

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

Análisis técnico económico para la optimización de la producción del  
campo ESPOL-FICT.

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

Anthony Damian Chiluiza Pazos

Kevin Jair Vargas Pincay

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

## DEDICATORIA

“A mis padres y hermano por haberme forjado y guiado para ser una persona de bien, siempre estuvieron ahí motivándome para alcanzar mis sueños. A mi familia por el apoyo incondicional y las palabras de aliento para no desmayar en la búsqueda de mis objetivos. Esta meta cumplida es por y para ustedes”.

*Atte. Anthony Chiluzza*

“A mi familia; nunca faltaron las motivaciones de ellos para no desmayar en mis estudios, fueron los pilares principales para este logro, debo reconocer que también a lo largo de esta etapa hubo compañeros y amistades que compartieron sus conocimientos y experiencias conmigo, éste objetivo conseguido también es para ellos”.

*Atte. Kevin Vargas*

## AGRADECIMIENTOS

“Agradezco a Dios por darme salud y vida para terminar mi carrera, a mis padres que nunca dudaron de mí, su apoyo fue mi motor, sus bendiciones la luz que me guiaba en medio de la oscuridad; gracias ESPOL, profesores y compañeros que a lo largo de mi vida estudiantil compartieron tiempo y conocimientos”.

*Atte. Anthony Chiluiza*

“Primero sin olvidarme de Dios por haberme permitido llegar hasta estas instancias, le doy gracias por el apoyo a mis padres, a mis profesores por sus consejos y enseñanzas compartidas además a la institución por abrirme sus puertas y permitirme prepararme en ella”.

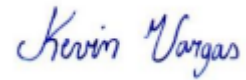
*Atte. Kevin Vargas*

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Anthony Damian Chiluiza Pazos* y *Kevin Jair Vargas Pincay* damos nuestro consentimiento para que la ESPOI 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”



Anthony Chiluiza



Kevin Vargas

## EVALUADORES



Plataforma de Tecnología Educativa para el  
**DANILO ANDRES  
ARCENTALES  
BASTIDAS**

---

**Ing. Danilo Arcentaes MSc.**  
PROFESOR DE LA MATERIA



Plataforma de Tecnología Educativa para el  
**FERNANDO  
JAVIER SAGNAY  
SARES**

---

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

---

**Ing. Xavier Vargas MSc.**  
PROFESOR TUTOR

---

**Ing. Andrés Guzmán MSc.**  
PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

El presente trabajo técnico tuvo como propósito la optimización técnica económica en la producción del campo ESPOL-FCT, en la parte técnica se utilizó el software PIPESIM para simular los pozos tanto en su estado actual, como simularlos una vez que ya fueron optimizados, mientras que para el análisis económico se calcularon indicadores económicos como el TIR y el VAN para determinar si las optimizaciones son económicamente rentables.

Dado a la extensión del campo se seleccionaron diez pozos, el criterio de selección fue que debían ser pozos que utilicen un sistema de levantamiento artificial (SLA) electro sumergible.

Para la simulación la información que se necesitó fue: histórico de producción, histórico de work over (WO), diagramas PVT, diagrama mecánico de los pozos, información petrofísica de las arenas productoras, registros eléctricos, etc., toda esta información permitió simular de forma correcta y lo más real posible los pozos seleccionados, para que el análisis nodal realizado brinde resultados correctos.

A los pozos FICT-013, FICT-022, FICT-024, FICT-034 y FICT-060 se aumentó la frecuencia de las bombas, en su mayoría se aumentó dos Hertz, mientras que a los pozos FICT-039, FICT-056 y FICT-060 se realizó un cambio de bomba electro sumergible con más capacidad y de esta forma aumentó la producción de hidrocarburo, también se determinó que los pozos FICT-037 y FICT-089 están produciendo óptimamente.

Es importante mencionar que, mediante el análisis técnico efectuado a los pozos intervenidos, se pudo evidenciar que los trabajos son económicamente rentables y que el tiempo de retorno de la inversión varía entre uno y dos meses y medio.

**Palabras claves:** Optimización, Producción, Análisis Técnico, PIPESIM, Análisis Nodal, Análisis Económico.

## **ABSTRACT**

*The purpose of this technical work was the economic technical optimization in the production of the ESPOL-FCT field, in the technical part the PIPESIM software was used to simulate the wells both in their current state and to simulate them once they were optimized, while for the economic analysis, economic indicators such as the IRR and the NPV were calculated to determine if the optimizations are economically profitable.*

*Given the extension of the field, ten wells were selected; the selection criterion was that they should be wells that use an electro-submersible artificial lift system (SLA).*

*For the simulation, the information that was needed was: production history, work over history (WO), PVT diagrams, mechanical diagram of the wells, petrophysical information of the producing sands, electrical records, etc., all this information allowed the simulation of correct shape and as real as possible of the selected wells, so that the nodal analysis carried out provides correct results.*

*In wells FICT-013, FICT-022, FICT-024, FICT-034 and FICT-060 the frequency of the pumps was increased, mostly two Hertz, while in wells FICT-039, FICT-056 and FICT-060, a change of electro-submersible pump with more capacity was carried out and in this way the hydrocarbon production increased, it was also determined that wells FICT-037 and FICT-089 are producing optimally.*

*It is important to mention that using the technical analysis carried out to the intervened wells, it was possible to show that the works are economically profitable and that the return time of the investment varies between one and two and a half months.*

**Keywords:** *Optimization, Production, Technical Analysis, PIPESIM, Nodal Analysis, Economic Analysis.*

## TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ABREVIATURAS .....	V
SIMBOLOGÍA .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS .....	X
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XII
CAPÍTULO 1 .....	13
1.1    Introducción .....	13
1.2    Descripción del problema .....	13
1.3    Justificación del problema .....	14
1.4    Objetivos.....	14
1.4.1    Objetivo General.....	14
1.4.2    Objetivos Específicos .....	14
1.5    Marco teórico.....	14
1.5.1    Análisis técnico.....	14
1.5.2    Análisis económico.....	23
CAPÍTULO 2.....	25
2.1    Metodología.....	25
2.1.1    Pozos seleccionados.....	25
2.1.2    Descripción de los pozos seleccionados .....	26
2.1.3    Análisis nodal de los pozos seleccionados.....	47
2.1.4    Análisis económico de los pozos del campo ESPOL-FICT .....	49
CAPÍTULO 3.....	54
2.2    Resultados.....	54



2.2.1	Resultados del análisis técnico .....	54
2.2.2	Resultados del análisis económico.....	65
2.2.3	Resultados generales de la optimización del campo ESPOL-FICT..	69
CAPÍTULO 4.....		70
2.3	Conclusiones .....	70
2.4	Recomendaciones .....	71
BIBLIOGRAFÍA.....		72
Anexos.....		74

## ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BHP	Presión de flujo de fondo de pozo
BSW	Basic Sediment and Water
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FICT	Facultad de ingenierías en ciencias de la tierra
GOR	Relación gas-petróleo
IP	Índice de productividad
IPR	Inflow Performance Relationship
NI	Reservorio Napo Inferior
NS	Reservorio Napo Superior
PE	Precio de exportación
Pr	Presión de reservorio
Ps	Presión de separador
PVT	Presión, Volumen, Temperatura
Pwf	Presión del fondo de pozo
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
TIR	Tasa interna de retorno
UI	Reservorio U Inferior
US	Reservorio U Superior
VAN	Valor actual neto
WO	Work Over
WTI	West Texas Intermediate

## SIMBOLOGÍA

BFPD	Barriles de fluido producido por día
BPPD	Barriles de petróleo producido por día
BAPD	Barriles de agua producida por día
ft	Pie
in	Pulgada
D	Día
Hz	Frecuencia
Hp	Potencia
STB	Stock tank barrel
RPM	Revoluciones por minuto

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura1.1	Ubicación campo ESPOL-FICT.....	16
Figura1.2	Histórico de producción del campo ESPOL-FICT.....	17
Figura1.3	Representación gráfica del IP .....	18
Figura1.4	Ubicación de los nodos .....	20
Figura1.5	Caída de presión en cada componente.....	21
Figura1.6	Curva de oferta y demanda.....	22
Figura 2.1	Producción del Pozo FICT-013.....	27
Figura 2.2	Registro petrofísico de FICT-013.....	28
Figura 2.3	Producción del pozo FICT -022.....	29
Figura 2.4	Registro petrofísico de FICT-022.....	30
Figura 2.5	Producción del pozo FICT-024.....	31
Figura 2.6	Registro petrofísico de FICT-024.....	32
Figura 2.7	Producción del pozo FICT-034.....	33
Figura 2.8	Registro petrofísico de FICT-034.....	34
Figura 2.9	Producción del pozo FICT-035.....	35
Figura 2.10	Registro petrofísico de FICT-035.....	36
Figura 2.11	Producción del Pozo FICT-037.....	37
Figura 2.12	Registro petrofísico de FICT-037.....	38
Figura 2.13	Producción del Pozo FICT-039.....	39
Figura 2.14	Registro petrofísico de FICT -039.....	40
Figura 2.15	Producción del Pozo FICT-056.....	41
Figura 2.16	Registro petrofísico de FICT-056.....	42
Figura 2.17	Producción del Pozo FICT-060.....	43
Figura 2.18	Registro petrofísico de FICT-060.....	44

Figura 2.19	Producción del Pozo FICT-089.....	45
Figura 2.20	Registro petrofísico de FICT-089.....	46
Figura 2.21	Interfaz programa Pipesim .....	47
Figura 2.22	Esquema final del pozo FICT-013 .....	49
Figura 2.23	Costo de barril producido .....	51
Figura 3.1	Análisis Nodal del pozo FICT-013 .....	55
Figura 3.2	Análisis Nodal del pozo FICT-022 .....	56
Figura 3.3	Análisis Nodal del pozo FICT-024 .....	57
Figura 3.4	Análisis Nodal del pozo FICT-034 .....	58
Figura 3.5	Análisis Nodal del pozo FICT-035 .....	59
Figura 3.6	Rendimiento actual del pozo FICT-037 .....	60
Figura 3.7	Rendimiento actual del pozo FICT-039 .....	61
Figura 3.8	Rendimiento optimizado del pozo FICT-039 .....	62
Figura 3.9	Rendimiento actual del pozo FICT-056 .....	62
Figura 3.10	Rendimiento optimizado del pozo FICT-056 .....	63
Figura 3.11	Análisis Nodal del pozo FICT-060 .....	64
Figura 3.12	Rendimiento actual del pozo FICT-089 .....	65
Figura1.7	Ingreso de información general en Pipesim .....	75
Figura1.8	Ingreso de información general del pozo en Pipesim.....	75
Figura1.9	Ingreso de información del Casing, Tubing y Liner.....	76
Figura1.10	Ingreso de datos Survey.....	77
Figura1.11	Survey del pozo FICT-013.....	78
Figura1.12	Ingreso de Datos de Equipos de Fondo .....	79
Figura1.13	Ingreso de datos de Levantamiento Artificial.....	79
Figura1.14	Ingreso de datos de transferencia de calor. ....	80
Figura1.15	Ingreso de datos de la arena y selección del modelo IPR.....	81

Figura1.16 Ingreso de datos de Reservorio y Características de los fluidos ....	81
Diagrama mecánico del pozo FICT-013 .....	82
Diagrama mecánico del pozo FICT-022 .....	83
Diagrama mecánico del pozo FICT-024 .....	84
Diagrama mecánico del pozo FICT-034 .....	85
Diagrama mecánico del pozo FICT-035 .....	86
Diagrama mecánico del pozo FICT-037 .....	87
Diagrama mecánico del pozo FICT-039 .....	88
Diagrama mecánico del pozo FICT-056 .....	89
Diagrama mecánico del pozo FICT-060 .....	90
Diagrama mecánico del pozo FICT-089 .....	91

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	
Tabla 1.1	Escala de productividad..... 19
Tabla 2.1	Pozos seleccionados .....26
Tabla 2.2	Tabla de ingresos .....50
Tabla 2.3	Costo de barril producido.....51
Tabla 2.4	Ultimo WO del pozo FICT-013.....52
Tabla 3.1	Reacondicionamientos realizados a los pozos seleccionados .....54
Tabla 3.2	Características de la bomba propuesta .....61
Tabla 3.3	Características de la nueva bomba para el cambio de sistema.....63
Tabla 3.4	Características de la nueva bomba para el pozo FICT-060.....64
Tabla 3.5	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-013 .....66
Tabla 3.6	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-022 .....66
Tabla 3.7	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-024 .....66
Tabla 3.8	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-034 .....67
Tabla 3.9	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-035 .....67
Tabla 3.10	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-039 .....68
Tabla 3.11	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-056 .....68
Tabla 3.12	Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-060 .....68
Tipos de modelo IPR .....80	
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-013 .....92	
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-013 .....92	
Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-013 .....93	
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-022 .....93	
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-022 .....94	

Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-022 .....	94
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-024 .....	95
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-024 .....	95
Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-024 .....	96
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-034 .....	96
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-034 .....	97
Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-034 .....	97
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-035 .....	98
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-035 .....	98
Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-035 .....	99
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-039 .....	99
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-039 .....	100
Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-039 .....	100
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-056 .....	101
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-056 .....	101
Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-056 .....	102
Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-060 .....	102
Flujo de caja (Real) del pozo FICT-060 .....	103
Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-060 .....	103



## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Conceptos básicos .....	74
Anexo 2: Ingreso de información general .....	75
Anexo 3: Ingreso de información para el casing, tubing y liner .....	75
Anexo 4: Ingreso de datos <i>Deviation Survey</i> .....	76
Anexo 5: Ingreso de datos de Equipos de Fondo .....	78
Anexo 6: Ingreso de datos de Levantamiento Artificial .....	79
Anexo 7: Ingreso de datos de Transferencia de Calor .....	80
Anexo 8: Ingreso de datos de completación del pozo .....	80
Anexo 9: Diagramas mecánicos de los pozos seleccionados.....	81
Anexo 10: Análisis económico de la optimización de los pozos seleccionados..	91

# CAPÍTULO 1

## 1.1 Introducción

Cuando se empieza a producir un pozo petrolero, la energía que posee el yacimiento, ayuda a la extracción del crudo del fondo a la superficie, pero a medida que el tiempo va transcurriendo ese potencial va a disminuir gradualmente, por lo cual se necesita aplicar un método externo que contribuya a desplazar el hidrocarburo hasta la superficie, este es el principio físico de los distintos sistemas de levantamiento artificial (SLA), Dado que en la actualidad muchos yacimientos alrededor del mundo ya han perdido su energía inicial, es importante realizar periódicamente un análisis económico y productivo, con el fin de ahorrar inversión al momento de implementar un tipo de SLA o al cambiarlo.

Este proyecto está enfocado en la realización de un análisis técnico económico y de producción del campo ESPOL-FICT, mediante análisis de las reservas (actuales, probadas y posibles), historiales de producción, registros petrofísicos y un estudio de factibilidad de las nuevas propuestas, con el fin de optimizar la producción con los recursos existentes en el campo ESPOL-FICT.

En base a la información recolectada, se llevó a cabo un análisis global sobre la situación actual de producción del campo. En primer lugar se realizó un análisis pozo por pozo y luego se recomendaron estrategias y trabajos de reacondicionamiento que se deberían ejecutar con el fin de recuperar o aumentar la producción.

## 1.2 Descripción del problema

En la actualidad muchos de los campos petroleros en el Ecuador son maduros, es decir que la producción decrece paulatinamente debido en gran parte al decaimiento de la energía natural del yacimiento; mientras que por otro lado se incrementa el corte de agua conforme va pasando el tiempo de producción. Estos problemas que aquejan a muchos campos petroleros alrededor del mundo, también los sufren en el campo ESPOL-FICT, el mismo presenta altos cortes de agua, uso de un tipo de SLA ya obsoleto o que necesita mejoras, muchas de las arenas productoras presentan baja

presión. En todo el campo solo una formación aun presenta buena prospectiva volumétrica, nos referimos a la arena M2. Todos estos factores traen como consecuencia que la producción reportada en el campo, esté muy por debajo de lo que se espera que ofrezcan sus yacimientos.

### **1.3 Justificación del problema**

Dado que la producción de petróleo en nuestro país representa un aporte importante en su economía, es necesario innovar y plantear estrategias para optimizar la producción de petróleo en nuestros yacimientos, sin tener que perforar nuevos pozos.

La optimización de la producción de un campo, trae consigo aumento en el recobro de hidrocarburos, logrando una extensión en la vida productora del mismo, que permitirá obtener mayores rentabilidades económicas.

### **1.4 Objetivos**

#### **1.4.1 Objetivo General**

Realizar un análisis técnico económico mediante análisis nodal, para la optimización de la producción del campo ESPOL-FICT.

#### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Examinar los pozos ideales para nuestro análisis del campo ESPOL-FICT.
- Realizar el análisis nodal de los pozos seleccionados mediante *PIPESIM*.
- Efectuar un estudio económico de los pozos seleccionados del campo ESPOL-FICT.
- Ofrecer propuestas que ayuden a la optimización de la producción de los pozos seleccionados.

### **1.5 Marco teórico**

#### **1.5.1 Análisis técnico**

Se realizó un estudio mediante análisis nodal en el campo petrolero de Talara ubicado al noreste de Perú, mejorando el rendimiento del reservorio llevando a unos mejores escenarios respecto al levantamiento de hidrocarburos; otro análisis parecido

sucedió al noreste de Piura en donde se aumentó la producción porque hubo un cambio de bombeo hidráulico a electro-sumergible para la extracción de petróleo y gas. (Yesquen, 2017)

En nuestro país también se han desarrollado proyectos similares, uno de ellos es en el campo Fanny 18b del bloque Tarapoa operado por Andes Petroleum Ltd. cuyo fin es que en el futuro sea económicamente rentable y eficiente. (Carvajal, 2014)

Otro caso es en el campo Auca en donde propusieron un cambio de frecuencia y una variación en el daño de formación para el mejoramiento del campo. (Diego Calispa, 2011)

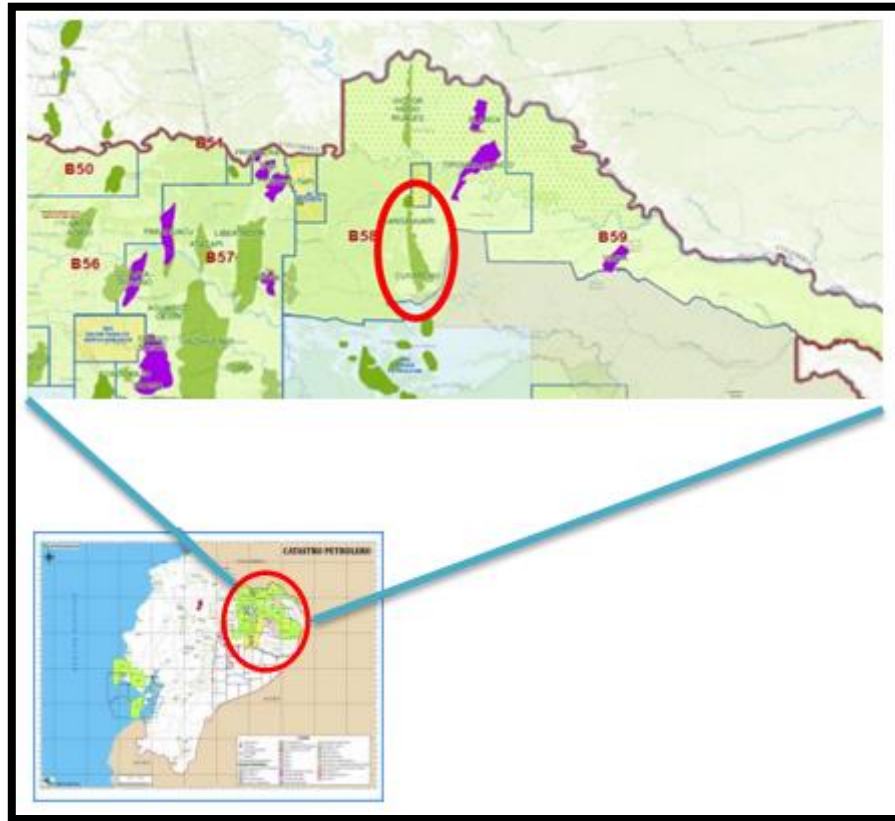
Según (Aguirre Muñoz & Vera Loor, 2018) en su tesis “Análisis técnico para la optimización de producción del campo Pata”, fue necesario basarse en las características que poseen los yacimientos, en los historiales de producción y reacondicionamiento del campo, así como también en las reservas y en el sistema de producción que posee, para aumentar la producción.

Para optimizar la producción de un campo, es necesario realizar un análisis técnico y económico del mismo. Esto nos sugiere enfocar el proyecto en puntos claves, de los cuales la información obtenida será crucial para el buen desarrollo del mismo.

#### **1.5.1.1 Ubicación del campo ESPOL-FICT**

El campo ESPOL-FICT está ubicado en el bloque 7, en la amazonia ecuatoriana, a una distancia de 23 kilómetros de la población Tarapoa, al Noreste de la provincia de Sucumbíos, entre los cantones de Putumayo y Lago Agrio. (Lucas, 2019)

**Figura1.1 Ubicación campo ESPOL-FICT.**

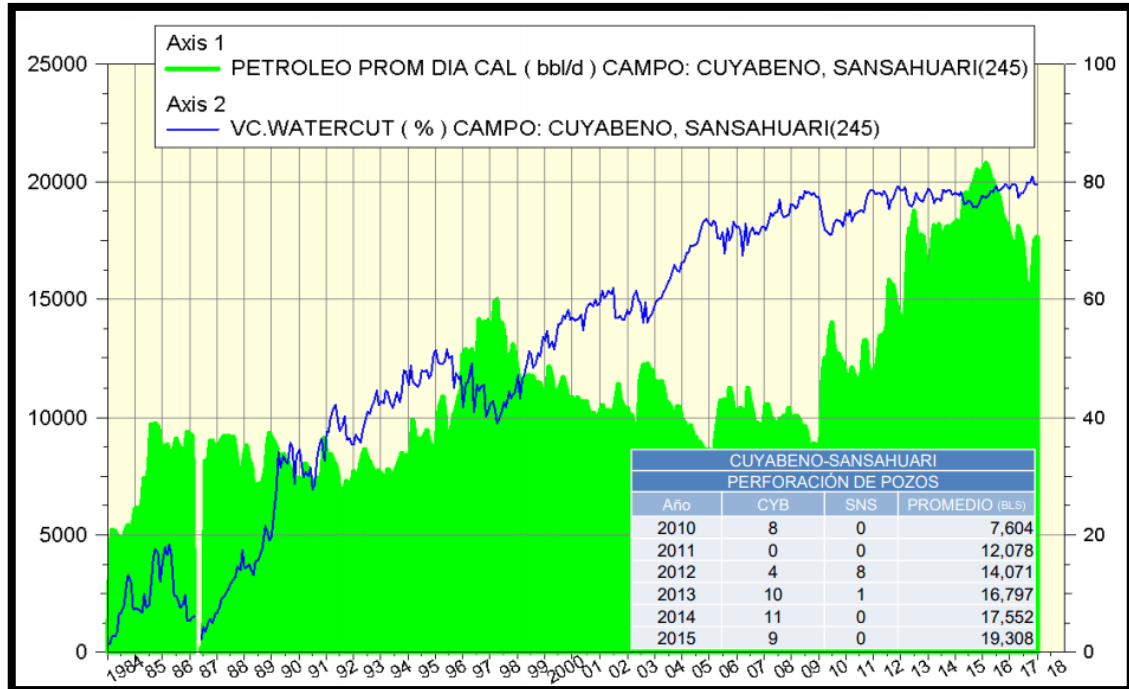


Fuente: (Petroamazonas, 2018)

### **1.5.1.2 Historial de producción del campo ESPOL-FICT**

El campo ESPOL-FICT inicio su producción a inicios de 1984 con aproximadamente 5000 BPPD. A medida que paso el tiempo su producción aumento, reportando en el año 2013 una producción aproximada de 16800 BPPD. (Petroamazonas, 2018)

**Figura1.2 Histórico de producción del campo ESPOL-FICT**



Fuente: (Petroamazonas, 2018)

### 1.5.1.3 Mecanismos de producción petrolera

Los mecanismos de producción de yacimientos petrolíferos son:

- Compresibilidad de la roca
- Liberación de gas en la solución
- Segregación gravitacional
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidráulico

Con respecto a nuestro campo, los mecanismos de producción que actúa en él son: empuje hidráulico lateral y segregación gravitacional. Estos mecanismos se generan debido a que el Oriente ecuatoriano tiene un clima muy húmedo con precipitaciones casi la mayoría del año; entonces muchas de sus arenas poseen acuíferos laterales, lo cual contribuye a desplazar al petróleo haciéndolo migrar con mayor eficiencia hacia los pozos productores.

#### 1.5.1.4 Índice de productividad

El índice de productividad (IP) es “la relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión” (Nind, 1987) y se lo define mediante la siguiente ecuación:

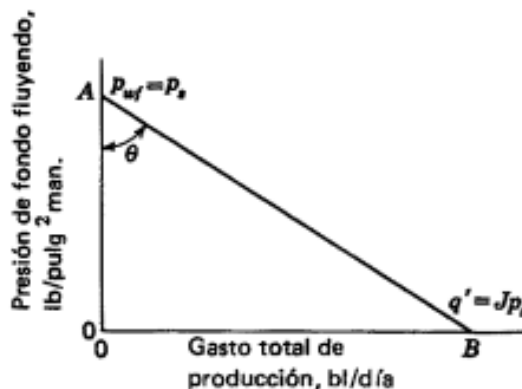
$$J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \left[ \frac{\text{bbl}}{\frac{\text{día}}{\text{psi}}} \right] \quad (1.1)$$

Dónde:

- q Caudal [bbl/día]
- Ps Presión de superficie [psi]
- Pwf Presión de fondo fluente [psi]

El IP se puede representar gráficamente mediante:

**Figura1.3 Representación gráfica del IP**



Fuente: (Nind, 1987)

Si se tuviera un IP constante como se puede observar en la gráfica anterior, si la tasa de producción es cero, la presión de fondo fluente y la presión de superficie son iguales ( $P_{wf} = P_s$ ). Mientras que, si la presión de fondo fluente es cero, estaremos produciendo al máximo ( $Q_{max}$ ).

Es muy importante tener claro el IP ya que permite conocer el verdadero potencial del pozo analizado.

Una vez que se conoce la potencialidad del pozo, se puede definir si el mismo presenta una alta o baja productividad, la siguiente tabla presenta una escala de productividad según el valor IP encontrado.

**Tabla 1.1 Escala de productividad**

Baja productividad	$J < 0,5$
Productividad media	$0,5 < J < 1,0$
Alta productividad	$1,0 < J < 2,0$
Excelente productividad	$2,0 < J$

**Elaborado por:** Autores de este documento

#### 1.5.1.5 Eficiencia del flujo (EF)

La eficiencia del flujo se define como la relación que existe entre IP real y el IP ideal. El IP es ideal cual no presenta daño es decir  $S=0$ , varios autores denominan al IP idea como  $J'$  para diferenciarlo del IP real. (Lucas, 2019) Se puede determinar EF mediante la siguiente ecuación:

$$EF = \frac{J}{J'} \quad (1.2)$$

#### 1.5.1.6 IPR

Las curvas IPRs son representaciones graficas de las presiones de fondo fluyente y de la tasa de producción para cada presión. (Lucas, 2019)

Las ecuaciones convencionales de IPR son netamente algebraicas por lo cual se han desarrollado estudios para determinar un IPR dinámico, el cual es una ecuación que está diseñada para obtener todos los aspectos del comportamiento del yacimiento. (Wilson, 2017)

#### 1.5.1.7 Análisis Nodal

A medida que avanzan los años de la producción de los pozos, es necesario realizar cierto análisis para conocer el comportamiento presente y futuro en la producción de estos pozos, aquel estudio se lo conoce como “análisis nodal”. El objetivo de esta indagación es para comprobar si están siendo explotados de la manera



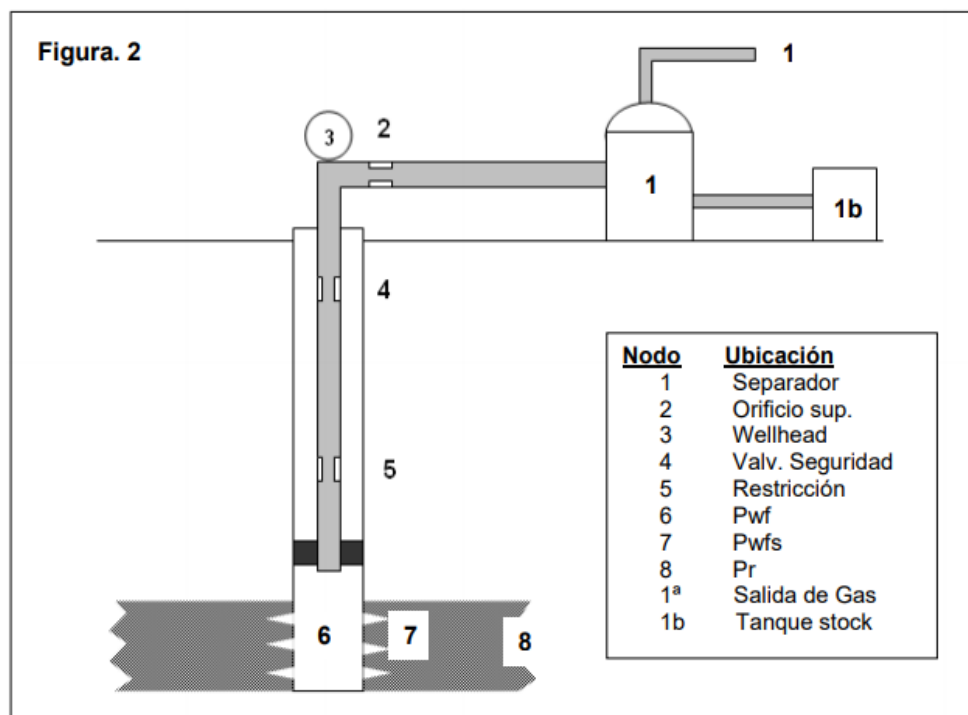
más óptima y además evaluar el desempeño cotidiano, teniendo ingresos económicamente rentables y eficientes. (Global, 2019)

### 1.5.1.7.1 Proceso de producción

Para el proceso de producción de un pozo se necesita conocer el recorrido de los fluidos, comenzando desde el radio externo de drenaje del yacimiento hasta el separador encontrado en la estación de flujo; es necesario conocer la presión en estos dos puntos. La presión de yacimiento, conocida también como presión del reservorio ( $P_r$ ) y la presión del otro extremo que es la del separador ( $P_{sep}$ ).

Este análisis consiste en determinar un punto para tomarlo como nodo, el cual permitirá separar nuestro sistema en ese punto, por lo general existen puntos más comunes donde podemos ubicar nuestro punto de análisis, un ejemplo se da en la siguiente figura 1.4.

**Figura1.4 Ubicación de los nodos**



Fuente: (Hirschfeldt, 2009)

Dentro de este sistema existen dos presiones que permanecen fijas por lo tanto no dependerán del caudal; una de ellas es la presión del reservorio y la otra conocida como presión de salida o presión del separador. Después de haber sido seleccionado el nodo, la presión en ese punto es calculada desde las dos presiones fijas antes mencionadas.

