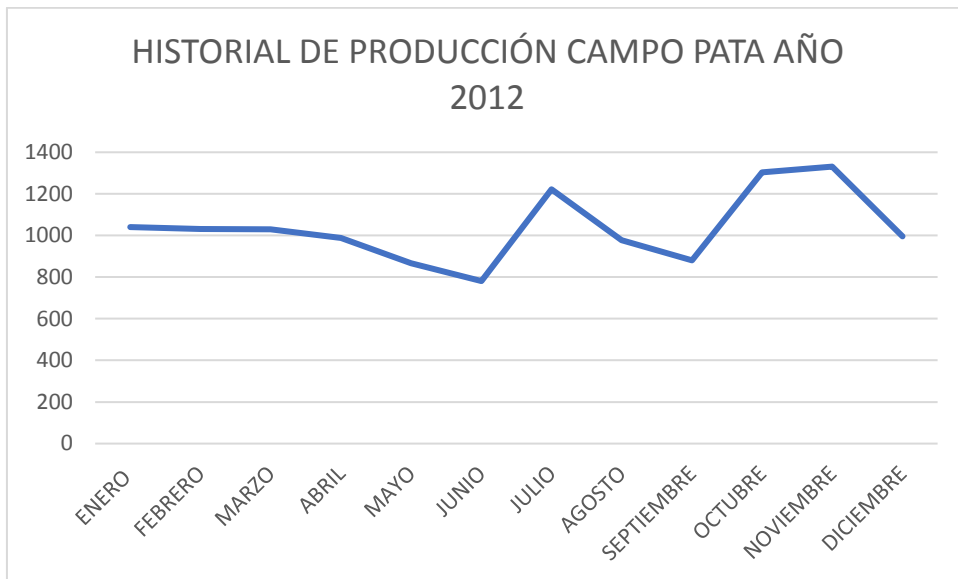


Figura 2.6 Historial de producción campo Pata, año 2012.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

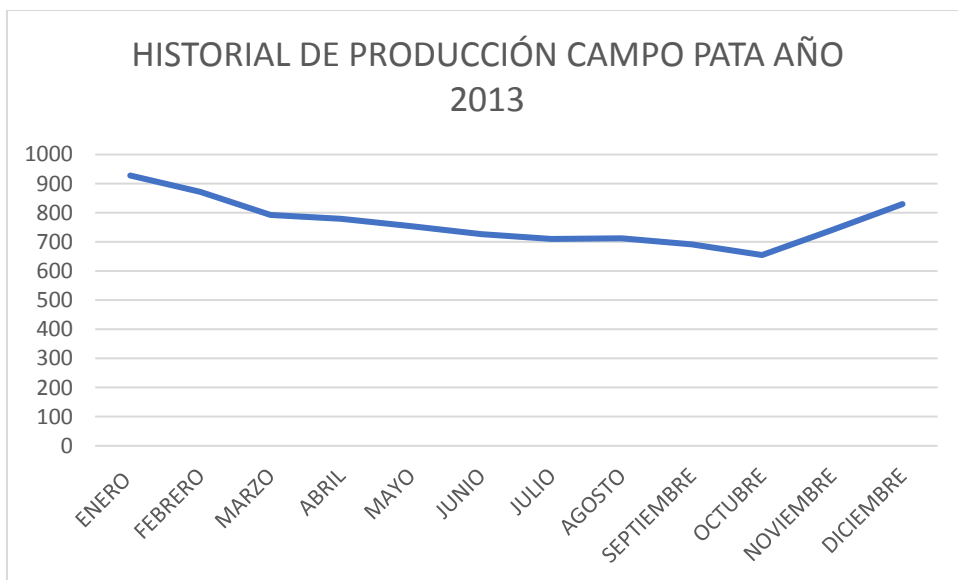


Figura 2.7 Historial de producción campo Pata, año 2013.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

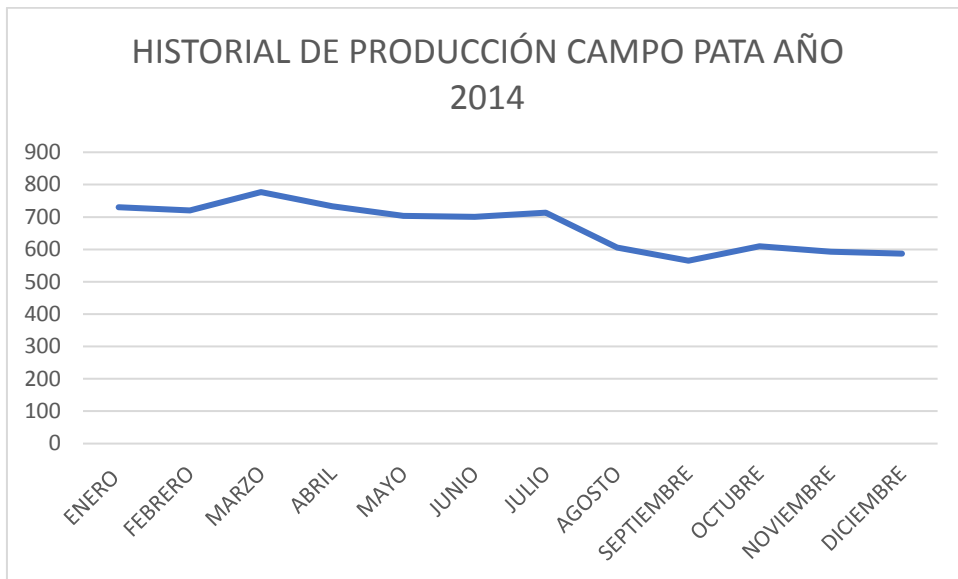


Figura 2.8 Historial de producción campo Pata, año 2014.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

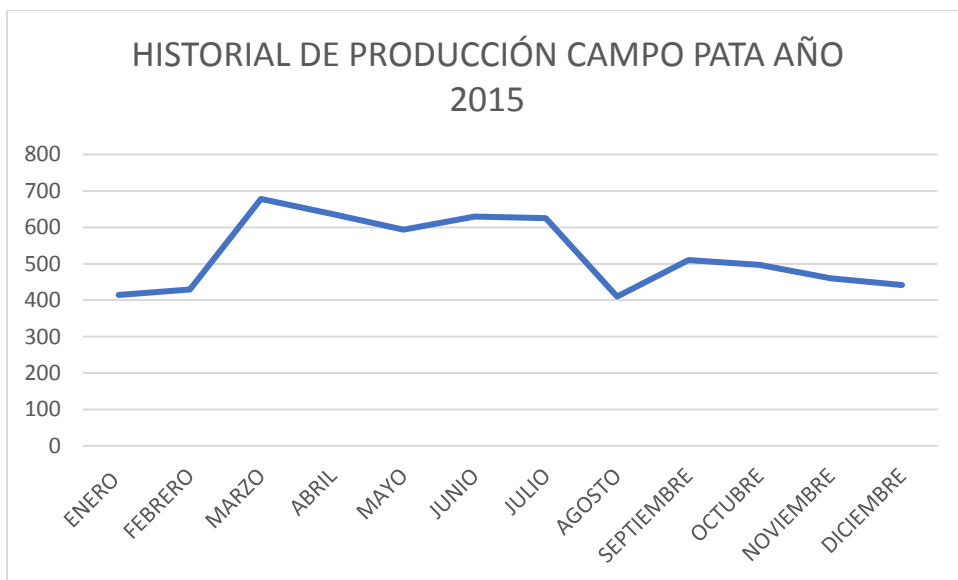


Figura 2.9 Historial de producción campo Pata, año 2015.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

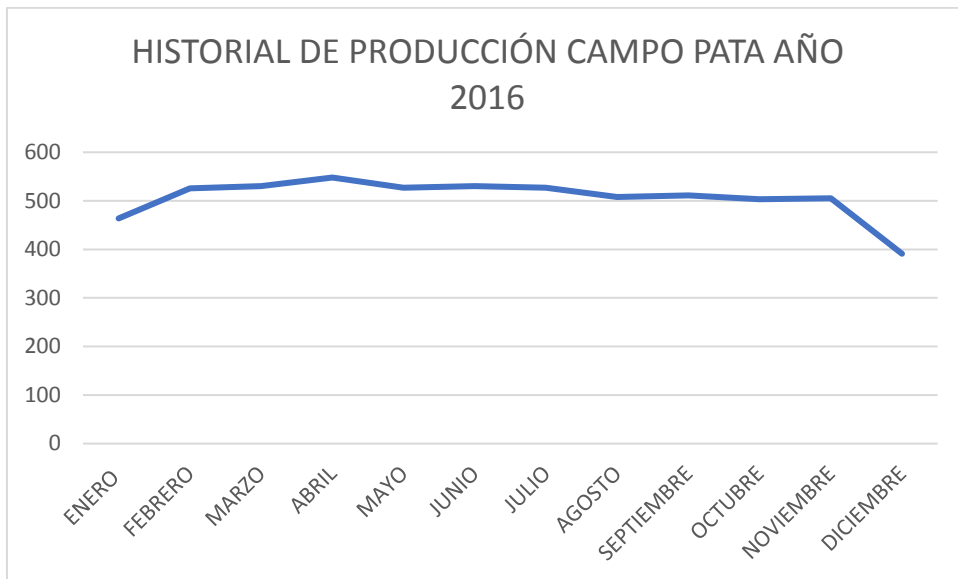


Figura 2.10 Historial de producción campo Pata, año 2016.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

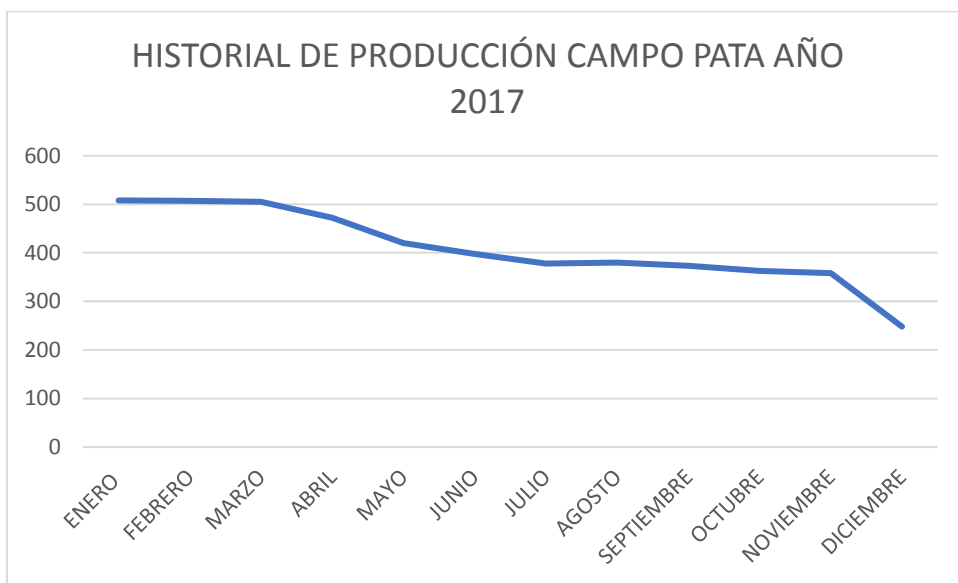


Figura 2.11 Historial de producción campo Pata, año 2017.

Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

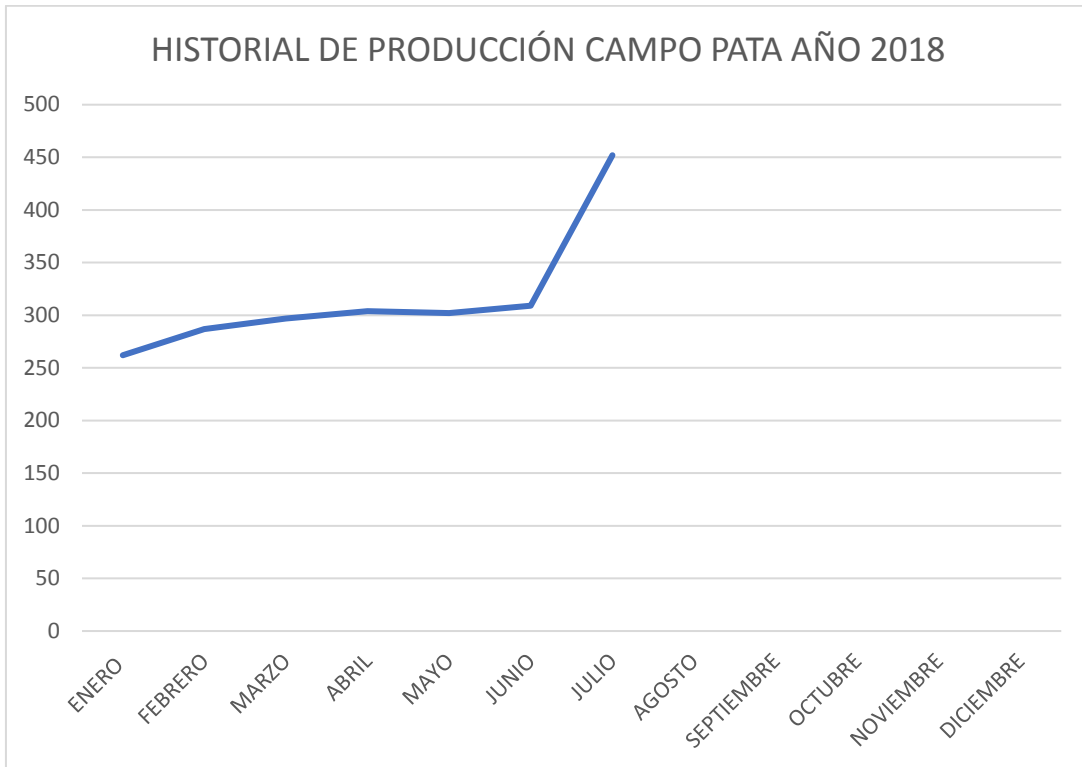


Figura 2.12 Historial de producción campo Pata, año 2018.

Fuente: PETROAMAZONAS

### 2.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO PATA

Hasta agosto del 2018 el campo cuenta con 9 pozos perforados, de los cuales 3 están en producción, 1 funciona como re-inyector y 5 se encuentran cerrados.

La producción de crudo en los pozos Pata C-008 proviene de la formación Napo U, mientras que la producción de los pozos Pata A-006 y Pata A-004 proviene de la formación Basal Tena. El pozo Pata A-007 hace función de re-inyector, pero se encuentra cerrado debido a problemas de admisión del agua. La Tabla 2.2 indica la arena productora y el tipo de levantamiento que posee cada pozo.

En el ANEXO D se muestra la ubicación de los pozos en el campo Pata.

<b>CAMPO</b>	<b>POZO</b>	<b>ARENA PRODUCTORA</b>	<b>TIPO DE LEVANTAMIENTO</b>
PATA	PATA A-004	BT	BH – JET
	PATA A-006	BT	BES
	PATA C-008	NU	BH - JET

Tabla 2.2 Tipos de levantamiento de pozos productores del campo Pata.

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.1 PATA A-001

Fue completado con BES en abril de 1999 a una profundidad de 10019 pies. Las pruebas iniciales reflejaron que el mejor prospecto era la arena T superior, con una prueba inicial de 632 BPPD.

En abril del 2009 se decidió cambiar el tipo de levantamiento a bombeo hidráulico, en el cual se obtuvo una prueba estabilizada de 144 BPPD.

El 14 de noviembre del 2009 se decide cerrar el pozo debido a su bajo aporte, el cual fue de 12 BFPD.

El 11 de mayo del 2014 se realiza una prueba en la cual se obtuvo una producción de 96 BFPD de la arena Napo "T", con un BSW de 40.25% y una gravedad API igual a 30. Actualmente se encuentra cerrado debido a su bajo aporte.

#### 2.3.1.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pata A-001 se muestra en la Figura 2.13.

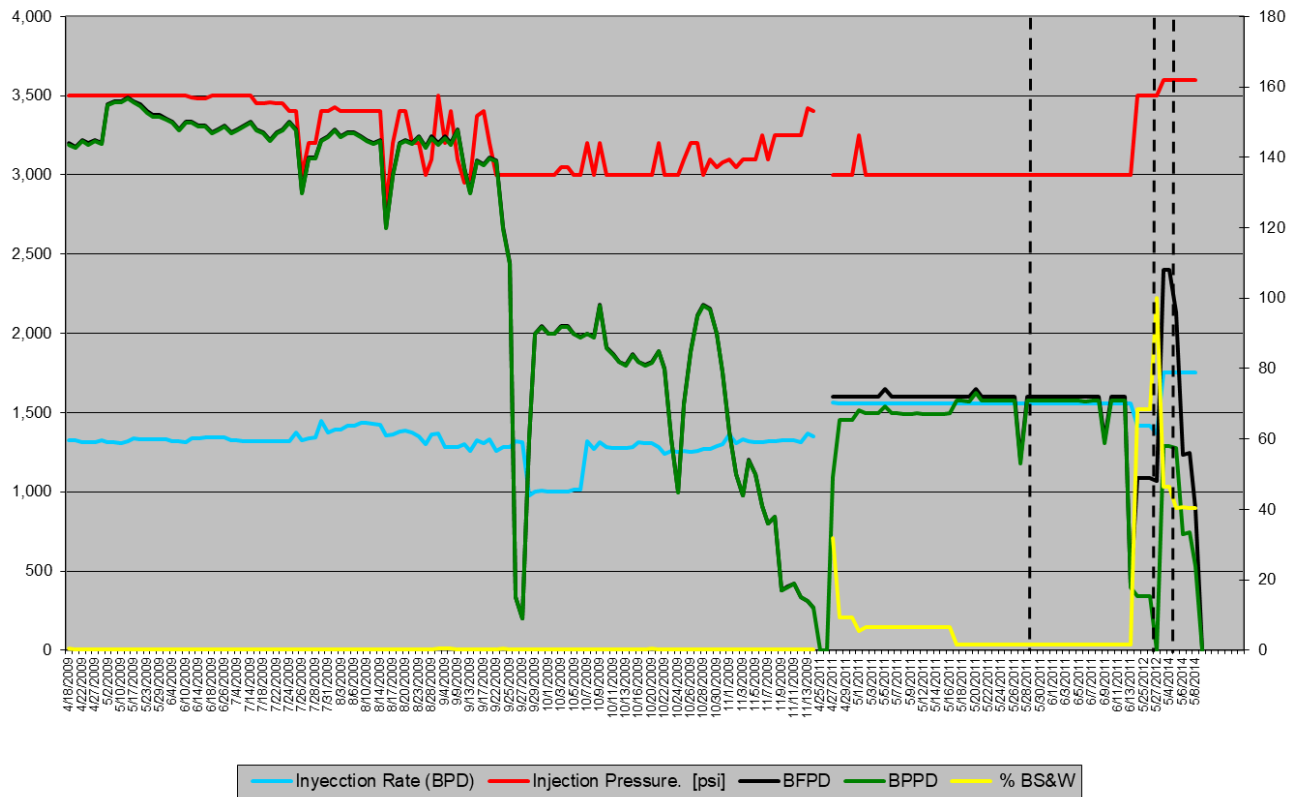


Figura 2.13 Historial de producción del Pata A-001

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.1.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.3 se detalla el historial de reacondicionamientos del pozo Pata A-001

PATA A-001		
N° WO	FECHA	TRABAJO REALIZADO
1	7 de abril del 2001	Estimular y evaluar arenisca Napo "T". Evaluar arenas Napo "U"
2	20 de junio del 2003	El objetivo de la intervención del pozo fue la de cerrar la camisa de la arena "U", abrir la camisa de la arena "T" y al mismo tiempo reemplazar la bomba electro sumergible por una bomba hidráulica jet tipo G-8
3	8 de marzo del 2010	Realizar tratamiento a la arena "T" con unidad de tubería continua
4	8 de abril del 2011	Recuperar completación de fondo. Realizar viaje de limpieza con herramientas modulares. Completar con completación de fondo.
5	14 de junio del 2011	Fracturamiento hidráulico en arena Napo T 9822' - 9844'; 9854'-9868'.
6	3 de abril del 2014	Recuperar completación de BH. Realizar viaje de limpieza con tubería punta libre. Bajar completación para evaluar Arena "T"

Tabla 2.3 Historial de reacondicionamiento de Pata A-001

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.1.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.14 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pata A-001.