- Para la sección de entrada (inflow section):

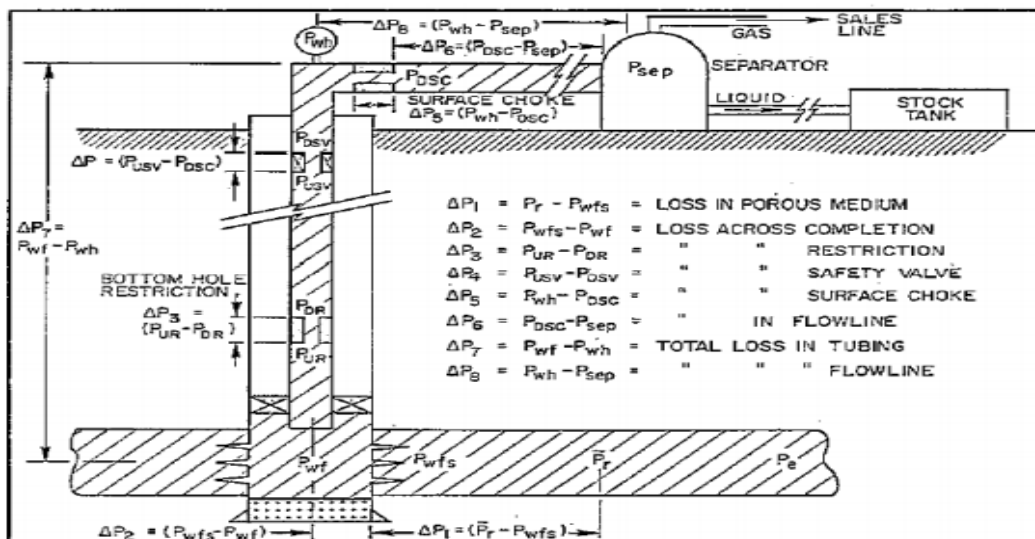
$$P_{nodo} = P_r - \nabla P(\text{componentes aguas arriba}) \quad (1.3)$$

- Para la sección de salida (outflow section):

$$P_{nodo} = P_{sep} + \nabla P(\text{componentes aguas abajo}) \quad (1.4)$$

Para interpretar el comportamiento del sistema se debe hacer un cálculo de la caída de presión para cada componente donde posiblemente se realice un cálculo de nodo como se muestra en la siguiente figura 1.5.

**Figura 1.5 Caída de presión en cada componente**



Fuente: (Hirschfeldt, 2009)

### 1.5.1.7.2 Parámetros asociados

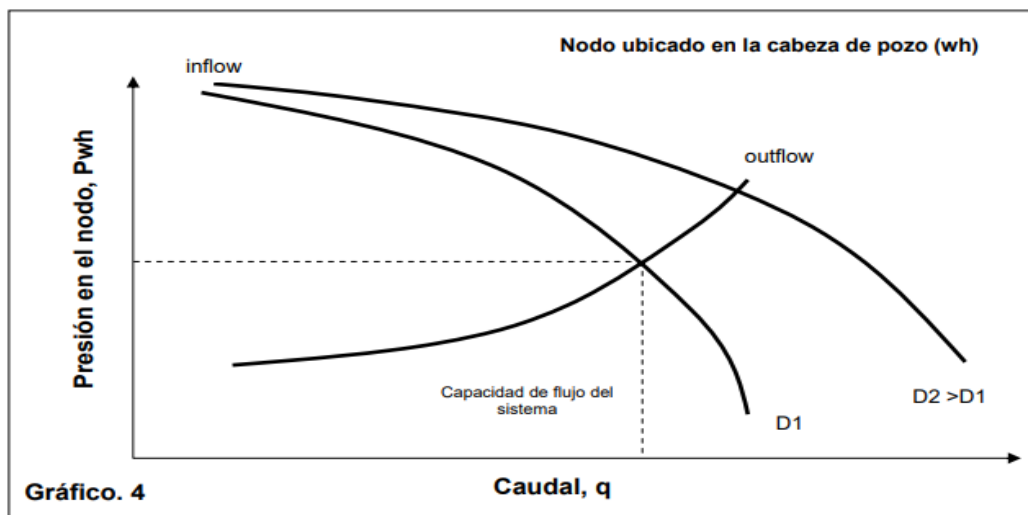
Los siguientes parámetros nos permiten crear distintas curvas de comportamiento de afluencia:

- Diámetros de líneas de flujo
- Longitud de tuberías
- BSW
- Relación gas-líquido
- Temperatura
- Características de yacimiento

- Características de fluido

En la figura 1.6 se muestra un ejemplo sobre las curvas tanto de oferta y demanda para distintos diámetros de tubbings realizando un análisis nodal en el cabezal del pozo.

**Figura1.6 Curva de oferta y demanda**



Fuente: (Hirschfeldt, 2009)

### 1.5.1.8 Sistema de levantamiento artificial

Es un sistema para extraer los fluidos y llevarlos hasta la superficie alcanzando la más eficiente explotación y extracción de un yacimiento petrolero. Se opta a la explotación de esta manera debido a que la energía natural del yacimiento se extenua mientras el pozo tenga años produciendo. (Vásquez, 2020)

El tipo de levantamiento artificial a emplearse puede ser del más sencillo al más complicado, dependerá de la energía que tenga el pozo.

En el campo ESPOL-FICT se aplican dos tipos de levantamiento artificial que son:

#### 1.5.1.8.1 Bombeo electro-sumergible

Este tipo de bombeo permite llevar el fluido a la superficie mediante el movimiento rotacional de la bomba centrífuga ubicada en el fondo del pozo que conlleva múltiples etapas accionada por energía eléctrica proporcionada desde la superficie. (Madrid, 2012)

- ✓ Maneja altos volúmenes de fluidos.
- ✓ No presenta problemas en pozos desviados

- ✓ Las bombas trabajan generalmente a una velocidad constante.
- ✓ Tiene un costo de inversión relativamente bajo, aunque varía dependiendo de la energía a suministrar.
- ✓ El fallo del cable puede deberse a altas temperaturas o corrosión.

#### **1.5.1.8.2 Bombeo hidráulico**

Consiste en la inyección hacia la formación de un fluido motriz siendo agua o petróleo que, generando un diferencial de presión, permita al fluido del fondo llegar a la superficie. (Montserrat, 2020)

- ✓ Maneja altas presiones del fluido motriz al fondo del pozo.
- ✓ El bombeo puede ser tipo pistón o jet.
- ✓ Puede variar tanto la velocidad de la bomba como el caudal del fluido.
- ✓ Elevados costos de operación
- ✓ Puede operar como máximo hasta 500° F.

#### **1.5.2 Análisis económico**

Un campo petrolero es similar a una empresa, ya que es igualmente importante conocer si los trabajos que se están realizando son económicamente rentables para poder invertir en ellos. “La rentabilidad económica se encarga de medir la capacidad del activo de la empresa con el fin de generar beneficios, ya que es lo que más importa realmente para poder remunerar tanto al pasivo como a los propios accionistas de la empresa” (Eslava, 2010). En este proyecto nuestro activo son las reservas, las cuales se deben evaluar para ver si es rentable su producción y si se cubren los costos de operación.

##### **1.5.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)**

El TIR es un valor porcentual que mide la rentabilidad económica de un proyecto por periodo de tiempo a lo largo de su vida útil.(Lucas, 2019)

##### **1.5.2.2 Valor Actual Neto (VAN)**

El VAN al igual que el TIR es un indicador económico, el cual nos permite analizar si un proyecto es económicamente rentable, ya que mide el flujo de los futuros ingresos del mismo. (Lucas, 2019)

Matemáticamente se lo representa mediante la siguiente expresión:

$$0 = F_{co} + \frac{FC_1}{(1 + TIR)} + \frac{FC_1}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} \quad (1.5)$$

Dónde:

- n*: vida útil
- i*: año de operación
- FC*: Flujo de caja
- TIR*: Tasa interna de retorno

Para que un proyecto sea económicamente rentable se necesita que el VAN y el TIR sean mayores a cero, además que el TIR debe ser mayor que la tasa de actualización.

### 1.5.2.3 Precio del barril de petróleo.

Es importante conocer el precio del barril de petróleo para saber si un campo es económicamente rentable y si es viable la extracción del crudo, pues el precio varía permanentemente. El 23 de Junio de 2021 el precio de petróleo WTI (*West Texas Intermediate*) es de 73.81 USD el barril, teniendo en cuenta que en lo que va del 2021 el precio de petróleo WTI aumento un 37,64%.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> De acuerdo con el portal web: <https://www.preciopetroleo.net/>

# CAPÍTULO 2

## 2.1 Metodología

En el capítulo 2 realizaremos un análisis pozo por pozo, debido a que el campo ESPOL-FICT tiene alrededor de 120 pozos, hemos seleccionado 10 pozos, el criterio de selección que se tomó en cuenta es la productividad, ya que se esperaba una mejor productividad de los pozos. En el siguiente esquema se presenta el paso a paso del trabajo que se va a realizar en este capítulo.



### 2.1.1 Pozos seleccionados

A continuación, se presenta una tabla con el nombre de los pozos seleccionados y su estado actual.

**Tabla 2.1 Pozos seleccionados**

<b>Pozo</b>	<b>Estado (Activo/Parado/Abandonado)</b>
FICT-013	Activo
FICT-022	Activo
FICT-024	Activo
FICT-034	Activo
FICT-035	Activo
FICT-037	Activo
FICT-039	Activo
FICT-056	Activo
FICT-060	Activo
FICT-089	Activo

**Elaborado por:** Autores de este documento

## **2.1.2 Descripción de los pozos seleccionados**

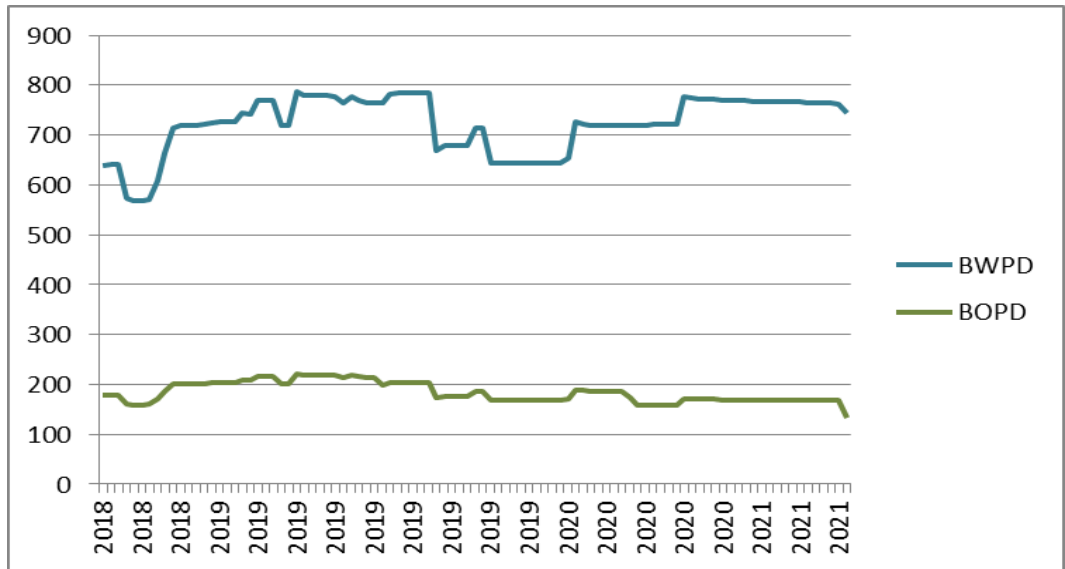
### **2.1.2.1 Pozo FICT-013**

El pozo FICT-013 es un pozo Direccional, El cual en la actualidad está produciendo en la arena U Superior (US). El SLA es de tipo BES (Bomba electro sumergible), con tipo de bomba DN-1150.

#### **2.1.2.1.1 Histórico de producción del pozo FICT-013**

Actualmente el pozo FICT-013 está produciendo crudo con un aproximado 82% de BSW, a continuación, se presenta en la figura 2.1 el histórico de producción del pozo desde septiembre del 2018.

**Figura 2.1 Producción del Pozo FICT-013**



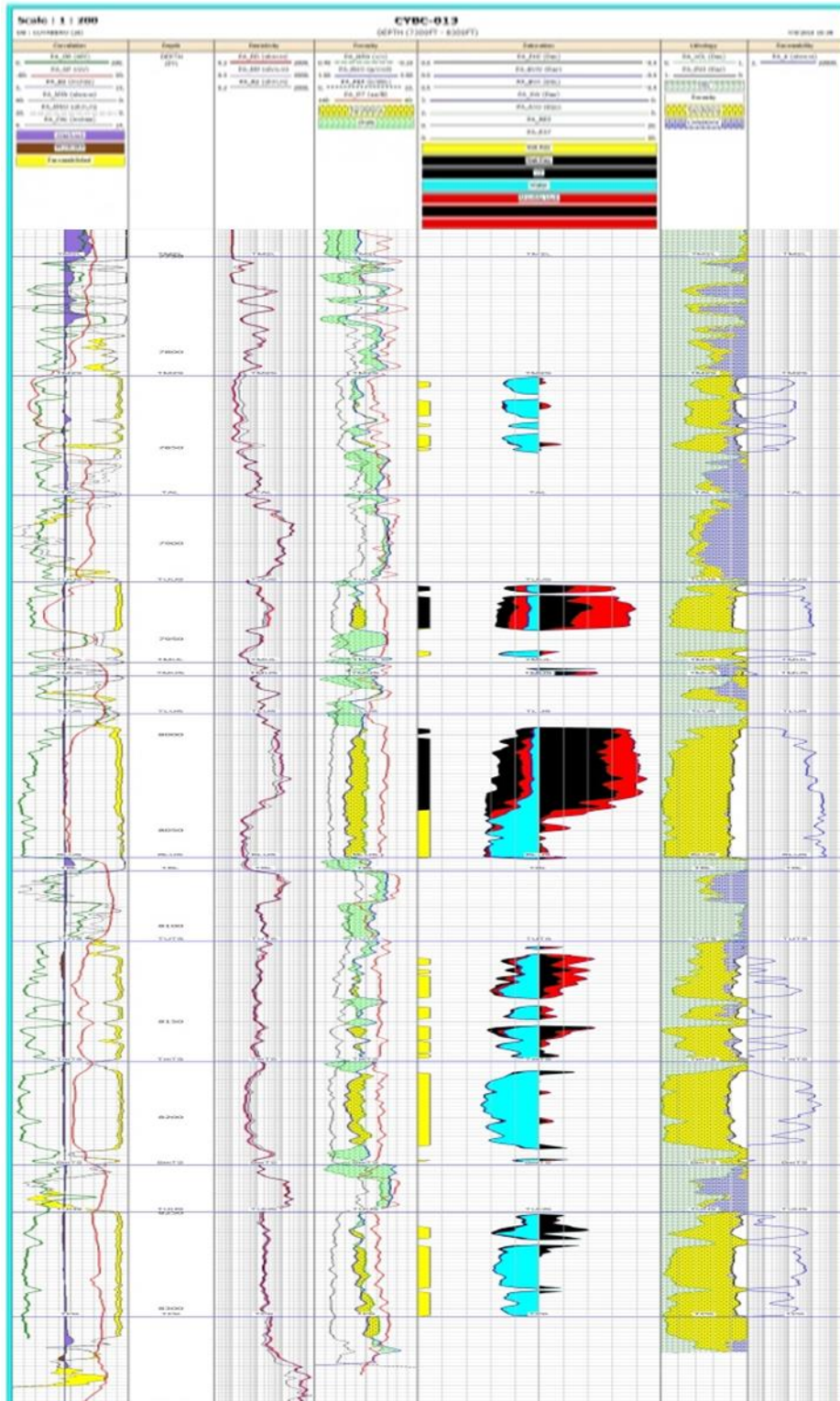
**Elaborado por:** Autores de este documento

**Fuente:** E.P. Petroecuador 2021



### 2.1.2.1.2 Registro petrofísico del pozo FICT-013

Figura 2.2 Registro petrofísico de FICT-013



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

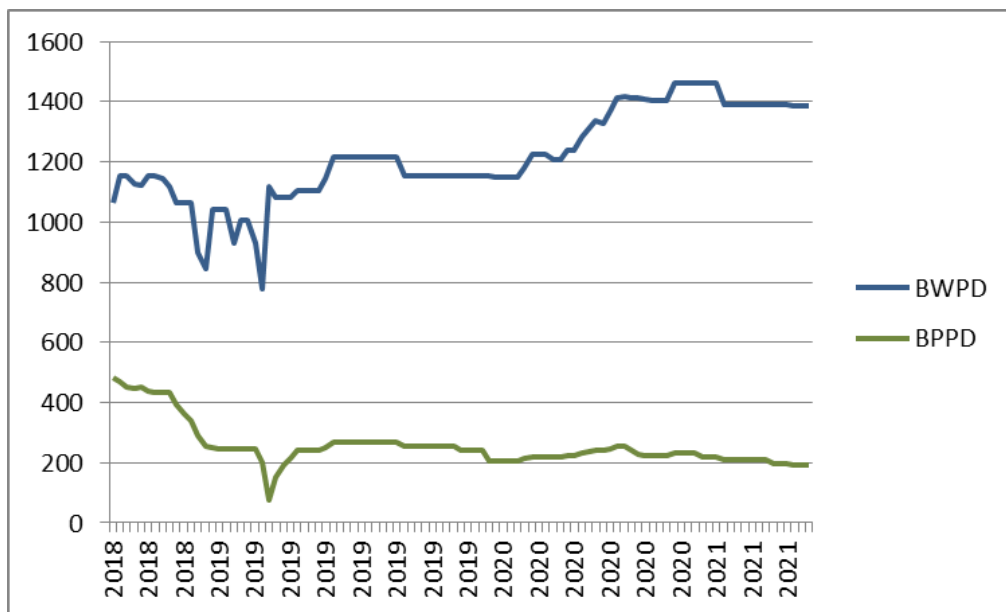
### 2.1.2.2 Pozo FICT-022

El pozo FICT-022, se encuentra produciendo en la arena U Inferior (UI) con una bomba eléctrica.

#### 2.1.2.2.1 Histórico de producción del pozo FICT-022

En la actualidad el pozo se encuentra produciendo crudo con un 86% BSW, a continuación se presenta en la figura 2.3 la producción del pozo desde septiembre del 2018.

**Figura 2.3 Producción del pozo FICT -022**

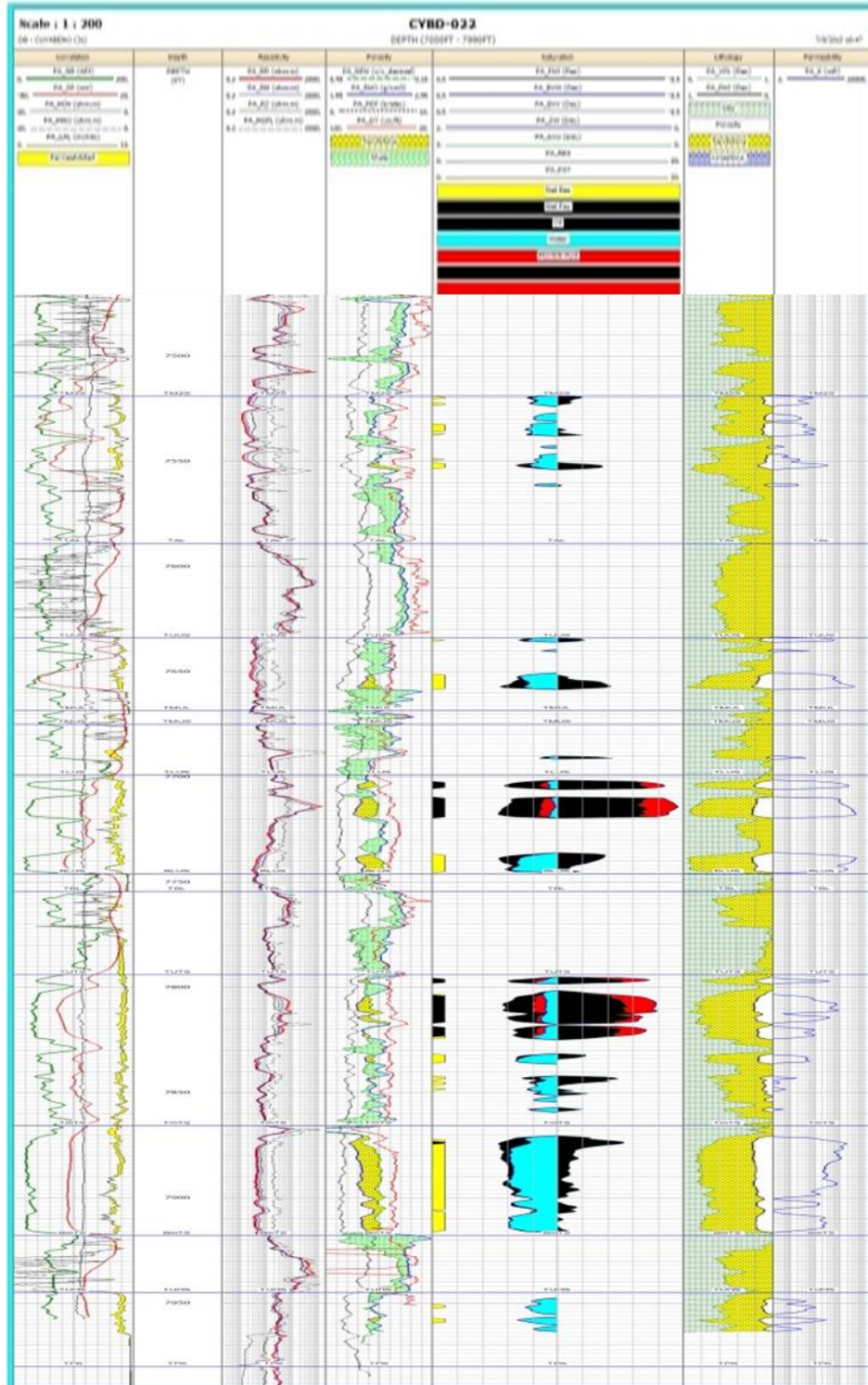


Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P. Petroecuador 2021

### 2.1.2.2.2 Registro petrofísico del pozo FICT-022

Figura 2.4 Registro petrofísico de FICT-022



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

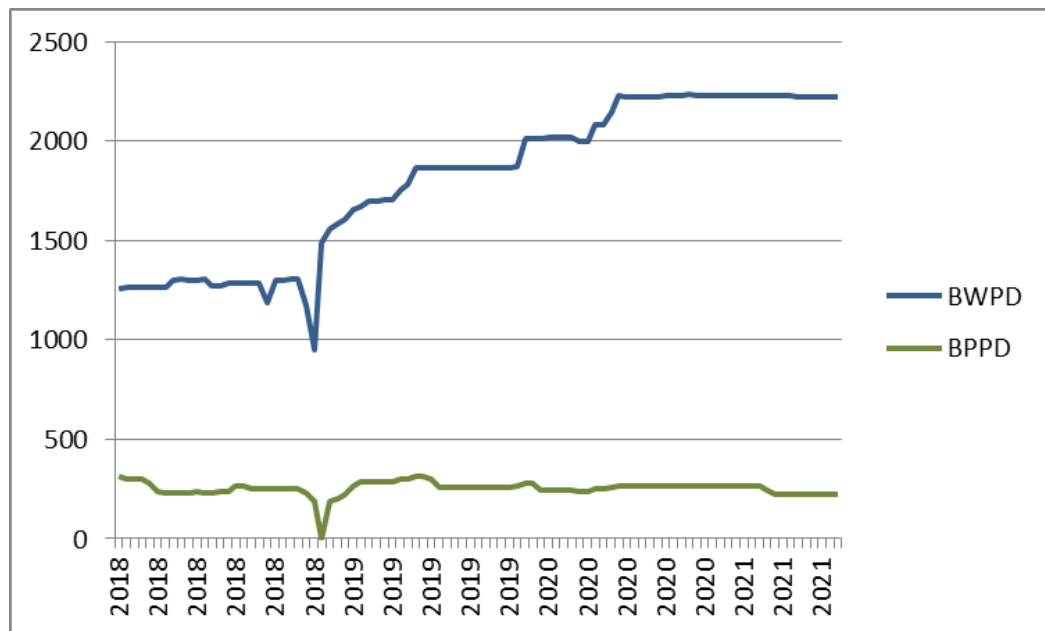
### 2.1.2.3 Pozo FICT-024

El pozo FICT-024 produce en la arena U Inferior (UI) con una bomba BES de tipo WE-1500

#### 2.1.2.3.1 Histórico de producción del pozo FICT-024

El pozo en la actualidad produce crudo con un 90% BSW, a continuación, en la figura 2.5 se presenta el histórico de producción del pozo desde septiembre del 2018.

**Figura 2.5 Producción del pozo FICT-024**

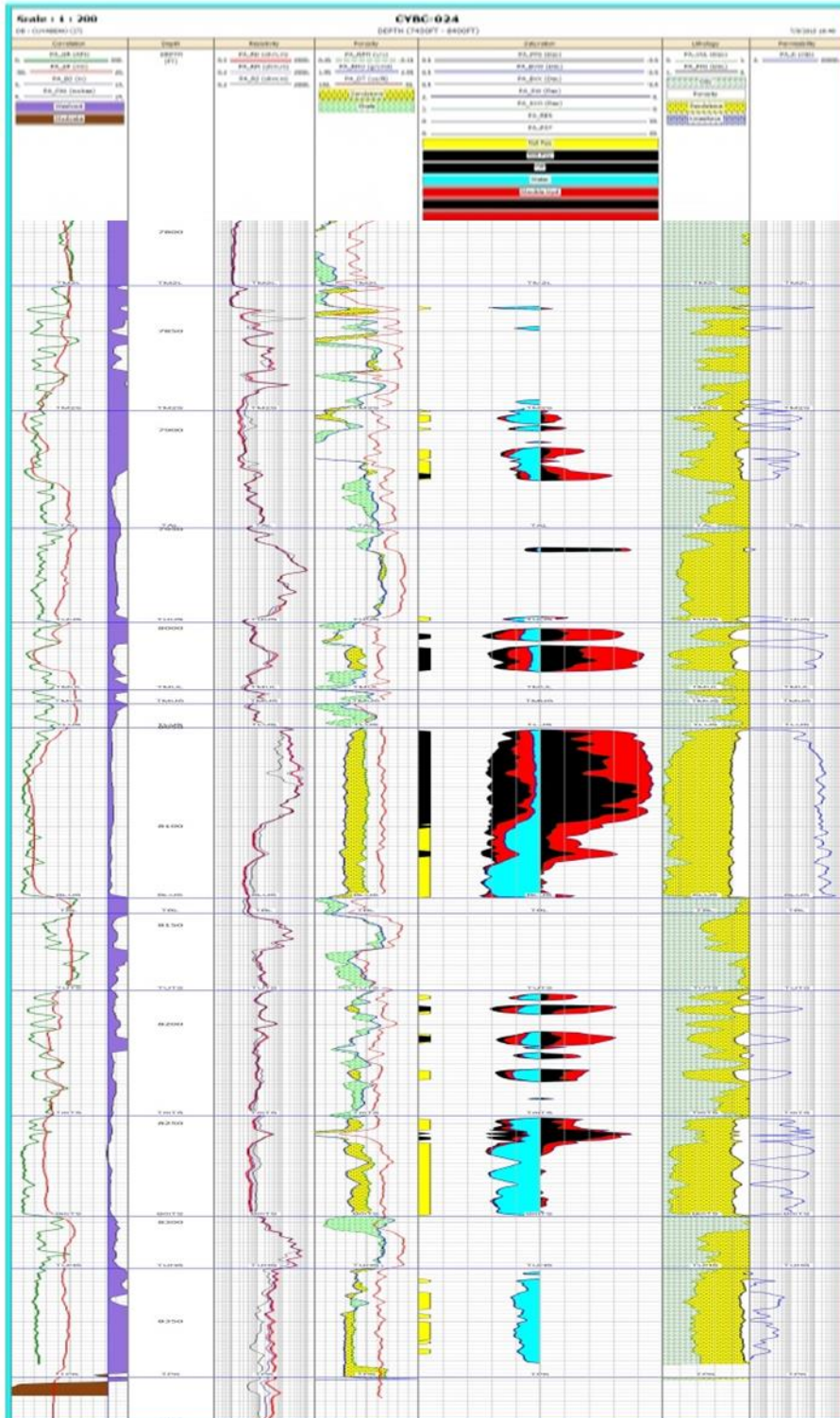


Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P. Petroecuador 2021

### 2.1.2.3.2 Registro petrofísico del pozo FICT-024

Figura 2.6 Registro petrofísico de FICT-024



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

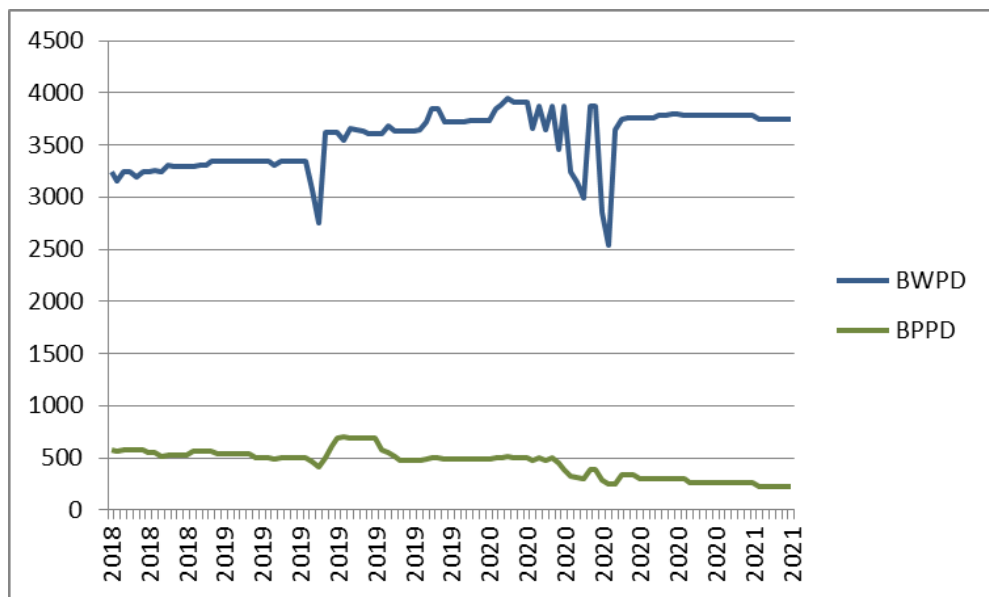
#### 2.1.2.4 Pozo FICT-034

El pozo FICT-034 se encuentra produciendo en la arena U Inferior con una bomba electro sumergible (BES) de tipo DN3500.

##### 2.1.2.4.1 Histórico de producción del pozo FICT-034

El pozo en la actualidad produce crudo con 94% y un API de 26,9. A continuación en la figura 2.7 presentamos el histórico de producción del pozo desde septiembre del 2018.