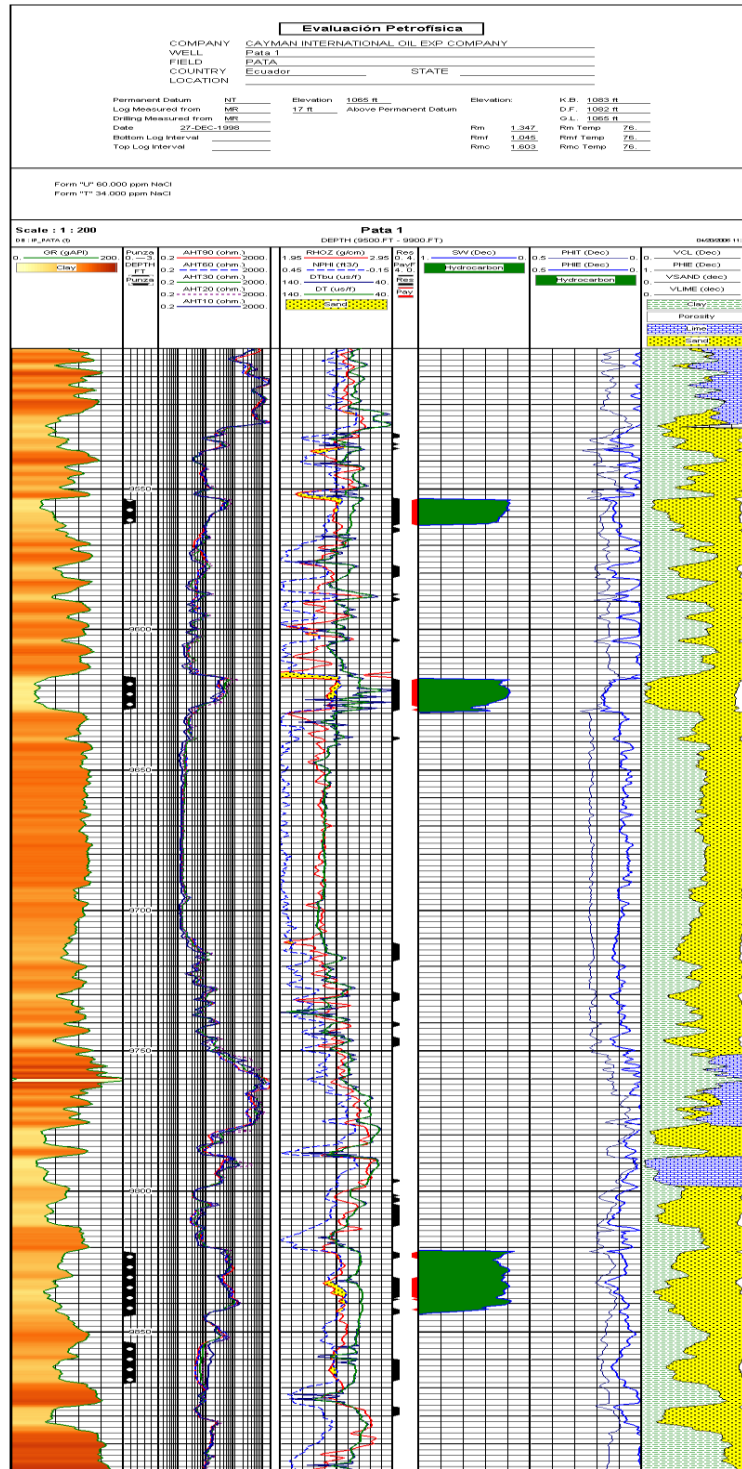


Figura 2.14 Registro petrofísico de Pata A-001

Fuente: PETROAMAZONAS EP



### 2.3.2 PATA A-002

Inicio su producción a finales del año 2000, en la cual tuvo una producción de 343 BFPD, con un BSW de 0%. La producción de este pozo fue declinando y en diciembre del 2007 se decide usar bombeo hidráulico, con el cual dio una producción estabilizada de 70 BFPD con 20% de BSW.

El 2 de septiembre del 2009 el pozo fue cerrado debido a la baja capacidad de bombeo de fluido motriz. Posteriormente presentó problemas en generación.

El 27 de noviembre del 2009 se realiza una prueba de la que se obtuvo una producción de 8 BFPD de la arena Napo "U", con un BSW de 0.2% y una gravedad API igual a 30. El 29 de noviembre del 2009 se decide cerrar debido a su bajo aporte, el cual era de 8 BFPD y se encuentra cerrado hasta la actualidad.

#### 2.3.2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo PataA-002 se muestra en la Figura 2.15.

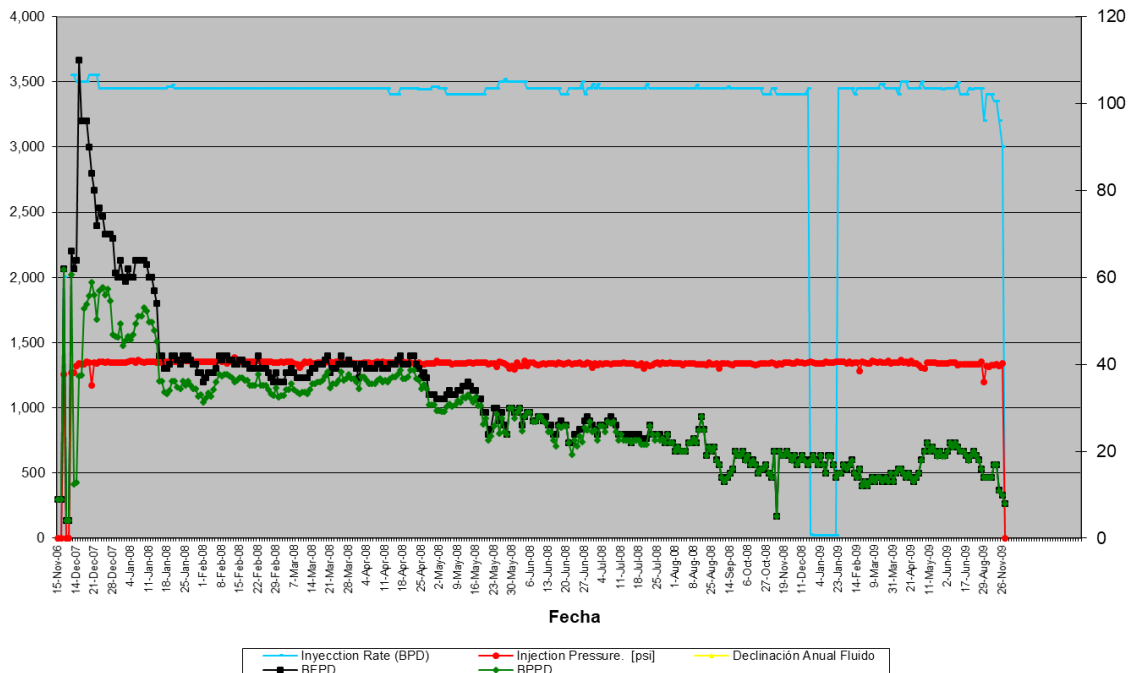


Figura 2.15 Historial de producción de Pata A-002

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.2.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.4 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pata A-002

<b>PATA A-002</b>		
<b>N° WO</b>	<b>FECHA</b>	<b>TRABAJO REALIZADO</b>
<b>1</b>	12 de diciembre del 2003	Completación bombeo hidráulico
<b>2</b>	10 de diciembre del 2007	Fracturamiento hidráulico de la arena Napo U

*Tabla 2.4 Historial de reacondicionamiento de Pata A-002*

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.2.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.16 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pata A-002

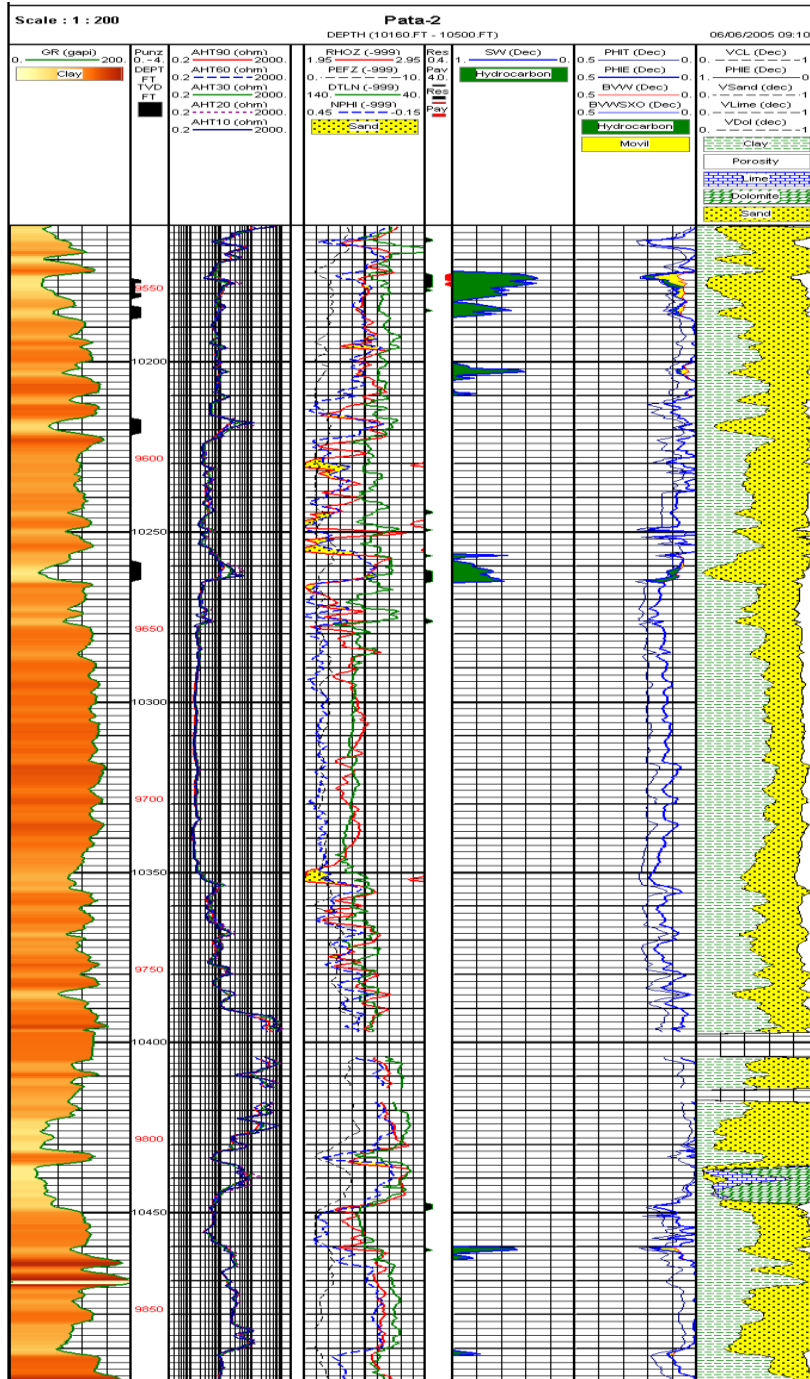


Figura 2.16 Registro petrofísico de Pata A-002

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.3 PASA-001

El pozo Pasa-001 fue perforado el 31 de octubre del 2004, en la parte sur este del bloque 18.

El 20 de mayo del 2011 se realizó una prueba en la cual se obtuvo una producción 244 BFPD de la arena Hollín, con un BSW de 85.6% y una gravedad API de 30. Después de esta prueba, se decide cerrar el pozo por bajo aporte.

#### 2.3.3.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pasa-001 se muestra en la Figura 2.17.

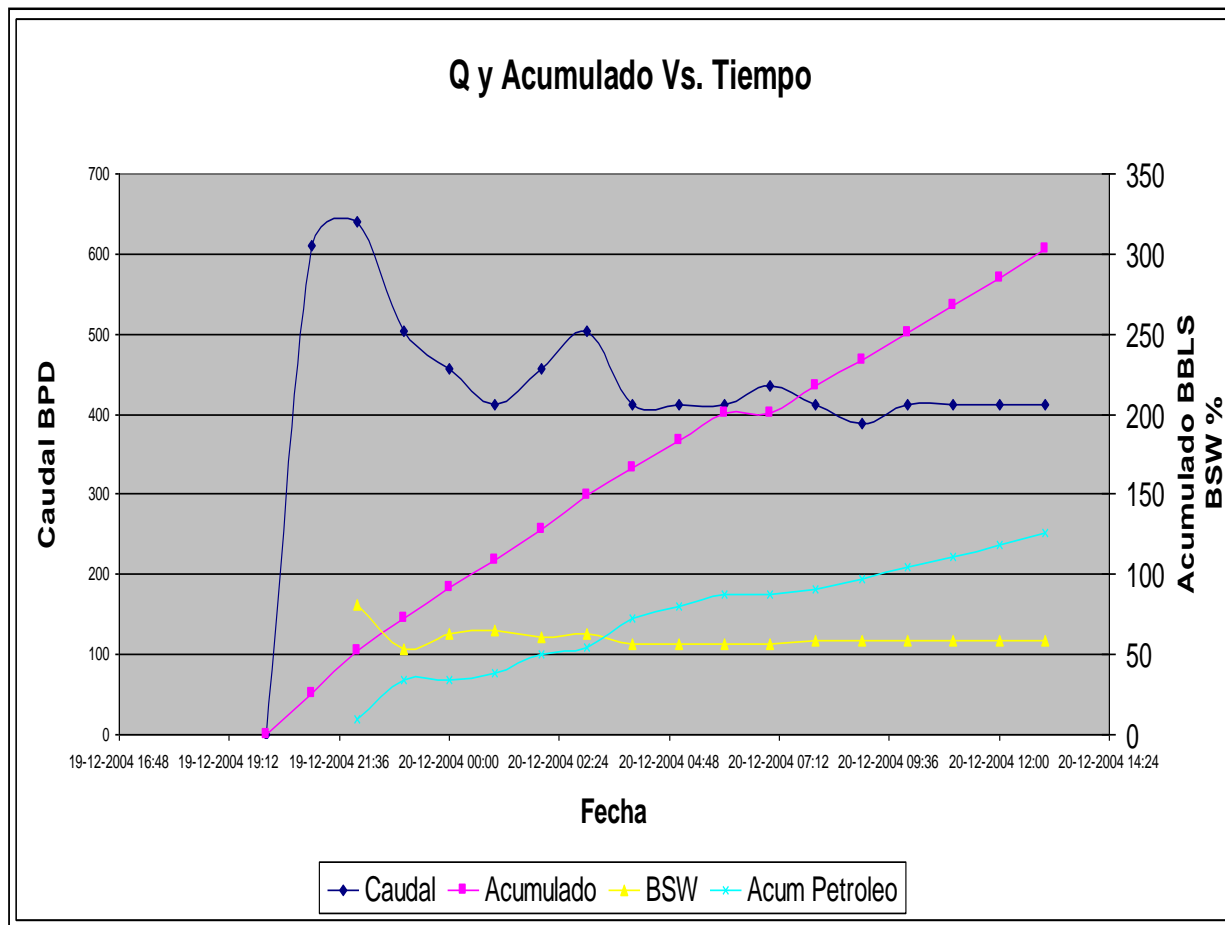


Figura 2.17 Historial de producción de Pasa-001

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.3.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.5 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pasa-001

<b>PASA-001</b>		
<b>N° WO</b>	<b>FECHA</b>	<b>TRABAJO REALIZADO</b>
1	19 de diciembre del 2009	Sacar punta libre. Completar el pozo con bombeo hidráulico
2	26 de marzo del 2011	Recuperar punta libre. Realizar trabajo de pesca. Viaje de limpieza con herramientas modulares. Completar pozo selectivamente con empacaduras para una futura prueba de producción prolongada

Tabla 2.5 Historial de reacondicionamiento de Pasa-001

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.3.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.18 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pasa-001.

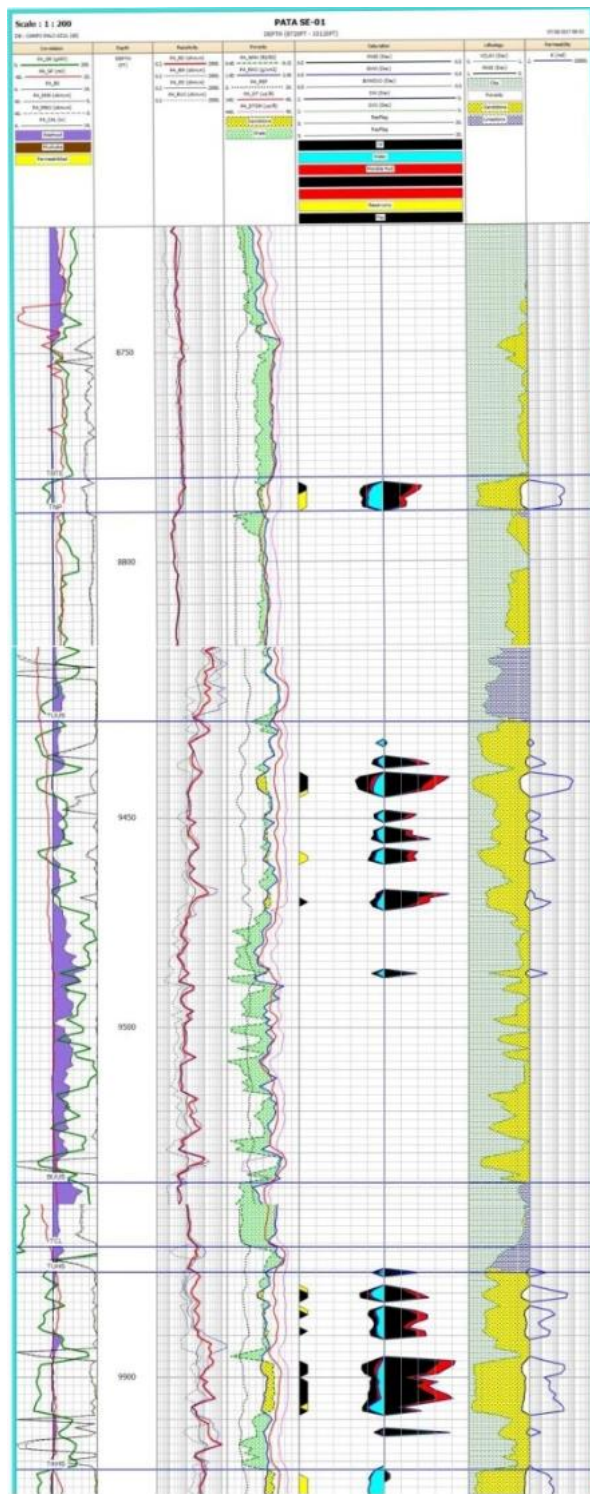


Figura 2.18 Historial de producción del pozo Pasa-001

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.4 PATA A-004

El pozo Pata A-004 comenzó su producción en diciembre del 2005 de la formación Napo U, la cual dio una producción estabilizada de 330 BFPD aproximadamente, con 0.1% de BSW. El pozo fue temporalmente cerrado el 18 de mayo del 2007 debido a la baja producción.

El 7 julio del 2009 se decidió cañonear la formación Basal Tena, de la cual se obtuvo una producción de 274 BFPD, con un BSW de 100%.

Al mes de julio del 2018 el pozo se encuentra produciendo 104 BPPD de la arena Basal Tena, con un BSW de 0.4% y una gravedad API de 22.

#### 2.3.4.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pata A-004 se muestra en la Figura 2.19.

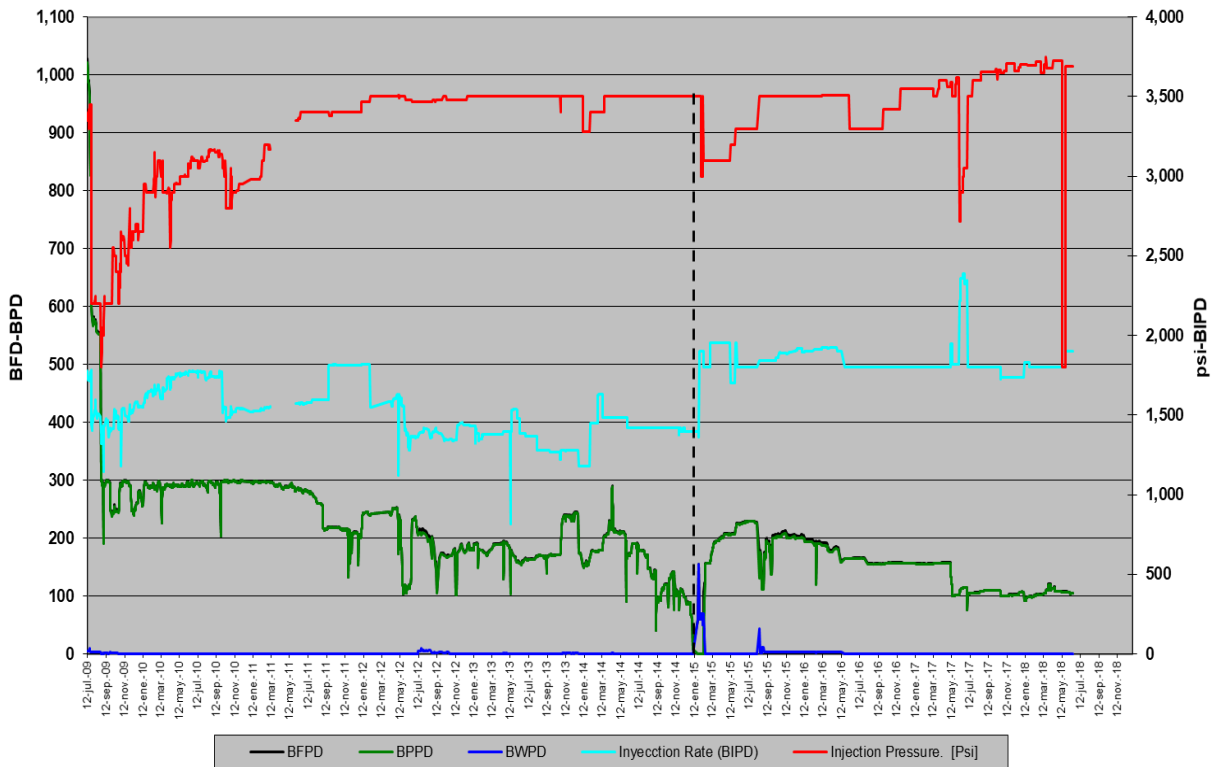


Figura 2.19 Historial de producción de Pata A-004

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.4.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.6 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pata A-004.