**Figura 2.7 Producción del pozo FICT-034**

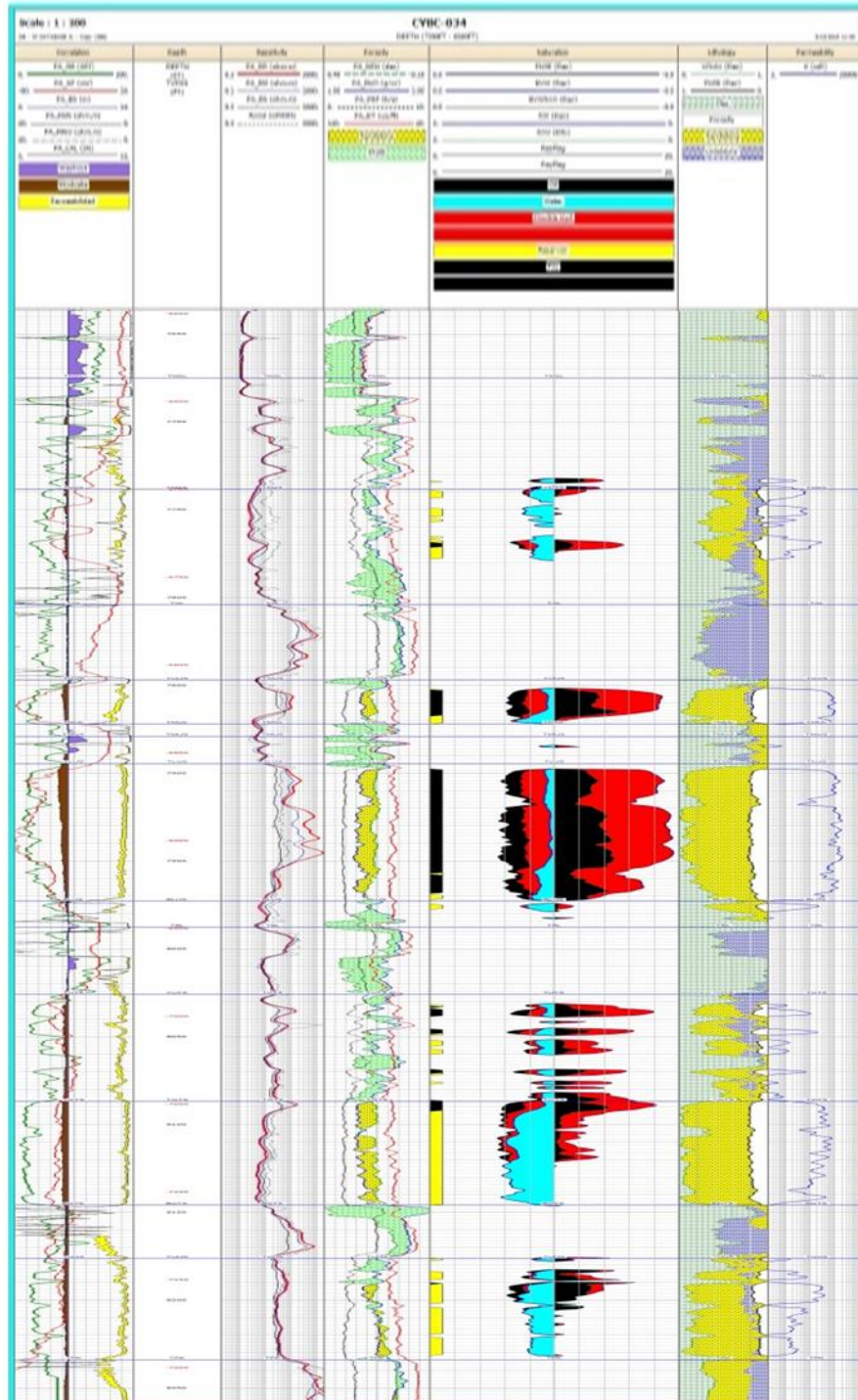


Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P. Petroecuador 2021

### 2.1.2.4.2 Registro petrofísico del pozo FICT-034

Figura 2.8 Registro petrofísico de FICT-034



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

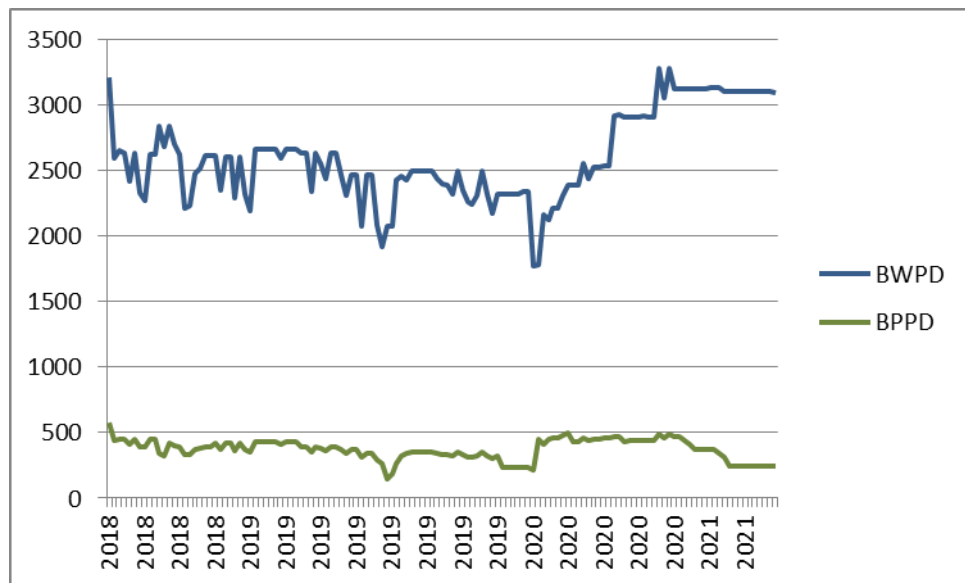
### 2.1.2.5 Pozo FICT-035

El pozo FICT-035 está produciendo en la arena U Inferior (UI) con bomba electro sumergible de tipo WD3000, el crudo producido tiene 24.5 de API

#### 2.1.2.5.1 Histórico de producción del pozo FICT-035

El pozo produce con un corte de agua muy alto el BSW es de 92%. A continuación, presentamos el histórico de producción del pozo desde agosto del 2018.

**Figura 2.9 Producción del pozo FICT-035**



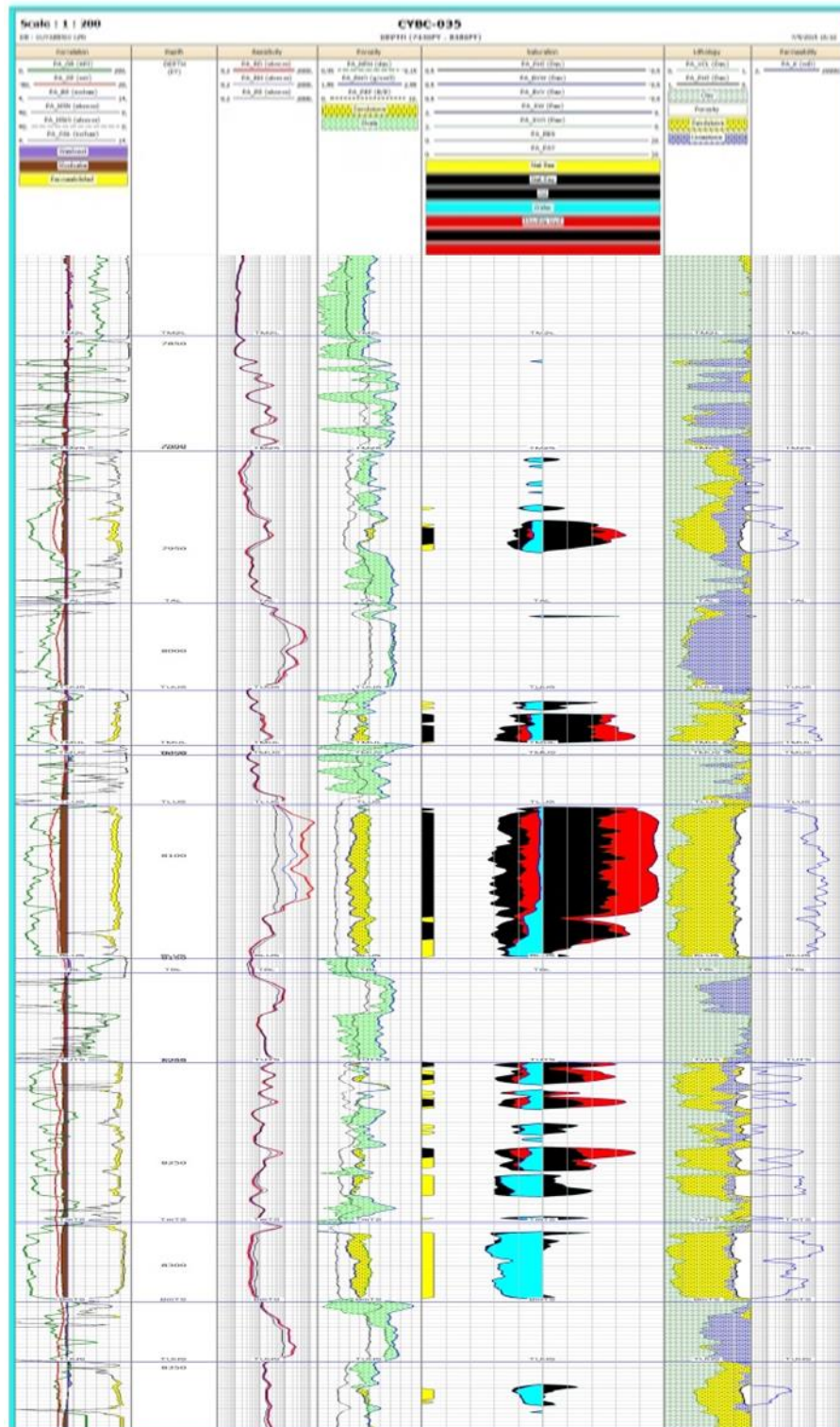
**Elaborado por:** Autores de este documento

**Fuente:** E.P. Petroecuador 2021



### 2.1.2.5.2 Registro petrofísico del pozo FICT-035

Figura 2.10 Registro petrofísico de FICT-035



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

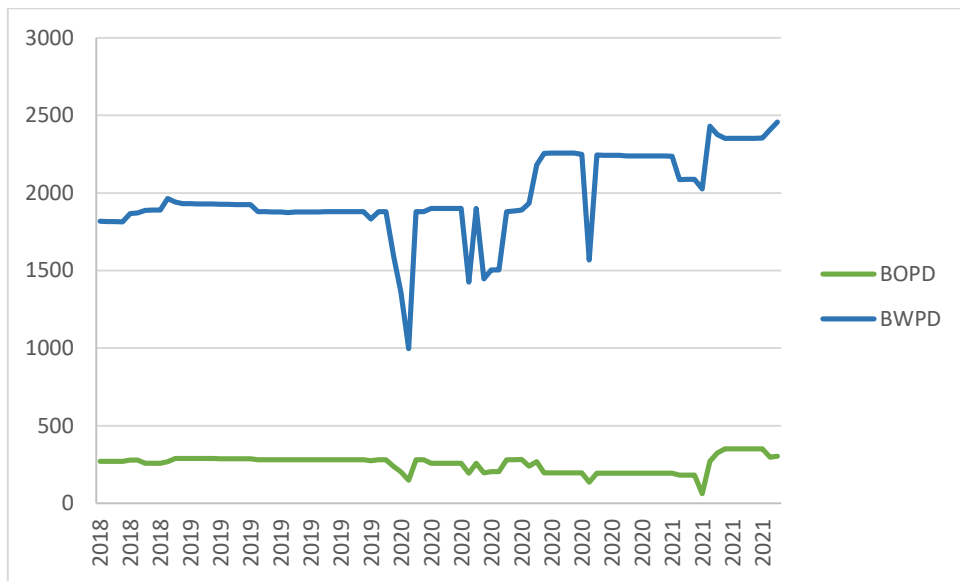
### 2.1.2.6 Pozo FICT-037

El pozo FICT-037 produce en la arena U Superior (US) con una bomba BES de tipo P-23X.

#### 2.1.2.6.1 Histórico de producción del pozo FICT-037

El pozo en la actualidad produce crudo con un 87% BSW, a continuación, en la figura 2.11 se presenta el histórico de producción del pozo desde septiembre del 2018.

**Figura 2.11 Producción del Pozo FICT-037**

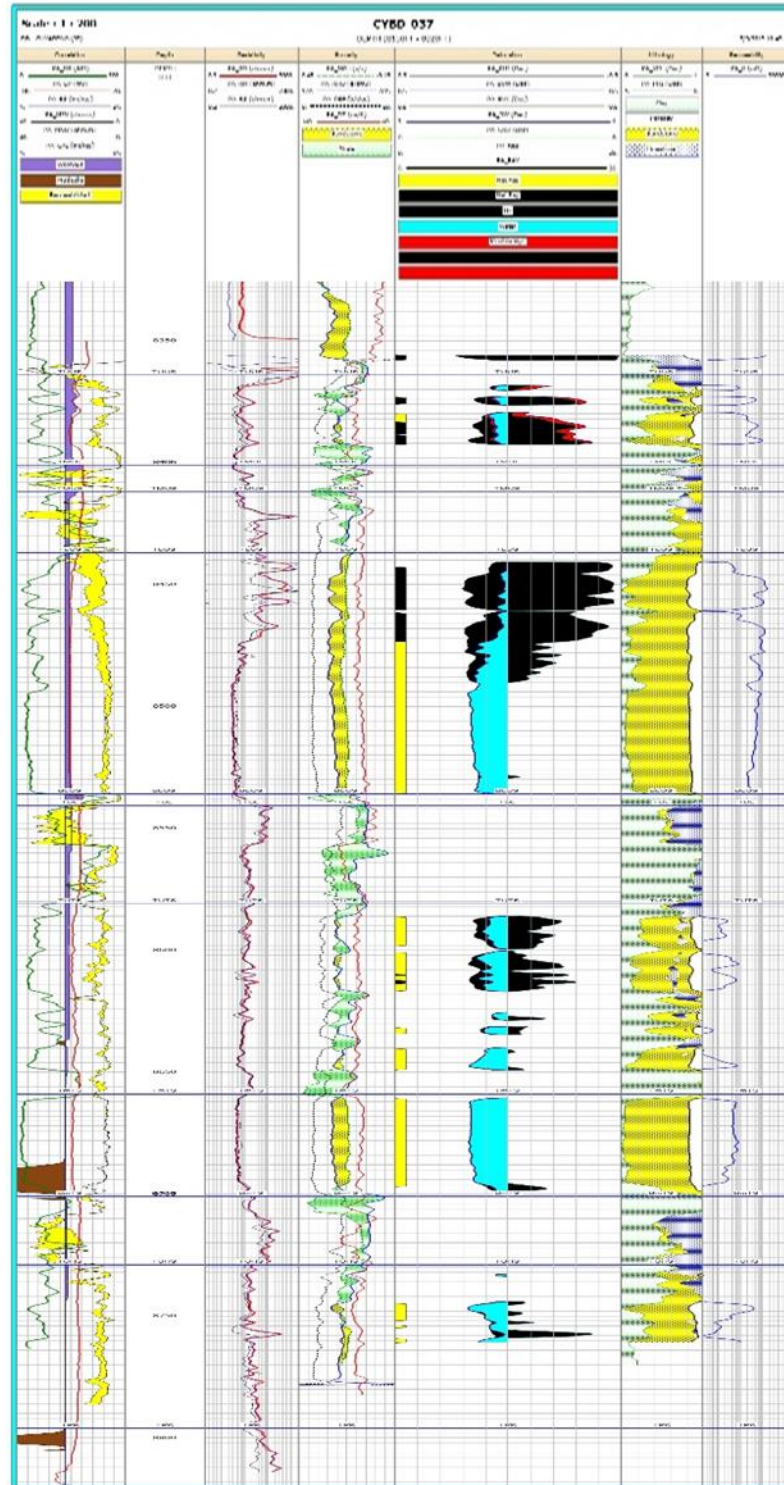


Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P. Petroecuador 2021

### 2.1.2.6.2 Registro petrofísico del pozo FICT-037

Figura 2.12 Registro petrofísico de FICT-037



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

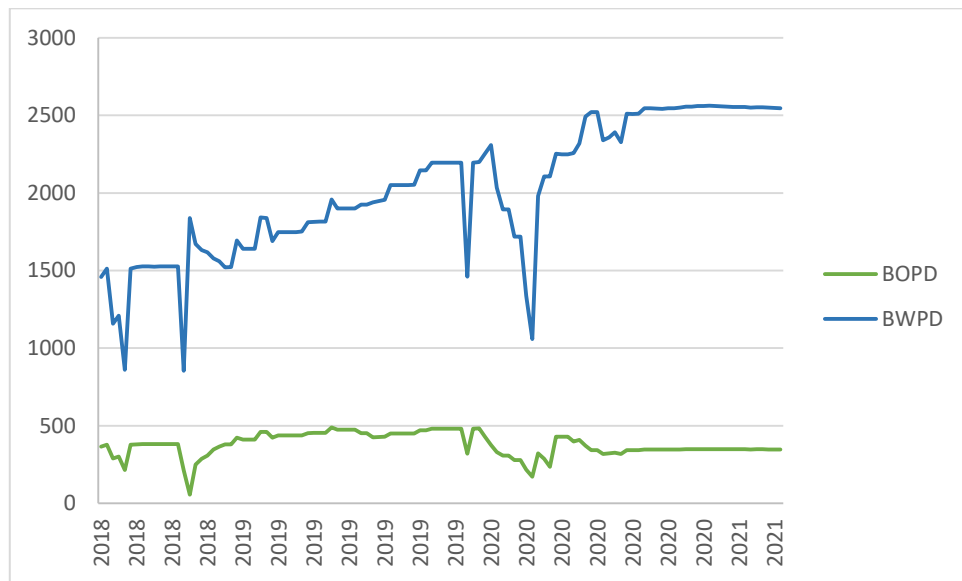
### 2.1.2.7 Pozo FICT-039

El pozo FICT-039 produce en la arena U Superior (US) con una bomba BES de tipo WD-1750.

#### 2.1.2.7.1 Histórico de producción del pozo FICT-039

El pozo en la actualidad produce crudo con un 88% BSW, a continuación, en la figura 2.13 se presenta el histórico de producción del pozo desde septiembre del 2018.

**Figura 2.13 Producción del Pozo FICT-039**

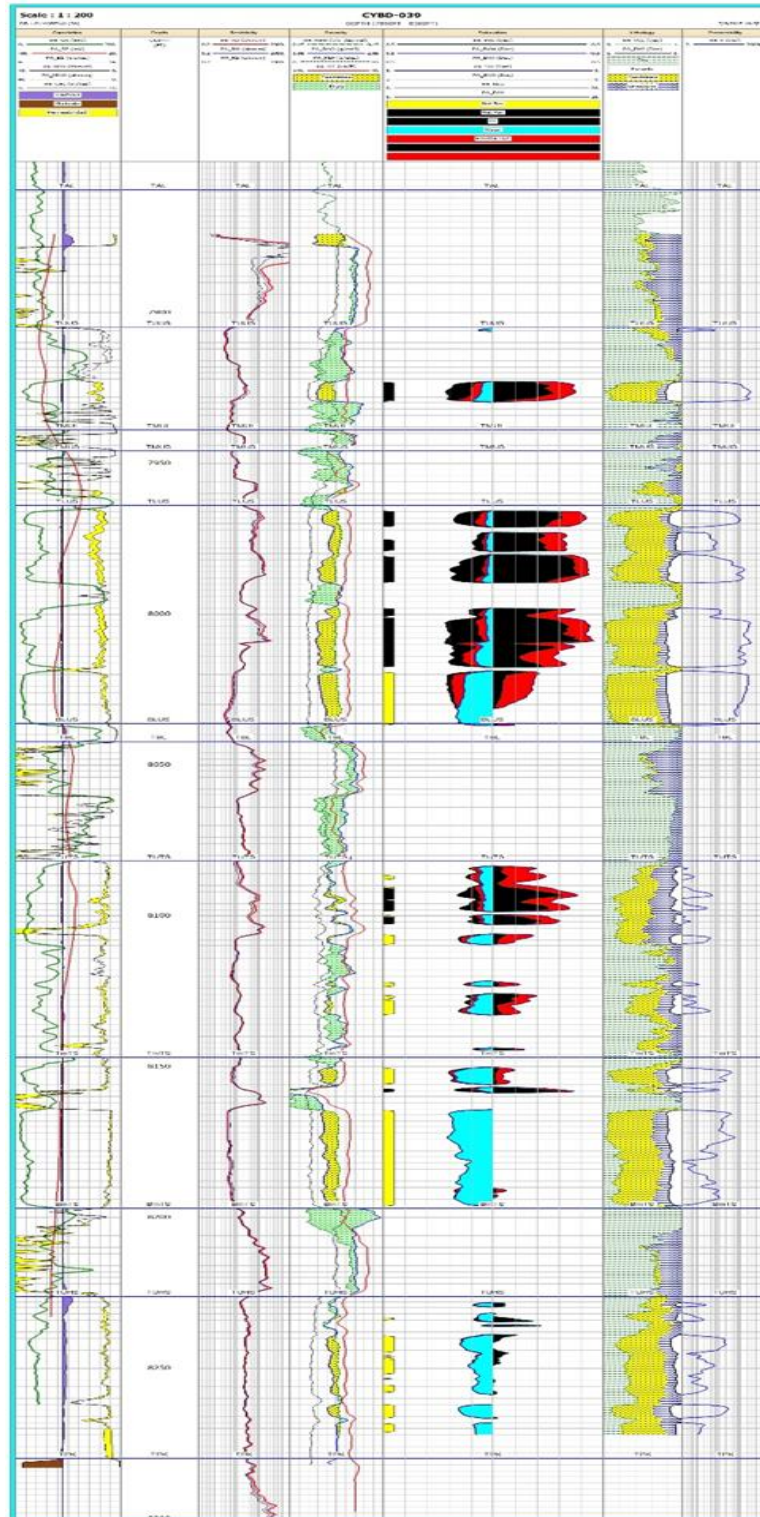


**Elaborado por:** Autores de este documento

**Fuente:** E.P. Petroecuador 2021

### 2.1.2.7.2 Registro petrofísico del pozo FICT-039

Figura 2.14 Registro petrofísico de FICT -039



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

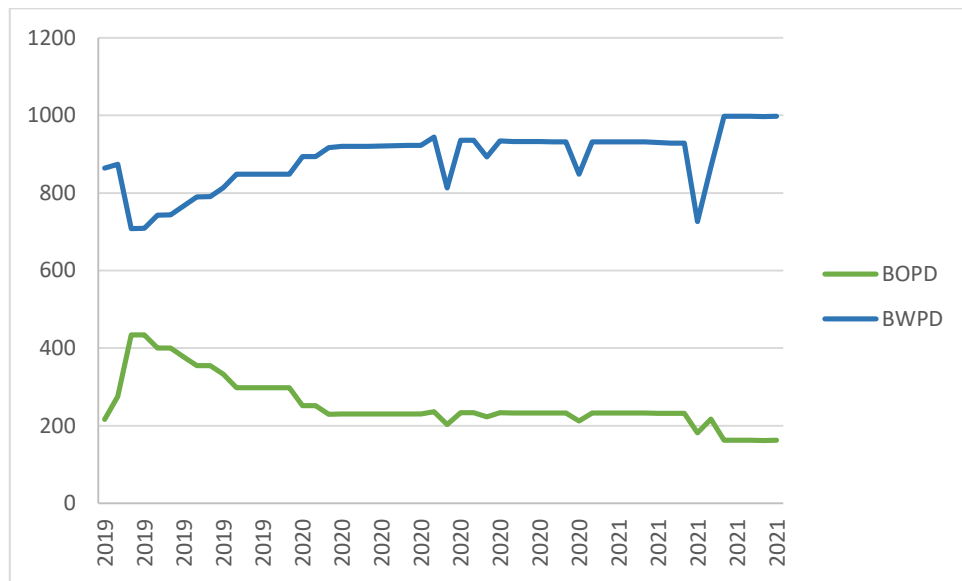
### 2.1.2.8 Pozo FICT-056

El pozo FICT-056 produce en la arena Tena Superior (TS) con una bomba BES de tipo WD-1750.

#### 2.1.2.8.1 Histórico de producción del pozo FICT-056

El pozo en la actualidad produce crudo con un 86% BSW, a continuación, en la figura 2.15 se presenta el histórico de producción del pozo desde octubre del 2019.

**Figura 2.15 Producción del Pozo FICT-056**

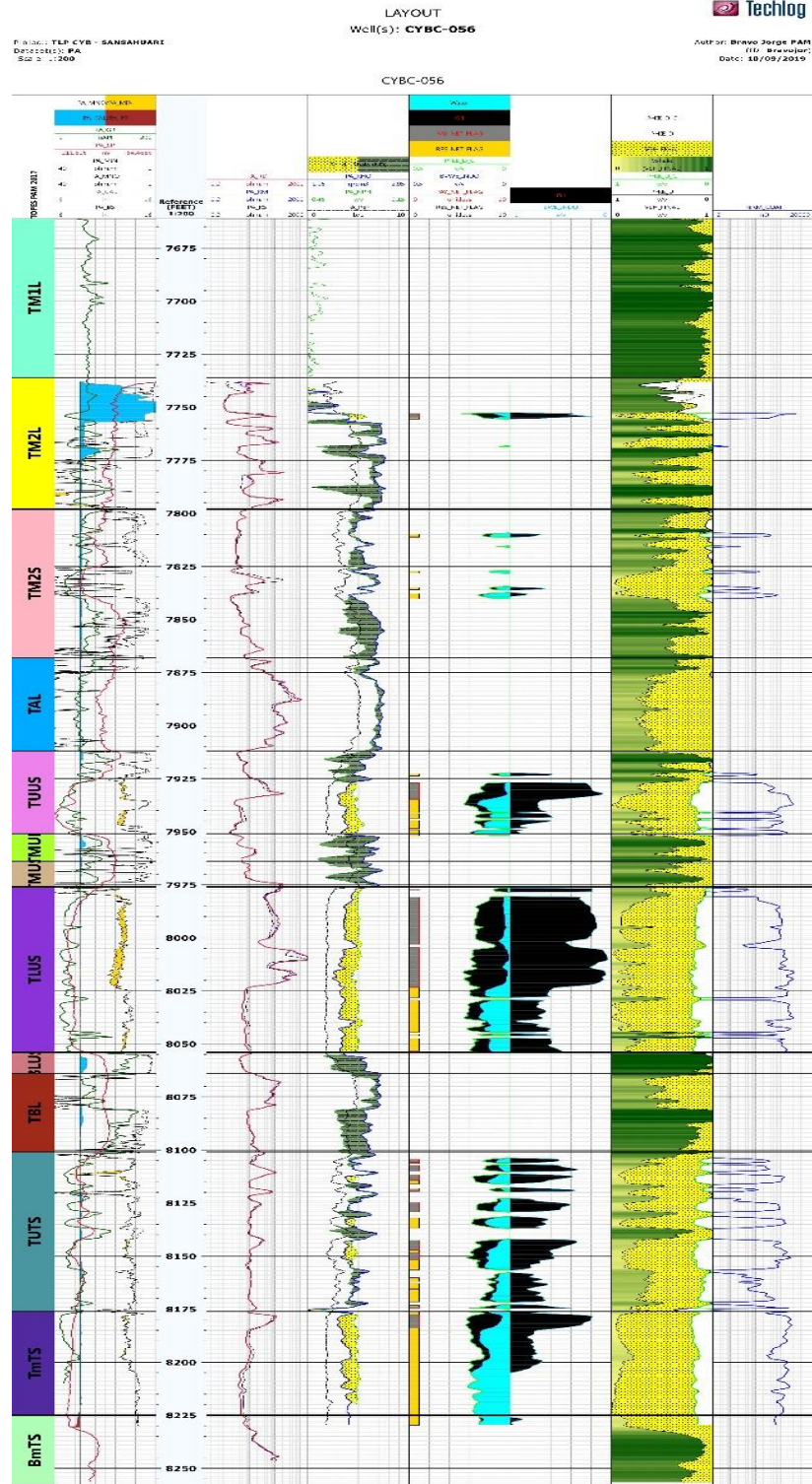


**Elaborado por:** Autores de este documento

**Fuente:** E.P. Petroecuador 2021

## 2.1.2.8.2 Registro petrofísico del pozo FICT-056

Figura 2.16 Registro petrofísico de FICT-056



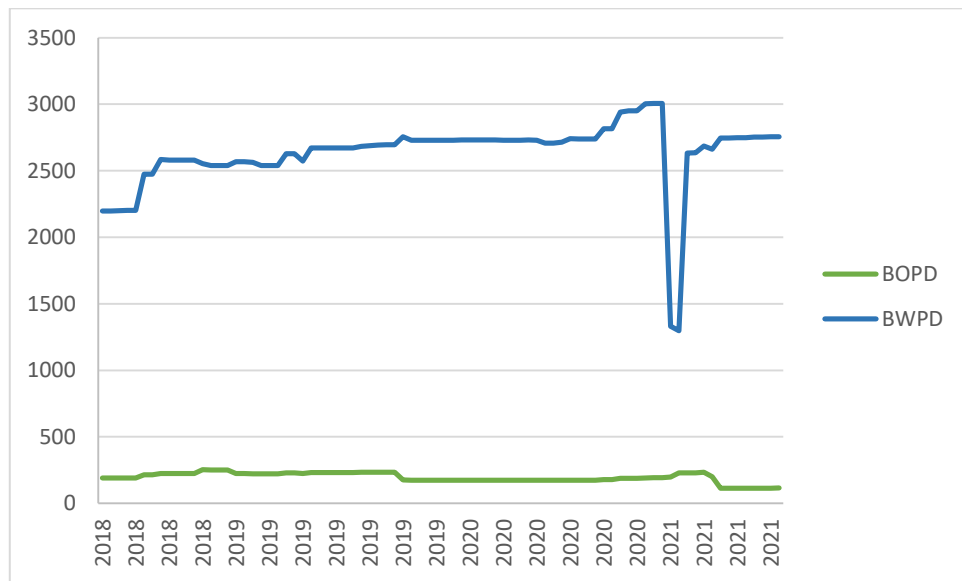
### 2.1.2.9 Pozo FICT-060

El pozo FICT-060 produce en la arena U Inferior (UI) con una bomba BES de tipo WD-3000.

#### 2.1.2.9.1 Histórico de producción del pozo FICT-060

El pozo en la actualidad produce crudo con un 96% BSW, a continuación, en la figura 2.17 se presenta el histórico de producción del pozo desde septiembre del 2018.