<b>PATA A-004</b>		
<b>N° WO</b>	<b>FECHA</b>	<b>TRABAJO REALIZADO</b>
<b>1</b>	10 de julio del 2009	Completación Basal Tena
<b>2</b>	10 de enero del 2015	Recuperar Completación de bombeo hidráulico. Realizar viaje de limpieza. Aislar arena "U" con tapón a 9400ft. Bajar completación para producir "BT". Realizar limpieza de punzados de la cara de la formación Basal Tena con unidad de coiled tubing.

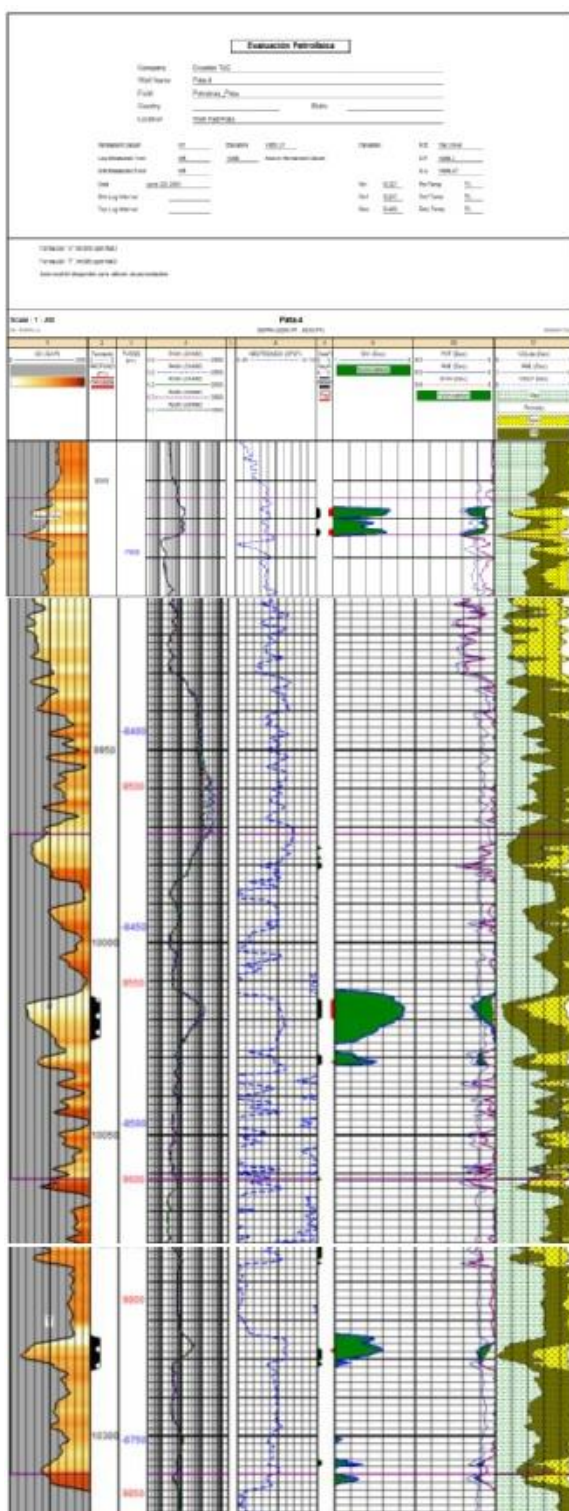
Tabla 2.6 Historial de reacondicionamiento de Pata A-004

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.4.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.20 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pata A-004.





### 2.3.5 PATA A-005

Inició su producción el 3 de mayo del 2005 de la arena Napo U, produciendo 65 BFPD aproximadamente con un BSW de 0.15%. El 8 de enero del 2008 se decide aislar la arena debido a la baja producción, la cual fue 32 BPPD.

El 21 de agosto del 2009 empezó la producción de la arena Basal Tena en la cual no se obtuvieron resultados positivos.

Luego de varias pruebas de build up realizadas al pozo, el 12 de marzo del 2010 se cierra el pozo debido a bajo aporte.

#### 2.3.5.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pata A-005 se muestra en la Figura 2.21.

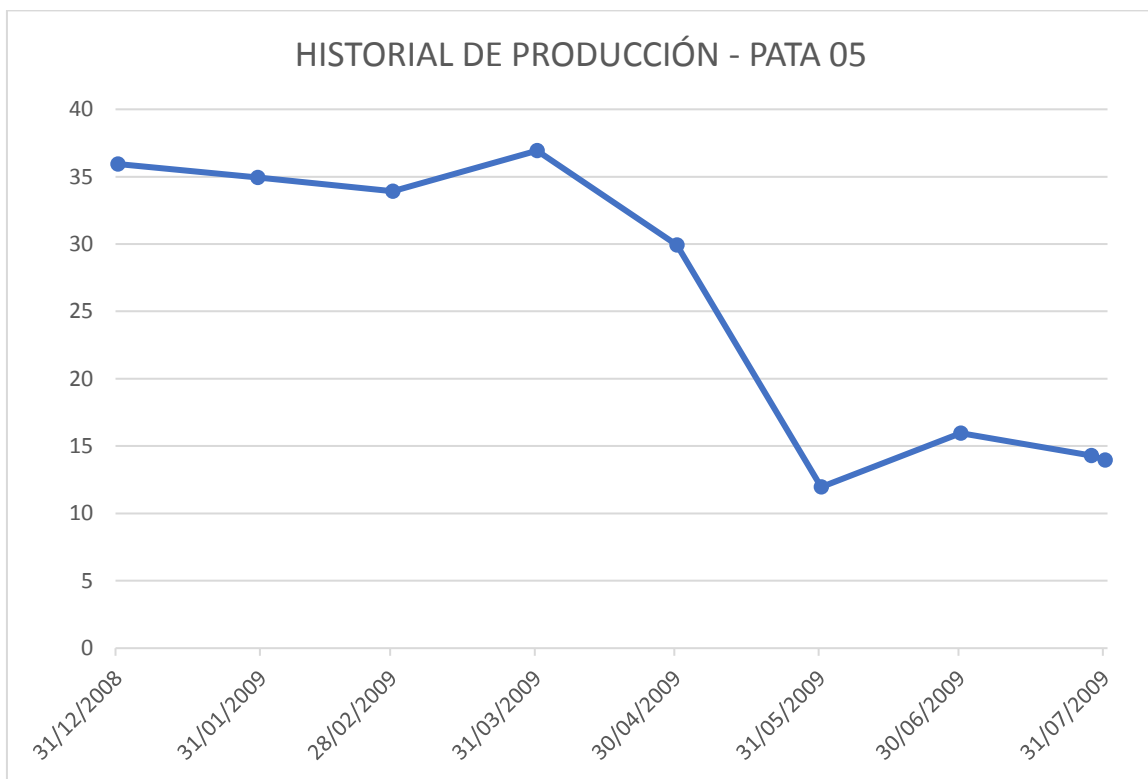


Figura 2.21 Historial de producción de Pata A-005

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.5.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.7 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pata A-005.

<b>PATA A-005</b>		
<b>N° WO</b>	<b>FECHA</b>	<b>TRABAJO REALIZADO</b>
1	2 de julio del 2007	Fracturación hidráulica
2	13 de agosto del 2009	Disparar arena "Basal Tena"
3	13 de octubre del 2009	Tubing punch
4	5 de febrero del 2012	Realizar limpieza química en Basal Tena
5	10 de septiembre del 2011	Recuperar completación simple con dos packers hidráulicos

Tabla 2.7 Historial de reacondicionamiento de Pata A-005

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.5.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.22 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pata A-005.

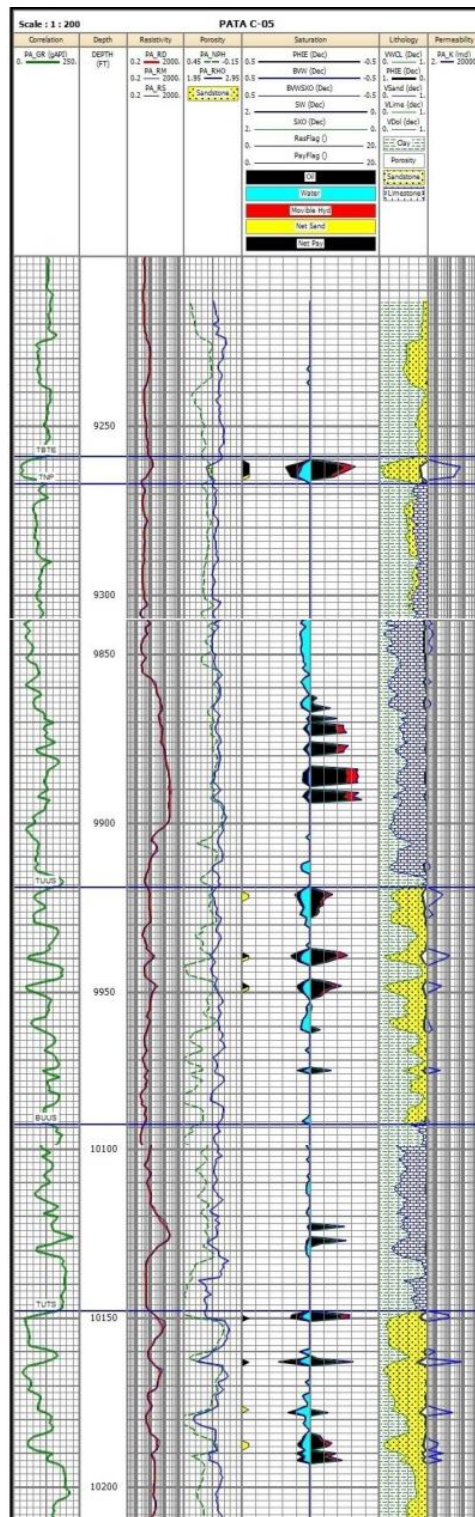


Figura 2.22 Registro petrofísico de Pata A-005

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.6 PATA A-006

Fue perforado en el año 2005, y completado con bombeo hidráulico. Tuvo una producción inicial de 1900 BFPD con un BSW de 0.10%.

En febrero del 2015 se decide cambiar el mecanismo de levantamiento a BES, obteniendo una producción estabilizada de aproximadamente 620 BFPD, con un BSW de 20%.

Al mes de julio del 2018 el pozo se encuentra produciendo 395 BFPD de la arena Basal Tena, con un BSW del 53% y una gravedad API de 20.

#### 2.3.6.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pata A-006 se muestra en la Figura 2.23.

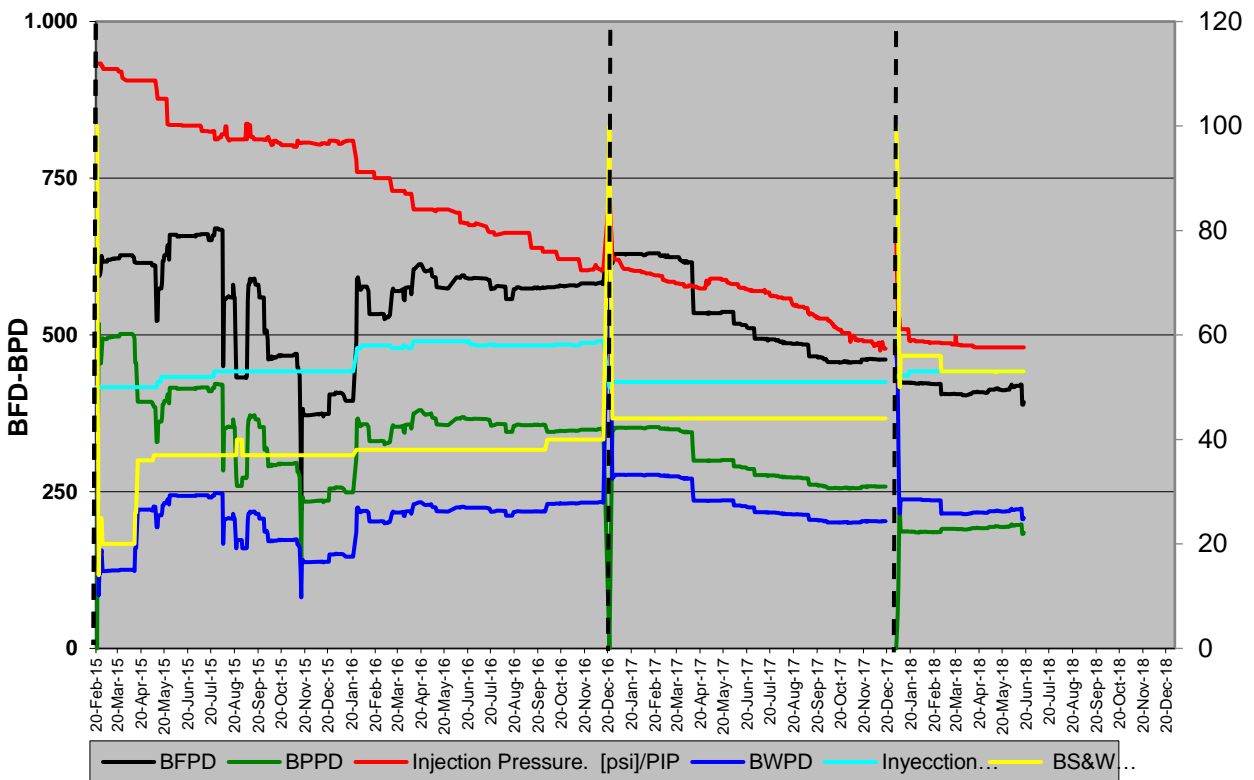


Figura 2.23 Historial de producción de Pata A-006

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.6.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.8 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pata A-006.

<b>PATA A-006</b>		
<b>N° WO</b>	<b>FECHA</b>	<b>TRABAJO REALIZADO</b>
1	12 de febrero del 2015	Realizar limpieza de punzados de la cara de la formación Basal Tena con unidad de coiled tubing. Recuperar completación de bombeo hidráulico desconectándose en ON-OFF Conector. Bajar equipo BES
2	16 de diciembre del 2016	Pulling equipo BES por comunicación tubing - casing.
3	23 de diciembre del 2017	Reparar Equipo BES

Tabla 2.8 Historial de reacondicionamiento

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.6.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.24 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pata A-006.

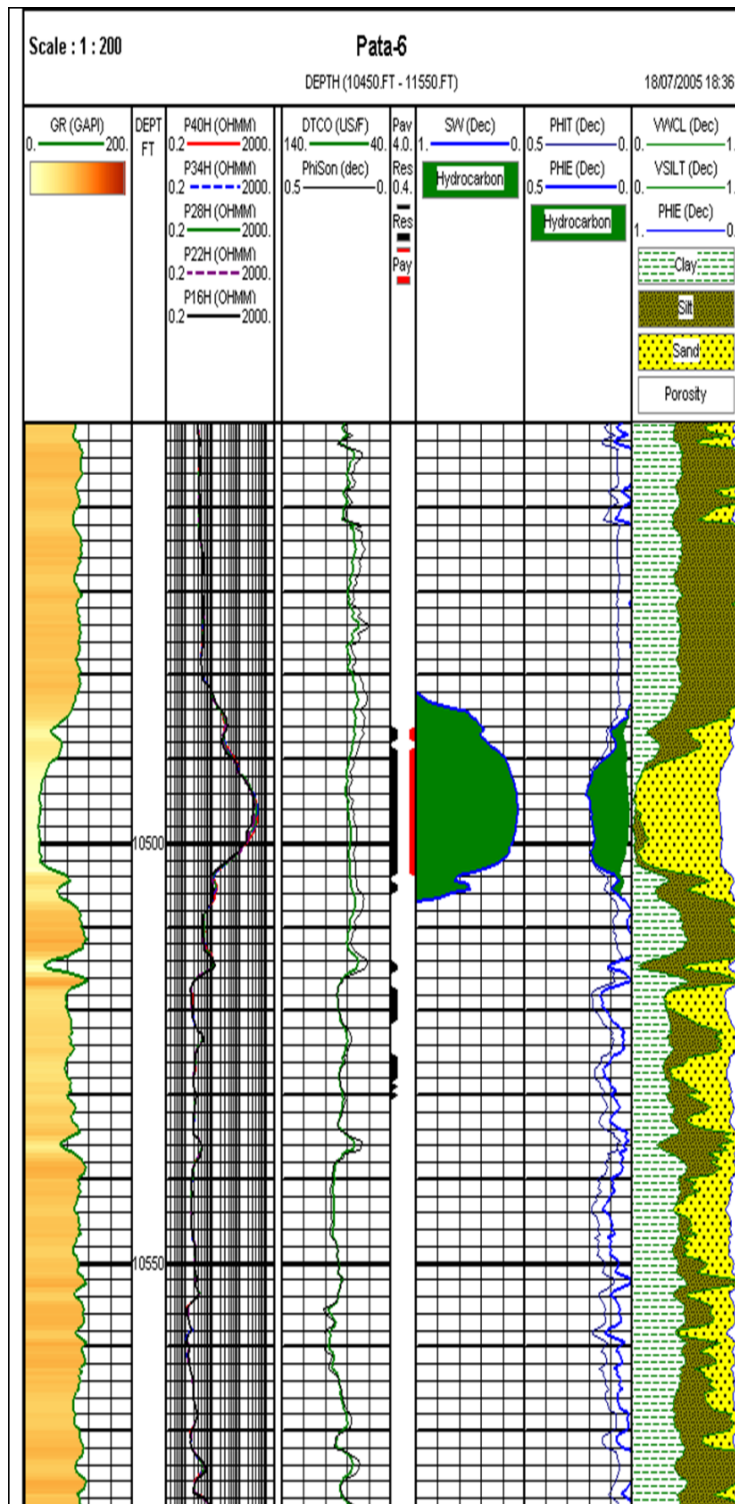


Figura 2.24 Registro petrofísico de Pata A-006

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.7 PATA C-007

El pozo Pata C-007 es un pozo tipo S, cuya profundidad total es 10542 ft. Es utilizado para reinyectar el agua de formación proveniente de los pozos productores del campo Pata. Su último trabajo de reacondicionamiento fue realizado el 5 de enero del 2013, en el cual se asentó un CIBP a 9000 ft con el fin de aislar las formaciones inferiores y se procedió a disparar en Tiyuyacu, formación en la cual el agua de formación ha sido reinyectada hasta el 9 de marzo del 2016, que fue cuando se decidió cerrarlo debido a taponamiento en la cara del pozo.

#### 2.3.7.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pata C-007 se muestra en la Figura 2.25.

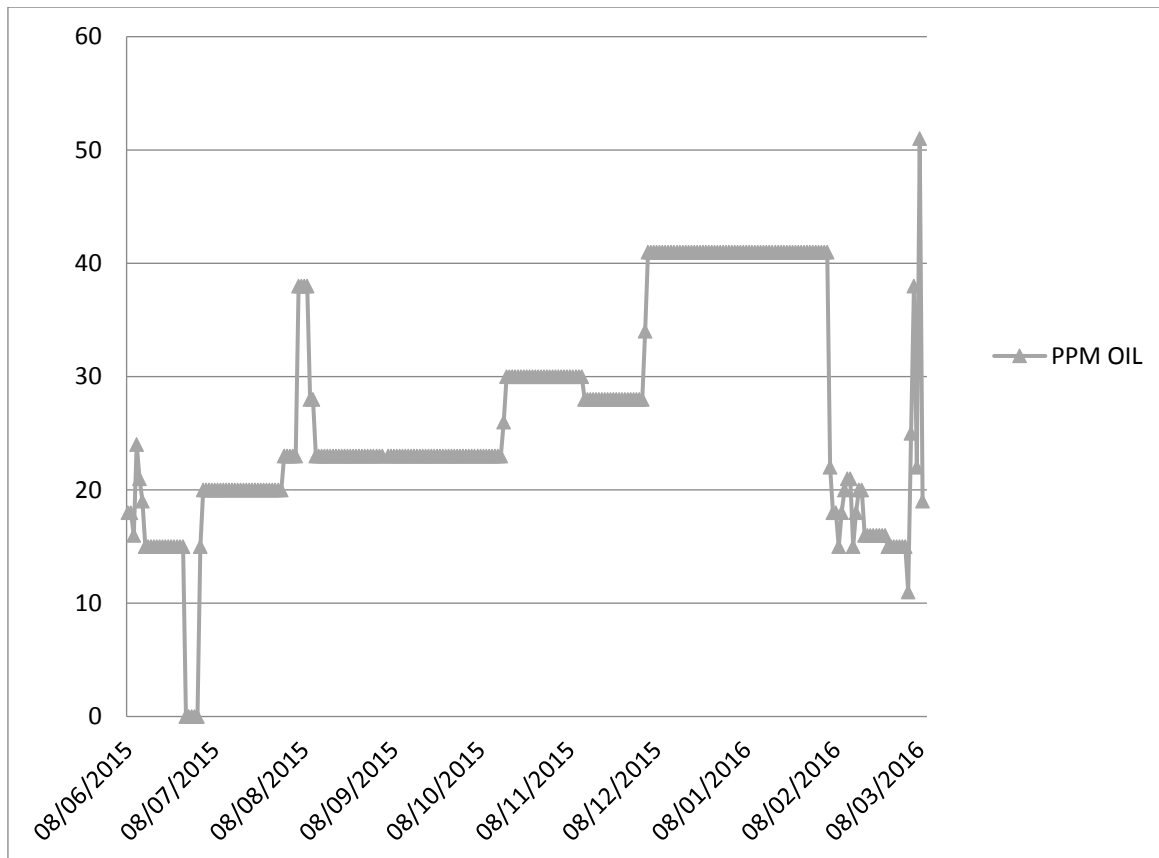


Figura 2.25 Historial de producción Pata C-007

Fuente: PETROAMAZONAS EP



### 2.3.7.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.9 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pata C-007.

PATA C-007		
N° WO	FECHA	TRABAJO REALIZADO
1	20 de agosto del 2009	Disparar en el intervalo 9300 ft md - 9310 ft md de Basal Tena
2	13 de septiembre del 2011	Recuperar sarta con tres <i>packers</i> hidráulicos MRP
3	5 de enero del 2013	Recuperar tubería. Realizar registro de cemento y corrosión. Realizar pruebas de inyección a la formación Tiyuyacu.

Tabla 2.9 Historial de reacondicionamiento de Pata C-007

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.8 PATA C-008

Fue perforado el 5 de agosto del 2012. El 7 de septiembre del 2012 se realiza un trabajo de reacondicionamiento con el fin de disparar la arena U y bajar completación sencilla para bombeo hidráulico. Luego de la cual se obtuvo un caudal de producción de 547 BPPD.

El 10 de abril del 2013 el pozo fue cerrado debido a su bajo producción, la cual se encontraba alrededor de 49 BFPD con un BSW del 100%. Y el 7 de junio del 2018 fue puesto en evaluación, ya que presentaba una presión de reservorio de alrededor de 3000 psi.

Al mes de julio del 2018 el pozo se encuentra produciendo 212 BFPD de la arena Napo U, con un BSW de 6% y una gravedad API igual a 25.

### 2.3.8.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pata C-008 se muestra en la Figura 2.26.

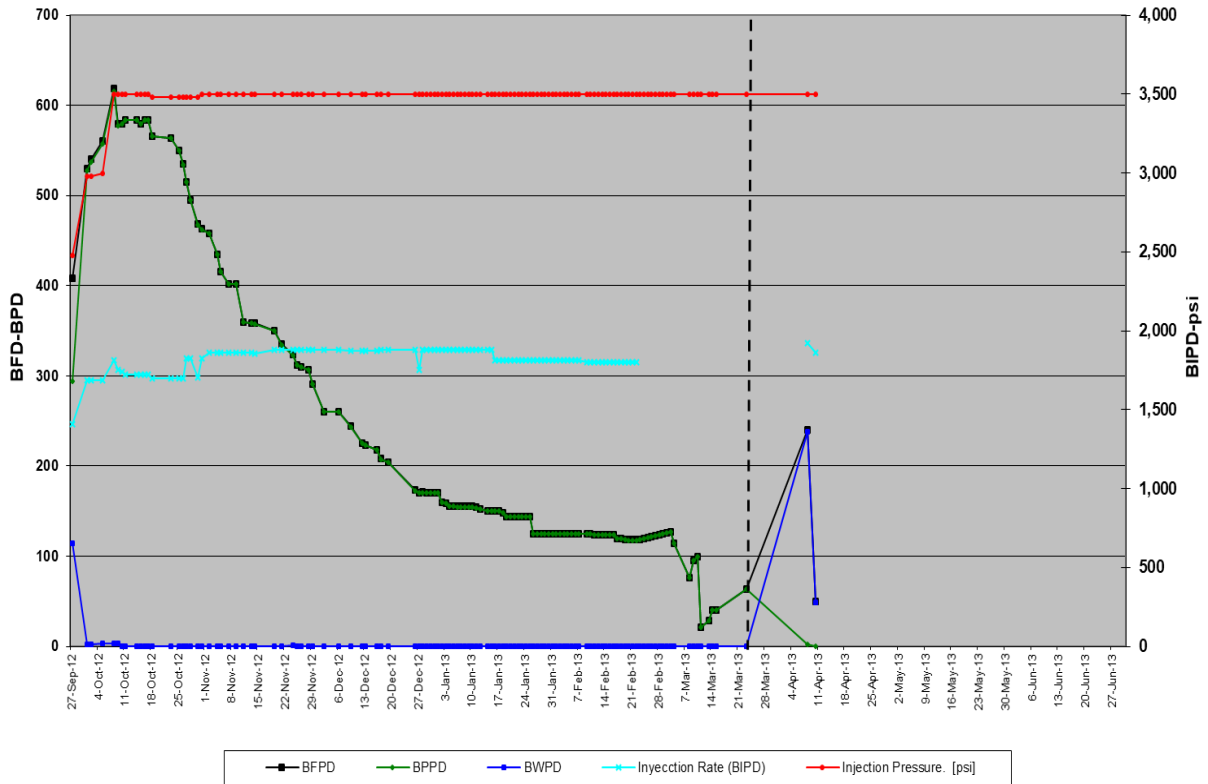


Figura 2.26 Historial de producción de Pata C-008

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.8.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.10 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pata C-008.

PATA C-008		
N° WO	FECHA	TRABAJO REALIZADO
1	7 de septiembre del 2012	Correr registros de cemento CASTV-CBL-VDL-GR. Disparar la arenisca U con cargas 4 5/8" MAX FORCE 390: Arena Napo U: 10826' – 10834' 5 ddp. Bajar completación sencilla para bombeo hidráulico tipo Jet

Tabla 2.10 Historial de reacondicionamiento de Pata C-008

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.8.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.27 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pata C-008.

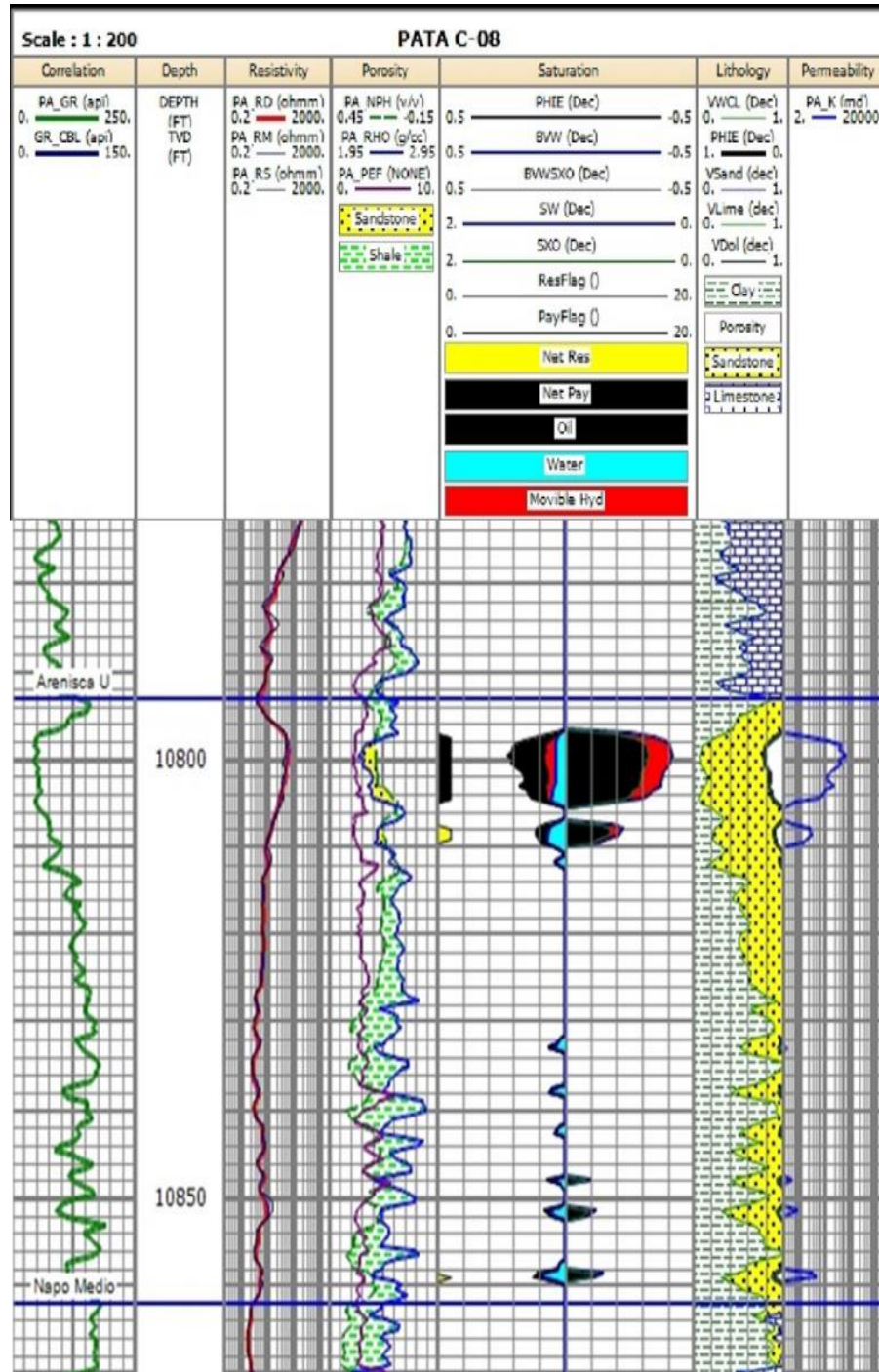


Figura 2.27 Registro petrofísico de Pata C-008

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.9 PATA C-009

El 18 de abril del 2009 se decide cerrar el pozo debido a su bajo aporte, que fue de 14 BFPD.

El 28 de abril del 2014 se realizó una prueba en la cual se obtuvo una producción de 1330 BFPD, con un BSW de 97.41% y una gravedad API de 24. Actualmente el pozo se encuentra cerrado por bajo aporte.

#### 2.3.9.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción del pozo Pata C-009 se muestra en la Figura 2.28.

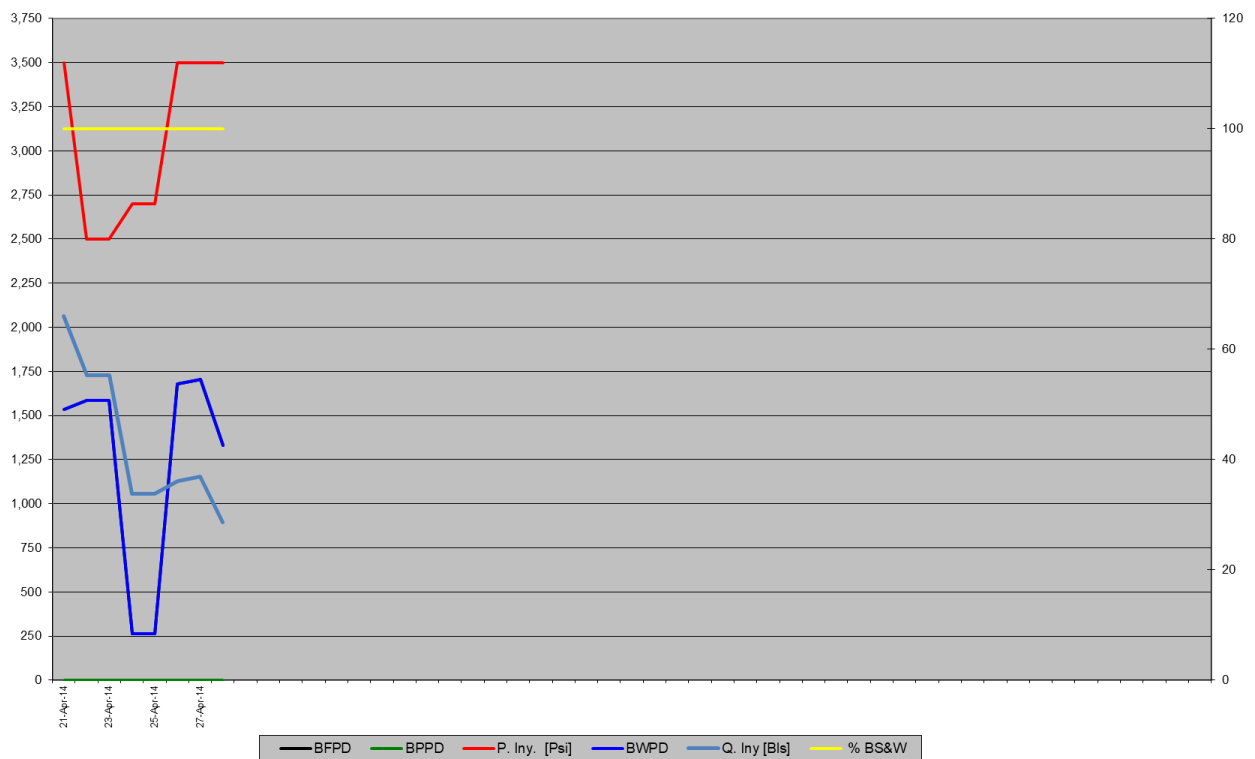


Figura 2.28 Historial de producción de Pata C-009

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.9.2 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO

En la Tabla 2.11 se detallan los trabajos de reacondicionamiento del pozo Pata C-009.

PATA C-009		
N° WO	FECHA	TRABAJO REALIZADO
1	17 de marzo del 2014	Moler retenedor de cemento @ 12596 ft. Correr registros de cemento CBL-VDL-GR-CCL en liner 7". Realizar cementación forzada en Arena "US" y "BT". Realizar segunda corrida de registros USIT-CBL-VDL-GR-CCL. Cañonear Arenas "US" con PjN PURE 4505 doble densidad @ 5 DPP intervalos: 12138'-12142' (4 FT) y 12146'-12154' (8 FT). Cañonear Arenas "BT" con PjN PURE 4505 @ 5 DPP intervalos: 11430'-11435' (5 FT). Bajar completación selectiva para producir Arena "UP" mediante bombeo hidráulico.

Tabla 2.11 Historial de reacondicionamiento de Pata C-009

Fuente: PETROAMAZONAS EP

### 2.3.9.3 REGISTRO PETROFÍSICO

En la Figura 2.29 se muestra el registro petrofísico correspondiente al pozo Pata C-009.

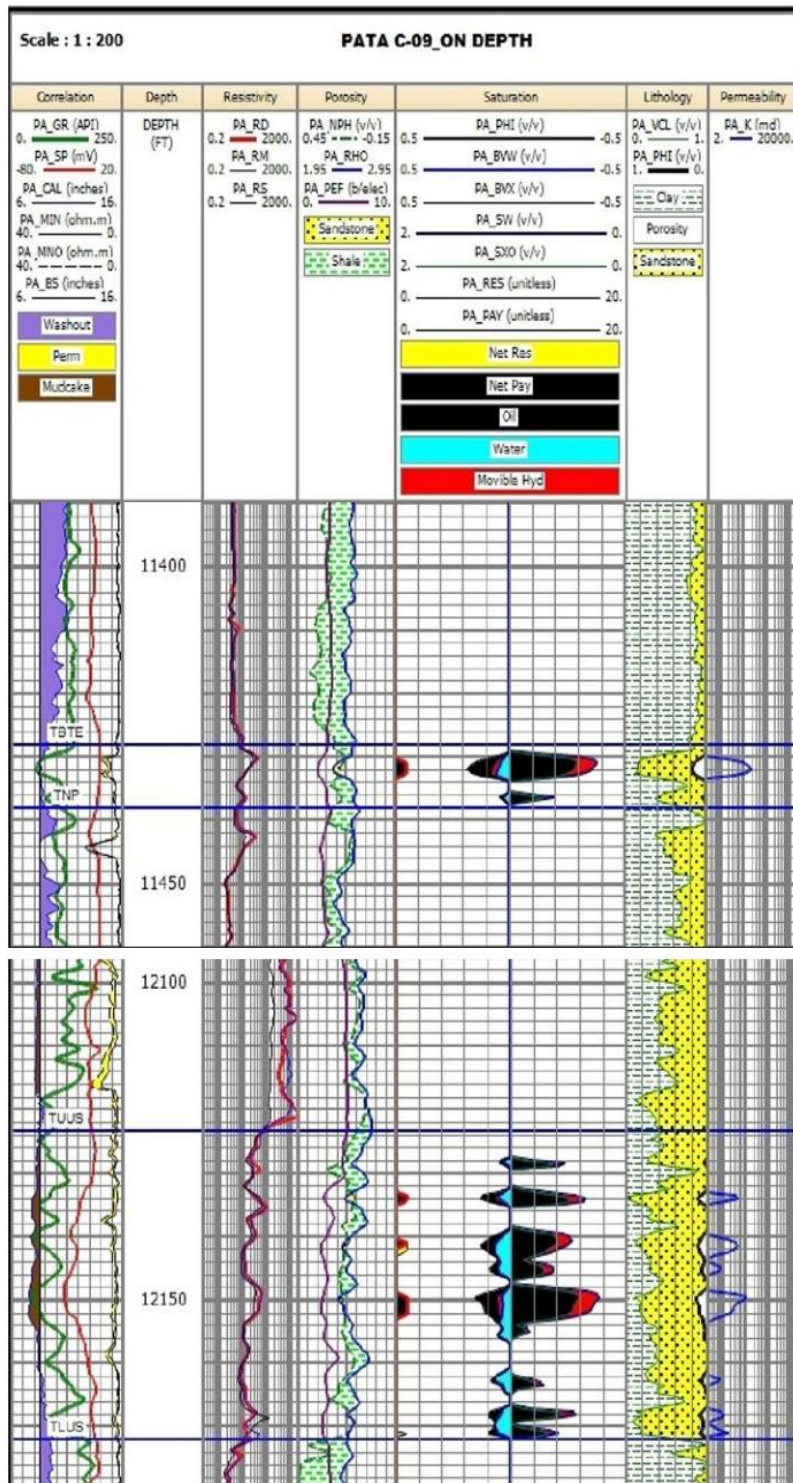


Figura 2.29 Registros eléctricos de Pata C-009

Fuente: PETROAMAZONAS EP



## 2.4 DETERMINACIÓN DEL POES DEL CAMPO PATA

La formación Hollín se encuentra presente en el área sur este del campo Pata, la cual corresponde a una estructura anticlinal con cierre propio. El cálculo del POES se lo realizó mediante el método volumétrico, tomando en cuenta el volumen de roca que encierra la estructura.

Para la definición del POES en las arenas Napo U y T, debido a que son de tipo estratigráficas y no continuas entre pozos, se aplicó el método volumétrico con un radio de drenaje de 500 metros, en cada uno de los pozos con interés hidrocarburífero.

El POES de la arena Basal Tena en este año se lo realizó en base al área de drenaje que se definió en base al mapa de atributos sísmicos, resultando el área de 1409 acres (PETROAMAZONAS, 2017).

En la Tabla 2.12, se muestran los parámetros petrofísicos necesarios para el cálculo del POES en los diferentes yacimientos del campo Pata, el mismo que se calculó mediante la Ec. 2.1, mostrada a continuación:

$$POES = \frac{7758V_b\phi(1-S_w)}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Campo	Reservorio	Volumen de la Roca (Acre*ft)	Porosidad (%)	Sw (%)	Boi (by/bs)	POES (Bbl)
Pata	Basal Tena	13,950	15.661	18.273	1.115	12,423,219.61
	Napo U	8,830	13.279	28.963	1.27	5,088,112.92
	Napo T	6,356	13.5	24	1.418	3,567,835.264
	Hollín	5,156	14	25	1.254	3,349,303.062
	TOTAL					

Tabla 2.12 Parámetros petrofísicos para cálculo del POES.

Fuente: PETROAMAZONAS EP

## 2.5 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO PATA

Para los reservorios Basal Tena, Napo “U” y “T” se estima un mecanismo de drenaje o de producción por gas en solución y expansión de roca y fluido. No existe evidencia de un empuje activo de agua, sea de tipo lateral o de fondo. El mecanismo de drenaje del

yacimiento Hollín es hidráulico, con la presencia de un acuífero con empuje de fondo y lateral.

Para el yacimiento Hollín, se cuantificó un volumen de reservas probables no desarrolladas para el resto de esta pequeña estructura.

Las reservas remanentes para los yacimientos: Basal Tena, Napo “U” y “T”, se determinaron considerando las curvas de declinación para los pozos productores. El FR se determinó como las reservas totales dividido para el POES. Para la estimación de reservas actualizadas al 31 de diciembre del 2017 se determinaron en función de las curvas de declinación de producción aplicadas en cada pozo productivo.

En la Tabla 2.13 se muestran los valores de FR y reservas del campo Pata.

<b>CAMPO</b>	<b>RESERVORIO</b>	<b>POES (Bbl)</b>	<b>RESERVAS TOTALES (Bbl)</b>	<b>Np al 31-dic-2017 (Bbl)</b>	<b>FR al 31-dic-2017 (%)</b>	<b>FR TOTAL (%)</b>
Pata	Basal Tena	12,423,117	3,251,376	2,707,954	21.8	26.17
	Napo U	5,088,239	266,460	266,460	100	4.96
	Napo T	3,567,560	603,332	415,117	11.64	16.91
	Hollín	3,349,027	1,001,008	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>24,427,943</b>	<b>5,122,176</b>	<b>3,389,531</b>	<b>12.89</b>	<b>16.11</b>

*Tabla 2.13 Reservas totales campo Pata*

Fuente: PETROAMAZONAS EP



# CAPÍTULO 3

## RESULTADOS

### 3.1 PROPUESTAS PARA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO PATA

La propuesta para aumentar la producción del campo Pata se basa en las características que poseen los yacimientos, historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, en las reservas que poseen y el sistema de producción que tienen actualmente. Conociendo estas características de los pozos, se podrá recomendar trabajos de reacondicionamiento con el fin de aumentar la producción. Es importante aconsejar que se realicen pruebas de build up, la cuales nos permitirán caracterizar el reservorio.

A continuación, se presentarán propuestas pozo a pozo del campo Pata, con el fin de optimizar la producción.