**Figura 2.17 Producción del Pozo FICT-060**



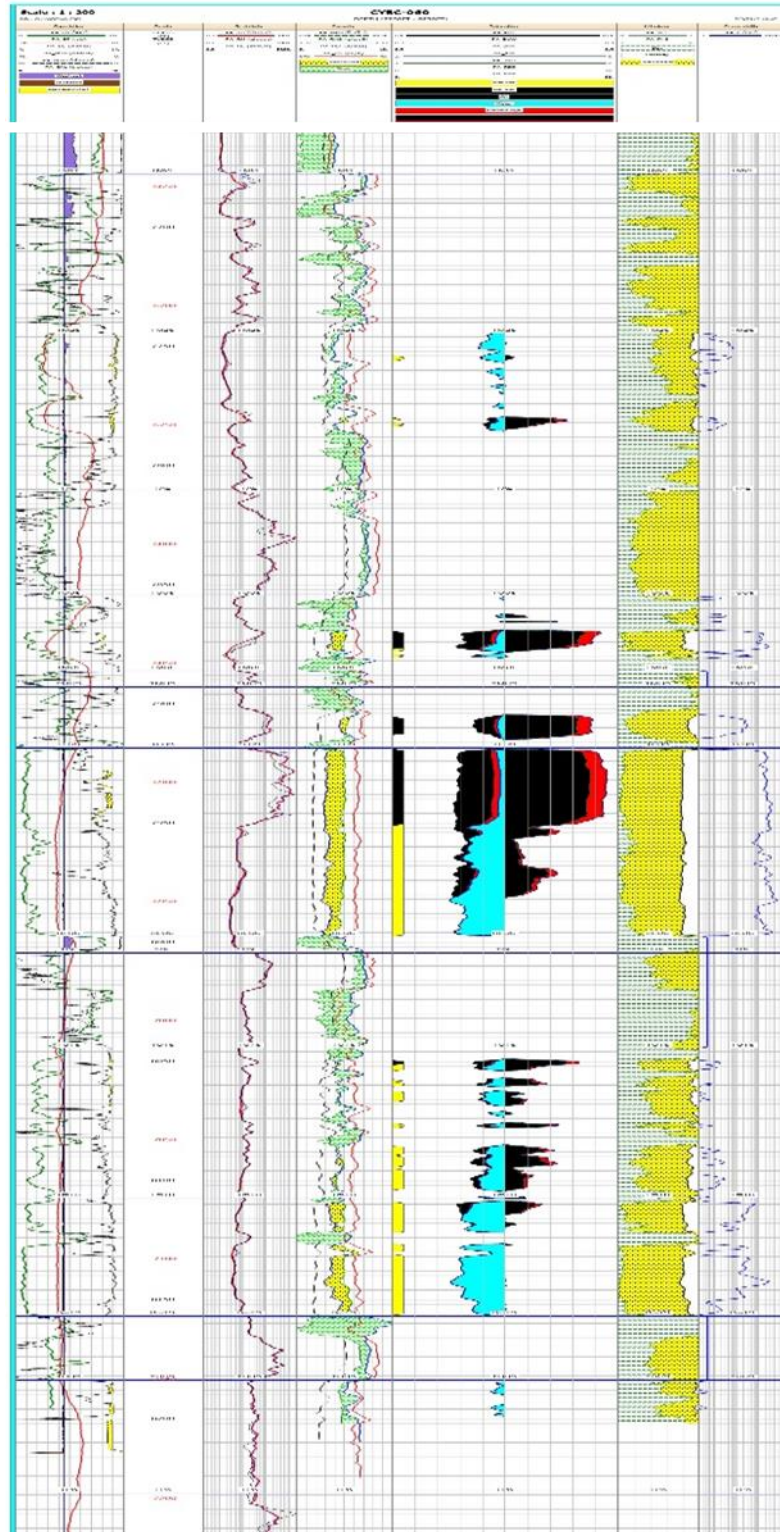
Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P. Petroecuador 2021



### 2.1.2.9.2 Registro petrofísico del pozo FICT-060

Figura 2.18 Registro petrofísico de FICT-060



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

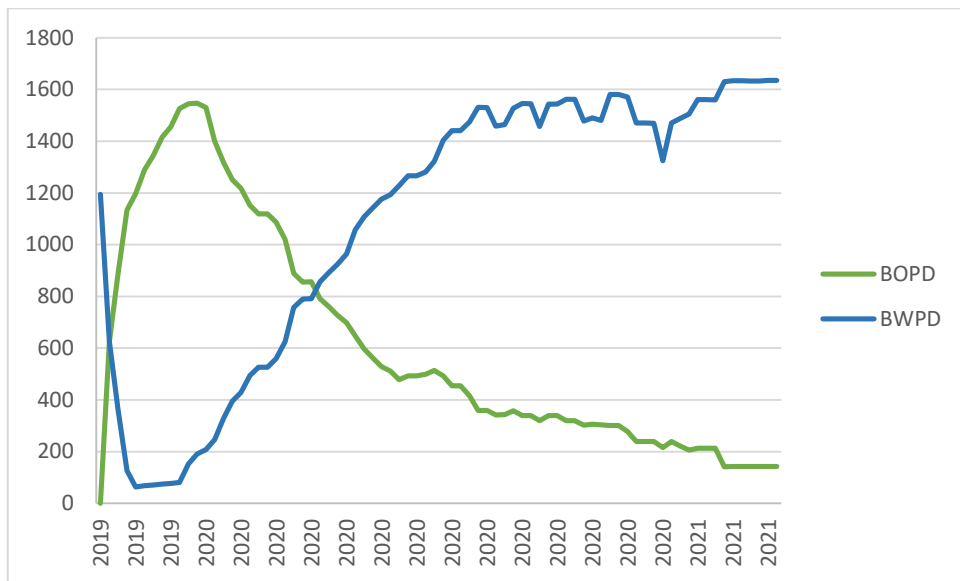
### 2.1.2.10 Pozo FICT -089

El pozo FICT-089 produce en la arena U Inferior (UI) con una bomba BES de tipo WD-1750.

#### 2.1.2.10.1 Histórico de producción del pozo FICT-089

El pozo en la actualidad produce crudo con un 92% BSW, a continuación, en la figura 2.19 se presenta el histórico de producción del pozo desde diciembre del 2019.

**Figura 2.19 Producción del Pozo FICT-089**

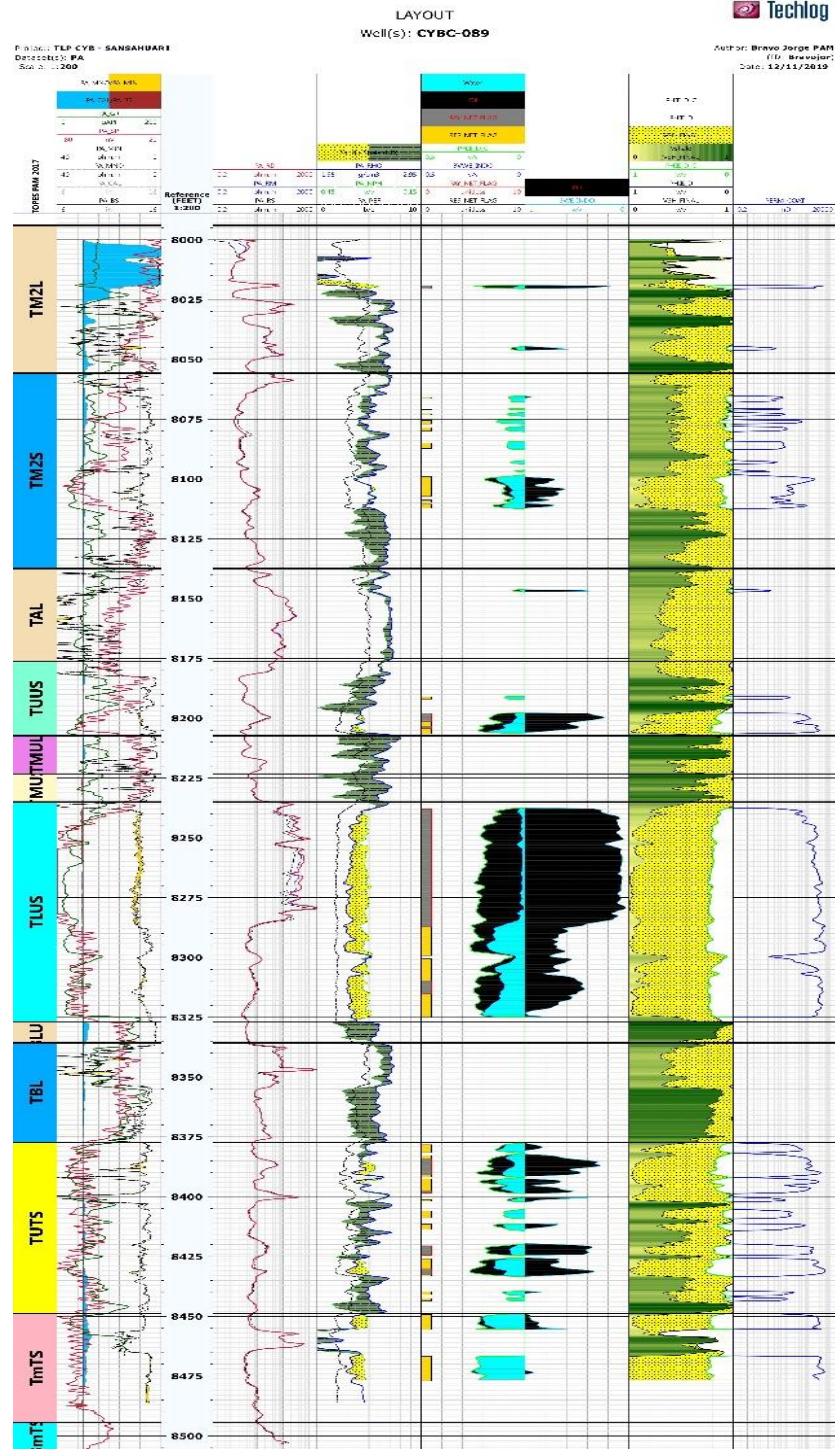


Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P. Petroecuador 2021

2.1.2.10.2 Registro petrofísico del pozo FICT-089

Figura 2.20 Registro petrofísico de FICT-089



Fuente: E.P. Petroecuador 2021

### 2.1.3 Análisis nodal de los pozos seleccionados

Para realizar un análisis nodal de algún pozo es conveniente el uso de algún software que nos facilite los cálculos y la visualización tal como *PIPESIM*, es muy importante debido a que nos ayuda a interpretar cómo es la producción del pozo, además, permite realizar cambios en diferentes parámetros para optimizarlo.

El programa *PIPESIM* puede cumplir las siguientes funciones:

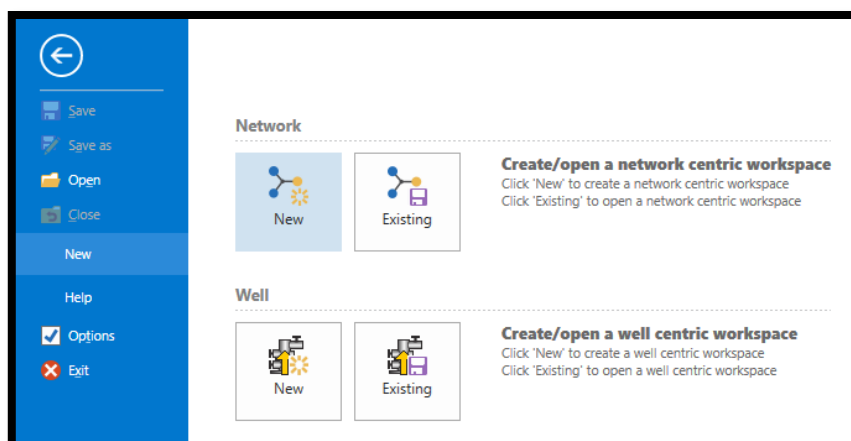
- Diseñar pozos verticales, horizontales y multilaterales.
- Realizar análisis nodal en cualquier punto ubicado desde el reservorio hasta el separador de superficie.
- Plantear sistemas de levantamiento artificial.
- Crear datos de tabla VFP.

A continuación, se detallará cómo será el desarrollo del modelo *PIPESIM* para el primer pozo:

Como primer paso, seleccionamos en “New” de la opción “Well” para crear el nuevo trabajo, es necesario realizarlo para cada pozo.

La información para ingresar en el programa *PIPESIM* fue obtenida de los diagramas mecánicos de los pozos (**Anexo 9**)

**Figura 2.21 Interfaz programa Pipesim**



Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM 2021

#### 2.1.3.1 Ingreso de información general

Procedemos a ingresar la información general, ingresando el nombre y estado del pozo. Ver **Anexo 2**

### **2.1.3.2 Ingreso de información para el casing, tubing y liner**

Posteriormente seleccionamos la opción “Tubulars”; en esta sección tendremos dos opciones: por una parte, el pozo puede llevar liner (opción “detailed”) y la otra parte es sin liner (opción “simple”). En otra sección se tiene “Wall thickness” para ingresar los datos del tubing, casing y liner. En el **Anexo 3** se observará el ingreso de estos datos.

### **2.1.3.3 Ingreso de los datos de “Desviaton Survey” y de equipos de fondo.**

Los datos necesarios en la sección de “Desviation survey” son divididos en dos secciones: la primera sección es Opciones de Cálculo, en la cual se ingresa el tipo de survey etc. Y la segunda es Opciones de referencia en donde va detallado el MD, TVD, Distancia Horizontal, Angulo. En el **Anexo 4** se detalla el ingreso de los datos.

Para la sección de equipos de fondo, los datos que se necesitan son el tipo de equipo de fondo que posee el pozo, los cuales pueden ser Packer, Choke, Separadores, etc.; y la distancia MD a la que se encuentran. En el **Anexo 5** se detalla los pasos a seguir.

### **2.1.3.4 Ingreso de datos de Levantamiento Artificial, Transferencia de Calor y Completación del pozo**

En la sección de levantamiento artificial se ingresan datos relacionados a: *Gas Lift*, Propiedades del Gas y *Pump Lift*. En el **Anexo 6** se ilustra la interfaz del programa en el ingreso de la información.

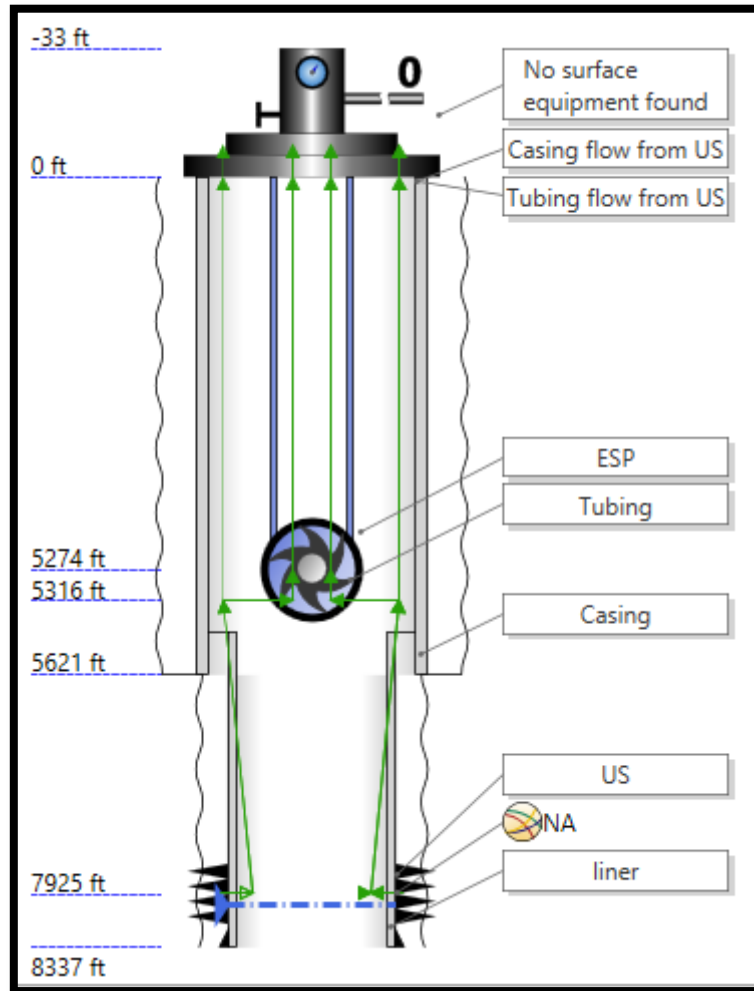
Para la sección de transferencia de calor, se necesitan datos de temperatura de la superficie y datos de temperatura del tope del pozo. En el **Anexo 7** se ilustra el ingreso de datos.

Finalmente, para la sección de Completación, se necesitan datos del reservorio y del fluido, en el **Anexo 8** se ilustra el ingreso de datos.

### **2.1.3.5 Esquema final del pozo**

Una vez que se ha ingresado toda la información detallada anteriormente, el programa nos presenta el esquema final del pozo, en la figura 2.22 se presenta el esquema final del pozo FICT-013.

**Figura 2.22 Esquema final del pozo FICT-013**



Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM 2021

#### 2.1.4 Análisis económico de los pozos del campo ESPOL-FICT

Después de realizarle el mejoramiento al pozo; para el análisis económico, partimos de la ya conocida formula:

$$Utilidad = Ingresos - Egresos \quad (2.1)$$

En nuestro análisis es importante diferenciar los rubros que representan un ingreso o un egreso de manera más detallada.

##### 2.1.4.1 Ingresos

Para determinar los ingresos, en una hoja de cálculo de Excel multiplicaremos el precio del barril actual, por la producción acumulada mensual de petróleo.

$$\text{Ingresos} = (\text{producción mensual}) \times (\text{precio de barril actual}) \quad (2.2)$$

**Tabla 2.2 Tabla de ingresos**

INGRESOS POZO FICT-013					
POZO	FECHA	BPPD	PRECIO PETRÓLEO	DÍAS	INGRESO MENSUAL
FICT-013	21-abr-21	160.3	\$ 70.00	7	\$ 78,547.00
FICT-013	28-abr-21				
FICT-013	12-May-21	168.08		15	\$ 176,484.00
FICT-013	22-May-21	167.86		8	\$ 94,001.60
			TOTAL	30	\$ 349,032.60

Elaborado por: Autores de este documento

#### 2.1.4.2 Egresos

Para determinar los egresos en nuestro análisis, se tomaron en cuenta los siguientes rubros:

- Pago impuesto Ley 10 (USD 1.00 por cada barril producido en la Amazonia ecuatoriana).
- Pago impuesto Ley 40; para las provincias de Napo, Sucumbíos y Esmeraldas (el gravamen es de cinco centavos de dólar por cada barril que se transporte por el SOTE).
- Costo de comercialización y transporte del crudo (crudo transportado por el SOTE, la tarifa es de 0.59\$/bbl).

##### 2.1.4.2.1 Costo de barril producido

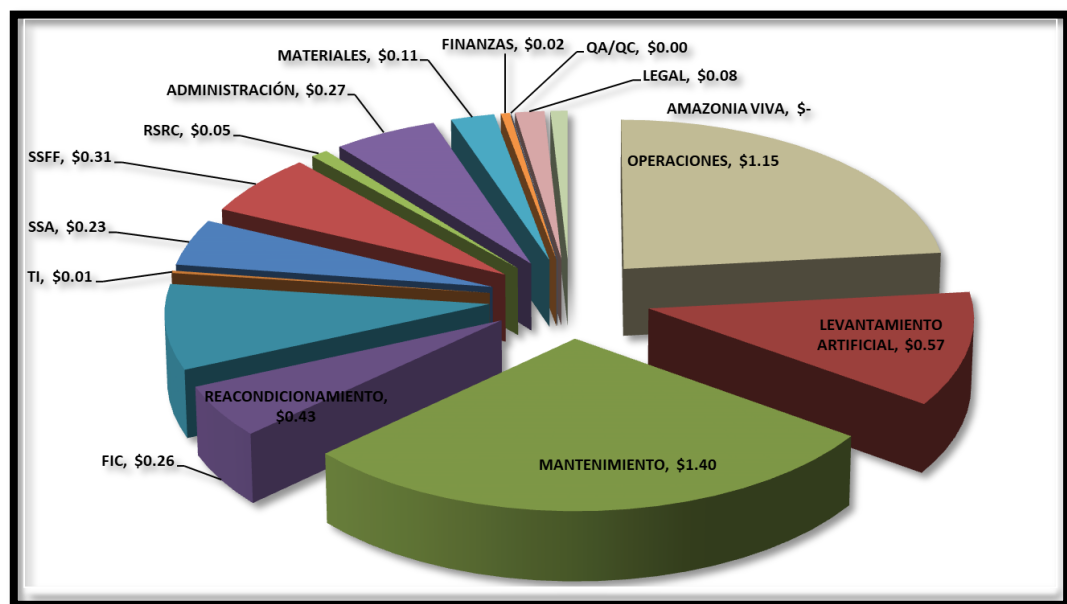
En el campo ESPOL-FICT se tiene un costo de levantamiento relativamente pequeño siendo de \$4,95 por barril, lo que beneficiaría en cuanto a las ganancias en la venta del petróleo. A continuación, se detalla el costo por barril hasta mayo 2021 en el campo ESPOL-FICT:

**Tabla 2.3 Costo de barril producido**

Departamento	Ejecución total	Usd / bls
Operaciones	\$ 4,546,777.98	\$ 1.15
Levantamiento artificial	\$ 2,231,605.36	\$ 0.57
Mantenimiento	\$ 5,523,670.66	\$ 1.40
Fic	\$ 1,022,616.09	\$ 0.26
Reacondicionamiento	\$ 1,677,163.21	\$ 0.43
Ti	\$ 48,092.91	\$ 0.01
Ssa	\$ 923,124.20	\$ 0.23
Ssff	\$ 1,225,825.04	\$ 0.31
Rsrc	\$ 177,917.27	\$ 0.05
Administración	\$ 1,074,443.69	\$ 0.27
Materiales	\$ 451,831.36	\$ 0.11
Finanzas	\$ 92,889.21	\$ 0.02
Qa/qc	\$ 2,867.44	\$ 0.00
Legal	\$ 302,290.80	\$ 0.08
Costos operación	\$ 176,463.51	\$ 0.04
Amazonia viva	\$ -	\$ -
	<b>\$ 19,477,578.73</b>	<b>\$ 4.95</b>

Fuente: E.P. Petroecuador 2021

**Figura 2.23 Costo de barril producido**



Fuente: E.P. Petroecuador 2021



### 2.1.4.2.2 Reacondicionamiento del pozo

En la siguiente tabla se muestra las actividades que se realizó para el pozo FICT-013. Este presupuesto está basado en trabajos del último WO ejecutado al pozo.

**Tabla 2.4 Ultimo WO del pozo FICT-013**

FICT-013		
Compañía	Servicio	Gasto
Triboilgas	Movilización entre pozos	9,100.00
Triboilgas	Tarifa operativa	83,520.00
Triboilgas	Tarifa stand-by	2,940.12
Triboilgas	Renta drill pipe	4,000.00
Petroamazonas EP	Combustibles (diesel)	3,030.00
Petroamazonas EP	Materiales de completación + tubería	90,741.22
Petroamazonas EP	Fluido de control	23,491.86
Alkhorayef	Pulling bes	5,916.20
Halliburton	Disparos de producción	33,995.59
Schlumberger	Herramientas de limpieza casing	12,341.88
Sertecpet	Instalación de completación	3,819.06
Mission petroleum	Reparación cabezal	-
Tuboscope nov	Inspección tubería	1,420.00
Halliburton	Cementación	20,599.03
Petrotech	Instalación de completación	-
Solipet	Spooler	2,205.84
Dygoil	Slickline	420.00
Schlumberger	Run bes	21,030.66
Schlumberger	Inst. "y" tool + kit de rep. Blanking	30,908.08
Surfco	Serv. Inst. Conector scorpion	826.12
<b>Subtotal</b>		<b>\$350,305.66</b>
<b>Total</b>		<b>\$350,305.66</b>

Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P. Petroecuador 2021

Una vez obtenido el costo de barril producido y el costo de reacondicionamiento del pozo, se procede al cálculo del costo operativo mensual y el egreso total.

(2.3)

$$\text{Costo operativo mensual} = (\text{prod. mensual}) \times (\text{costo de barril producido})$$

(2.4)

$$\text{Egreso total} = \text{Costo operativo mensual} + \text{Costo de WO del pozo}$$

#### **2.1.4.3 Diferentes casos según el precio del petróleo para el análisis económico**

Para el análisis económico es necesario tener como referencia tres posibles escenarios, los cuales son:

- Precio pesimista
- Precio real
- Precio optimista

El costo real es nuestro costo base; tomando como referencia el WTI, hoy 23 de junio del 2021 el barril está valorado en el costo de \$73,80, ahora para el caso pesimista se disminuye un 15% de ese valor es decir se tiene \$62,73 y para el caso optimista tendríamos un costo del 15% sobre el real, este valor sería \$84,87.

#### **2.1.4.4 Diferentes escenarios utilizados para la optimización de los pozos**

Para la optimización tenemos posibles mejoras que se podrían dar en el pozo durante su producción, todo dependerá de la situación en que se encuentre cada pozo; por ejemplo, podría haber mejoras en los siguientes parámetros:

- Cambio de sistema de levantamiento
- Tratamiento químico
- Cambio de bomba
- Cambio en la profundidad de la bomba
- Aumento de frecuencia en la bomba
- Estimulación del pozo

#### **2.1.4.5 Determinación de indicadores económicos**

Una vez realizado el trabajo de WO al pozo, y luego de haber determinado el valor de los ingresos y egresos de los pozos, se procede a realizar el cálculo del VAN y del TIR y así determinar si el trabajo de WO realizado en el pozo es económicamente rentable.

# CAPÍTULO 3

## 2.2 Resultados

### 2.2.1 Resultados del análisis técnico

En esta sección se muestra el efecto provocado a la optimización en cada uno de los pozos seleccionados mediante el programa PIPESIM, los cuales pueden ser tratados a distintos trabajos para el incremento de la producción. En la tabla 3.1 se muestra los diferentes escenarios propuestos que se le realizó a cada pozo para mejorar su rendimiento en la producción con el fin de levantar una mayor cantidad de fluido.

Tabla 3.1 Reacondicionamientos realizados a los pozos seleccionados

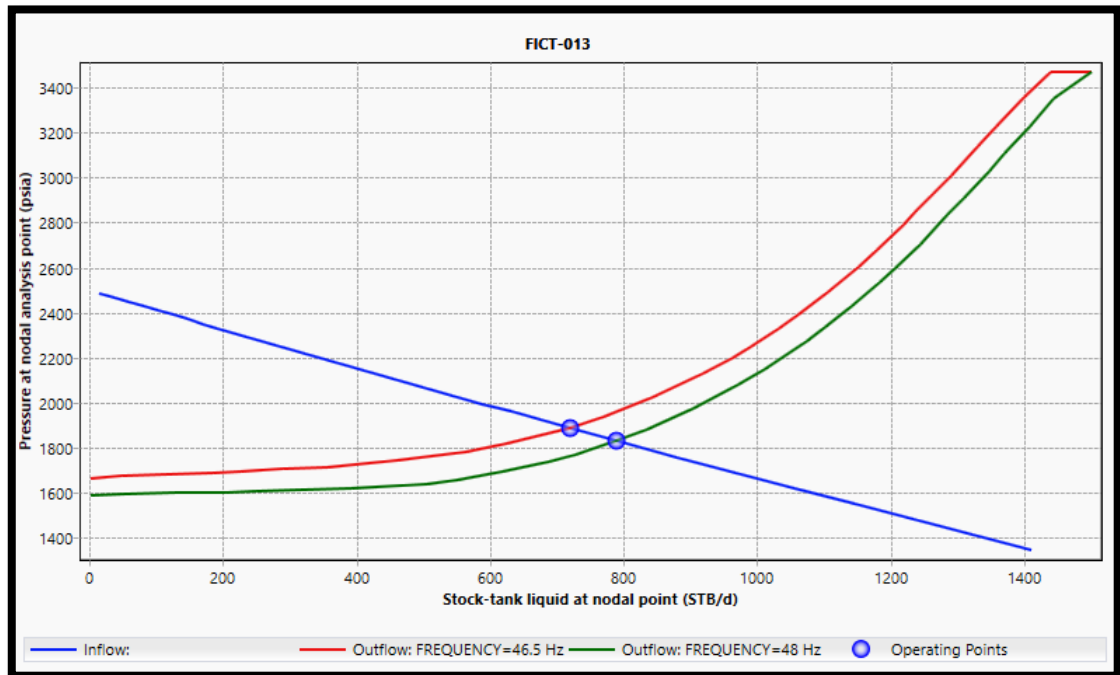
Pozo	Cambio de bomba	Aumento de frecuencia	Estimulación del pozo	Aumento profundidad bomba	Otro
FICT-013		x		x	
FICT-022		x			
FICT-024		x			
FICT-034		x			
FICT-035			x		
FICT-037					Ninguna: Pozo produciendo de manera óptima.
FICT-039	x				
FICT-056	x				
FICT-060	x	x			Re cañoneo
FICT-089					Ninguna: Pozo produciendo de manera óptima.

Elaborado por: Autores de este documento

## 2.2.1.1 Propuestas para los pozos seleccionados

### 2.2.1.1.1 Propuesta para el pozo FICT-013

Figura 3.1 Análisis Nodal del pozo FICT-013

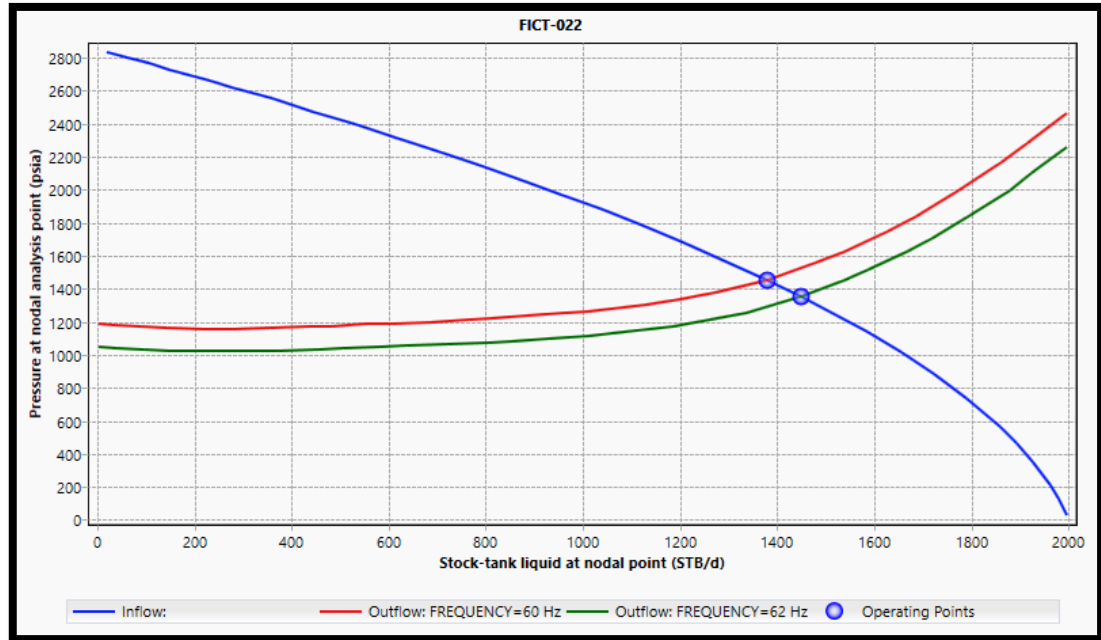


Elaborado por: Autores de este documento

En la figura 3.1 se puede observar que la producción actual del pozo FICT-013 es de 744 STB/D a una presión de 1850 psi. Luego de analizar las características de la bomba utilizada, se pudo observar que podíamos aumentar la frecuencia de la bomba y así mejorar el rendimiento de la producción del pozo, pero antes se debía incrementar el PIP de la bomba de 707 psi a una presión por encima del punto de burbuja del pozo, para aumentar el PIP es necesario profundizar el equipo BES que en la actualidad está a 5239.85 ft hasta los 7000 ft de profundidad, una vez aumentado el PIP de la bomba, se aumenta la frecuencia de 46.5 Hz a 48 Hz, obteniendo un aumento en la producción de petróleo (800 STB/D), como se observa en la figura 1.31.