#### 3.1.1 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-001

El pozo Pata A-001 fue cerrado el 10 de mayo del 2014 debido a que no presentaba una producción económicamente rentable, 40 BFPD con un BSW de 40 % (24 BPPD), a pesar de haber sido sometido a su último trabajo de reacondicionamiento (limpieza de fractura hidráulica y tratamiento químico) el 3 de mayo del 2014.

Las recomendaciones que se dan para este pozo son:

- Realizar una limpieza del pozo con CTU, ya que, debido a la fractura realizada, este produjo mucha arena lo que causo que el standing valve con memorias se quede pescado en el pozo.
- Realizar tubing punch a la altura de la arena Napo U (9554'-9562' y 9618'-9630'), con el fin de ponerla en evaluación, ya que en dicha zona no existe camisa.
- Reabrir el pozo con una unidad MTU para evaluar su producción y de mantener bajos caudales (<100 BFPD) se podría diseñar bombeo mecánico.

#### 3.1.2 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-002

El pozo Pata A-002 fue cerrado el 27 de noviembre del 2009. Según los registros eléctricos, la zona más prospectiva para este pozo es la arena Napo U, la cual ha sido explotada y su producción ha ido declinando. En su último trabajo de reacondicionamiento se decidió

fracturar la arena Napo U, lo cual no dio buenos resultados ya que, solo hubo un incremento de aproximadamente 40 BPPD. Por estas razones, se recomienda para este pozo:

- Calibrar el pozo.
- Verificar el estado de la completación actual que se tiene en el pozo.
- Evaluar con MTU para poder estimar la producción del pozo.
- Realizar una prueba build up, con el fin de recolectar información del comportamiento del pozo.

Dependiendo de los resultados en la prueba build up, se puede proceder a reabrir el pozo con una completación de bombeo hidráulico o mecánico con ancla insertada.

### 3.1.3 PROPUESTA PARA EL POZO PATA 003 (PASA-001)

El pozo Pasa 001 fue cerrado el 20 de mayo del 2011 por presentar bajo aporte de hidrocarburo. Entre el 17 y 23 de julio del 2018 se realizó una prueba de producción de forma individual en Hollín superior y principal. Los resultados iniciales no fueron alentadores, debido a que presentaban un alto valor de BSW. Dicho valor en las últimas horas de la prueba comenzó a disminuir, pero debido a que la evaluación duró solo 82 horas, no se puede conocer de forma acertada del comportamiento del pozo. Por esta razón se recomienda lo siguiente:

- Evaluar la producción de Hollín superior y principal durante un periodo de 7 días (168 horas).

Dependiendo de los resultados obtenidos de la prueba se procedería a poner en producción el pozo. De no tener resultados positivos, se recomienda lo siguiente:

- Realizar tubing punch en el intervalo 9440'-9470' (Napo U) y poner en evaluación el yacimiento con una unidad MTU.

### 3.1.4 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-004

El pozo Pata A-004 se encuentra produciendo por Bombeo Hidráulico, con una geometría de bomba 10I. El 6 de junio del 2017 se hizo un rediseño de la geometría de la bomba, en el cual se decidió cambiar a la geometría 11H, con la cual no se obtuvieron resultados

positivos, razón por la cual se decidió volver a la geometría 10I. Actualmente, el pozo produce 105 BFPD de la arena Basal Tena, con un BSW de 0.4%.

Por esta razón, la propuesta presentada se deberá tomar en cuenta cuando exista baja producción de la arena Basal tena.

- Reabrir camisa ubicada a 8897.5' (TVD) para realizar prueba de producción de la formación Napo U.

### 3.1.5 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-005

El pozo Pata A-005 fue cerrado el 12 de marzo del 2010. Las zonas producidas fueron Basal Tena y Napo U, las cuales se decidieron aislar debido a su baja producción. Existe un intervalo en la arena Napo T que presenta potencial hidrocarburífero, el cual no ha sido cañoneado, ya que en el registro petrofísico se encuentra en una formación conformada por arcilla y caliza. Es poco común encontrar esta litología en Napo T, por lo que probablemente exista un error en el registro. Por esta razón se recomienda:

- Realizar registro de saturación en todas las arenas para constatar la presencia de hidrocarburos en el intervalo 9870'-9894'.
- Realizar cañoneo en el intervalo 9870'-9894' (Napo T), el cual no ha sido producido y presenta buen potencial hidrocarburífero.

### 3.1.6 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-006

En la actualidad, el pozo se encuentra produciendo 393 BFPD con un BSW de 53% (185 BPPD), el cual cuenta con un sistema de levantamiento artificial BES. Desde el punto de vista económico, no es recomendable intervenir este pozo, debido a que para realizar un trabajo de reacondicionamiento se debe cerrar el pozo y parar la producción por un tiempo considerable, además que la implantación y el reemplazo de los equipos de fondo tienen un costo elevado.

### 3.1.7 PROPUESTA PARA EL POZO PATA A-007

El pozo Pata A-007 es usado como pozo re-inyector, con el fin de reinyectar el agua de formación extraída en el proceso de tratamiento del crudo. Actualmente este pozo se encuentra cerrado, debido a que no admite la inyección de fluidos por taponamiento. Lo cual

conlleva a que el agua generada en la planta TPF-Pata sea transportada mediante vacuum a la estación en el campo Palo Azul. Es por esta razón que para este pozo se recomienda una limpieza mediante CTU, para así disminuir el factor de daño y que el pozo sea capaz de admitir el fluido.

Este proceso no generará aumento en la producción del campo, sin embargo, disminuirá los costos operacionales del campo Pata ya que, a largo plazo, el alquiler del vacuum representa más costos que el trabajo de reacondicionamiento recomendado, el cual no necesita de un taladro.

### 3.1.8 PROPUESTA PARA EL POZO PATA C-008

El pozo Pata C-008 fue cerrado el 10 de abril del 2013 debido a su bajo aporte, el cual era de 50 BFPD con un BSW de 99%.

Al presentar una presión de fondo superior a los 3000 psi en su última prueba se decide reabrir el pozo el 27 de junio del 2018, el cual dio una producción aproximada de 200 BFPD con un BSW de 30%.

### 3.1.9 PROPUESTA PARA EL POZO PATA C-009

El pozo Pata C-009 fue cerrado el 18 de abril del 2009. El 21 de abril del 2014 se decidió reabrir el pozo para realizar prueba de producción, en la cual se obtuvo un caudal de 1536 BFPD y BSW de 100%. La formación Basal Tena presenta potencial hidrocarburífero, por el cual se recomienda lo siguiente el siguiente trabajo con Torre de reacondicionamiento.

- Realizar un squeeze en el intervalo 11428'-11438', correspondiente a Basal Tena, y re-cañonear en el intervalo 11428'-11433'.

### 3.2 Trabajos de reacondicionamiento propuestos para los pozos del campo Pata

En la Tabla 3.1 se muestran los trabajos de reacondicionamiento que se propusieron para cada pozo del campo Pata.

<b>POZO</b>	<b>TRABAJO PROPUESTO</b>
<b>PATA A-001</b>	Realizar una limpieza del pozo con CTU. Realizar tubing punch a la altura de la arena Napo U (9554'-9562' y 9618'-9630'). Reabrir el pozo con una unidad MTU.
<b>PATA A-002</b>	Calibrar el pozo. Verificar el estado de la completación. Evaluar con MTU. Realizar una prueba build up.
<b>PATA-003 (PASA-001)</b>	Evaluar la producción de Hollín superior y principal durante 7 días. Realizar tubing punch en el intervalo 9440'-9470'.
<b>PATA A-004</b>	Reabrir camisa ubicada a 8897.5' para realizar prueba de producción de la formación Napo U.
<b>PATA A-005</b>	Realizar registro de saturación. Realizar cañoneo en el intervalo 9870'-9894' (Napo T) Evaluar con MTU.
<b>PATA A-006</b>	No se presenta propuesta debido a que el pozo está produciendo a condiciones óptimas.
<b>PATA C-007</b>	Limpiar cara de la formación Tiyuyacu.
<b>PATA C-008</b>	No se presenta propuesta debido a que el pozo está produciendo a condiciones óptimas.
<b>PATA C-009</b>	Realizar un squeeze en el intervalo 11428'-11438' y re-cañonear en el intervalo 11428'-11433'.

*Tabla 3.1 Trabajos propuestos en los pozos del campo Pata*

*Elaboración: Aguirre, Vera*

### 3.3 Resultados esperados

La producción que se esperan obtener se basa en el análisis del historial de producción de cada pozo, con el fin de obtener caudales aproximados a la realidad. En la Tabla 3.2 se muestran los caudales estimados para cada pozo del campo Pata.

POZO	CAUDAL ESTIMADO			FORMACIÓN
	FLUIDO (BFPD)	PETRÓLEO (BPPD)	BSW (%)	
PATA A-001	80	43	46	Napo T
PATA A-002	70	55	22	Napo U
PATA SE-01	288	121	58	Hollín (superior + principal)
PATA A-005	51	50	1	Napo T
PATA C-009	95	57	40	Basal Tena

*Tabla 3.2 Caudales estimados de los pozos del campo Pata.*

*Elaboración: Aguirre, Vera*

Según los caudales estimados en la Tabla 3.2 la producción del campo Pata aumentaría en 326 BPPD.

# CAPÍTULO 4

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



## 4.1 CONCLUSIONES

- Luego de realizar la limpieza a la formación Napo T del pozo Pata A-001, se espera obtener un caudal de producción de 43 BPPD. Para optimizar la misma se recomendaría evaluar en conjunto con la arena U.
- La información actual disponible del pozo Pata A-002 es bastante limitada, razón por la cual, el trabajo recomendado en este pozo es realizar una prueba de build up con el fin de poder caracterizar el reservorio de manera adecuada.
- La evaluación del pozo Pasa-001 fue realizada durante un periodo corto de tiempo, razón por la cual no se puede asegurar que los valores de caudal obtenidos sean cien por ciento confiables, ya que los registros muestran potencial hidrocarburífero. La producción estimada al evaluar Hollín superior y principal es de 121 BPPD.
- En la actualidad, el pozo Pata A-004 se encuentra produciendo de la formación Basal Tena a una tasa de 104 BFPD y BSW de 0.4% mediante bombeo hidráulico. La geometría actual de la bomba actualmente se encuentra diseñada a las condiciones óptimas de operación, razón por la cual no se propuso intervenir este pozo.
- Las arenas que se han producido en el pozo Pata A-005 son Basal Tena y Napo U. El registro petrofísico muestra presencia de hidrocarburo en la formación Napo T, la cual debe ser confirmada por un registro de saturación para posteriormente cañonear. La producción estimada es de 50 BPPD.
- El rediseño del equipo BES del pozo Pata A-006 no es económicamente rentable, ya que este involucra una fuerte inversión y el cierre del pozo por un periodo de tiempo considerable.
- El pozo Pata A-007 al ser utilizado como re-inyector, no genera un incremento en la producción del campo, sin embargo, es posible disminuir los costos operacionales del campo ya que, a largo plazo, el trabajo de limpieza con CTU recomendado, resulta más rentable que el alquiler del vacuum.
- Debido a que el pozo Pata C-008 comenzó a ser evaluado en junio del 2018 con una producción de 200 BPPD no fue tomado en cuenta para el análisis técnico, ya que se encuentra produciendo en su condición óptima.

- Para estimar la producción del pozo Pata C-009 se utilizó el mapa estructural de la formación Basal Tena (ANEXO A), con el fin de conocer los pozos que se encuentran en la misma profundidad, que para este caso es el Pata A-005.
- El incremento en la producción total del campo Pata, luego del análisis técnico realizado para cada uno de los pozos, alcanza un total de 326 BPPD, lo cual representa un aumento del 68% de la producción actual del campo.
- Se analizó el estado actual de cada pozo del campo Pata con el fin de seleccionar los pozos candidatos para proponer los trabajos de reacondicionamiento a realizarse para poder incrementar la producción total del campo.
- Los trabajos de reacondicionamiento propuestos para cada pozo dependieron de las características y de la información proporcionada por PETROAMAZONAS EP.

## 4.2 RECOMENDACIONES

- Actualizar los valores de las reservas que existen en el campo Pata, ya que los que se poseen actualmente presentan inconsistencias.
- Realizar pruebas de restauración de presión a cada uno de los pozos del campo Pata con el fin de conocer de mejor manera el comportamiento del pozo a través de los valores de: daño, permeabilidad, presión de reservorio e índice de productividad.
- Inspeccionar técnicamente el estado de las facilidades de producción del campo Pata con el fin de garantizar seguridad en las operaciones que conlleva el tratamiento y almacenamiento del crudo.
- Realizar el correspondiente análisis económico a las propuestas mostradas en este trabajo de investigación con el fin de conocer la rentabilidad del proyecto de optimización.
- En la actualidad, el pozo Pata A-004 se encuentra produciendo de la formación Basal Tena a una tasa de 104 BFPD y BSW de 0.4%. En el caso de que se presente declinación en la producción se podría reabrir la camisa ubicada en la formación Napo U.
- Dado el pozo Pata A-001 es vertical y el caudal esperado luego de los trabajos recomendados es menor a 100 BPPD (43 BPPD), se recomienda cambiar el método de levantamiento artificial a bombeo mecánico.

## BIBLIOGRAFÍA

Baker, R. (2004). *Simulated Production Behaviour of Heavy Oil Pools With Gas Caps*.

Contreras, A. (2014). *Petróleo y su clasificación según su concentración API*.

DaSilva, A. (2009). *La Comunidad Petrolera* . Retrieved from Viscosidad del petróleo:

[www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/viscosidad-del-petroleo.html](http://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/viscosidad-del-petroleo.html)

Garaicochea, F. (1994). *Apuntes de comportamiento de los yacimientos*.

PETROAMAZONAS. (2017). *Bloque 18 Activo Palo Azul*. Quito.

PETROAMAZONAS, E. (2017). *Manual de Operación TPF-Pata*.

Rodriguez, J. (2011). *Mecanismos de Drenaje*. Retrieved from

<http://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/33/P%2007%20U5%201%20Drenaje.pdf>

Schlumberger. (2018). *Oilfield Glossary*. Retrieved from

[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gas\\_lift.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gas_lift.aspx)

The Robert Gordon University. (2012). *Reservoir Rock Properties*.

Unapanta, M. (2006). *Estudio Técnico-Económico para incrementar la producción de*

*petroleo en los Campos Guanta y Dureno*. Quito.

Villacis, N. (2015). *Aplicaciones del Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico en*

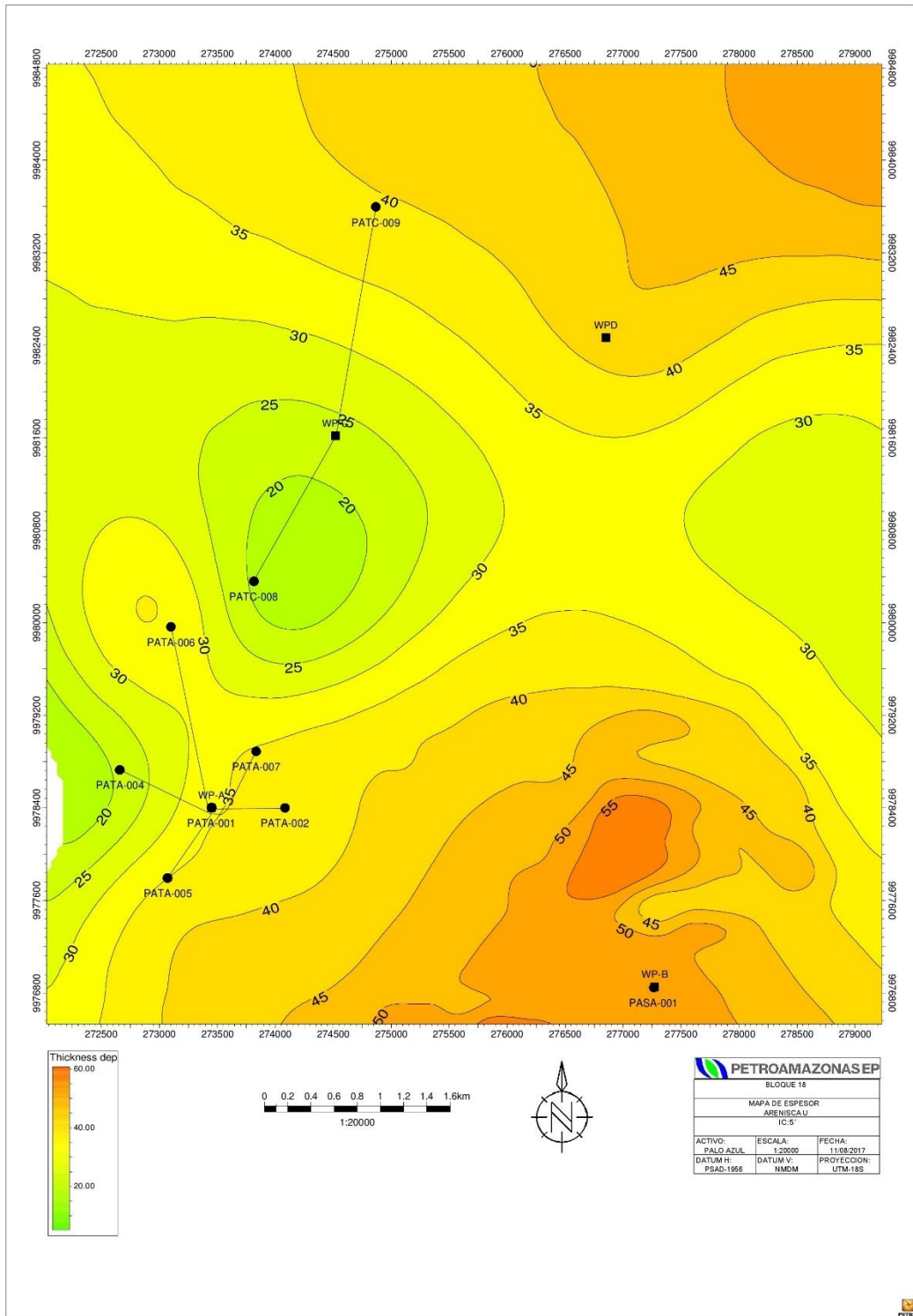
*Ecuador*.