### 2.2.1.1.2 Propuesta para el pozo FICT-022

Figura 3.2 Análisis Nodal del pozo FICT-022

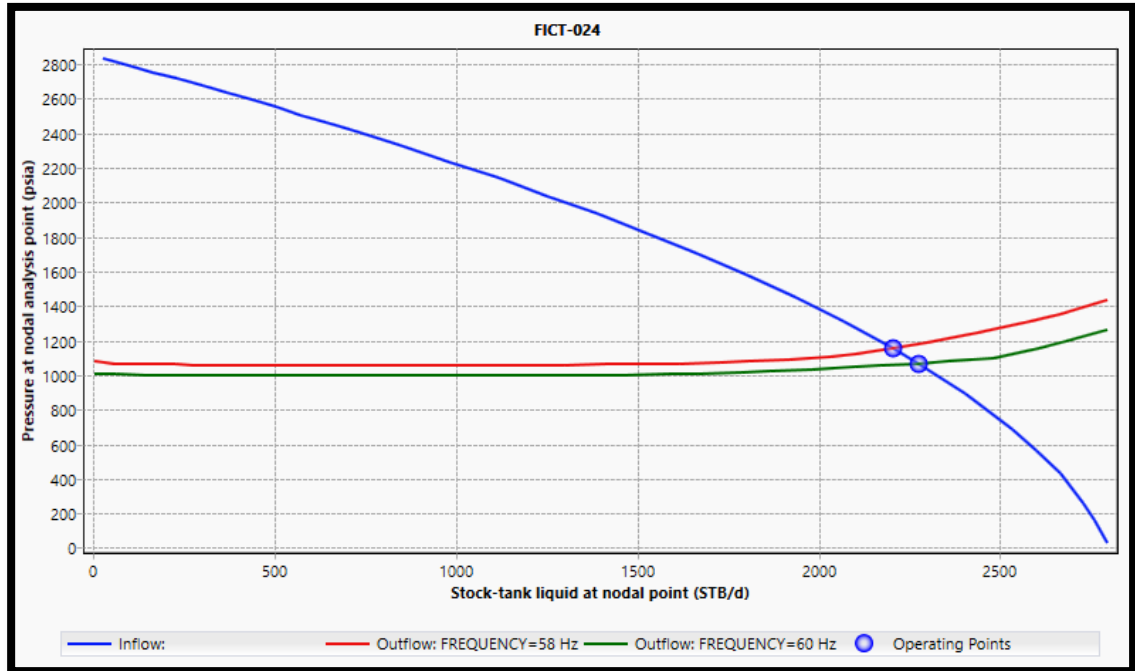


Elaborado por: Autores de este documento

Como se puede observar en la figura anterior la producción actual del pozo FICT-022 es de 1386 STB/D. En el historial de WO del pozo se evidencia que se realiza un cambio de sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico a BES en Marzo del 2019, no se toma como opción realizar un cambio de SLA al pozo, de igual forma, en el historial de WO se puede evidenciar que desde octubre del año 2020 no se aumentó la frecuencia a la bomba, y dado que en este pozo se ha venido aumentando la frecuencia cada cierto tiempo, se decide aumentar la frecuencia a la bomba de 60 Hz a 62 Hz evidenciando un aumento en la producción de hidrocarburo, la misma que paso de 1386 STB/D a 1450 STB/D.

### 2.2.1.1.3 Propuesta para el pozo FICT-024

Figura 3.3 Análisis Nodal del pozo FICT-024



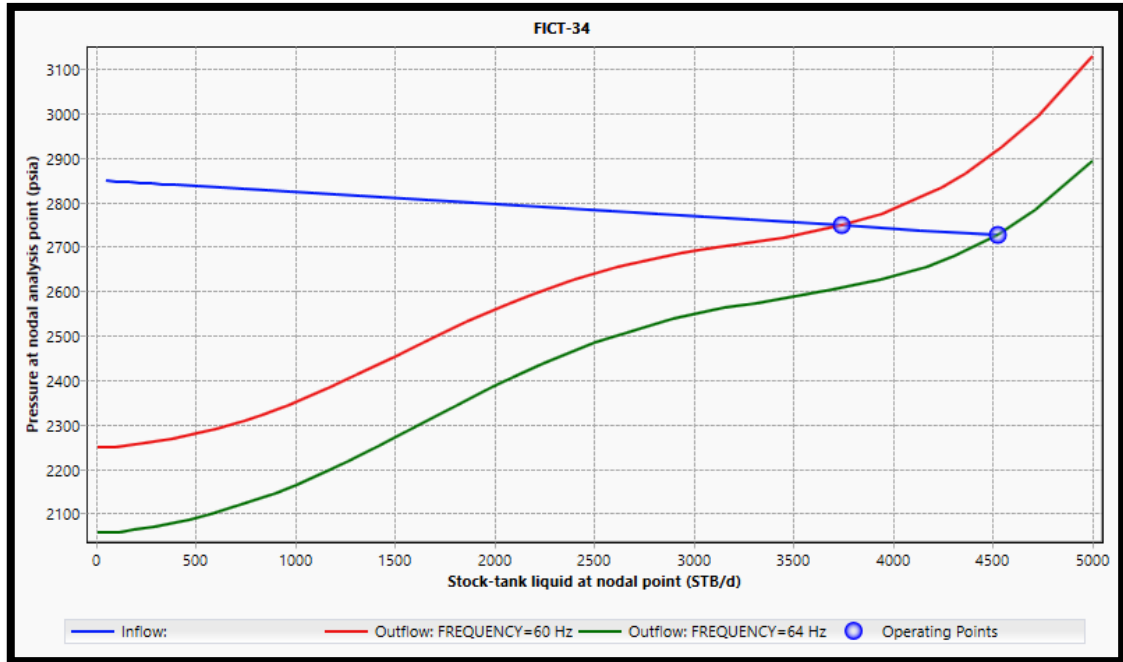
Elaborado por: Autores de este documento

Como se puede observar en la figura 3.3 la producción actual del pozo FICT-024 es de 2218 STB/D. Según el historial de WO del pozo en junio del 2019 se cambió el SLA de Bombeo Mecánico a BES; de igual forma se pudo denotar que desde Octubre del 2020 no se aumentó la frecuencia a la bomba, la cual está trabajando a 58 Hz. Dado que el PIP de la bomba es de 1911 psi y está por encima del punto de burbuja del pozo, se procede a realizar un aumento en la frecuencia hasta los 60 Hz. Solo se aumenta 2 Hz ya que en el histórico de producción se pudo evidenciar que el corte de agua aumento de 88 a 90% en el mes de febrero del 2020.

Una vez que se sube la frecuencia de la bomba, el pozo pasa de producir 2218 STB/D a 2319 STB/D, lo cual significa un aumento en la producción de petróleo.

#### 2.2.1.1.4 Propuesta para el pozo FICT-034

Figura 3.4 Análisis Nodal del pozo FICT-034

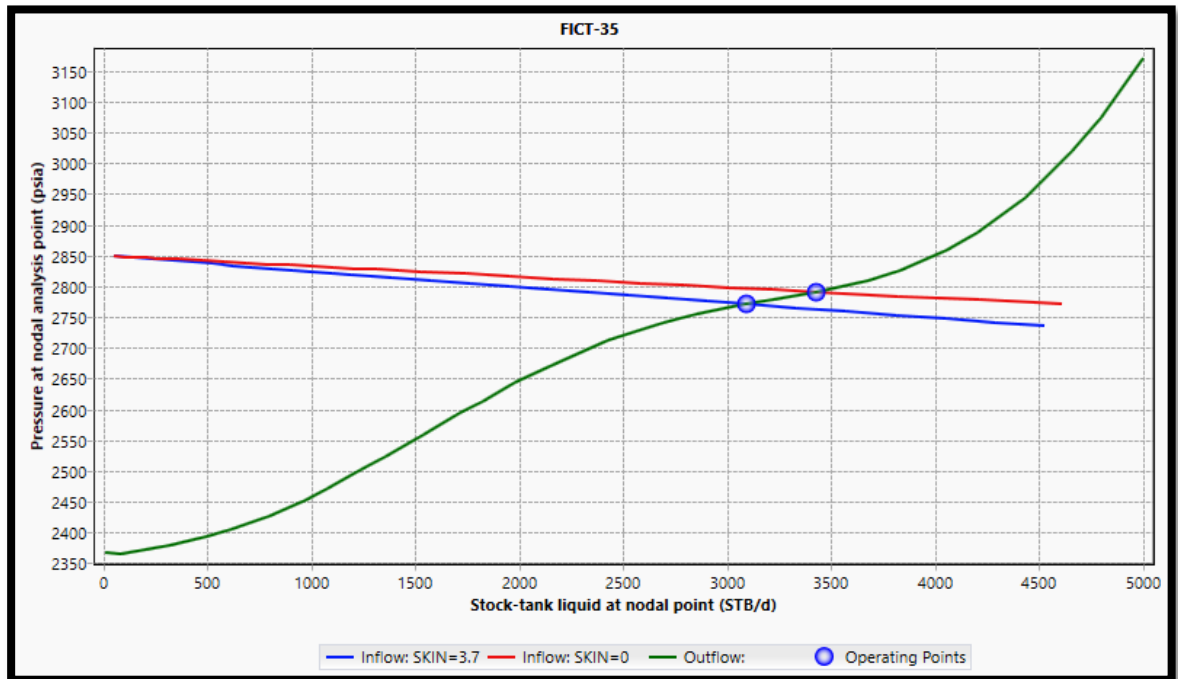


Elaborado por: Autores de este documento

En la figura 3.4 se muestra el rendimiento actual (curva roja) y optimizado (curva verde) del pozo; sin la optimización el pozo FICT-034 produce 3744 STB/d a una presión de 2750 psia. Para la mejora se le realiza un aumento de frecuencia de 60 Hz a 64 Hz llegando a una producción de 4522 STB/d; además del aumento de frecuencia es necesario bajar la bomba aproximadamente 80ft para poder llevar el fluido a la superficie de una manera más factible ya que el reservorio UI se encuentra aproximadamente a 7916ft de profundidad dejando una distancia de 220ft entre la bomba y el reservorio.

### 2.2.1.1.5 Propuesta para el pozo FICT-035

Figura 3.5 Análisis Nodal del pozo FICT-035



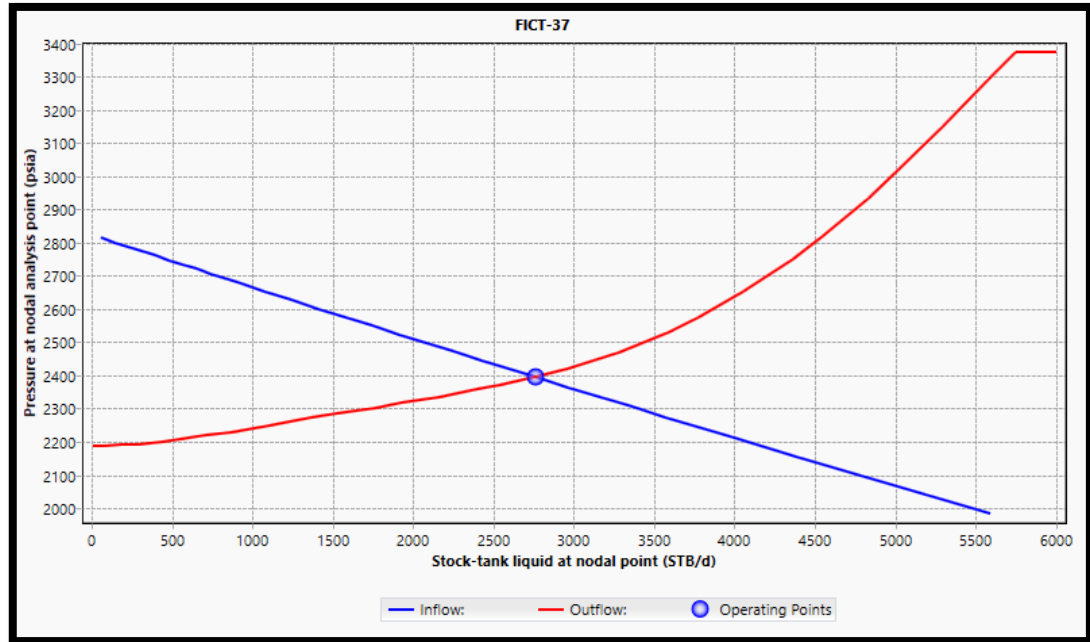
Elaborado por: Autores de este documento

En la figura 3.5 se muestra el rendimiento actual y optimizado del pozo FICT-035 produciendo 3095 STB/d a una presión de 2770 psia sin la optimización. Para el mejoramiento se realiza un tratamiento químico mediante la inyección de surfactante en base agua y aceite con el propósito de eliminar el daño de formación. Para una estimulación de pozo también es importante un muestro tanto de sólido como de salinidad del agua de formación; en este caso el pozo tenía un daño  $s=3.7$ , ahora su daño pasa a  $s=0$  dando como resultado un aumento de producción a 3432 STB/d.



### 2.2.1.1.6 Propuesta para el pozo FICT-037

Figura 3.6 Rendimiento actual del pozo FICT-037

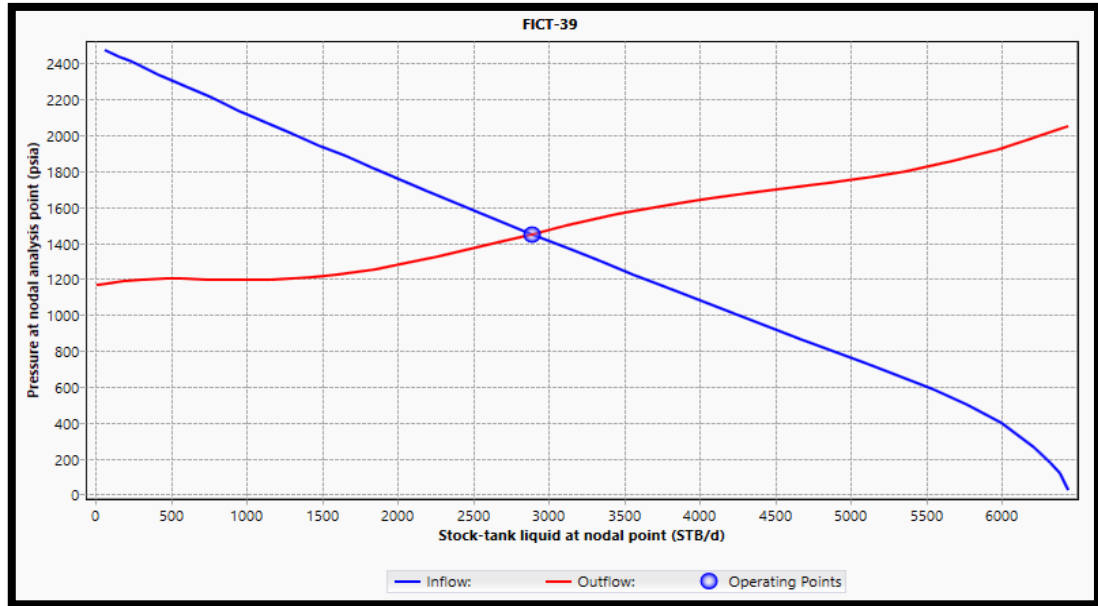


Elaborado por: Autores de este documento

El pozo FICT-037 tiene una muy buena optimización reciente, actualmente produce aproximadamente 2760 STB/d, su último WO se realizó en marzo 2021 por lo tanto no es recomendable efectuarle un nuevo reacondicionamiento. Trabaja con el tipo de bomba D3500N la cual tiene excelente potencia y eficiencia para llevar el fluido a la superficie. Además, la energía del yacimiento es suficiente para que el caudal llegue a la superficie sin realizarle algún mejoramiento por el momento.

### 2.2.1.1.7 Propuesta para el pozo FICT-039

**Figura 3.7 Rendimiento actual del pozo FICT-039**



Elaborado por: Autores de este documento

El pozo FICT-039 está produciendo 2892 STB/d a una presión de 1430 psi, el pozo se encuentra trabajando con la bomba H3000 CW, la frecuencia de esta bomba en este último año de operación se le aumenta 1Hz o 2 Hz, por ahora trabaja a 56Hz, no estaría mal aumentarle 2 o 3 Hz para que incremente el caudal, pero no es muy recurrente debido a que agotará rápidamente la energía del yacimiento.

Su último WO se lo realizó en diciembre del 2018 lo cual es recomendable realizarle otro reacondicionamiento cambiándole la bomba H3000 por la bomba GN7000 a continuación en la tabla 3.2 se presenta las características de esta bomba:

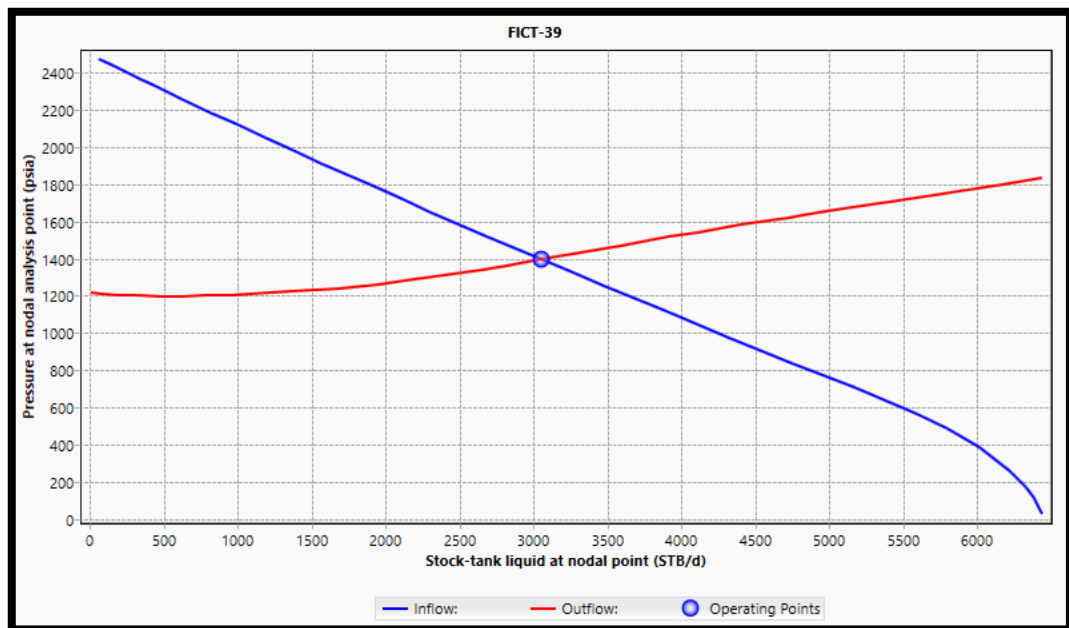
**Tabla 3.2 Características de la bomba propuesta**

<b>Modelo</b>	GN7000
<b>Caudal mínimo</b>	5000 STB/d
<b>Caudal máximo</b>	9000 STB/d
<b>Etapas</b>	110
<b>Velocidad de funcionamiento</b>	3499,99 rpm
<b>Eficiencia</b>	65
<b>Potencia</b>	265 hp
<b>Levantamiento</b>	5000 ft

Elaborado por: Autores de este documento

Una vez cambiada la bomba se obtiene un incremento de 2892 STB/d a 3053 STB/d como se presenta en la figura 3.8, debido a que tiene un rango más alto de caudal y tiene un incremento de 10 etapas de lo normal.

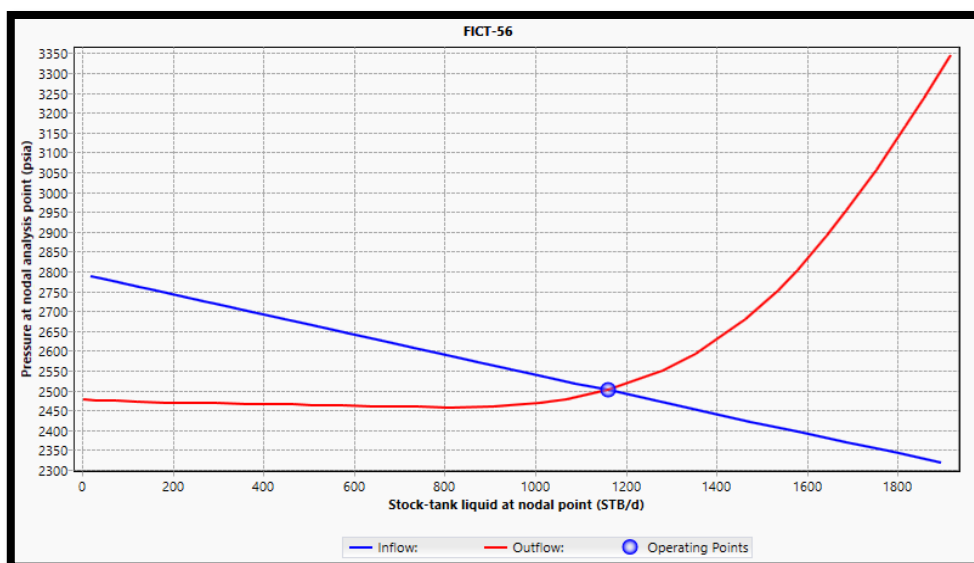
**Figura 3.8 Rendimiento optimizado del pozo FICT-039**



Elaborado por: Autores de este documento

### 2.2.1.1.8 Propuesta para el pozo FICT-056

**Figura 3.9 Rendimiento actual del pozo FICT-056**



Elaborado por: Autores de este documento

Para el pozo FICT-056 que produce 1160 STB/d es recomendable realizarle un diseño de bomba para una producción de 2550 STB/d en una presión de 280 Psi en salida; la bomba necesaria para este cambio de sistema es CENTRILIFT GC2900 ya que el pozo sigue siendo económicamente rentable, a continuación, se detalla sus características:

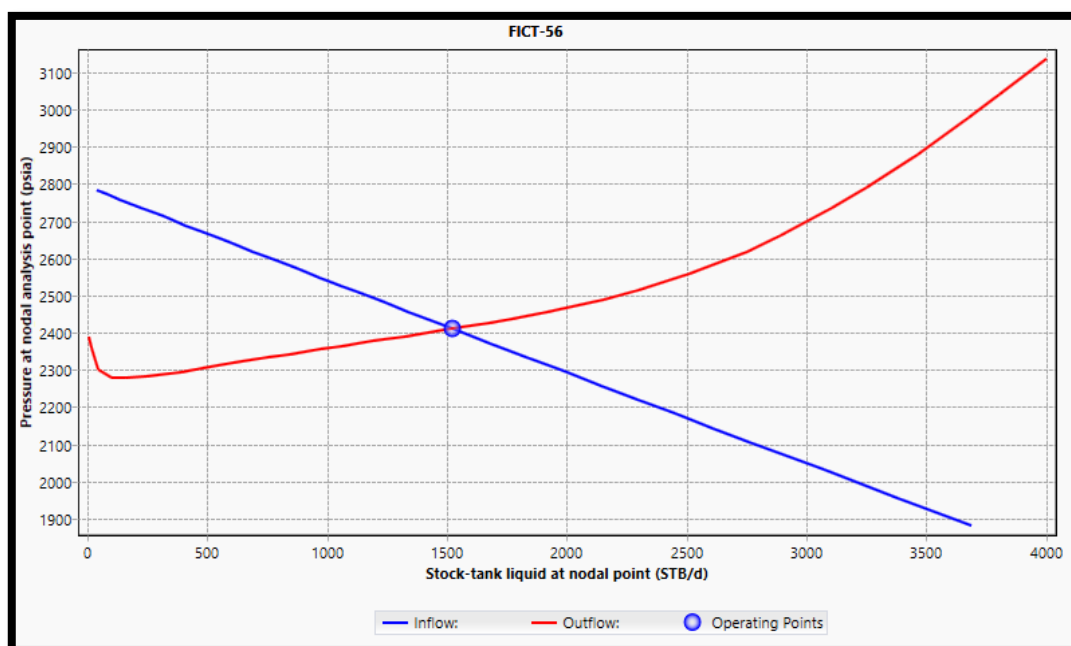
**Tabla 3.3 Características de la nueva bomba para el cambio de sistema**

<b>Modelo</b>	CENTRILIFT GC2900
<b>Caudal diseñado</b>	2550 STB/d
<b>Etapas</b>	81
<b>Velocidad de funcionamiento</b>	3499,99 rpm
<b>Eficiencia</b>	68.19
<b>Potencia</b>	108.43 hp
<b>Levantamiento</b>	3109.20 ft

Elaborado por: Autores de este documento

Este diseño de bomba requiere de mayor energía que la anterior, pero sigue siendo económicamente rentable; en la figura 3.10 se muestra el nuevo rendimiento del pozo.

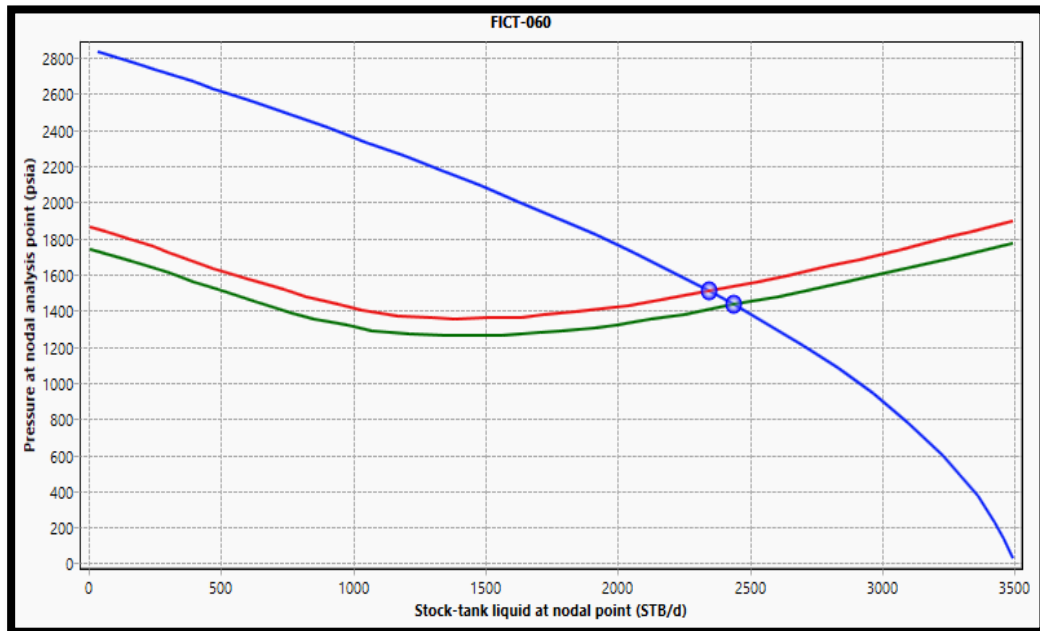
**Figura 3.10 Rendimiento optimizado del pozo FICT-056**



Elaborado por: Autores de este documento

### 2.2.1.1.9 Propuesta para el pozo FICT-060

**Figura 3.11 Analisis Nodal del pozo FICT-060**



**Elaborado por:** Autores de este documento

Según la figura 3.11, la producción actual del pozo FICT-060 es de 2200 STB/D debido a que el pozo se encuentra parado para controlar los niveles de agua, se realiza un re cañoneo a la arenisca con el fin de evitar la conificación de agua y así el BSW bajo de 96% a 92%, de igual forma se crea un cambio de bomba (Actualmente se utiliza la bomba SN4000), aumentando la frecuencia de la misma de 48 Hz a 50 Hz, obteniendo una producción de 2400 STB/D (figura 1.40). A continuación, se presenta las características de la bomba recomendada:

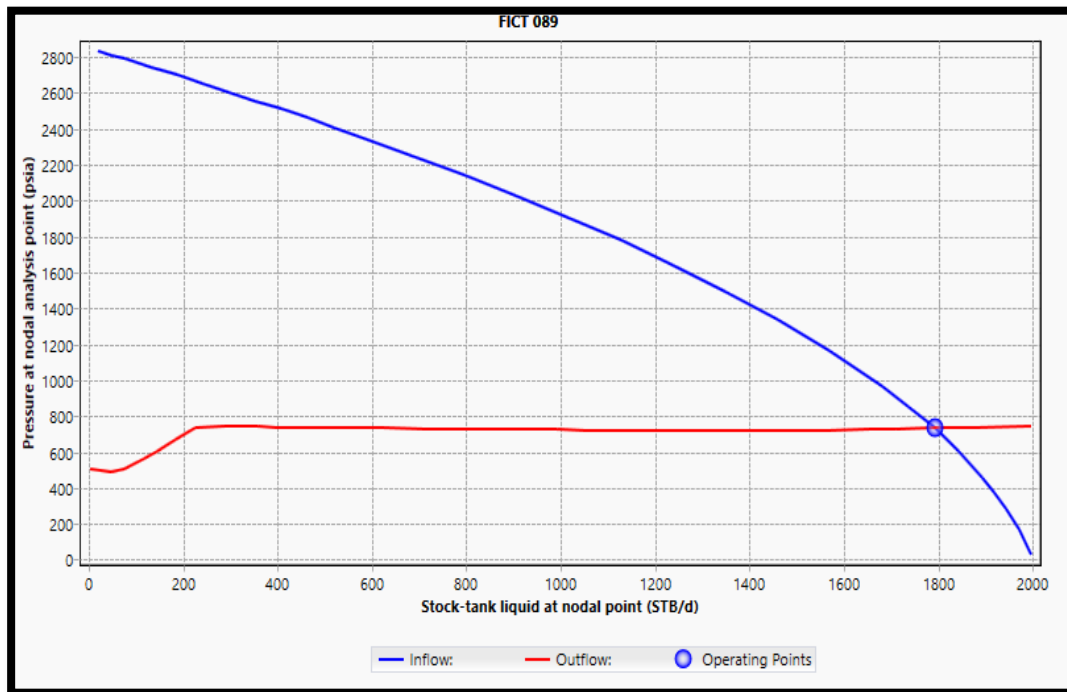
**Tabla 3.4 Características de la nueva bomba para el pozo FICT-060**

<b>Modelo</b>	CENTRILIFT GC4100
<b>Caudal diseñado</b>	2500 STB/d
<b>Etapas</b>	100
<b>Velocidad de funcionamiento</b>	2741.56 rpm
<b>Eficiencia</b>	68.19
<b>Potencia</b>	95 hp
<b>Levantamiento</b>	3600 ft

**Elaborado por:** Autores de este documento

### 2.2.1.1.10 Propuesta para el pozo FICT-089

Figura 3.12 Rendimiento actual del pozo FICT-089



Elaborado por: Autores de este documento

Según la figura 3.12, la producción actual del pozo FICT-089 es de 1777 STB/D, el pozo al ser relativamente nuevo ya que inicio su producción en diciembre del 2019, y luego de haber analizado el histórico de producción, el registro petrofísico, el diagrama PVT, etc. El pozo FICT-089 se encuentra produciendo de manera óptima.

## 2.2.2 Resultados del análisis económico

### 2.2.2.1 Resultado de análisis económico del pozo FICT-013

En el pozo FICT-013 se realiza un análisis económico en base a la optimización realizada al pozo (Aumento de frecuencia de 46.5Hz a 48Hz) que presenta un aumento en la producción de petróleo de 133.92 BPPD a 144 BPPD. Se toma en cuenta como egreso el trabajo de WO realizado en el pozo (Ver a detalle en el **Anexo 10**), obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 3.5 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-013**

<b>Aumento en la frecuencia de la bomba( 46.5Hz a 48Hz )</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Caso Pesimista</b>	<b>Caso Real</b>	<b>Caso Optimista</b>
Costo de inversión (USD)	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 6,673,878.85	\$ 8,321,305.77	\$ 9,968,732.68
TIR	111%	133%	155%
Tiempo de Retorno (Meses)	0.88	0.74	0.64

Elaborado por: Autores de este documento

### 2.2.2.2 Resultado de análisis económico del pozo FICT-022

Dado que al pozo FICT-022 se le aumenta la frecuencia en la bomba, el análisis económico se lo realiza en base a esa optimización, se constata un aumento en la producción de petróleo de 194 BPPD a 203 BPPD, obteniendo los siguientes resultados para el caso real, optimista y pesimista:

**Tabla 3.6 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-022**

<b>Aumento en la frecuencia de la bomba(60 Hz a 62 Hz )</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Caso Pesimista</b>	<b>Caso Real</b>	<b>Caso Optimista</b>
Costo de inversión (USD)	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 10,096,985.76	\$ 12,419,400.09	\$ 14,741,814.42
TIR	157%	188%	220%
Tiempo de Retorno (Meses)	0.62	0.53	0.45

Elaborado por: Autores de este documento

### 2.2.2.3 Resultado de análisis económico del pozo FICT-024

Se realiza el análisis económico en base a la optimización realizada, el cual presenta un aumento en la producción de petróleo de alrededor de 101 BPPD, obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 3.7 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-024**

<b>Aumento en la frecuencia de la bomba(58 Hz a 60 Hz )</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Caso Pesimista</b>	<b>Caso Real</b>	<b>Caso Optimista</b>
Costo de inversión (USD)	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 11,773,727.95	\$ 14,426,771.70	\$ 17,079,815.46
TIR	180%	215%	251%
Tiempo de Retorno (Meses)	0.54	0.46	0.39

Elaborado por: Autores de este documento

#### 2.2.2.4 Resultado de análisis económico del pozo FICT-034

El pozo FICT-034 tiene un BSW del 94%, se le realiza un aumento de frecuencia de 60 HZ a 64Hz, pasando de 3774 BFPD a 4522 BFPD, se tiene un incremento de 778 BFPD. Entonces ahora se obtiene una producción de 271.32 BPPD.

**Tabla 3.8 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-034**

Aumento en la frecuencia de la bomba ( 60Hz a 64Hz )			
Descripción	Caso Pesimista	Caso Real	Caso Optimista
Costo de inversión (USD)	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50	\$ 215,112.50
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 14,060,827.53	\$ 17,164,854.41	\$ 20,268,881.28
TIR	210%	252%	294%
Tiempo de Retorno (Meses)	0.46	0.39	0.34

Elaborado por: Autores de este documento

#### 2.2.2.5 Resultado de análisis económico del pozo FICT-035

El pozo FICT-035 tiene un BSW del 92%, se le realiza un tratamiento químico llevando el daño de formación de  $s=3.7$  a  $s=0$ , pasando de 3095 BFPD a 3432 BFPD, se tiene un incremento de 337 BFPD. Entonces ahora se obtiene una producción de 274.56 BPPD.

**Tabla 3.9 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-035**

Tratamiento químico			
Descripción	Caso Pesimista	Caso Real	Caso Optimista
Costo de inversión (USD)	\$ 364,790.72	\$ 364,790.72	\$ 364,790.72
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 13,079,268.82	\$ 16,220,362.80	\$ 19,361,456.78
TIR	125%	150%	175%
Tiempo de Retorno (Meses)	0.78	0.66	0.57

Elaborado por: Autores de este documento

#### 2.2.2.6 Resultado de análisis económico del pozo FICT-039

El pozo FICT-039 tiene un BSW del 88%, se le realiza un cambio de la bomba H3000 CW por la bomba GN7000, pasando de 2892 BFPD a 3053 BFPD, se tiene un incremento de 161 BFPD. Entonces ahora se obtiene una producción de 366.36 BPPD.



**Tabla 3.10 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-039**

Cambio de bomba			
Descripción	Caso Pesimista	Caso Real	Caso Optimista
Costo de inversión (USD)	\$ 662,803.68	\$ 662,803.68	\$ 662,803.68
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 10,750,687.39	\$ 20,268,138.30	\$ 24,459,466.94
TIR	67%	109%	128%
Tiempo de Retorno (Meses)	1.44	0.90	0.77

Elaborado por: Autores de este documento

### 2.2.2.7 Resultado de análisis económico del pozo FICT-056

El pozo FICT-056 tiene un BSW del 86%, se le realiza un cambio en el diseño de bomba WD1750 por la bomba CENTRILIFT GC2900, pasando de 1160 BFPD a 1525 BFPD, se tiene un incremento de 365 BFPD. Entonces ahora se obtiene una producción de 213.15 BPPD.

**Tabla 3.11 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-056**

Cambio de bomba			
Descripción	Caso Pesimista	Caso Real	Caso Optimista
Costo de inversión (USD)	\$ 662,803.68	\$ 662,803.68	\$ 662,803.68
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 7,187,755.26	\$ 9,626,290.31	\$ 12,064,825.35
TIR	51%	63%	73%
Tiempo de Retorno (Meses)	1.86	1.54	1.32

Elaborado por: Autores de este documento

### 2.2.2.8 Resultado de análisis económico del pozo FICT-060

El pozo FICT-060 contiene un BSW de 96%, al cual se le realiza un control de agua haciendo un re cañoneo y a la vez cambiando la bomba para trabajar de una forma más óptima, se obtuvieron los siguientes resultados en el análisis económico realizado.

**Tabla 3.12 Resultados del Análisis Económico del pozo FICT-060**

Aumento en la frecuencia de la bomba(58 Hz a 60 Hz ) Re cañoneo y cambio de bomba			
Descripción	Caso Pesimista	Caso Real	Caso Optimista
Costo de inversión (USD)	\$ 662,803.68	\$ 662,803.68	\$ 662,803.68
Costo de barril (USD)	\$ 62.73	\$ 73.80	\$ 84.87
VAN (USD)	\$ 5,960,658.46	\$ 8,157,227.68	\$ 10,353,796.89
TIR	45%	55%	65%
Tiempo de Retorno (Meses)	2.07	1.71	1.47

Elaborado por: Autores de este documento

### **2.2.3 Resultados generales de la optimización del campo ESPOL-FICT**

Como resultados generales del análisis técnico económico realizado al campo ESPOL-FICT se tiene que la producción total pasó de 20,203.92 a 22,135.00 BPPD con una inversión total de 3,2 millones de dólares en los reacondicionamientos de los 8 pozos; los ingresos pasaron de 1,4 a 1,6 millones de dólares aumentando 142 mil dólares. El TIR y el VAN debido a que son mayores a 0 se demuestra que los mejoramientos realizados en los pozos son económicamente rentables; además el tiempo en que retorna la inversión es menos de tres meses. Esta metodología puede ser aplicada en cualquier campo del país.

# CAPÍTULO 4

## 2.3 Conclusiones

- El incremento de la frecuencia en las bombas de los pozos FICT-013, FICT-022, FICT-024, FICT-034 y FICT-060 aumentó la producción de hidrocarburo de cada uno de los pozos, logrando obtener mayor rentabilidad de los mismos.
- El cambio de bombas electro sumergibles del SLA de los pozos FICT-039, FICT-056 y FICT-060 permitió optimizar la producción de los pozos, ya que las nuevas bombas son modernas y tienen una mejor capacidad para producir más hidrocarburo, utilizando la misma energía que las bombas que fueron cambiadas.
- Se determinó que 8 de los 10 pozos necesita propuestas de reacondicionamiento, mientras que los pozos FICT-037 y FICT-089 no se les realizó ningún tipo de optimización debido a que al pozo FICT-037 su último WO le hicieron hace 4 meses y el pozo FICT-089 es recién explotado.
- El programa PIPESIM presenta muchas facilidades para simular pozos petroleros, y así poder analizarlos mediante análisis nodal, con el fin de optimizar la producción de los pozos.
- El TIR y el VAN en algunos casos son muy elevados ya que estos pozos se encuentran produciendo más de 3000 BFPD, adicional que su corte de agua es de 90%. Esto nos indica que el pozo es económicamente rentable y no se depleta fácilmente debido a su mecanismo de empuje.
- El tiempo promedio de recuperación del costo invertido en las optimizaciones es aproximadamente entre 1y 2.5 meses, siendo rentable las optimizaciones en todos los pozos intervenidos.

## 2.4 Recomendaciones

- El nodo del análisis nodal es recomendable tomarlo en el fondo del pozo frente a la media de los punzados de cada arena, porque la información disponible de los pozos para estos casos fue muy limitada.
- Para programar en PIPESIM se necesita de pozos que estén produciendo con un sistema de levantamiento artificial BES, PCP, Bombeo Mecánico.
- El catálogo de bombas del programa PIPESIM a pesar de ser muy extenso no contiene muchas de las bombas utilizadas en este campo, por lo cual se debe utilizar bombas muy semejantes para que la simulación sea ideal.
- Para realizar trabajos de optimización es muy importante tener presente el histórico de WO y de producción, para no emitir criterios errados no realizar trabajos a pozos que ya han sido mejorados recientemente.
- Antes de iniciar con las optimizaciones presentes, se recomienda el análisis petrofísico de cada pozo, para observar distancias al contacto agua petróleo y saturaciones ( $S_o$ ,  $S_w$ ,  $S_g$ ) esto con el fin de no producir conificaciones en los mismos.
- Se recomienda realizar las curvas de Chang para cada pozo con el fin de interpretar el comportamiento actual de los mismos e identificar los posibles escenarios futuros.

## BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre Muñoz, V. A., & Vera Loor, L. A. (2018). *Análisis técnico para la optimización de la producción de petróleo en el Campo Pata*. Guayaquil: ESPOL.
- Anonimo. (14 de Mayo de 2021). *PrecioPetróleo.net*. Recuperado el 14 de Mayo de 2021, de PrecioPetróleo.net: <https://www.preciopetroleo.net/wti.html>
- Carvajal, H. j. (Junio de 2014). *OilProduction.net*. Obtenido de OilProduction.net: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/optimizacion-de-sistemas/item/427-optimizacion-de-la-produccion-utilizando-analisis-nodal-en-el-campo-fanny-18b-ecuador>
- Diego Calispa, M. P. (2011). <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/optimizacion-de-sistemas/item/427-optimizacion-de-la-produccion-utilizando-analisis-nodal-en-el-campo-fanny-18b-ecuador>. Quito: Trabajo de titulación.
- Eslava, J. (2010). *Las claves del análisis económico-financiero de la empresa*. Madrid: ESIC Editorial.
- Global, U. (Septiembre de 2019). Obtenido de <https://www.upcoglobal.com/es/blog/81-analisis-nodal-para-evaluacion-pozos-petroleros>
- Hirschfeldt, M. (2009). *OilProduction*. Obtenido de OilProduction: [file:///C:/Users/CDHTN/Downloads/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](file:///C:/Users/CDHTN/Downloads/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)
- Lucas, C. M. (2019). *Optimización de la producción de petróleo del Pad de mayor producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari mediante la utilización de un simulador de flujo multifásico en tuberías*. Quito: UCE.
- Madrid, M. (28 de julio de 2012). *Portal del petróleo*. Obtenido de Portal del petróleo: <https://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible-diseno.html>
- Montserrat, P. (2020). *EPMEX*. Obtenido de EPMEX: <https://epmex.org/news/2020/05/19/bombeo-hidraulico/#:~:text=El%20bombeo%20hidr%C3%A1ulico%20consiste%20en,tipo%20pist%C3%B3n%20o%20tipo%20jet>.
- Nind, T. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Proleros*. Mexico DF: Editorial LIMUSA CA.

- Petroamazonas. (2018). Cuyabeno Sansahuari. *Oil & Gas 2018*, 14.
- Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Oilfield Glossary: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/porosity#:~:text=La%20porosidad%20efectiva%20es%20el,no%20al%20flujo%20de%20fluidos>.
- Vásquez, R. (2020). *Artificial Lift Optimization Specialist*. Obtenido de Artificial Lift Optimization Specialist: <https://www.linkedin.com/pulse/m%C3%A9todos-de-levantamiento-artificial-m%C3%A1s-utilizados-en-v%C3%A1squez-rojas/?originalSubdomain=es>
- Wilson, A. (Julio de 2017). *Transient Coupled Wellbore/Reservoir Model Using a Dynamic IPR Function*. Recuperado el 02 de Mayo de 2021, de Journal of Petroleum Technology: <https://onepetro.org/JPT/article/69/07/58/208729/Transient-Coupled-Wellbore-Reservoir-Model-Using-a>
- Yesquen, S. (2017). *El Potencial de Petroleo y Gas en el Perú*. Piura: Hidrocarburos Consulting .
- Schlumberger. (2018). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Oilfield Glossary: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/g/gas-oil-ratio>

## ANEXOS

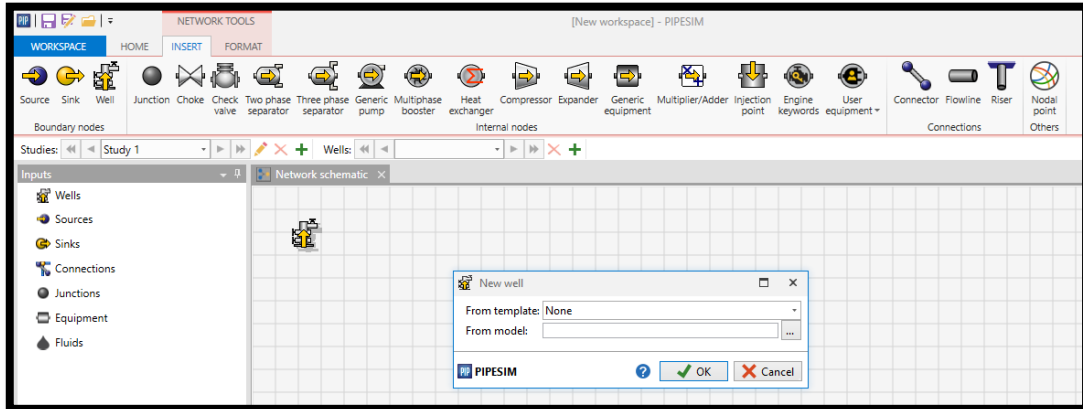
### Anexo 1: Conceptos básicos

Petrofísica o propiedades del fluido	Concepto	Fórmula
<b>Porosidad</b>	Es el espacio o volumen poroso de la roca en el que puede existir fluido de reservorio	$\emptyset = \frac{V_p}{V_b}$
<b>Viscosidad</b>	Es la capacidad que tiene un fluido para resistirse a circular en una superficie.	
<b>Gravedad API</b>	Es una medida que ayuda a determinar cuánto pesado es algún líquido de petróleo con relación al agua. <b>Fuente especificada no válida.</b>	$^{\circ}API = \left( \frac{141.5}{\gamma} \right) - 131.5$
<b>Factor Volumétrico del petróleo</b>	Se define la relación entre volumen de petróleo y gas disuelto en condiciones de yacimiento para el volumen de petróleo a condiciones normales.	$Bo = \frac{Vol. condiciones yac.}{Vol. condiciones sup.}$
<b>Relación gas-petróleo</b>	También conocido como GOR, es la relación del gas producido y el petróleo producido. (Schlumberger, 2018)	$GOR = \frac{Vol. gas cond. std}{Vol. gas cond. std}$
<b>Compresibilidad del fluido</b>	Se define como la relación tanto del petróleo como gas en estado disuelto entre el volumen del petróleo en condiciones que sean normales. (Schlumberger, 2018)	

**Elaborado por:** Autores de este documento

## Anexo 2: Ingreso de información general

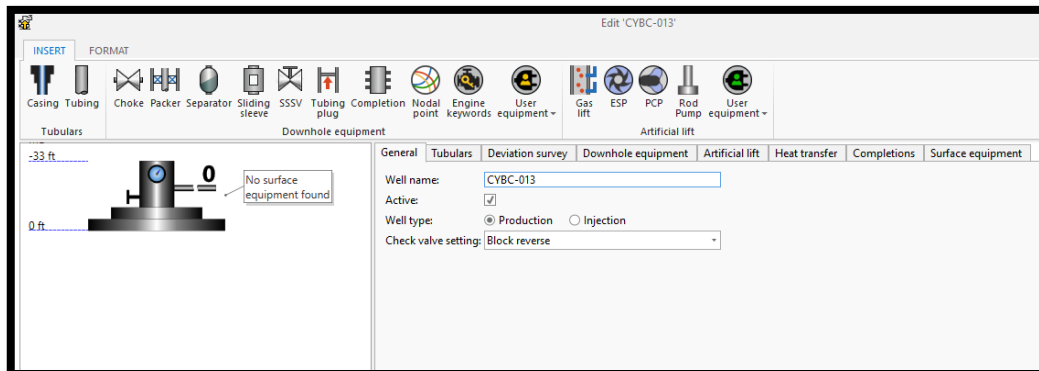
Figura1.7 Ingreso de información general en Pipesim



Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM 2021

Figura1.8 Ingreso de información general del pozo en Pipesim



Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM 2021

## Anexo 3: Ingreso de información para el casing, tubing y liner



**Figura1.9 Ingreso de información del Casing, Tubing y Liner**

Mode:  Simple  Detailed  
 Dimension option:  OD  Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Casing	Casing	0	5621	8.681	0.472	0.001	...
2	Liner	liner	5363	8337	6.276	0.362	0.001	...

+ ^ TUBINGS

	Name	To MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Tubing	5316	2.992	0.254	0.001	...

Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM 2021

#### **Anexo 4: Ingreso de datos *Deviation Survey***

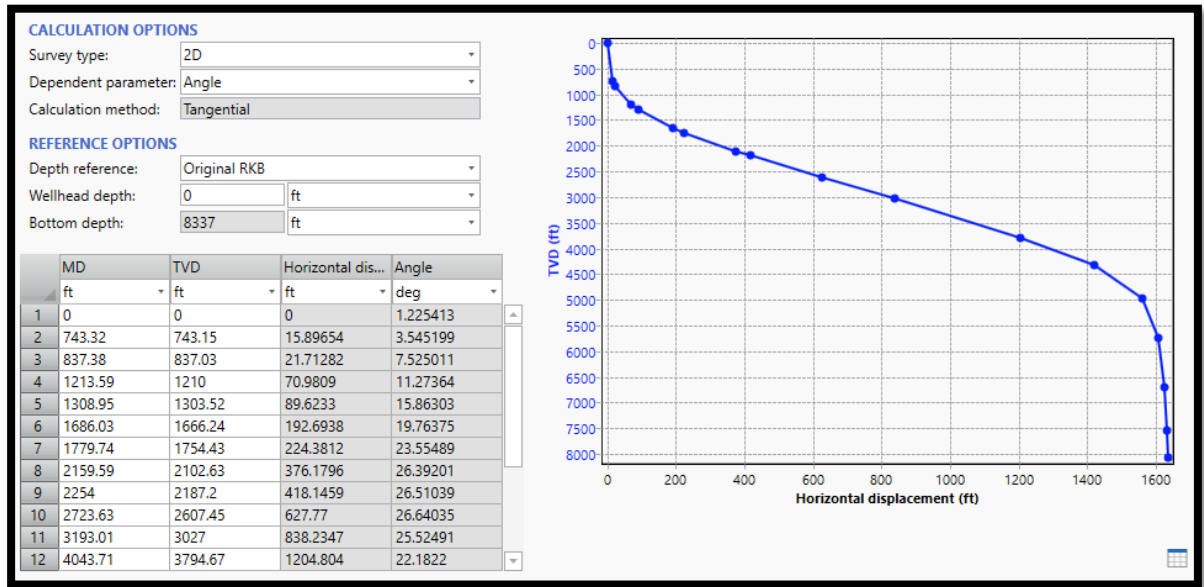
En la sección deviation survey nos presenta una pestaña en la cual presenta tres opciones con las cuales podemos graficar el survey, las cuales son:

- Survey Vertical
- 2D
- 3D

Si se tienen pozos verticales, no se escoge ninguna opción, mientras que si se tienen pozos desviados se debe escoger la opción 3D, caso de no cumplir las especificaciones anteriores se debe escoger la opción 2D. Una vez seleccionado la opción que corresponda se procede a llenar la información de MD, TVD, Azimut, Max Dogleg.

En la siguiente grafica se presentan gráficamente los pasos a seguir:

**Figura 1.10 Ingreso de datos Survey**



**Elaborado por:** Autores de este documento

**Fuente:** PIPESIM 2021

Los datos de MD, TVD, fueron obtenidos de los surveys de los pozos analizados. A continuación se presenta el survey del pozo FICT-013

Figura1.11 Survey del pozo FICT-013

Cuyabeno-13D MWD Survey Report												
Report Date:	December 8, 2009			Survey / DLS Computation Method:	Minimum Curvature / Lubinski							
Client:	Petroproduccion			Vertical Section Azimuth:	68.680°							
Field:	Cuyabeno			Vertical Section Origin:	N 0.000 ft, E 0.000 ft							
Structure / Slot:	Cuyabeno-13D / Slot 6			TVD Reference Datum:	RKB							
Well:	Cuyabeno-13D			TVD Reference Elevation:	786.5 ft relative to MSL							
Borehole:	Cuyabeno-13D			Sea Bed / Ground Level Elevation:	750.400 ft relative to MSL							
UW/API#:				Magnetic Declination:	-3.738°							
Survey Name / Date:	Cuyabeno-13D MWD / November 26, 2009			Total Field Strength:	29526.481 nT							
Tort / AHD / DDI / ERD ratio:	71.263° / 1612.98 ft / 5.077 / 0.200			Magnetic Dip:	22.614°							
Grid Coordinate System:	PSAD56 / UTM zone 18S, Meters			Declination Date:	November 26, 2009							
Location Lat/Long:	N 0 2 39.459, W 76 17 5.934			Magnetic Declination Model:	BGM 2009							
Location Grid N/E Y/X:	N 10004897.119 m, E 356996.045 m			North Reference:	Grid North							
Grid Convergence Angle:	-0.00099356°			Total Corr Mag North -> Grid North:	-3.738°							
Grid Scale Factor:	0.99985314			Local Coordinates Referenced To:	Well Head							
Comments	Measure d (ft)	Inclinati on (deg)	Azimuth Grid (deg)	TVD (ft)	Vertical Section (ft)	NS Grid (ft)	EW Grid (ft)	DLS deg/100 ft	Northing (m)	Easting (m)	Latitude	Longitude
Tie-In	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10004897.12	356996.05	N 0 2 39.459	W 76 17 5.934
	405.54	0.23	125.76	405.54	0.44	-0.48	0.66	0.06	10004896.97	356996.25	N 0 2 39.454	W 76 17 5.928
	500.37	0.98	82.49	500.36	1.33	-0.48	1.62	0.87	10004896.97	356996.54	N 0 2 39.454	W 76 17 5.918
	599.60	2.04	74.97	599.56	3.91	0.09	4.17	1.08	10004897.15	356997.31	N 0 2 39.460	W 76 17 5.893
	743.32	2.78	65.86	743.15	9.94	2.18	9.82	0.58	10004897.78	356999.04	N 0 2 39.480	W 76 17 5.838
	837.38	4.28	67.79	837.03	15.72	4.44	15.15	1.60	10004898.47	357000.66	N 0 2 39.503	W 76 17 5.785
	932.22	5.59	68.53	931.52	23.88	7.47	22.72	1.38	10004899.39	357002.97	N 0 2 39.533	W 76 17 5.710
	1026.38	7.44	65.79	1025.06	34.56	11.64	32.55	1.99	10004900.67	357005.97	N 0 2 39.574	W 76 17 5.614
	1119.91	8.91	64.19	1117.64	47.83	17.28	44.60	1.59	10004902.39	357009.64	N 0 2 39.630	W 76 17 5.495
	1213.59	10.31	64.25	1210.00	63.42	24.08	58.68	1.49	10004904.46	357013.93	N 0 2 39.698	W 76 17 5.356
	1308.95	12.23	64.07	1303.52	82.00	32.21	75.45	2.01	10004906.93	357019.04	N 0 2 39.778	W 76 17 5.191
	1403.14	14.25	66.50	1395.20	103.53	41.19	95.06	2.22	10004909.67	357025.01	N 0 2 39.867	W 76 17 4.998
	1497.18	15.60	69.02	1486.07	127.74	50.34	117.48	1.59	10004912.46	357031.85	N 0 2 39.958	W 76 17 4.777
	1591.09	17.48	69.22	1576.09	154.47	59.86	142.46	2.00	10004915.36	357039.46	N 0 2 40.053	W 76 17 4.530
	1686.03	19.08	70.28	1666.24	184.24	70.16	170.40	1.72	10004918.50	357047.97	N 0 2 40.155	W 76 17 4.255
	1779.74	20.44	69.64	1754.43	215.92	81.02	200.16	1.47	10004921.81	357057.04	N 0 2 40.263	W 76 17 3.962
	1873.66	22.06	69.63	1841.96	249.95	92.86	232.07	1.72	10004925.42	357066.77	N 0 2 40.380	W 76 17 3.647
	1968.55	23.46	69.63	1929.46	286.65	105.64	266.48	1.48	10004929.31	357077.26	N 0 2 40.507	W 76 17 3.308
	2064.06	24.93	69.56	2016.57	325.79	119.29	303.17	1.54	10004933.47	357088.44	N 0 2 40.642	W 76 17 2.946

Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: E.P Petroecuador, 2021

## Anexo 5: Ingreso de datos de Equipos de Fondo

En la pestaña superior del programa se encuentra una opción que dice “Downhole equipment” es donde ingresaremos la información de equipos de fondo. El programa nos presenta opciones de equipos tales como: Packers, choques, separadores, sliding sleeve, etc. Una vez escogido el equipo de fondo que el pozo utiliza, se debe colocar la profundidad en la que se encuentra, puede haber más de un equipo de fondo, es importante ingresarlos a todos para tener una correcta simulación. En la siguiente figura se presenta de manera gráfica el ingreso de datos.

**Figura1.12 Ingreso de Datos de Equipos de Fondo**

General					Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift
	Equipment	Name	Active	MD				
				ft				
1		NA	<input checked="" type="checkbox"/>	7925.5				
2	Packer	Pk	<input checked="" type="checkbox"/>	0				
+								
<b>PACKER</b>								
Name:		Pk						
Active:		<input checked="" type="checkbox"/>						
Measured depth:		0	ft					

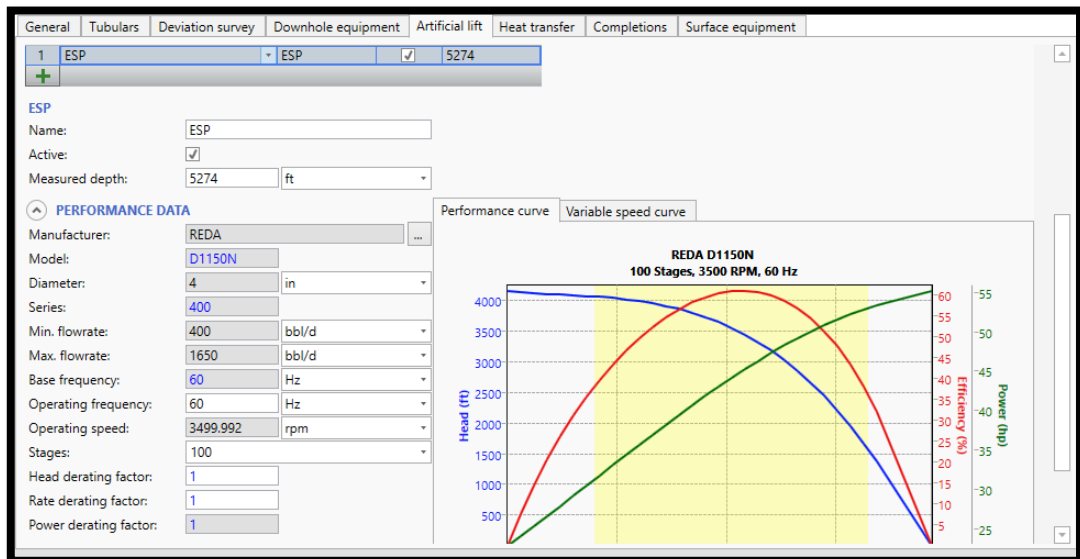
Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM, 2021

## Anexo 6: Ingreso de datos de Levantamiento Artificial

Para ingresar datos de levantamiento artificial nos debemos dirigir a la pestaña de “Artificial Lift” en donde ingresaremos datos relacionados a la bomba, todos estos datos son obtenidos del diagrama mecánico de los pozos. En la siguiente figura se presenta un esquema del ingreso de datos:

**Figura1.13 Ingreso de datos de Levantamiento Artificial**



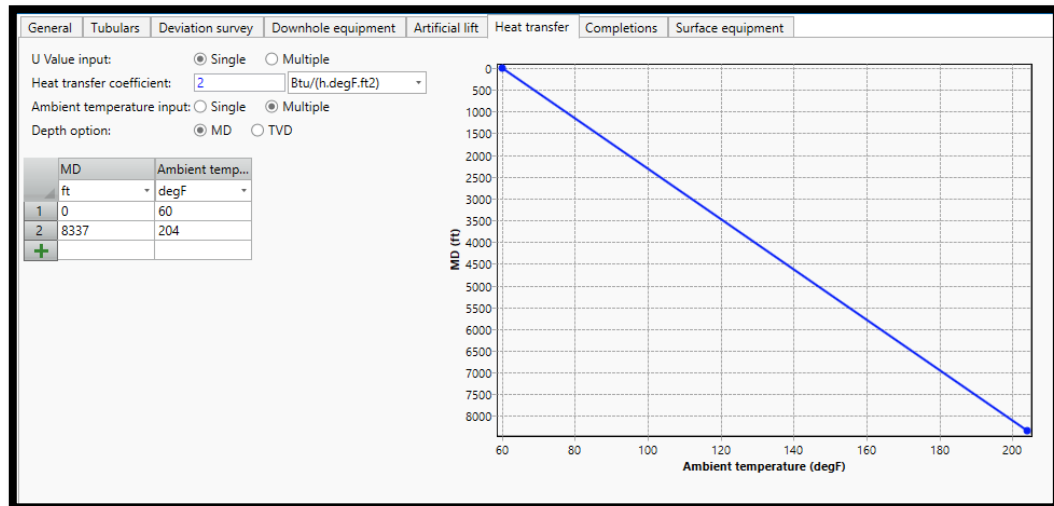
Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM, 2021

## Anexo 7: Ingreso de datos de Transferencia de Calor

En la pestaña de “heat transfer” es donde se debe ingresar los datos de transferencia de calor, en la siguiente figura se muestra un esquema del ingreso de datos de transferencia de calor.