# ANEXOS

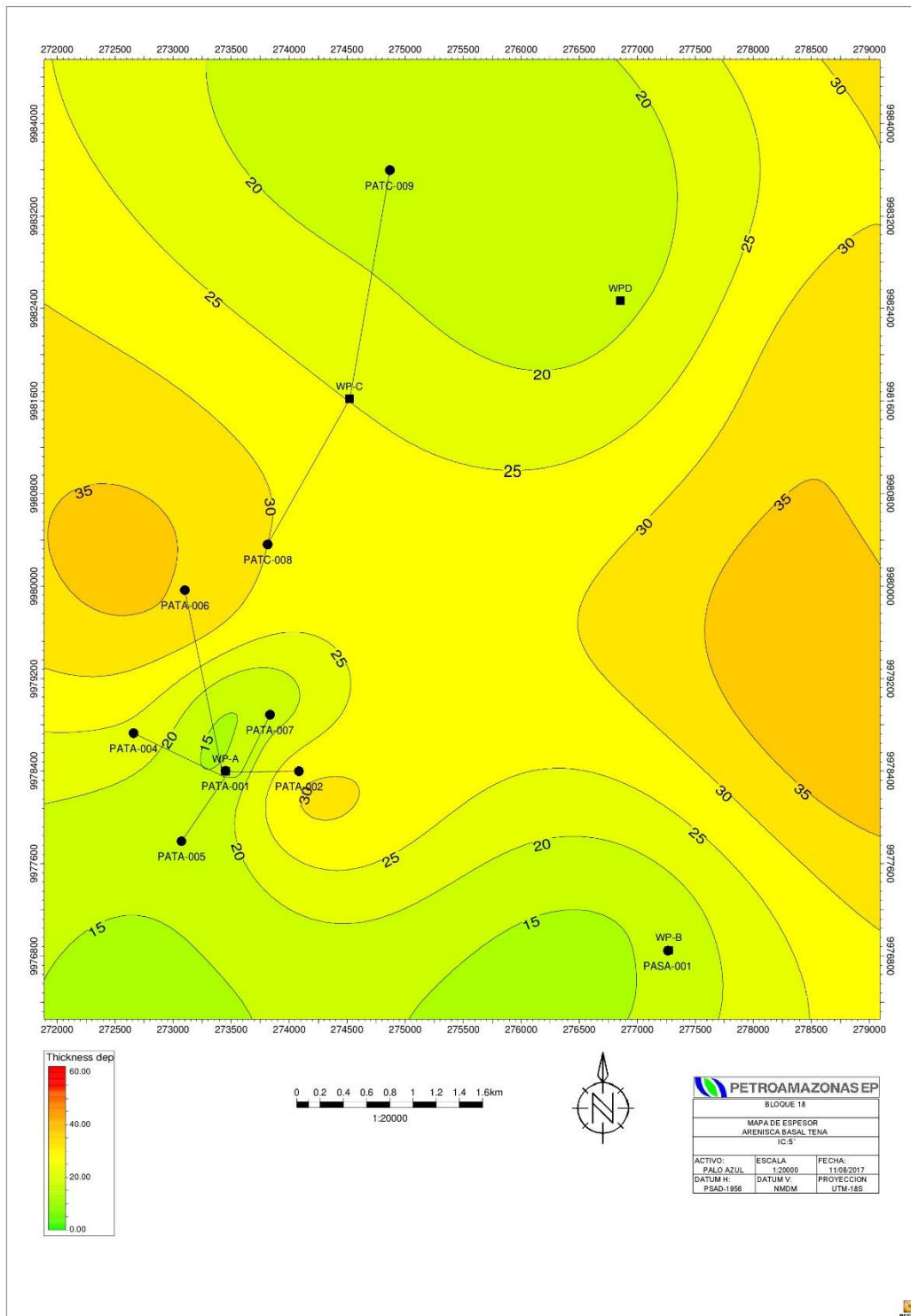
ANEXO A

MAPAS ESTRUCTURALES EN PROFUNDIDAD DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL  
CAMPO PATA

# MAPA DE ESPESOR DE LA ARENA NAPO U



# MAPA DE ESPESOR DE LA ARENA BASAL TENA





ANEXO B

PROFUNDIDADES Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO  
PATA

Profundidades de los pozos del campo Pata

<b>POZO</b>	<b>Surface</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>Depth</b>	<b>MD</b>
<b>PASA-001</b>	TBTE	277262.42	9976847.1	-7752	8779.58
<b>PASA-001</b>	TUUS	277263.58	9976846.03	-8399	9426.6
<b>PASA-001</b>	TUTS	277264.2	9976845.33	-8651	9678.62
<b>PASA-001</b>	TUHS	277264.76	9976844.99	-8847	9874.63
<b>PATA-001</b>	TBTE	273450.49	9978400.29	-7818	8901
<b>PATA-001</b>	TUUS	273450.49	9978400.29	-8454	9537
<b>PATA-001</b>	TUTS	273450.49	9978400.29	-8699.76	9782.76
<b>PATA-001</b>	TUHS	273450.49	9978400.29	-8894	9977
<b>PATA-002</b>	TBTE	274083.55	9978398.05	-7802	9513.67
<b>PATA-002</b>	TUUS	274083.55	9978398.05	-8458	10169.67
<b>PATA-002</b>	TUTS	274083.55	9978398.05	-8715	10426.67
<b>PATA-002</b>	TUHS	274083.55	9978398.05	-8899	10610.67
<b>PATA-004</b>	TBTE	272723.27	9978695.7	-7783	9300.35
<b>PATA-004</b>	TUUS	272671.17	9978721.84	-8438	9984.12
<b>PATA-004</b>	TUTS	272659.02	9978727.86	-8680	10230.22
<b>PATA-004</b>	TUHS	272651.92	9978731.13	-8861	10413.04
<b>PATA-005</b>	TBTE	273072.33	9977793.31	-7793	9258.37
<b>PATA-005</b>	TUUS	273072.08	9977792.27	-8446	9911.4
<b>PATA-005</b>	TUTS	273071.94	9977792.37	-8667	10132.41
<b>PATA-005</b>	TUHS	273071.31	9977792.45	-8871	10336.42
<b>PATA-006</b>	TBTE	273110.5	9979912.7	-7818	10480.13
<b>PATA-006</b>	TUUS	273101.85	9979956.85	-8492	11172.42
<b>PATA-006</b>	TUTS	273100.75	9979963.82	-8736	11417.54
<b>PATA-006</b>	TUHS	273100.46	9979967.55	-8933	11614.93
<b>PATA-007</b>	TBTE	273801.43	9978826.19	-7824	9301.43
<b>PATA-007</b>	TUUS	273828.15	9978876.85	-8458	9965.06
<b>PATA-007</b>	TUTS	273834.61	9978886.86	-8706	10216.16
<b>PATA-007</b>	TUHS	273838.21	9978892.03	-8890	10401.33
<b>PATC-008</b>	TBTE	273852.56	9980441.76	-7866	10094.71
<b>PATC-008</b>	TUUS	273816.52	9980368.39	-8529	10811.51

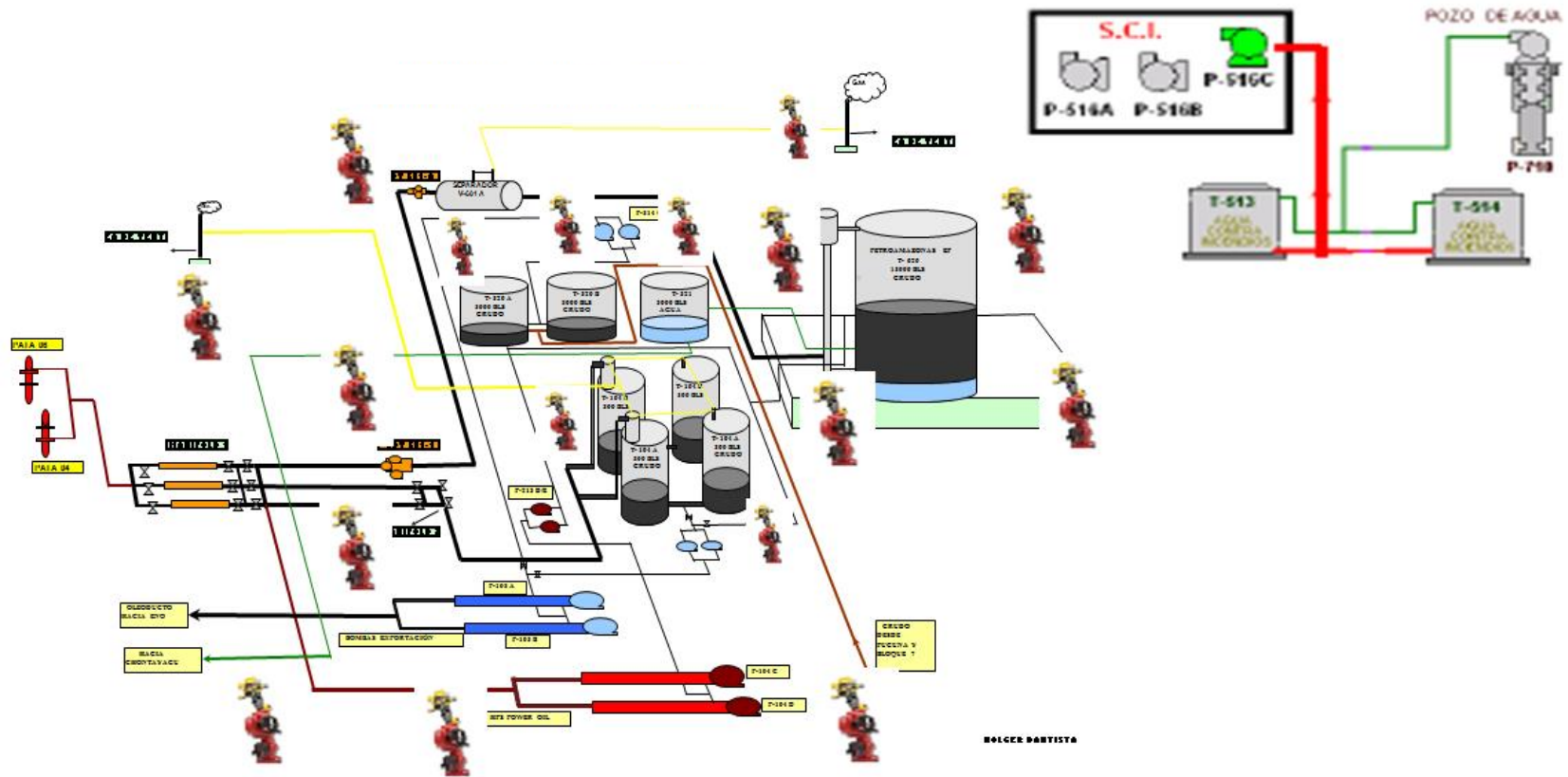
## UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS DEL CAMPO PATA

<b>POZO</b>		<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>MD</b>
PATA -001	SUPERFICIE	273450.49	9978400.29	0
	FONDO	273450.49	9978400.29	10383
PATA -002	SUPERFICIE	273444.9	9978388.85	0
	FONDO	274083.55	9978398.05	10762
PATA -004	SUPERFICIE	273428.65	9978356.02	0
	FONDO	272643.53	9978734.52	10673
PATA -005	SUPERFICIE	273437.01	9978372.88	0
	FONDO	273070.87	9977792.84	10420
PATA -006	SUPERFICIE	273430.27	9978359.48	0
	FONDO	273100.61	9979969.71	11785
PATA -007	SUPERFICIE	273427.03	9978352.9	0
	FONDO	273840.14	9978894.96	10542
PATC -008	SUPERFICIE	274513.02	9981605.95	0
	FONDO	273799.42	9980334.03	11350
PATC -009	SUPERFICIE	274511	9981609	0
	FONDO	274869.99	9983616.77	12828
PASA -001	SUPERFICIE	277271.05	9976850.74	0
	FONDO	277265.2	9976844.79	10088

## ANEXOS C

### DIAGRAMA DE FACILIDADES DEL CAMPO PATA

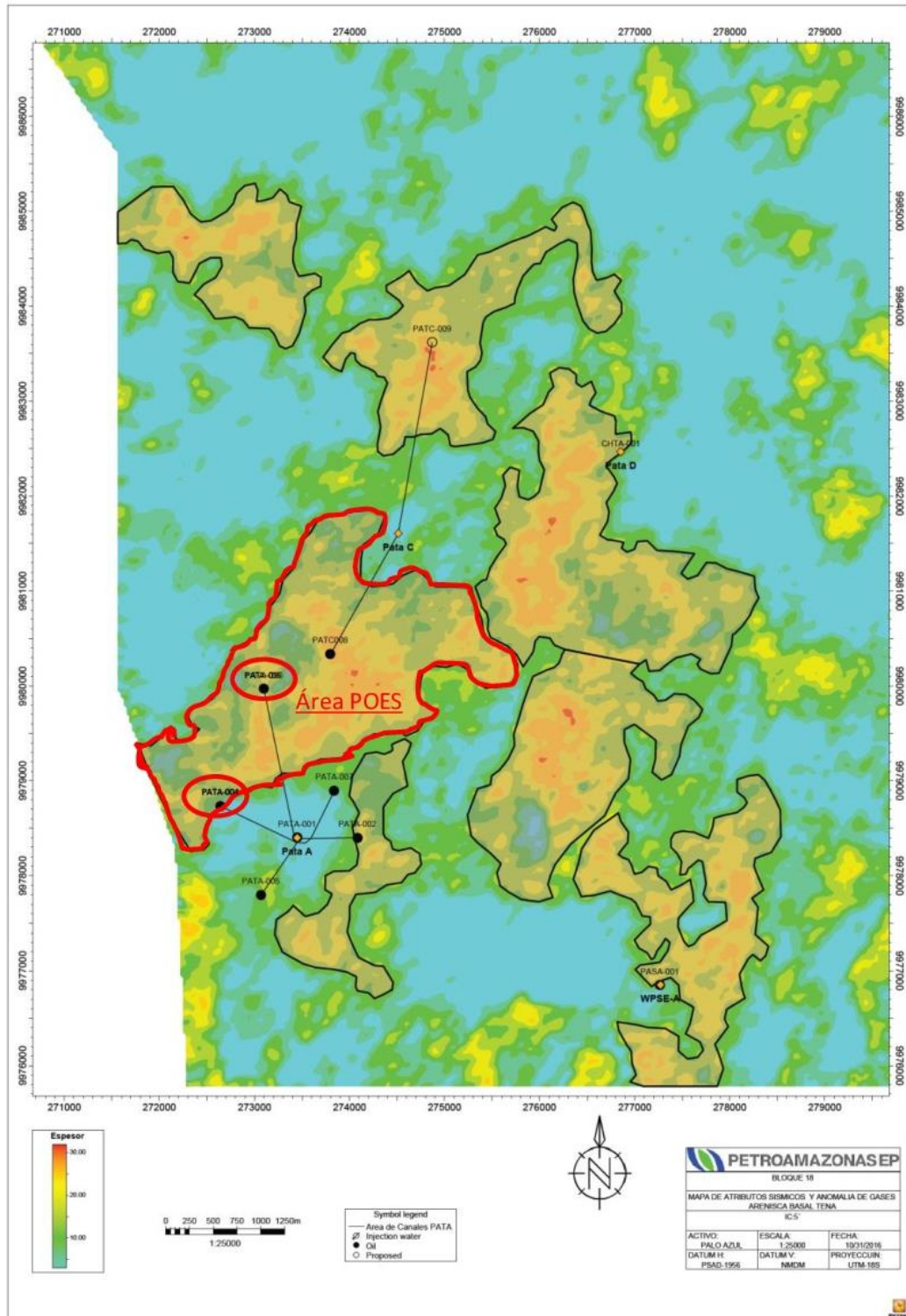
# DIAGRAMA BÁSICO DE FACILIDADES TPF-PATA



## ANEXO D

### DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO PATA

# Distribución de los pozos del Campo Pata

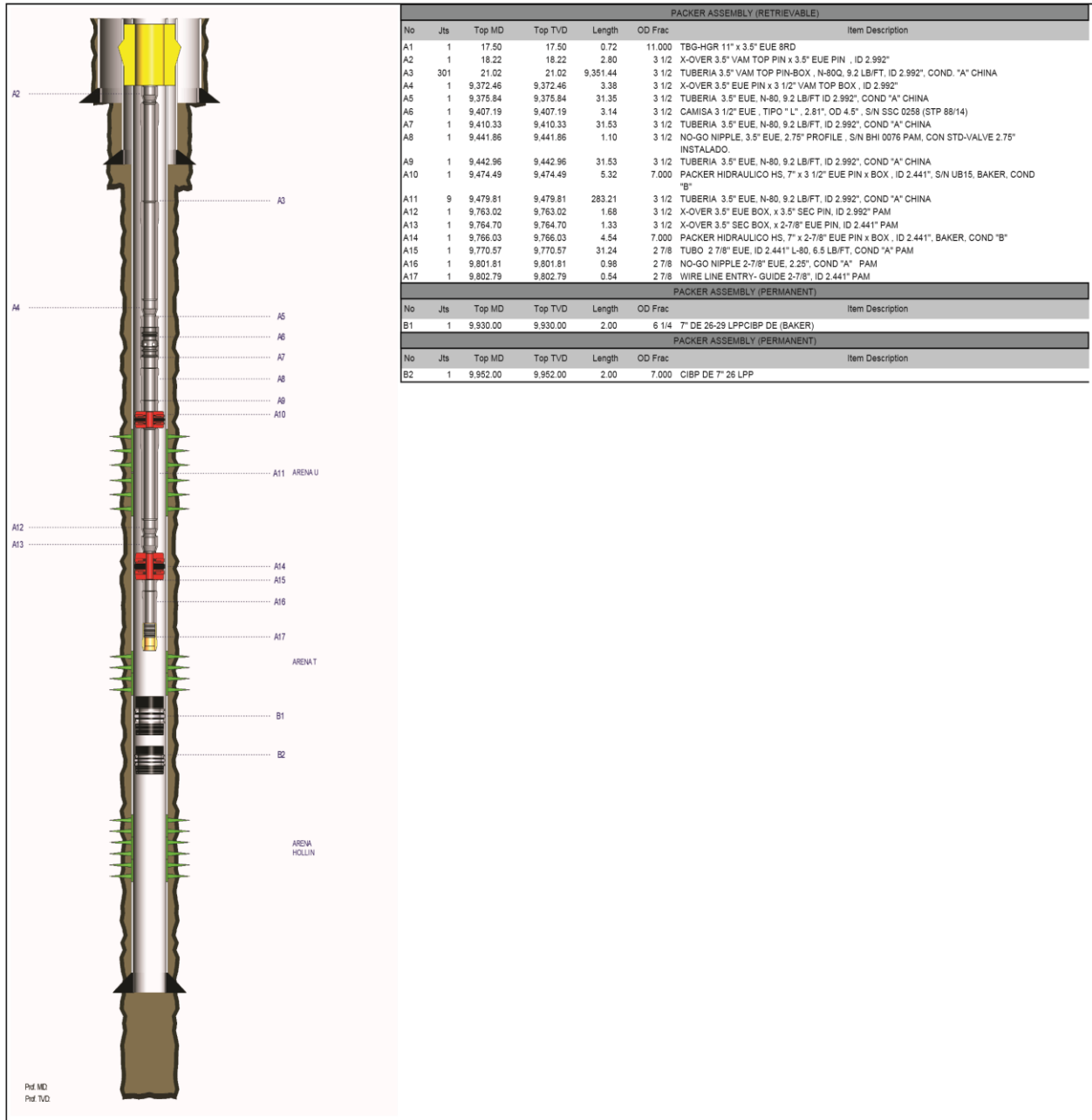


## ANEXO E

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO PATA

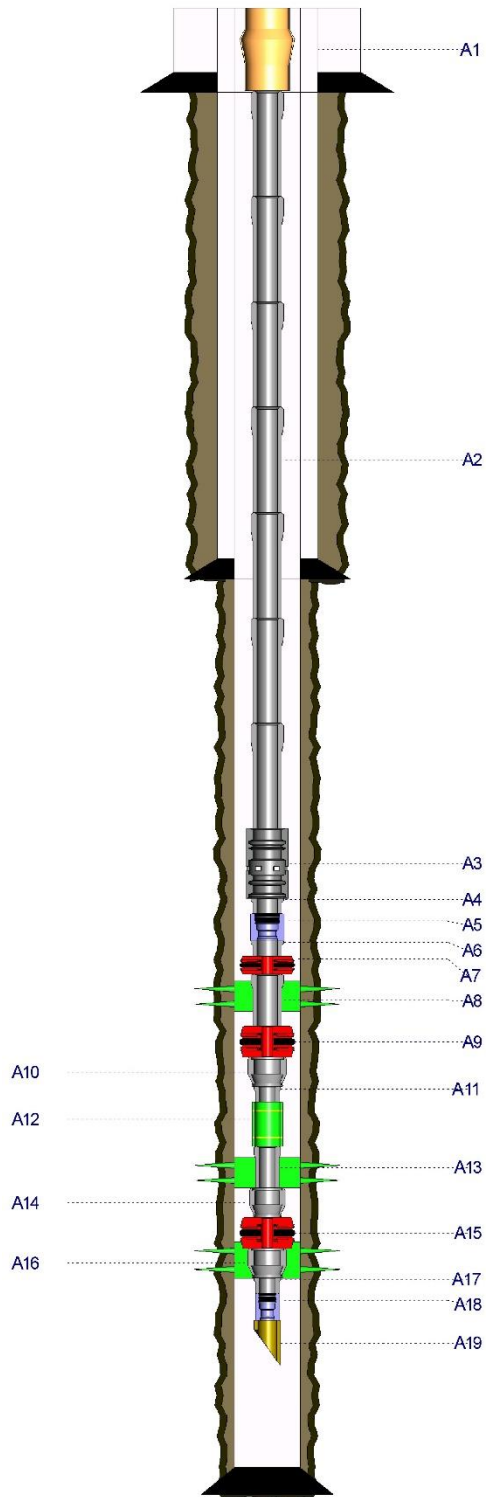


# Diagrama del pozo Pata A-001





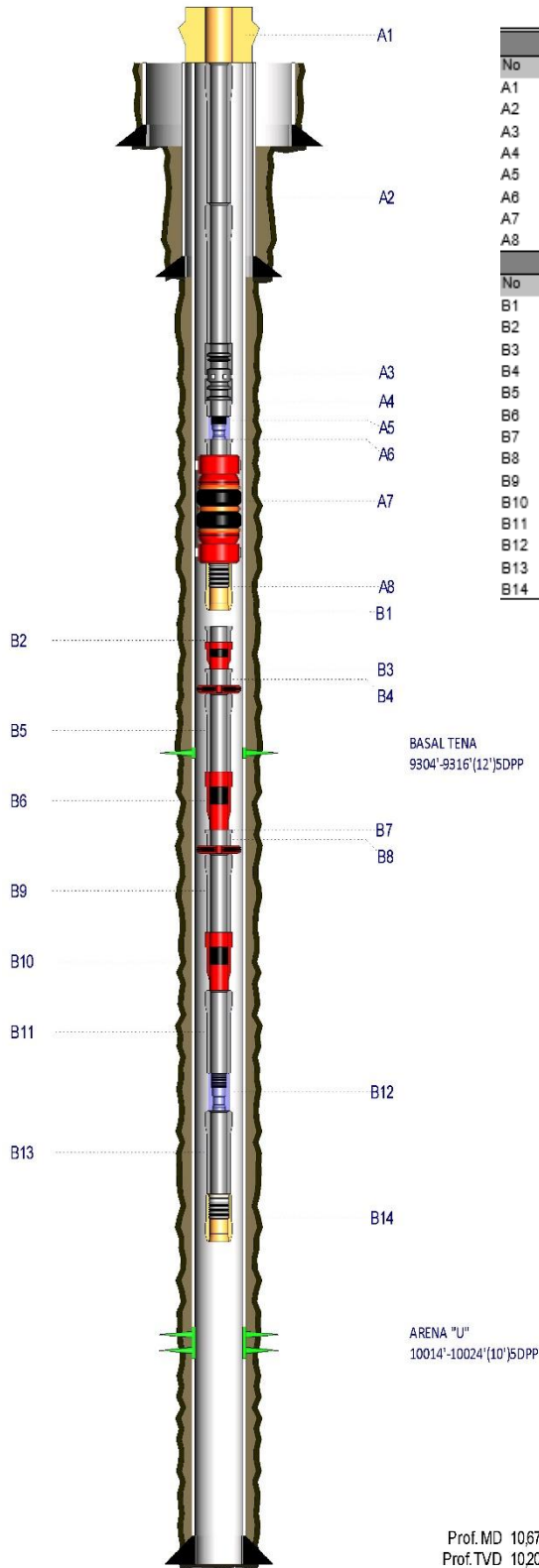
## Diagrama del pozo Pasa-001



PACKER ASSEMBLY (RETRIEVABLE)						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD	Descripción
A1	1	24.80	24.80	1.06	11.00	TUBING HANGER
A2	300	<del>25.88</del> <u>25.88</u>	9,279.80	3.50		TUBING DE 3 1/2" N-80 REPARADA 9.3 LPP A3 1 9,305.66
		9,305.66	2.94	4.50		CAMISA BAKER DE 3 1/2" X 2.81"
A4	1	<del>9,308.60</del> <u>9,308.60</u>	9,312.9	3.50		TUBING DE 3 1/2" N-80 REPARADA 9.3 LPP A5 1 9,339.89
		9,339.89	1.06	4.57		NO-GO TIPO R 3 1/2" X 2.75"
A6	1	9,340.95	9,340.95	31.23	3.50	TUBING DE 3 1/2" N-80 REPARADA 9.3 LPP
A7	1	9,372.18	9,372.18	5.38	5.97	PACKER HIDRAULICO HS DE 7" X 3 1/2" CENTRO DE GOMAS 9373.48"
A8	9	9,377.56	9,377.56	279.99	3.50	TUBING DE 3 1/2" N-80 REPARADA 9.3 LPP
A9	1	9,657.55	9,657.55	7.13	5.97	PACKER HIDRAULICO FHL DE 7" X 3 1/2" CENTRO DE GOMAS 9659.6"
A10	1	9,664.68	9,664.68	0.75	4.57	X-OVER DE 3 1/2" EUE BOX X 2 7/8" EUE PIN
A11	2	9,665.43	9,665.43	63.33	2.88	TUBING DE 2 7/8" N-80 REPARADA 6.5 LPP
A12	1	9,728.70	9,728.70	2.87	3.23	CAMISA BAKER DE 2 7/8" X 2.31"
A13	5	9,731.63	9,731.63	158.07	2.88	TUBING DE 2 7/8" N-80 REPARADA 6.5 LPP (MARCA RADIOA EN PIN DE
A14	1	9,889.70	9,889.70	0.75	4.21	X-OVER DE 2 7/8" EUE BOX X 3 1/2" EUE PIN
A15	1	9,890.45	9,890.45	7.13	5.97	PACKER HIDRAULICO FHL DE 7" X 3 1/2" CENTRO DE GOMAS 9892.75"
A16	1	9,897.58	9,897.58	0.75	4.57	X-OVER DE 3 1/2" EUE BOX X 2 7/8" EUE PIN
A17	1	9,898.33	9,898.33	31.63	2.88	TUBING DE 2 7/8" N-80 REPARADA 6.5 LPP
A18	1	9,929.96	9,929.96	1.05	3.21	NO-GO TIPO R 2 7/8" X 2.25"
A19	1	9,931.01	9,931.01	0.45	2.88	PATA DE MULA DE 2 7/8"

Prof. MD 10,106.00ft  
Prof. TVD 10,106.00ft

## Diagrama del pozo Pata A-004



WORK STRING						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Npto.	Descripción
A1	1	14.00	14.00	0.65	7.062	7-1/8" X 3-1/2" EUE TBG-HANGER, S/N B-1744
A2	296	14.65	14.65	9,055.68	3 1/2	3-1/2" EUE TGB (RE-RUN), 9.3 #/FT, N-80
A3	1	9,070.33	8,657.28	2.95	3 1/2	3-1/2" X 2.81" CAMISA TIPO "L", S/N: SAC-147, ADRIALPETRO
A4	1	9,073.28	8,660.01	29.95	3 1/2	3-1/2" EUE TGB (RE-RUN), 9.3 #/FT, N-80
A5	1	9,103.23	8,687.73	1.05	3 1/2	3-1/2" X 2.75" NO-GO NIPL TIPO "R" S/N: NAC-0324 CON + ST
A6	1	9,104.28	8,688.70	29.81	3 1/2	3-1/2" EUE TGB (RE-RUN), 9.3 #/FT, N-80
A7	1	9,134.09	8,716.26	7.90	7.000	7" X 3-1/2" PKR MECÁNICO ARROW SET IX, S/N KAC-MAP-000
A8	1	9,141.99	8,723.55	0.49	3 1/2	3-1/2" EUE MULE SHOE
FISH						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Npto.	Descripción
B1	1	9,178.00	8,756.77	20.03	3 1/2	TUBING 3 1/2", N-80, 9.3 LB/FT, TOPE DE PESCADO DESPUES
B2	1	9,198.03	8,775.23	2.98	3 1/2	CAMISA DE 3 1/2" X 2.81" SLB, CON BOMBA JET 8G ATASCAD
B3	1	9,201.01	8,777.97	30.80	3 1/2	TUBING 3 1/2", N-80, 9.3 LB/FT
B4	1	9,231.81	8,806.31	7.00	3 1/2	PACKER HIDRÁULICO 7" X 3 1/2" DHL SLB
B5	3	9,238.81	8,812.75	92.26	3 1/2	TUBING 3 1/2", N-80, 9.3 LB/FT
B6	1	9,331.07	8,897.50	2.98	3 1/2	CAMISA DE 3 1/2" X 2.81" SLB ABIERTA
B7	1	9,334.05	8,900.24	30.94	3 1/2	TUBING 3 1/2", N-80, 9.3 LB/FT
B8	1	9,364.99	8,928.70	7.00	3 1/2	PACKER HIDRÁULICO 7" X 3 1/2" DHL SLB
B9	1	9,371.99	8,935.15	30.38	3 1/2	TUBING 3 1/2", N-80, 9.3 LB/FT
B10	1	9,402.37	8,963.28	2.98	3 1/2	CAMISA DE 3 1/2" X 2.81" SLB CERRADA
B11	1	9,405.35	8,966.05	31.52	3 1/2	TUNING 3 1/2", N-80, 9.3 LB/FT
B12	1	9,436.87	8,995.47	1.04	3 1/2	NO-GO 3 1/2" X 2.75" CON TAPON RZR SERTECPET
B13	1	9,437.91	8,996.44	4.96	3 1/2	PUP JOINT 3 1/2", N-80, 9.3 LB/FT
B14	1	9,442.87	9,001.09	1.00	3 1/2	WIRELINE ENTRY GUIDE

Prof. MD 10,673.00ft  
 Prof. TVD 10,205.53ft

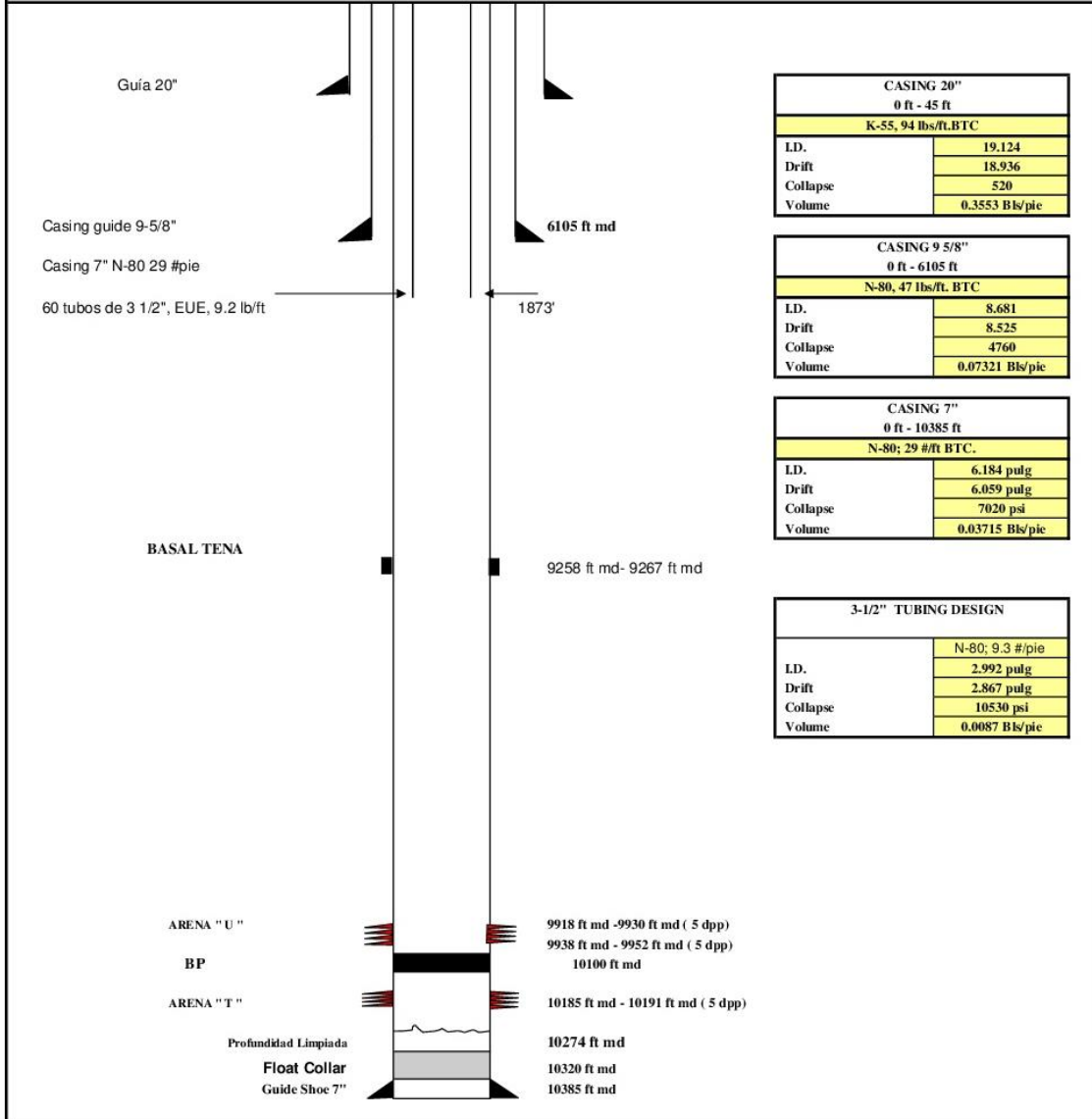
# Diagrama del pozo Pata A-005

## PETROAMAZONAS EP

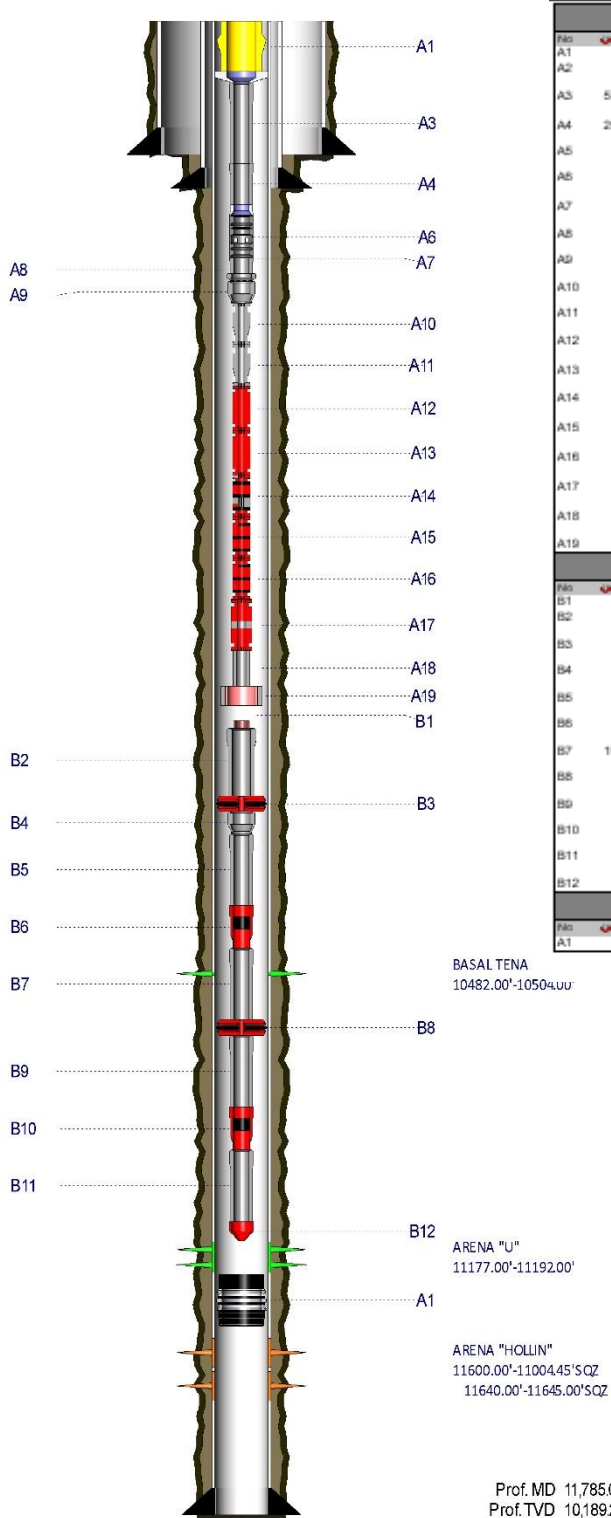
### DIAGRAMA FINAL PATA 05 WO # 06

Pozo:	Pata 5	BLOQUE	18	Inicio WO:	10-Sep-11
Perforación:	16-Marzo-05	Fin Completación	25-Marzo-05	Fin WO:	13-Sep-11
Tipo de Pozo:	Desarrollo	Objetivo:	Recuperar tubing 3 1/2"		