**Figura1.14 Ingreso de datos de transferencia de calor.**



Elaborado por: Autores de este documento

Fuente: PIPESIM, 2021

## Anexo 8: Ingreso de datos de completación del pozo

Para ingresar datos de completación, debemos ingresar en la pestaña de “Completions”, para esta sección se debe escoger el modelo IPR, los modelos existentes son los siguientes:

### Tipos de modelo IPR

Tipo de Modelo	Yacimiento
Well PI	Subsaturado
Vogel	Saturado y Subsaturado
Fetkovich	Saturado
Jones	Saturado para petróleo y gas
Back Pressure	Gas condensado
Darcy	Saturado
Forchheimer	Gas condensado

Elaborado por: Chiluiza y Vargas

Una vez que se escoge el modelo, se procede a ingresar datos de reservorio, daño y características de los fluidos. En la siguiente figura, se presenta el ingreso de datos de la arena y y la selección del modelo IPR.

**Figura1.15 Ingreso de datos de la arena y selección del modelo IPR**

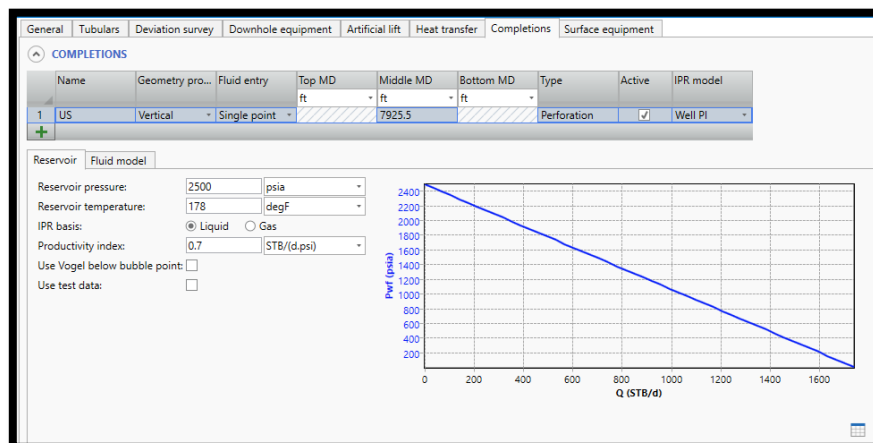
	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
				ft	ft	ft			
1	US	Vertical	Single point		7925.5		Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Well PI

**Elaborado por:** Autores de este documento

**Fuente:** PIPESIM, 2021

Una vez que se escogió el modelo IPR se procede a ingresar la información requerida por el programa sobre el reservorio y las características de los fluidos.

**Figura1.16 Ingreso de datos de Reservorio y Características de los fluidos**



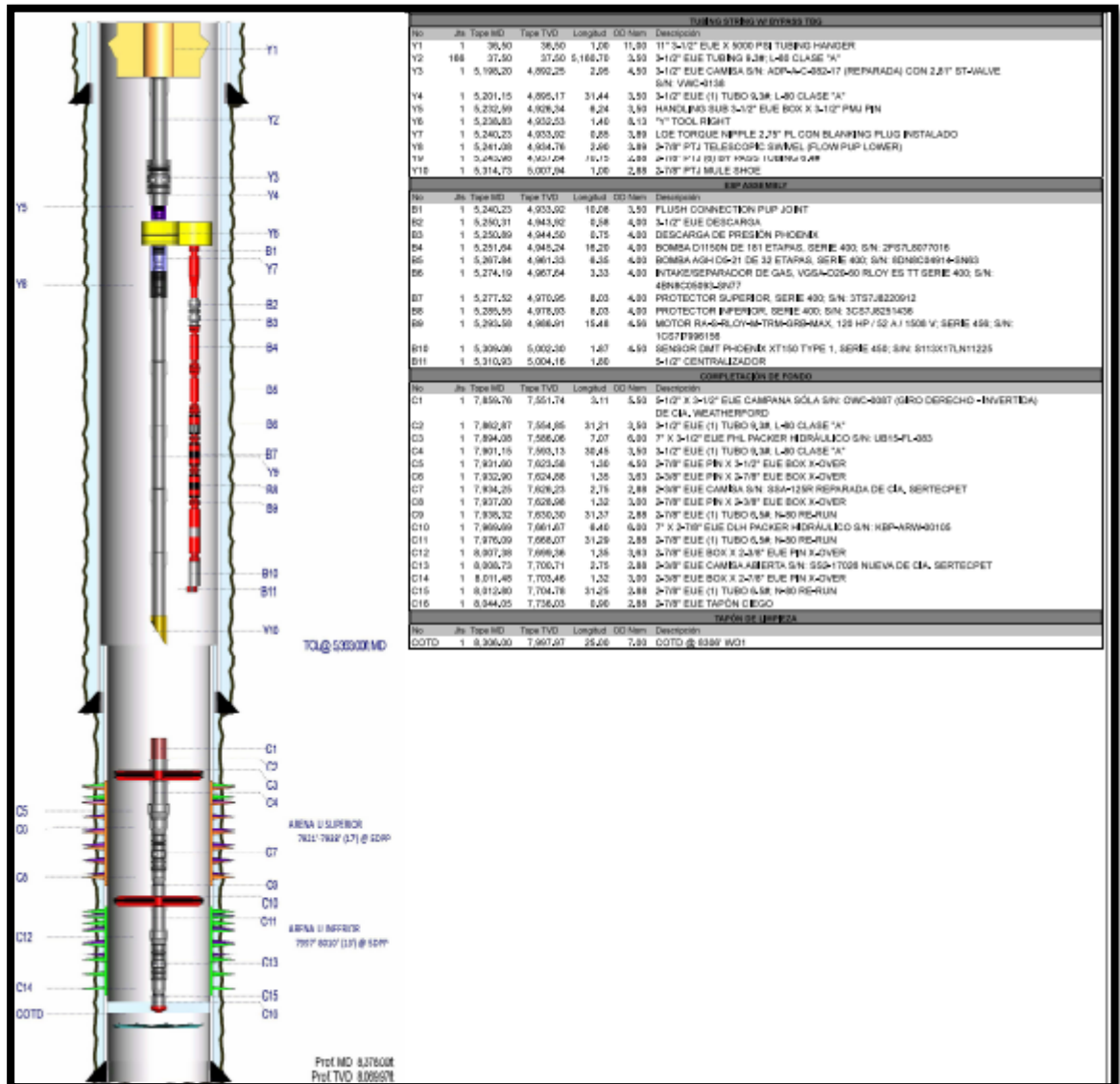
**Elaborado por:** Autores de este documento

**Fuente:** PIPESIM, 2021

## Anexo 9: Diagramas mecánicos de los pozos seleccionados

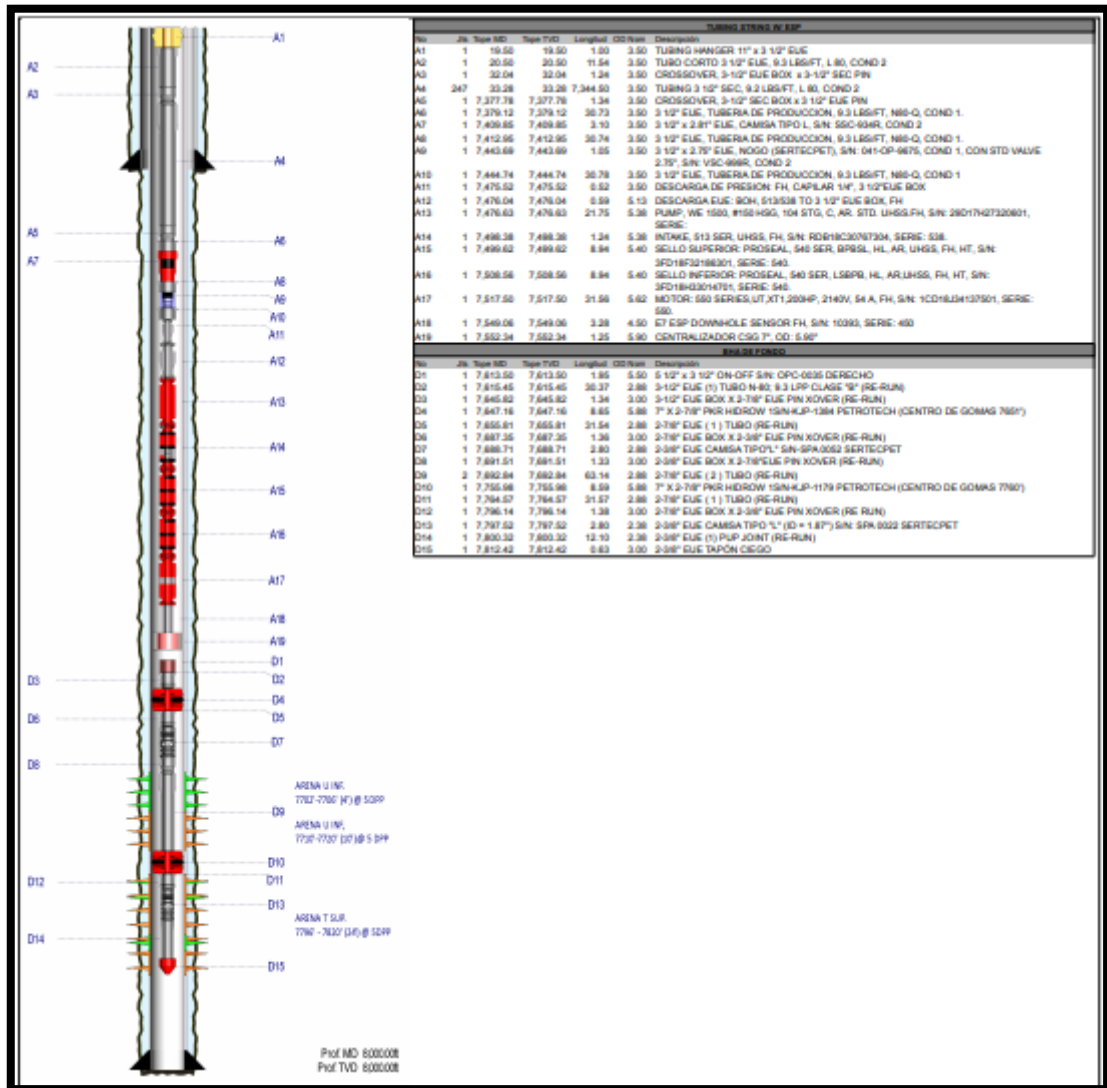
Se necesitó todos los diagramas mecánicos de los pozos seleccionados, ya que sin esta información no se podía simular los pozos en el programa Pipesim. En las siguientes figuras se pueden observar los diagramas mecánicos utilizados.