### PATA 05



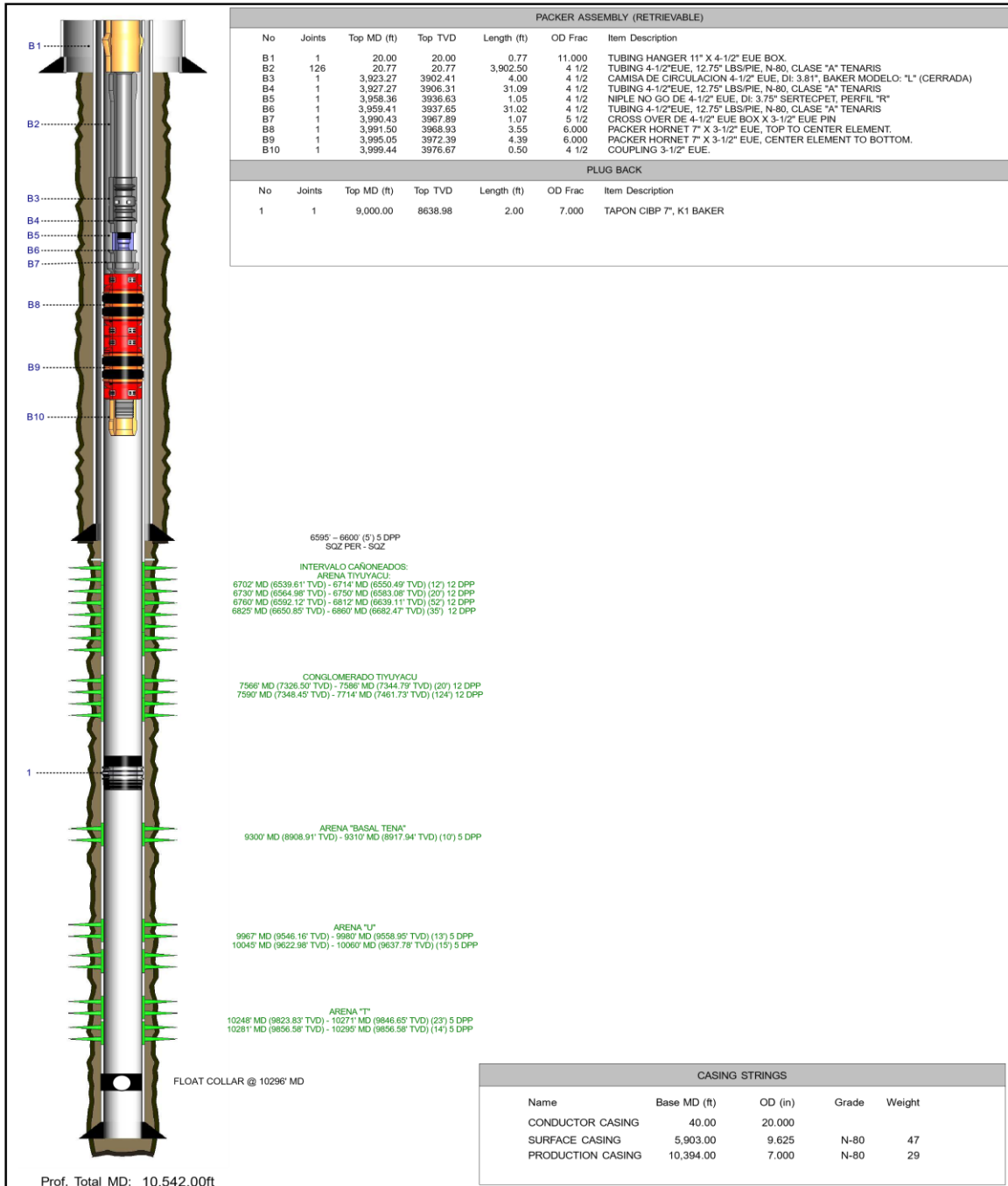
# Diagrama del pozo Pata A-006



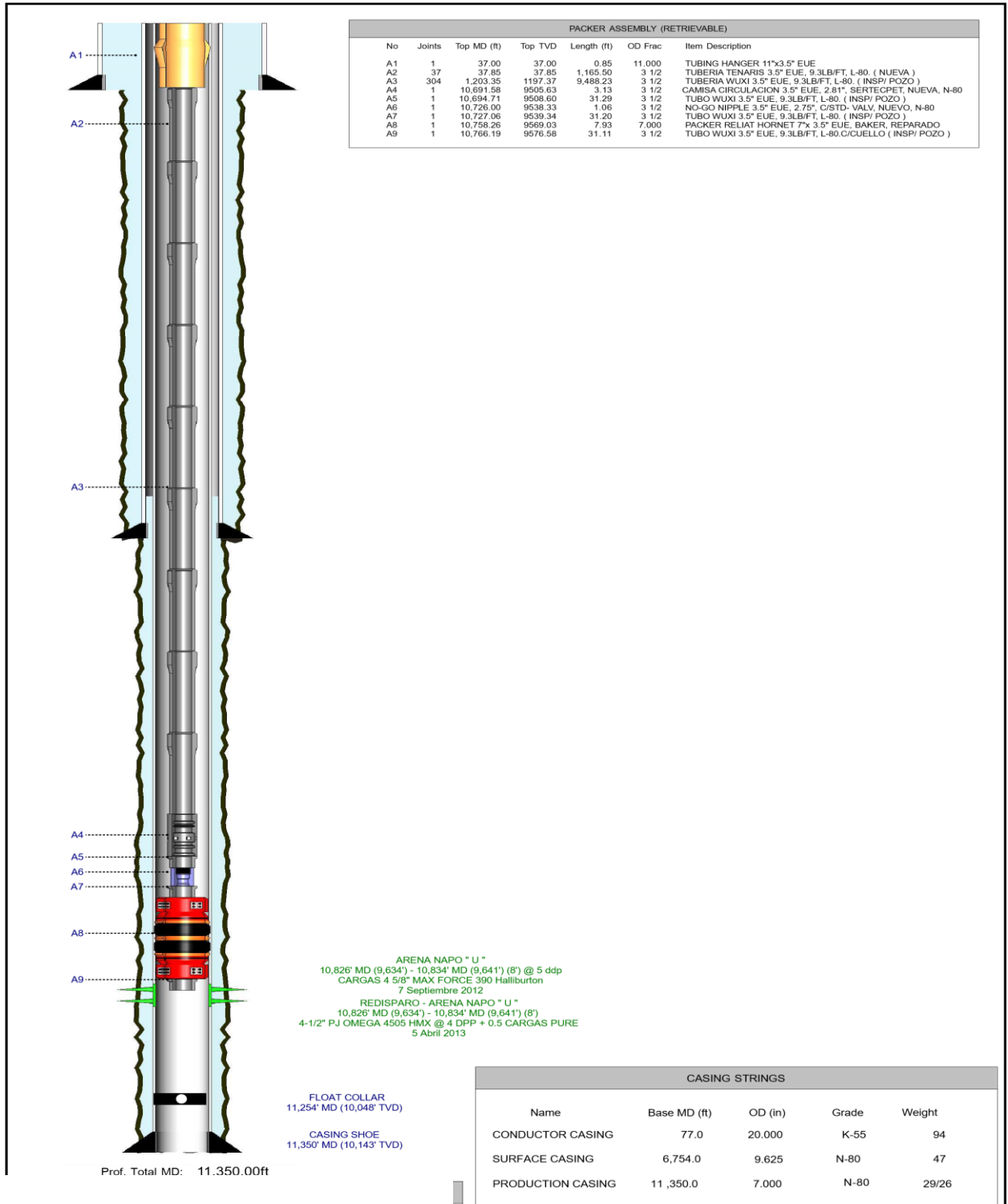
File	Topo MD	Topo TVD	Longitud	OD	Spig	Description
A1	1	20.00	20.00	0.90	7.08	TUBING HANGER 7-1/16" x 3 1/2" EUE, S/N TH85-B0034
A2	1	20.90	20.90	1.63	2.88	X-OVER 2-7/8" BGT-2 PIN x 3-1/2" EUE PIN, S/N: 0516-5 (RE-RUN)
A3	57	22.53	22.53	1,773.67	2.88	TUBING 2-7/8" BGT-2, 6.4 LBS/FT, L-80, CR 1%, CLASE "B" (57 TUBOS = 53 JTS RE-RUN + 4 JTS NUEVAS)
A4	284	1,796.20	1,790.77	8,251.01	2.88	TUBING 2-7/8" BGT-2, 7.8 LBS/FT, L-80, CR 3%, CLASE "B" (RE-RUN) (284 TUBOS)
A5	1	10,047.21	8,505.44	1.81	2.88	X-OVER 2-7/8" EUE PIN x 2-7/8" BGT-2 BOX (NUEVO)
A6	1	10,049.02	8,507.09	2.66	2.88	CAMISA DE CIRCULACION 2-7/8" EUE x 1.87" ID, TIPO "L" (CERRADA - CON STD. VALVE 1.87") (RE-RUN)
A7	1	10,051.68	8,509.52	31.59	2.88	(1) TUBING 2-7/8" EUE, 6.4 LBS/FT, L-80, CLASE "B" (RE-RUN)
A8	1	10,083.27	8,538.35	2.36	3.75	X-OVER 3-1/2" BGT-2 BOX x 2-7/8" EUE BOX (NUEVO)
A9	1	10,085.63	8,540.50	1.58	3.50	X-OVER 3-1/2" EUE PIN x 3-1/2" BGT-2 PIN (NUEVO)
A10	1	10,087.21	8,541.94	0.58	4.00	HEAD BOLT ON DISCHARGE 3-1/2" EUE RLOY, PIN: 1291772, SERIE 400
A11	1	10,087.79	8,542.47	0.75	4.00	DISCHARGE PRESSURE SUB, PIN: 100144821, SERIE 400
A12	1	10,088.54	8,543.16	17.50	4.00	BOMBA SUPERIOR D46CN, 164 ETAPAS, CR CT-RLOY M TRM AFLARZ TT, PIN: 101923315,
A13	1	10,108.04	8,559.14	17.50	4.00	BOMBA INFERIOR D46CN, 164 ETAPAS, CR CT-RLOY M TRM AFLARZ TT, PIN: 101923315, S/N:
A14	1	10,123.54	8,575.12	3.33	4.00	SEPARADOR DE GAS VQSA-D2090-RLOY-ES EXT HEAD, PIN: 2003133, S/N: 4B57C7634978, SERIE 400
A15	1	10,126.87	8,578.16	8.03	4.00	PROTECTOR SUPERIOR SPBSL-RLOY-AFL-MAX-LT, PIN: 101900506, S/N: 3T87G8137091, SERIE 400
A16	1	10,134.90	8,585.49	8.03	4.00	PROTECTOR INFERIOR SPBSL-RLOY-AFL-MAX-LT, PIN: 101900556, S/N: 3C57H7665167, SERIE 400
A17	1	10,142.93	8,592.83	22.00	4.56	MOTOR RA-S-RLOY-MANMJS, 180 HP / 2520 V / 46.8 A, PIN: 101901388, S/N: 1C57G8303124, SERIE 456
A18	1	10,164.93	8,612.97	1.87	4.50	SENSOR XT150-TYPE 1, PIN: 100676047, S/N: S113X17HN10678, SERIE 460
A19	1	10,186.80	8,614.69	2.10	6.50	GLIDE MOTOR 5.5", PIN: 810660, SERIE 550
<b>REPERMIMENTOS</b>						
File	Topo MD	Topo TVD	Longitud	OD	Spig	Description
B1	1	10,233.01	8,675.53	1.54	3.50	SEAL PIN ON-OFF 3-1/2" EUE (HALLIBURTON)
B2	1	10,234.55	8,676.95	10.12	3.50	1 PUP JOINT 3-1/2", EUE TUBING N-80, 9.3F
B3	1	10,244.67	8,686.28	7.10	3.50	3-1/2" x 7" PACKER HIDRAULICO PHL (ID: 2.96")
B4	1	10,251.77	8,692.82	1.36	3.50	XO 3-1/2" x 2-7/8"
B5	2	10,253.12	8,694.06	62.02	2.88	2 JUNTAS 2-7/8", EUE TUBING N-80, 6.5F
B6	1	10,315.14	8,751.30	2.78	2.88	SLIDING SLEEVE DE 2-7/8" ID-2.31"
B7	16	10,317.92	8,753.87	494.91	2.88	16 JUNTAS 2-7/8", EUE TUBING N-80, 6.5F
B8	1	10,812.83	9,222.77	6.10	2.88	2-7/8" x 7" PACKER HIDRAULICO PH (ID 2.44")
B9	1	10,818.93	9,228.75	31.05	2.88	1 JUNTA 2-7/8", EUE TUBING N-80, 6.5F
B10	1	10,849.98	9,259.24	2.78	2.88	SLIDING SLEEVE DE 2-7/8" ID-2.31"
B11	3	10,852.76	9,261.97	62.01	2.88	3 JUNTAS 2-7/8", EUE TUBING N-80, 6.5F
B12	1	10,944.77	9,352.74	0.50	2.88	TAJON 2-7/8" (BULL PLUG)
<b>PACKER ASSEMBLY (PERMIMENT)</b>						
File	Topo MD	Topo TVD	Longitud	OD	Spig	Description
A1	1	11,500.00	9,904.61	2.00	7.00	TAJON EZ DRILL

Prof. MD 11,785.00ft  
Prof. TVD 10,189.28ft

# Diagrama del pozo Pata A-007



# Diagrama del pozo Pata C-008



PACKER ASSEMBLY (RETRIEVABLE)						
No	Joints	Top MD (ft)	Top TVD	Length (ft)	OD Frac	Item Description
A1	1	37.00	37.00	0.85	11,000	TUBING HANGER 11"x3.5" EUE
A2	37	37.85	37.85	1,165.50	3 1/2	TUBERIA TENARIS 3.5" EUE, 9.3LB/FT, L-80, ( NUEVA )
A3	304	1,203.35	1,197.37	9,488.23	3 1/2	TUBERIA WUXI 3.5" EUE, 9.3LB/FT, L-80, ( INSP/ POZO )
A4	1	10,691.58	9505.63	3.13	3 1/2	CAMISA CIRCULACION 3.5" EUE, 2.81", SERTECFET, NUEVA, N-80
A5	1	10,694.71	9508.60	31.29	3 1/2	TUBO WUXI 3.5" EUE, 9.3LB/FT, L-80, ( INSP/ POZO )
A6	1	10,726.00	9538.33	1.06	3 1/2	NO-GO NIPPLE 3.5" EUE, 2.75", C/STD- VALV. NUEVO, N-80
A7	1	10,727.06	9539.34	31.20	3 1/2	TUBO WUXI 3.5" EUE, 9.3LB/FT, L-80, ( INSP/ POZO )
A8	1	10,758.26	9569.03	7.93	7,000	PACKER RELIAT HORNET 7"x 3.5" EUE, BAKER, REPARADO
A9	1	10,766.19	9576.58	31.11	3 1/2	TUBO WUXI 3.5" EUE, 9.3LB/FT, L-80, C/CUELLO ( INSP/ POZO )

ARENA NAPO " U "  
 10,826' MD (9,634') - 10,834' MD (9,641') (8') @ 5 ddp  
 CARGAS 4 5/8" MAX FORCE 390 Halliburton  
 7 Septiembre 2012

REDISPARO - ARENA NAPO " U "  
 10,826' MD (9,634') - 10,834' MD (9,641') (8')  
 4-1/2" PJ OMEGA 4505 HMX @ 4 DPP + 0.5 CARGAS PURE  
 5 Abril 2013

FLOAT COLLAR  
 11,254' MD (10,048' TVD)

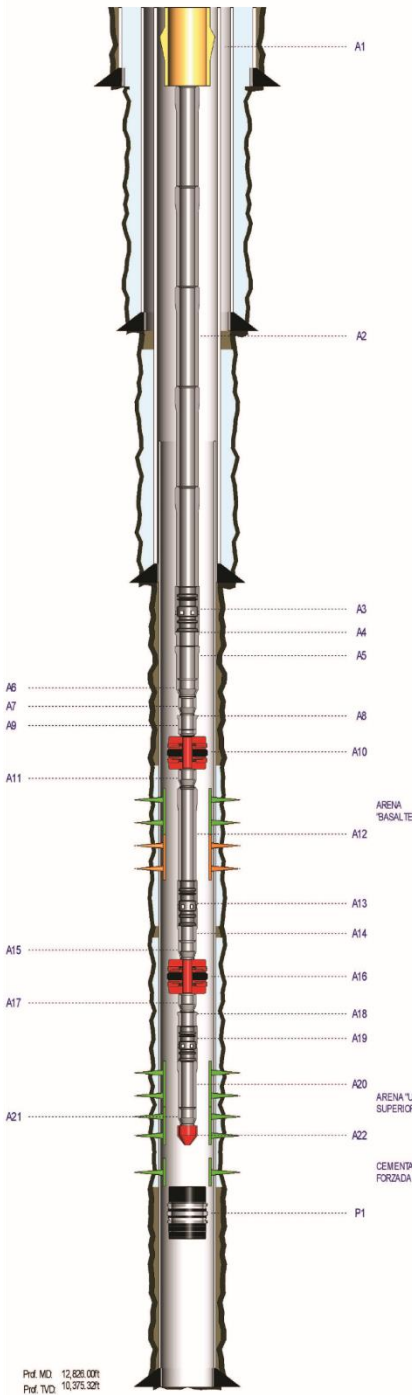
CASING SHOE  
 11,350' MD (10,143' TVD)

Prof. Total MD: 11,350.00ft

CASING STRINGS				
Name	Base MD (ft)	OD (in)	Grade	Weight
CONDUCTOR CASING	77.0	20.000	K-55	94
SURFACE CASING	6,754.0	9.625	N-80	47
PRODUCTION CASING	11,350.0	7.000	N-80	29/26



# Diagrama del pozo Pata C-009



No	Jts	Top MD	Top TVD	Length	OD Frac	Item Description
A1	1	35.90	35.90	1.20	11.000	TUBING HANGER
A2	382	37.10	37.10	11,289.47	3 1/2	TBG 3.5" 9.2 LBS/FT EUE N-80
A3	1	11,326.57	8,947.50	3.11	3 1/2	CAMISA DE PRODUCCION LC 3 1/2" X 2.81" EUE
A4	1	11,329.68	8,950.32	31.48	3 1/2	TBG 3.5" 9.2 LBS/FT EUE N-80
A5	1	11,361.16	8,978.80	1.10	3 1/2	NO-GO DE 3 1/2" X 2.75" EUE
A6	1	11,362.26	8,979.80	2.00	3 1/2	X-OVER 2 7/8" PIN EUE X 3 1/2" BOX EUE
A7	1	11,364.26	8,981.61	1.31	2 7/8	X-OVER 2 7/8" PIN SEC X 2 7/8" BOX EUE
A8	1	11,385.57	8,982.80	28.97	2 7/8	2 7/8" 8.6 # LBS/FT SEC TUBO (1)
A9	1	11,394.54	9,009.12	1.35	2 7/8	X-OVER 2 7/8" PIN EUE X 2 7/8" BOX SEC
A10	1	11,395.89	9,010.35	4.55	7.000	7" X 2 7/8" HS PACKER BAKER
A11	1	11,400.44	9,014.49	1.31	2 7/8	X-OVER 2 7/8" PIN SEC X 2 7/8" BOX EUE
A12	2	11,401.75	9,015.09	59.97	2 7/8	2 7/8" 8.6 # LBS/FT SEC TUBO (2)
A13	1	11,461.72	9,070.60	3.16	2 7/8	2 7/8" CAMISA DESLIZABLE, SEC; ID: 2 1/8" (CERRADA)
A14	18	11,464.88	9,073.51	525.12	2 7/8	2 7/8" 8.6 # LBS/FT SEC TUBO (18)
A15	1	11,990.00	9,568.55	1.35	2 7/8	X-OVER 2 7/8" PIN EUE X 2 7/8" BOX SEC
A16	1	11,991.35	9,567.85	4.55	7.000	7" X 2 7/8" HS PACKER BAKER
A17	1	11,995.90	9,572.23	1.31	2 7/8	X-OVER 2 7/8" PIN SEC X 2 7/8" BOX EUE
A18	4	11,997.21	9,573.40	119.54	2 7/8	2 7/8" 8.6 # LBS/FT SEC TUBO (4)
A19	1	12,116.75	9,688.78	3.16	2 7/8	2 7/8" CAMISA DESLIZABLE, SEC; ID: 2 1/8" (ABIERTA)
A20	1	12,119.91	9,691.83	30.19	2 7/8	2 7/8" 8.6 # LBS/FT SEC TUBO (1)
A21	1	12,150.10	9,720.98	1.35	2 7/8	X-OVER 2 7/8" PIN EUE X 2 7/8" BOX SEC
A22	1	12,151.45	9,722.28	0.55	2 7/8	2 7/8" EUE PLUG
<b>PACKER ASSEMBLY (PERMANENT)</b>						
No	Jts	Top MD	Top TVD	Length	OD Frac	Item Description
P1	1	12,647.00	10,201.73	2.00	7.000	CIBP 7"

Prof. MD 12,628.00"  
Prof. TVD 10,375.32"

## ANEXO F

HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTOS DE LOS POZOS DEL CAMPO PATA

## **POZO PATA 01**

**Fecha De Completación:** 17 de abril de 1999

### **WORKOVER # 01**

**Fecha inicio:** 07 – Abril – 2001

**Fecha fin:** 26 – Abril – 2001

**Equipo:** Perforec 32

**Objetivo:** Estimular y evaluar arenisca Napo "T". Evaluar arenas Napo "U"

### **WORKOVER # 02**

**Fecha inicio:** 20 – Junio – 2003

**Fecha fin:** 25 – Junio – 2003

**Equipo:** Perforec 56

**Objetivo:** El objetivo de la intervención del pozo fue la de cerrar la camisa de la arena "U", abrir la camisa de la arena "T" y al mismo tiempo reemplazar la bomba electro sumergible por una bomba Hidráulica Jet Tipo G- 8

### **WORKOVER # 03**

**Fecha inicio:** 08 – Marzo – 2010

**Fecha fin:** 09 – Marzo – 2010

**Equipo:** Sin Torre / CTU

**Objetivo:** Realizar tratamiento a la arena "T" con unidad de Tubería Continua

#### **WORKOVER # 04**

**Fecha inicio:** 08 – Abril – 2011

**Fecha fin:** 23 – Abril – 2011

**Equipo:** SES 34

**Objetivo:** Programa Original: Recuperar completación de fondo. Realizar viaje de limpieza con herramientas modulares. Completar con completación de fondo.

Programa Alternativo: Armar TCP y realizar disparo de la Arena "T": 9822 – 9844 (22') y 9854 – 9868 (14'). Evaluar pozo con unidad de MTU.

#### **WORKOVER # 05**

**Fecha inicio:** 14 – Junio – 2011

**Fecha fin:** 20 – Junio – 2011

**Equipo:** SES 34

**Objetivo:** Fracturamiento Hidráulico en Arena Napo T 9822' - 9844'; 9854'-9868'.

Suspensión del Trabajo: Se suspenden operaciones en pozo PATA 01 para movilizar equipo a pozo PLAA 016. Bajó tubing de 3 1/2" punta libre en paradas hasta 9829' con 310 tubos. Conectó *hanger* de 7 1/16" x 3 1/2" EUE. Asentó sarta en *casing spool*.

## Reinicio de Operaciones: 28 – Junio – 2011

### WORKOVER # 06

**Fecha inicio:** 03 – Abril – 2014

**Fecha fin:** 14 – Abril – 2014

**Objetivos:**

- Recuperar Completación de BH
- Realizar viaje de limpieza con tubería Punta Libre
- Bajar Completación para evaluar Arena “T”

### POZO PATA 02

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 30 de mayo del 2000

### WORKOVER # 01

**Fecha inicio:** 12 – Diciembre – 2003

**Fecha fin:** 15 – Diciembre – 2003

**Objetivo:** Completación Bombeo Hidráulico

### WORKOVER # 02

**Fecha inicio:** 10 – Diciembre – 2007

**Fecha fin:** 15 – Diciembre – 2007

**Objetivo:** Fracturamiento Hidráulico de la arena Napo U

## **POZO PASA 01 (PATA A-03)**

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 24 de noviembre del 2004

### **WORKOVER # 01**

**Fecha:** 19 – Diciembre – 2009

**Objetivo:** Sacar punta libre. Completar el pozo con Bombeo Hidráulico

### **WORKOVER # 02**

**Fecha:** 26 – Marzo – 2011

**Objetivos:**

Recuperar punta libre. Realizar trabajo de pesca. Viaje de limpieza con herramientas modulares. Completar pozo selectivamente con empacaduras para una futura prueba de producción prolongada

## **POZO PATA 04**

**FECHA DE COMPLETACIÓN:** 28 de septiembre del 2005

### **WORKOVER # 01**

**Fecha inicio:** 01 – Julio – 2009

**Fecha fin:** 04 – Julio – 2009

**Objetivo:** Completación Basal Tena

### **WORKOVER # 02**

**Fecha inicio:** 10 – Enero – 2015

**Fecha fin:** 23 – Enero – 2015

**Objetivo:**

Recuperar Completación de Bombeo Hidráulico. Realizar viaje de limpieza. Aislar arena “U” con tapón a 9400ft. Bajar completación para producir “BT”. Realizar limpieza de punzados de la cara de la formación Basal Tena con unidad de *coiled tubing*.

## **POZO PATA 05**

### **WORKOVER # 01**

**Fecha inicio:** 02 – Julio – 2007

**Fecha fin:** 10 – Julio – 2007

**Objetivo:** Fracturación Hidráulica

## **WORKOVER # 02**

**Fecha inicio:** 13 – Agosto – 2009

**Fecha fin:** 19 – Agosto – 2009

**Objetivo:** Disparar arena “Basal Tena”

## **WORKOVER # 03**

**Fecha inicio:** 13 – Octubre – 2009

**Fecha fin:** 13 – Octubre – 2009

**Objetivo:** Tubing Punch

## **WORKOVER # 04**

**Fecha inicio:** 05 – Febrero – 2010

**Fecha fin:** 07 – Marzo – 2010

**Objetivo:** Realizar limpieza química en Basal Tena

## **WORKOVER # 05**

**Fecha inicio:** 10 – Septiembre – 2011

**Fecha fin:** 13 – Septiembre – 2011

**Objetivo:** Recuperar Completación Simple Con Dos Packers Hidráulicos, Slb.



## **POZO PATA 06**

### **WORKOVER # 01**

**Fecha inicio:** 12 – Febrero – 2015

**Fecha fin:** 20 – Febrero – 2015

**Objetivos:**

Realizar limpieza de punzados de la cara de la formación Basal Tena con unidad de Coiled Tubing. Recuperar completación de bombeo hidráulico desconectándose en ON-OFF Conector. Bajar equipo BES

### **WORKOVER # 02**

**Fecha inicio:** 16 – Diciembre – 2016

**Fecha fin:** 23 – Diciembre – 2016

**Objetivo:** *Pulling* equipo BES por comunicación tubing - *casing*.

### **WORKOVER # 03**

**Fecha inicio:** 23 – Diciembre – 2017

**Fecha fin:** 01 – Enero – 2018

**Objetivo:** Reparar Equipo BES

## **POZO PATA 07**

### **WORKOVER # 01**

**Fecha inicio:** 20 – Agosto – 2009

**Fecha fin:** 24 – Agosto – 2009

**Objetivos:** Disparar en el intervalo 9300 ft md - 9310 ft md de Basal Tena

### **WORKOVER # 02**

**Fecha inicio:** 13 – Septiembre – 2011

**Fecha fin:** 15 – Septiembre – 2011

**Objetivo:** Recuperar sarta con tres *packers* hidráulicos MRP SLB

### **WORKOVER # 03**

**Fecha inicio:** 05 – Enero – 2013

**Fecha fin:** 17 – Enero – 2013

**Objetivo:**

Recuperar tubería. Realizar registro de cemento y corrosión. Realizar pruebas de inyección a la formación Tiyuyacu.

## **POZO PATA 08**

### **WORKOVER # 01**

**Fecha inicio:** 07 – Septiembre – 2012

**Fecha fin:** 09 – Septiembre – 2012

#### **Objetivos:**

Correr registros de cemento CASTV-CBL-VDL-GR. Disparar la arenisca U con cargas 4 5/8" MAX FORCE 390: Arena Napo U: 10826' – 10834' 5 ddp. Bajar completación sencilla para bombeo hidráulico tipo Jet

## **POZO PATA 09**

### **WORKOVER # 01**

**Fecha inicio:** 17 – Marzo – 2014

**Fecha fin:** 04 – Abril – 2014

#### **Objetivos:**

Moler retenedor de cemento @ 12596 ft. Correr registros de cemento CBL-VDL-GR-CCL en liner 7". Realizar cementación forzada en Arena "US" y "BT". Realizar segunda corrida de registros USIT-CBL-VDL-GR-CCL. Cañonear Arenas "US" con PJJ PURE 4505 doble densidad @ 5 DPP intervalos: 12138'-12142' (4 FT) y 12146'-12154' (8 FT). Cañonear Arenas "BT" con PJJ PURE 4505 @ 5 DPP intervalos: 11430'-11435' (5 FT). Bajar completación selectiva para producir Arena "UP" mediante bombeo hidráulico.