## Diagrama mecánico del pozo FICT-013



Fuente: E.P Petroecuador, 2021

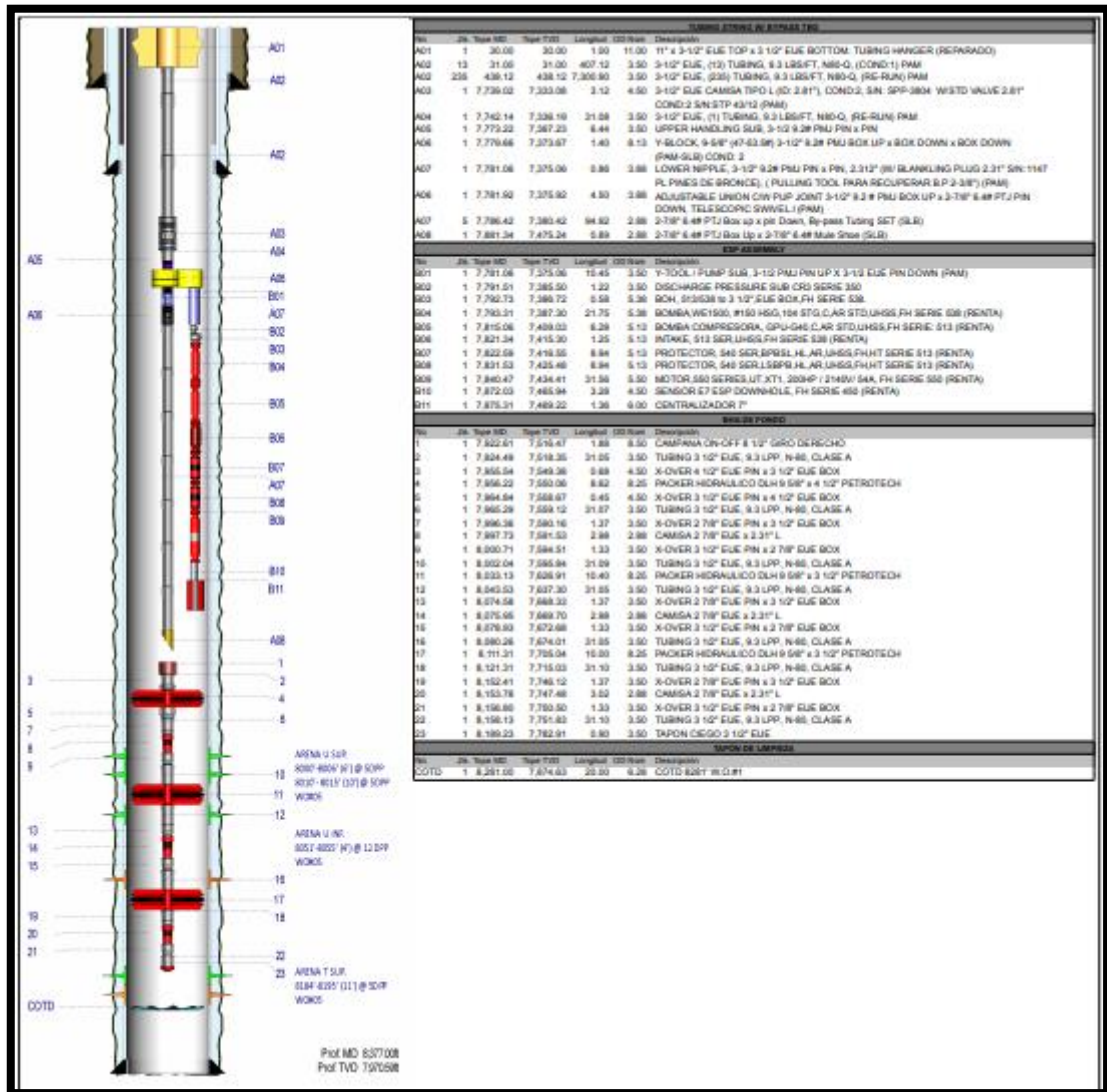
## Diagrama mecánico del pozo FICT-022



Fuente: E.P Petroecuador, 2021

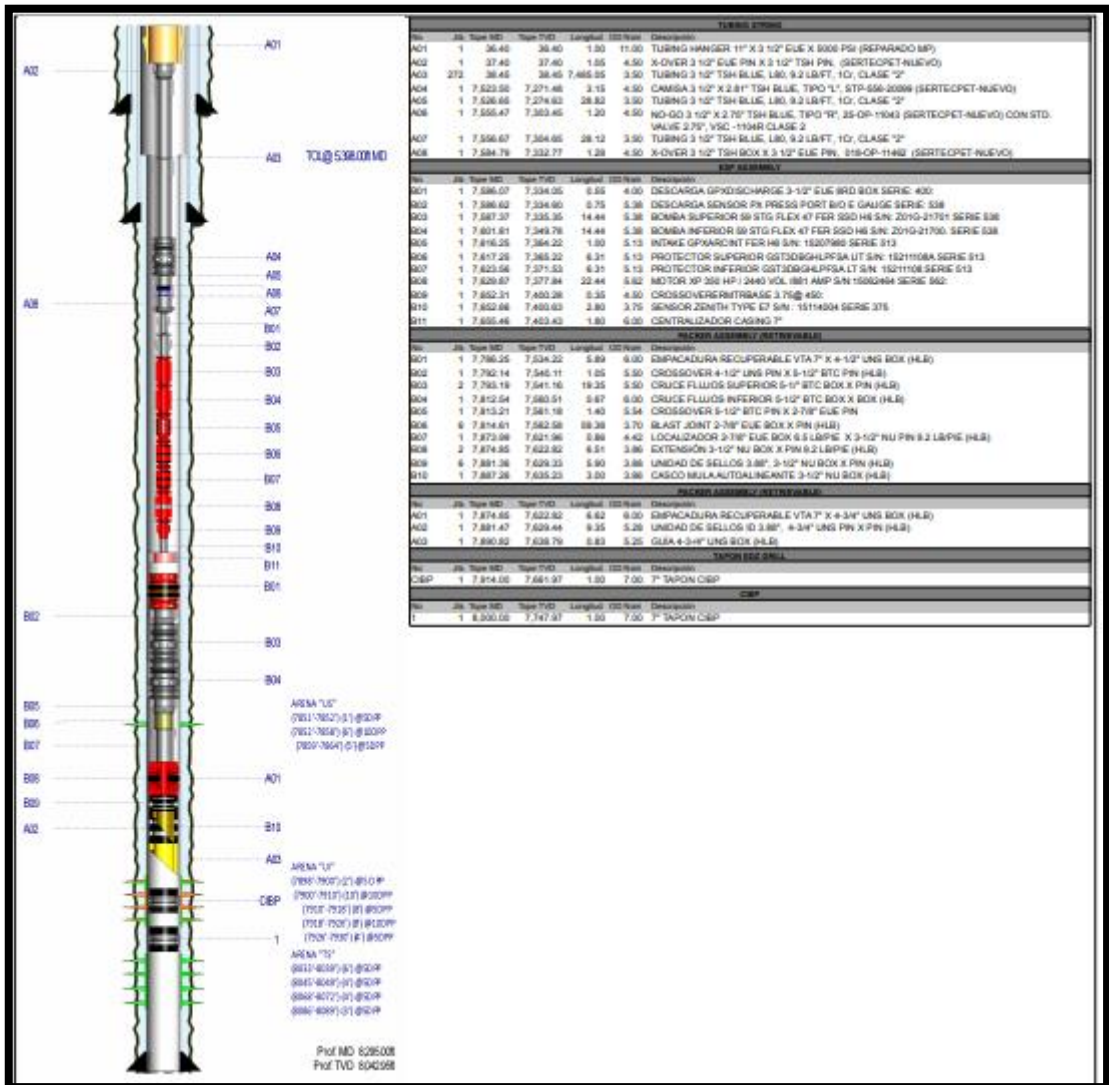


## Diagrama mecánico del pozo FICT-024



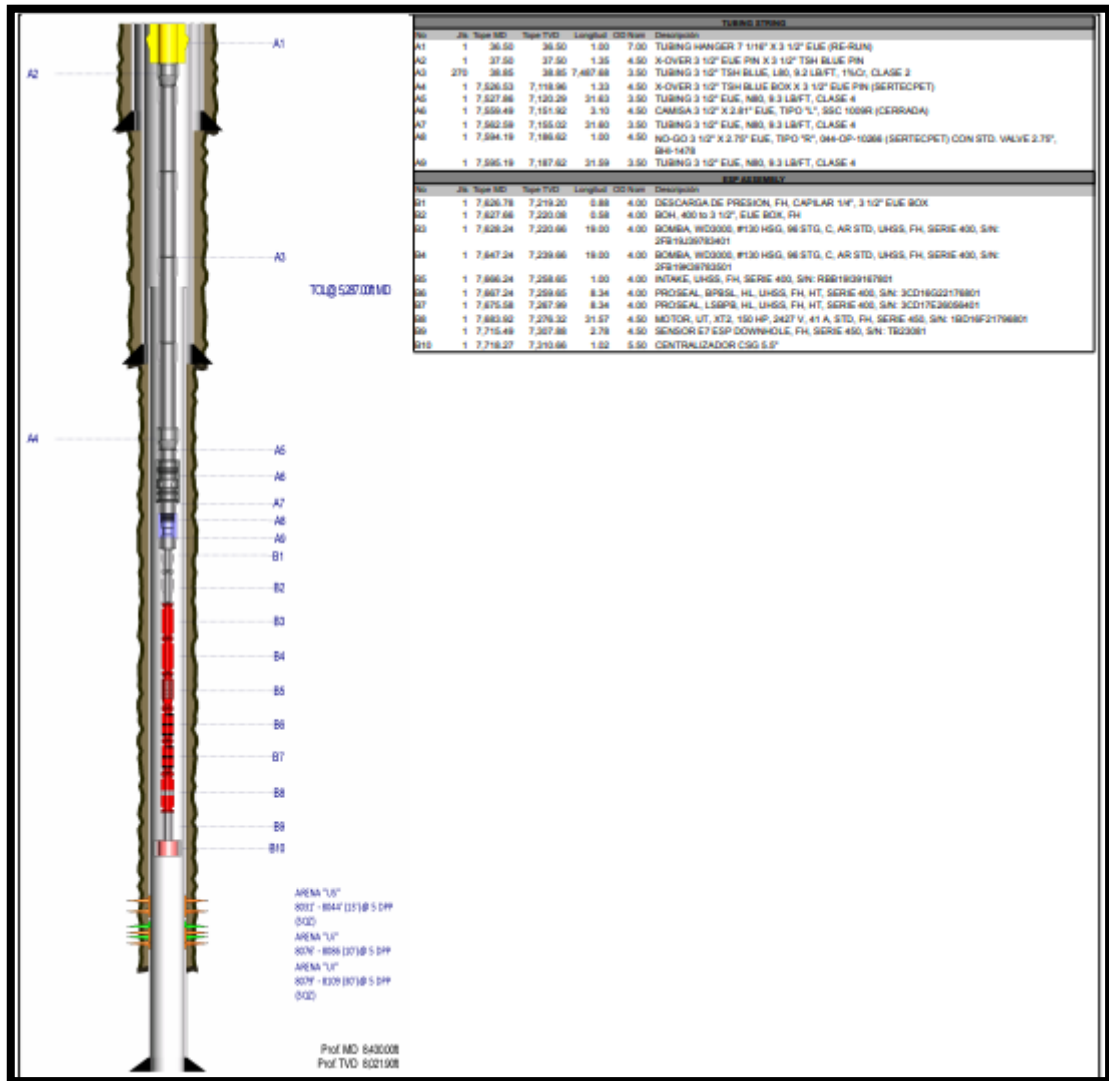
Fuente: E.P Petroecuador, 2021

### Diagrama mecánico del pozo FICT-034



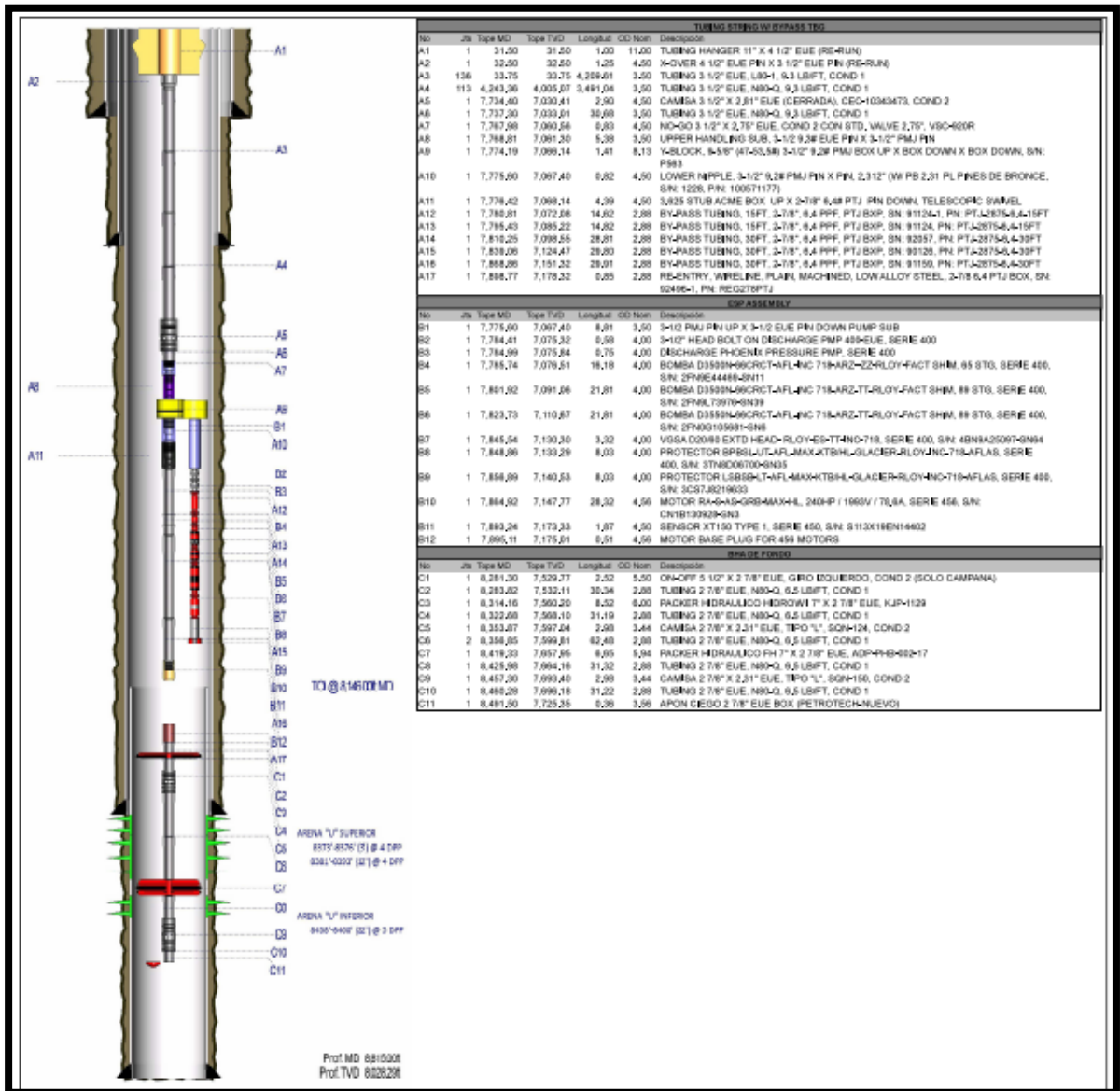
Fuente: E.P Petroecuador, 2021

## Diagrama mecánico del pozo FICT-035



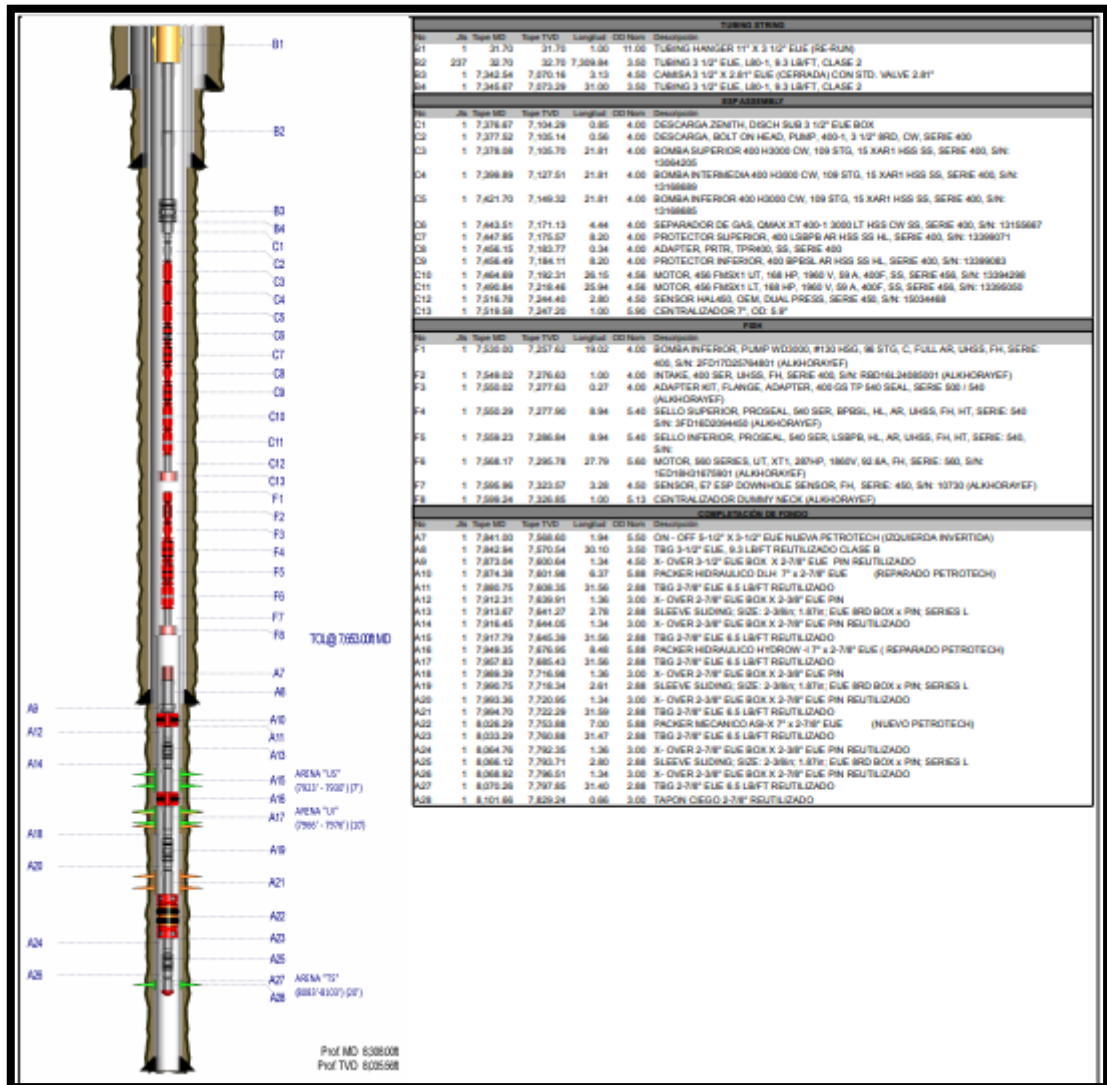
Fuente: E.P Petroecuador, 2021

### Diagrama mecánico del pozo FICT-037



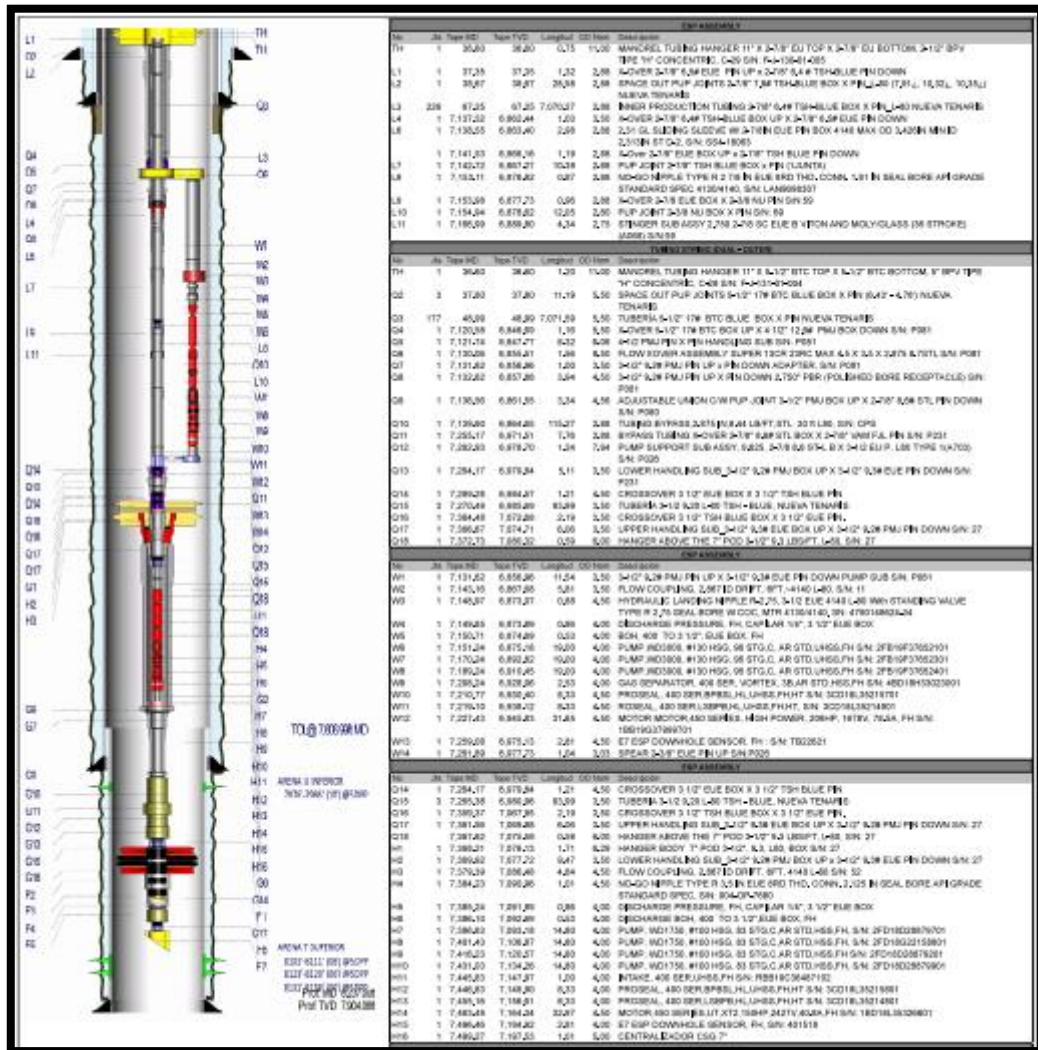
Fuente: E.P Petroecuador, 2021

## Diagrama mecánico del pozo FICT-039



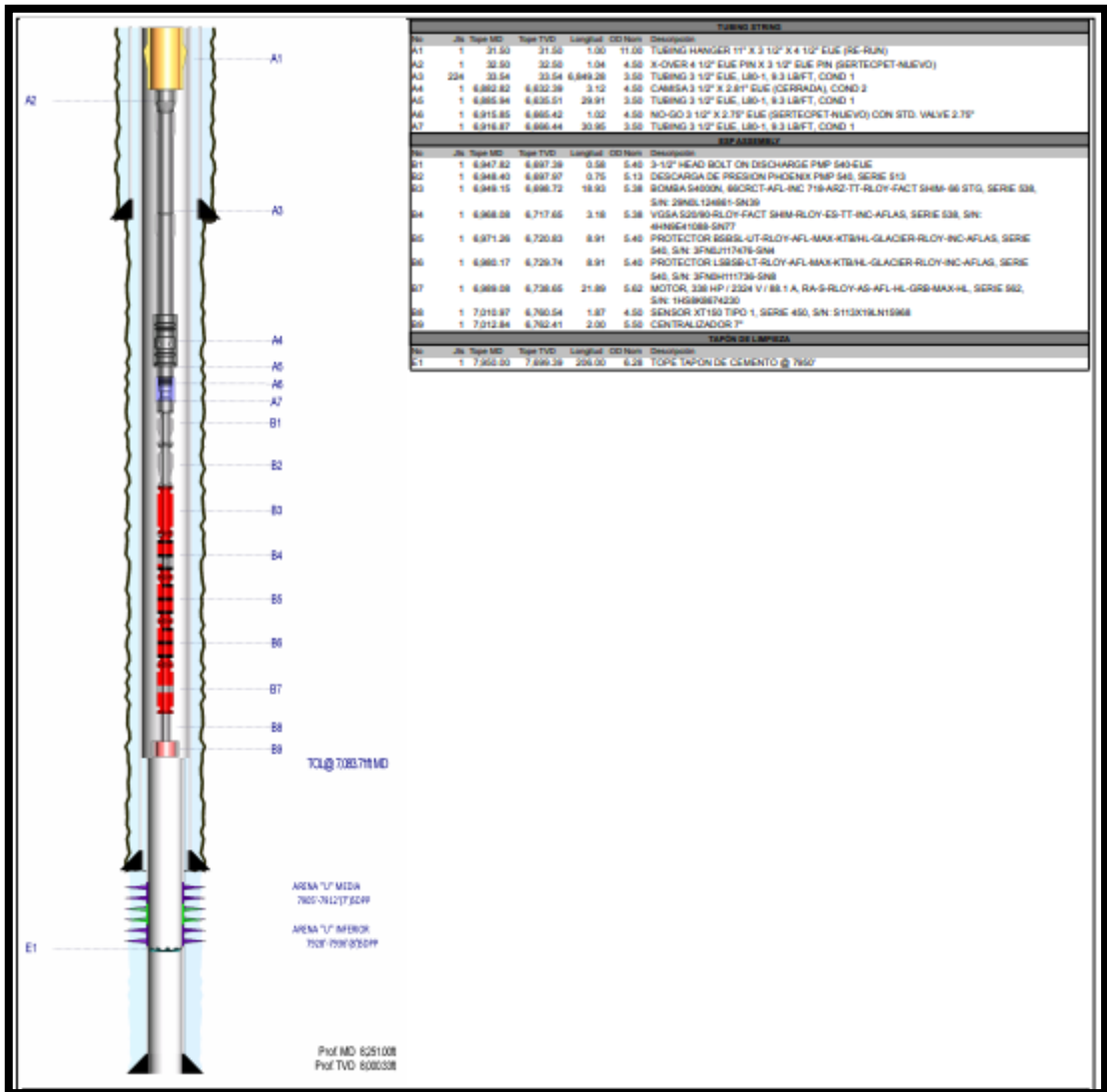
Fuente: E.P Petroecuador, 2021

### Diagrama mecánico del pozo FICT-056



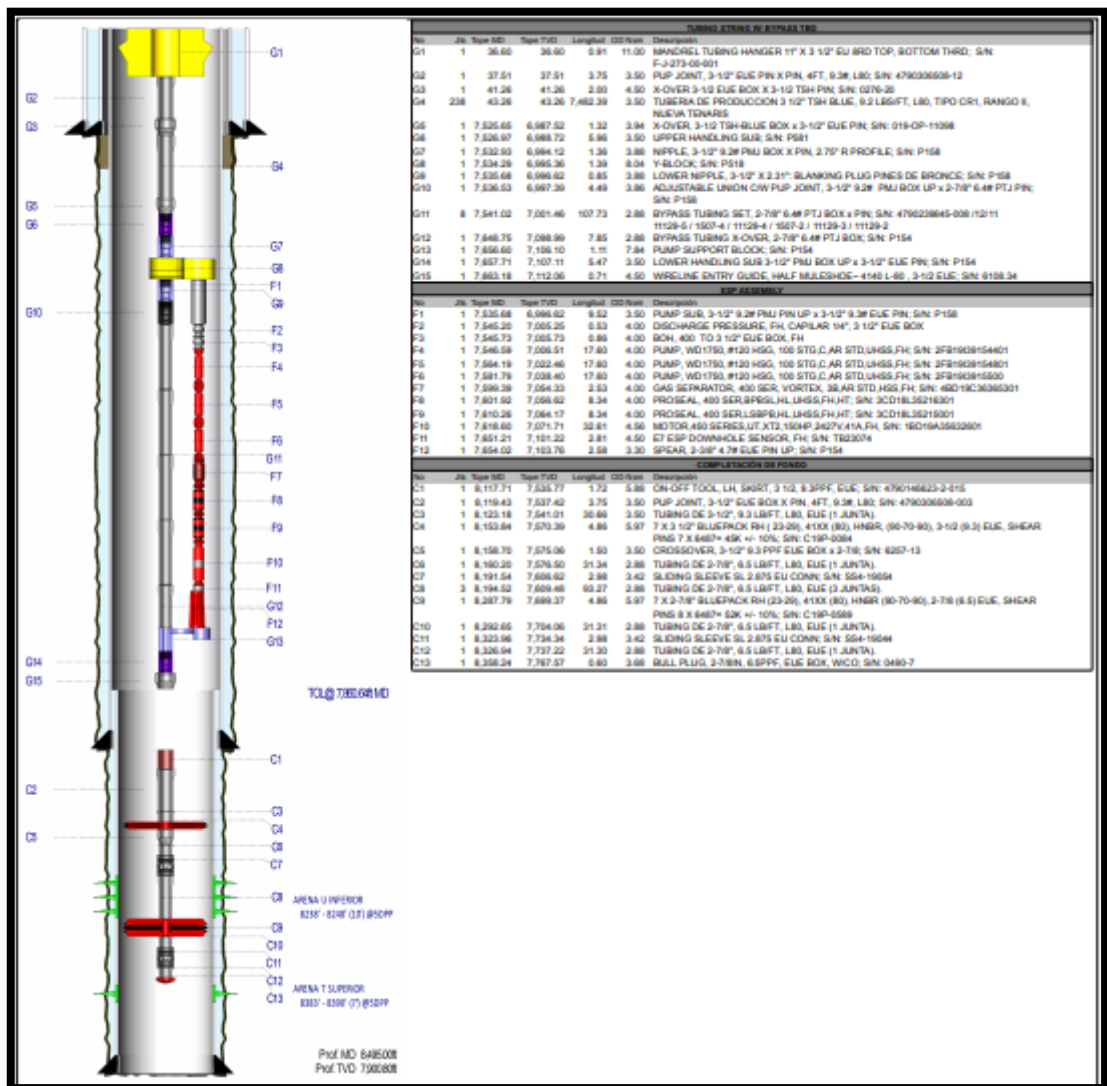
Fuente: E.P Petroecuador, 2021

## Diagrama mecánico del pozo FICT-060



Fuente: E.P Petroecuador, 2021

### Diagrama mecánico del pozo FICT-089



Fuente: E.P Petroecuador, 2021

## Anexo 10: Análisis económico de la optimización de los pozos seleccionados

A continuación se presenta las tablas de análisis económico utilizadas para todos los pozos optimizados, destacando los escenarios pesimista, real y optimista. Cabe señalar que a partir de estas tablas se elaboró las tablas presentadas en los resultados de análisis económico.



### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-013

FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$215,112.50	\$ 215,112.50
1	144.000	4320.000	4320.000	\$ 270,993.60	\$ 28,468.80	\$242,524.80	\$ 27,412.30
2	141.120	4233.600	8553.600	\$ 265,573.73	\$ 27,899.42	\$237,674.30	\$ 265,086.61
3	138.298	4148.928	12702.528	\$ 260,262.25	\$ 27,341.44	\$232,920.82	\$ 498,007.42
4	135.532	4065.949	16768.477	\$ 255,057.01	\$ 26,794.61	\$228,262.40	\$ 726,269.83
5	132.821	3984.630	20753.108	\$ 249,955.87	\$ 26,258.71	\$223,697.15	\$ 949,966.98
6	130.165	3904.938	24658.046	\$ 244,956.75	\$ 25,733.54	\$219,223.21	\$ 1,169,190.19
7	127.561	3826.839	28484.885	\$ 240,057.62	\$ 25,218.87	\$214,838.75	\$ 1,384,028.94
8	125.010	3750.302	32235.187	\$ 235,256.46	\$ 24,714.49	\$210,541.97	\$ 1,594,570.91
9	122.510	3675.296	35910.483	\$ 230,551.33	\$ 24,220.20	\$206,331.13	\$ 1,800,902.04
10	120.060	3601.790	39512.274	\$ 225,940.31	\$ 23,735.80	\$202,204.51	\$ 2,003,106.55
11	117.658	3529.755	43042.028	\$ 221,421.50	\$ 23,261.08	\$198,160.42	\$ 2,201,266.97
12	115.305	3459.159	46501.188	\$ 216,993.07	\$ 22,795.86	\$194,197.21	\$ 2,395,464.18

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-013

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$215,112.50	-\$ 215,112.50
1	144.000	4320.000	4320.000	\$ 318,816.00	\$ 28,468.80	\$290,347.20	\$ 75,234.70
2	141.120	4233.600	8553.600	\$ 312,439.68	\$ 27,899.42	\$284,540.26	\$ 359,774.96
3	138.298	4148.928	12702.528	\$ 306,190.89	\$ 27,341.44	\$278,849.45	\$ 638,624.41
4	135.532	4065.949	16768.477	\$ 300,067.07	\$ 26,794.61	\$273,272.46	\$ 911,896.87
5	132.821	3984.630	20753.108	\$ 294,065.73	\$ 26,258.71	\$267,807.01	\$ 1,179,703.88
6	130.165	3904.938	24658.046	\$ 288,184.41	\$ 25,733.54	\$262,450.87	\$ 1,442,154.76
7	127.561	3826.839	28484.885	\$ 282,420.72	\$ 25,218.87	\$257,201.85	\$ 1,699,356.61
8	125.010	3750.302	32235.187	\$ 276,772.31	\$ 24,714.49	\$252,057.82	\$ 1,951,414.43
9	122.510	3675.296	35910.483	\$ 271,236.86	\$ 24,220.20	\$247,016.66	\$ 2,198,431.09
10	120.060	3601.790	39512.274	\$ 265,812.13	\$ 23,735.80	\$242,076.33	\$ 2,440,507.42
11	117.658	3529.755	43042.028	\$ 260,495.88	\$ 23,261.08	\$237,234.80	\$ 2,677,742.22
12	115.305	3459.159	46501.188	\$ 255,285.97	\$ 22,795.86	\$232,490.11	\$ 2,910,232.33

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-013

FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	144.000	4320.000	4320.000	\$ 366,638.40	\$ 28,468.80	\$ 338,169.60	\$ 123,057.10
2	141.120	4233.600	8553.600	\$ 359,305.63	\$ 27,899.42	\$ 331,406.21	\$ 454,463.31
3	138.298	4148.928	12702.528	\$ 352,119.52	\$ 27,341.44	\$ 324,778.08	\$ 779,241.39
4	135.532	4065.949	16768.477	\$ 345,077.13	\$ 26,794.61	\$ 318,282.52	\$ 1,097,523.92
5	132.821	3984.630	20753.108	\$ 338,175.59	\$ 26,258.71	\$ 311,916.87	\$ 1,409,440.79
6	130.165	3904.938	24658.046	\$ 331,412.07	\$ 25,733.54	\$ 305,678.53	\$ 1,715,119.32
7	127.561	3826.839	28484.885	\$ 324,783.83	\$ 25,218.87	\$ 299,564.96	\$ 2,014,684.29
8	125.010	3750.302	32235.187	\$ 318,288.16	\$ 24,714.49	\$ 293,573.66	\$ 2,308,257.95
9	122.510	3675.296	35910.483	\$ 311,922.39	\$ 24,220.20	\$ 287,702.19	\$ 2,595,960.14
10	120.060	3601.790	39512.274	\$ 305,683.95	\$ 23,735.80	\$ 281,948.15	\$ 2,877,908.29
11	117.658	3529.755	43042.028	\$ 299,570.27	\$ 23,261.08	\$ 276,309.18	\$ 3,154,217.47
12	115.305	3459.159	46501.188	\$ 293,578.86	\$ 22,795.86	\$ 270,783.00	\$ 3,425,000.47

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-022

FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	203.000	6090.000	6090.000	\$ 382,025.70	\$ 40,133.10	\$ 341,892.60	\$ 126,780.10
2	198.940	5968.200	12058.200	\$ 374,385.19	\$ 39,330.44	\$ 335,054.75	\$ 461,834.85
3	194.961	5848.836	17907.036	\$ 366,897.48	\$ 38,543.83	\$ 328,353.65	\$ 790,188.50
4	191.062	5731.859	23638.895	\$ 359,559.53	\$ 37,772.95	\$ 321,786.58	\$ 1,111,975.08
5	187.241	5617.222	29256.117	\$ 352,368.34	\$ 37,017.49	\$ 315,350.85	\$ 1,427,325.93
6	183.496	5504.878	34760.995	\$ 345,320.98	\$ 36,277.14	\$ 309,043.83	\$ 1,736,369.76
7	179.826	5394.780	40155.775	\$ 338,414.56	\$ 35,551.60	\$ 302,862.95	\$ 2,039,232.72
8	176.229	5286.884	45442.660	\$ 331,646.26	\$ 34,840.57	\$ 296,805.70	\$ 2,336,038.41
9	172.705	5181.147	50623.806	\$ 325,013.34	\$ 34,143.76	\$ 290,869.58	\$ 2,626,908.00
10	169.251	5077.524	55701.330	\$ 318,513.07	\$ 33,460.88	\$ 285,052.19	\$ 2,911,960.19
11	165.866	4975.973	60677.304	\$ 312,142.81	\$ 32,791.66	\$ 279,351.15	\$ 3,191,311.33
12	162.548	4876.454	65553.758	\$ 305,899.95	\$ 32,135.83	\$ 273,764.12	\$ 3,465,075.46

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-022

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	203.000	6090.000	6090.000	\$ 449,442.00	\$ 40,133.10	\$ 409,308.90	\$ 194,196.40
2	198.940	5968.200	12058.200	\$ 440,453.16	\$ 39,330.44	\$ 401,122.72	\$ 595,319.12
3	194.961	5848.836	17907.036	\$ 431,644.10	\$ 38,543.83	\$ 393,100.27	\$ 988,419.39
4	191.062	5731.859	23638.895	\$ 423,011.21	\$ 37,772.95	\$ 385,238.26	\$ 1,373,657.65
5	187.241	5617.222	29256.117	\$ 414,550.99	\$ 37,017.49	\$ 377,533.50	\$ 1,751,191.15
6	183.496	5504.878	34760.995	\$ 406,259.97	\$ 36,277.14	\$ 369,982.83	\$ 2,121,173.98
7	179.826	5394.780	40155.775	\$ 398,134.77	\$ 35,551.60	\$ 362,583.17	\$ 2,483,757.15
8	176.229	5286.884	45442.660	\$ 390,172.08	\$ 34,840.57	\$ 355,331.51	\$ 2,839,088.66
9	172.705	5181.147	50623.806	\$ 382,368.63	\$ 34,143.76	\$ 348,224.88	\$ 3,187,313.53
10	169.251	5077.524	55701.330	\$ 374,721.26	\$ 33,460.88	\$ 341,260.38	\$ 3,528,573.91
11	165.866	4975.973	60677.304	\$ 367,226.84	\$ 32,791.66	\$ 334,435.17	\$ 3,863,009.08
12	162.548	4876.454	65553.758	\$ 359,882.30	\$ 32,135.83	\$ 327,746.47	\$ 4,190,755.55

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-022

FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	203.000	6090.000	6090.000	\$ 516,858.30	\$ 40,133.10	\$ 476,725.20	\$ 261,612.70
2	198.940	5968.200	12058.200	\$ 506,521.13	\$ 39,330.44	\$ 467,190.70	\$ 728,803.40
3	194.961	5848.836	17907.036	\$ 496,390.71	\$ 38,543.83	\$ 457,846.88	\$ 1,186,650.28
4	191.062	5731.859	23638.895	\$ 486,462.90	\$ 37,772.95	\$ 448,689.94	\$ 1,635,340.22
5	187.241	5617.222	29256.117	\$ 476,733.64	\$ 37,017.49	\$ 439,716.15	\$ 2,075,056.37
6	183.496	5504.878	34760.995	\$ 467,198.97	\$ 36,277.14	\$ 430,921.82	\$ 2,505,978.19
7	179.826	5394.780	40155.775	\$ 457,854.99	\$ 35,551.60	\$ 422,303.39	\$ 2,928,281.58
8	176.229	5286.884	45442.660	\$ 448,697.89	\$ 34,840.57	\$ 413,857.32	\$ 3,342,138.90
9	172.705	5181.147	50623.806	\$ 439,723.93	\$ 34,143.76	\$ 405,580.17	\$ 3,747,719.07
10	169.251	5077.524	55701.330	\$ 430,929.45	\$ 33,460.88	\$ 397,468.57	\$ 4,145,187.64
11	165.866	4975.973	60677.304	\$ 422,310.86	\$ 32,791.66	\$ 389,519.20	\$ 4,534,706.84
12	162.548	4876.454	65553.758	\$ 413,864.64	\$ 32,135.83	\$ 381,728.81	\$ 4,916,435.65

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-024

FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	231.900	6957.000	6957.000	\$ 436,412.61	\$ 45,846.63	\$ 390,565.98	\$ 175,453.48
2	227.262	6817.860	13774.860	\$ 427,684.36	\$ 44,929.70	\$ 382,754.66	\$ 558,208.14
3	222.717	6681.503	20456.363	\$ 419,130.67	\$ 44,031.10	\$ 375,099.57	\$ 933,307.71
4	218.262	6547.873	27004.236	\$ 410,748.06	\$ 43,150.48	\$ 367,597.58	\$ 1,300,905.28
5	213.897	6416.915	33421.151	\$ 402,533.10	\$ 42,287.47	\$ 360,245.62	\$ 1,661,150.91
6	209.619	6288.577	39709.728	\$ 394,482.43	\$ 41,441.72	\$ 353,040.71	\$ 2,014,191.62
7	205.427	6162.805	45872.533	\$ 386,592.79	\$ 40,612.89	\$ 345,979.90	\$ 2,360,171.52
8	201.318	6039.549	51912.083	\$ 378,860.93	\$ 39,800.63	\$ 339,060.30	\$ 2,699,231.82
9	197.292	5918.758	57830.841	\$ 371,283.71	\$ 39,004.62	\$ 332,279.09	\$ 3,031,510.91
10	193.346	5800.383	63631.224	\$ 363,858.04	\$ 38,224.53	\$ 325,633.51	\$ 3,357,144.42
11	189.479	5684.376	69315.600	\$ 356,580.88	\$ 37,460.03	\$ 319,120.84	\$ 3,676,265.26
12	185.690	5570.688	74886.288	\$ 349,449.26	\$ 36,710.83	\$ 312,738.42	\$ 3,989,003.69

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-024

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	231.900	6957.000	6957.000	\$ 513,426.60	\$ 45,846.63	\$ 467,579.97	\$ 252,467.47
2	227.262	6817.860	13774.860	\$ 503,158.07	\$ 44,929.70	\$ 458,228.37	\$ 710,695.84
3	222.717	6681.503	20456.363	\$ 493,094.91	\$ 44,031.10	\$ 449,063.80	\$ 1,159,759.64
4	218.262	6547.873	27004.236	\$ 483,233.01	\$ 43,150.48	\$ 440,082.53	\$ 1,599,842.17
5	213.897	6416.915	33421.151	\$ 473,568.35	\$ 42,287.47	\$ 431,280.88	\$ 2,031,123.05
6	209.619	6288.577	39709.728	\$ 464,096.98	\$ 41,441.72	\$ 422,655.26	\$ 2,453,778.31
7	205.427	6162.805	45872.533	\$ 454,815.04	\$ 40,612.89	\$ 414,202.15	\$ 2,867,980.46
8	201.318	6039.549	51912.083	\$ 445,718.74	\$ 39,800.63	\$ 405,918.11	\$ 3,273,898.57
9	197.292	5918.758	57830.841	\$ 436,804.37	\$ 39,004.62	\$ 397,799.75	\$ 3,671,698.32
10	193.346	5800.383	63631.224	\$ 428,068.28	\$ 38,224.53	\$ 389,843.75	\$ 4,061,542.07
11	189.479	5684.376	69315.600	\$ 419,506.91	\$ 37,460.03	\$ 382,046.88	\$ 4,443,588.95
12	185.690	5570.688	74886.288	\$ 411,116.77	\$ 36,710.83	\$ 374,405.94	\$ 4,817,994.89

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-024

FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	231.900	6957.000	6957.000	\$ 590,440.59	\$ 45,846.63	\$ 544,593.96	\$ 329,481.46
2	227.262	6817.860	13774.860	\$ 578,631.78	\$ 44,929.70	\$ 533,702.08	\$ 863,183.54
3	222.717	6681.503	20456.363	\$ 567,059.14	\$ 44,031.10	\$ 523,028.04	\$ 1,386,211.58
4	218.262	6547.873	27004.236	\$ 555,717.96	\$ 43,150.48	\$ 512,567.48	\$ 1,898,779.06
5	213.897	6416.915	33421.151	\$ 544,603.60	\$ 42,287.47	\$ 502,316.13	\$ 2,401,095.19
6	209.619	6288.577	39709.728	\$ 533,711.53	\$ 41,441.72	\$ 492,269.81	\$ 2,893,364.99
7	205.427	6162.805	45872.533	\$ 523,037.30	\$ 40,612.89	\$ 482,424.41	\$ 3,375,789.40
8	201.318	6039.549	51912.083	\$ 512,576.55	\$ 39,800.63	\$ 472,775.92	\$ 3,848,565.33
9	197.292	5918.758	57830.841	\$ 502,325.02	\$ 39,004.62	\$ 463,320.40	\$ 4,311,885.73
10	193.346	5800.383	63631.224	\$ 492,278.52	\$ 38,224.53	\$ 454,054.00	\$ 4,765,939.72
11	189.479	5684.376	69315.600	\$ 482,432.95	\$ 37,460.03	\$ 444,972.92	\$ 5,210,912.64
12	185.690	5570.688	74886.288	\$ 472,784.29	\$ 36,710.83	\$ 436,073.46	\$ 5,646,986.10

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-034

FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	271.32	8139.6	8139.6	\$ 510,597.11	\$ 53,639.96	\$ 456,957.14	\$ 241,844.65
2	265.89	7976.808	16116.408	\$ 500,385.17	\$ 52,567.16	\$ 447,818.00	\$ 689,662.65
3	260.58	7817.27184	23933.67984	\$ 490,377.46	\$ 51,515.82	\$ 438,861.64	\$ 1,128,524.29
4	255.36	7660.926403	31594.60624	\$ 480,569.91	\$ 50,485.50	\$ 430,084.41	\$ 1,558,608.70
5	250.26	7507.707875	39102.31412	\$ 470,958.52	\$ 49,475.79	\$ 421,482.72	\$ 1,980,091.42
6	245.25	7357.553718	46459.86784	\$ 461,539.34	\$ 48,486.28	\$ 413,053.07	\$ 2,393,144.48
7	240.35	7210.402643	53670.27048	\$ 452,308.56	\$ 47,516.55	\$ 404,792.00	\$ 2,797,936.49
8	235.54	7066.19459	60736.46507	\$ 443,262.39	\$ 46,566.22	\$ 396,696.16	\$ 3,194,632.65
9	230.83	6924.870699	67661.33577	\$ 434,397.14	\$ 45,634.90	\$ 388,762.24	\$ 3,583,394.89
10	226.21	6786.373285	74447.70905	\$ 425,709.20	\$ 44,722.20	\$ 380,987.00	\$ 3,964,381.89
11	221.69	6650.645819	81098.35487	\$ 417,195.01	\$ 43,827.76	\$ 373,367.26	\$ 4,337,749.14
12	217.25	6517.632903	87615.98777	\$ 408,851.11	\$ 42,951.20	\$ 365,899.91	\$ 4,703,649.06

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-034

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	271.32	8139.6	8139.6	\$ 600,702.48	\$ 53,639.96	\$ 547,062.52	\$ 331,950.02
2	265.8936	7976.808	16116.408	\$ 588,688.43	\$ 52,567.16	\$ 536,121.27	\$ 868,071.28
3	260.575728	7817.27184	23933.67984	\$ 576,914.66	\$ 51,515.82	\$ 525,398.84	\$ 1,393,470.12
4	255.364213	7660.926403	31594.60624	\$ 565,376.37	\$ 50,485.50	\$ 514,890.86	\$ 1,908,360.99
5	250.256929	7507.707875	39102.31412	\$ 554,068.84	\$ 49,475.79	\$ 504,593.05	\$ 2,412,954.03
6	245.251791	7357.553718	46459.86784	\$ 542,987.46	\$ 48,486.28	\$ 494,501.19	\$ 2,907,455.22
7	240.346755	7210.402643	53670.27048	\$ 532,127.72	\$ 47,516.55	\$ 484,611.16	\$ 3,392,066.38
8	235.53982	7066.19459	60736.46507	\$ 521,485.16	\$ 46,566.22	\$ 474,918.94	\$ 3,866,985.32
9	230.829023	6924.870699	67661.33577	\$ 511,055.46	\$ 45,634.90	\$ 465,420.56	\$ 4,332,405.88
10	226.212443	6786.373285	74447.70905	\$ 500,834.35	\$ 44,722.20	\$ 456,112.15	\$ 4,788,518.03
11	221.688194	6650.645819	81098.35487	\$ 490,817.66	\$ 43,827.76	\$ 446,989.91	\$ 5,235,507.93
12	217.25443	6517.632903	87615.98777	\$ 481,001.31	\$ 42,951.20	\$ 438,050.11	\$ 5,673,558.04

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-034

FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50	-\$ 215,112.50
1	271.32	8139.6	8139.6	\$ 690,807.85	\$ 53,639.96	\$ 637,167.89	\$ 422,055.39
2	265.89	7976.808	16116.408	\$ 676,991.69	\$ 52,567.16	\$ 624,424.53	\$ 1,046,479.92
3	260.58	7817.27184	23933.67984	\$ 663,451.86	\$ 51,515.82	\$ 611,936.04	\$ 1,658,415.96
4	255.36	7660.926403	31594.60624	\$ 650,182.82	\$ 50,485.50	\$ 599,697.32	\$ 2,258,113.28
5	250.26	7507.707875	39102.31412	\$ 637,179.17	\$ 49,475.79	\$ 587,703.37	\$ 2,845,816.65
6	245.25	7357.553718	46459.86784	\$ 624,435.58	\$ 48,486.28	\$ 575,949.31	\$ 3,421,765.96
7	240.35	7210.402643	53670.27048	\$ 611,946.87	\$ 47,516.55	\$ 564,430.32	\$ 3,986,196.28
8	235.54	7066.19459	60736.46507	\$ 599,707.93	\$ 46,566.22	\$ 553,141.71	\$ 4,539,337.99
9	230.83	6924.870699	67661.33577	\$ 587,713.78	\$ 45,634.90	\$ 542,078.88	\$ 5,081,416.87
10	226.21	6786.373285	74447.70905	\$ 575,959.50	\$ 44,722.20	\$ 531,237.30	\$ 5,612,654.17
11	221.69	6650.645819	81098.35487	\$ 564,440.31	\$ 43,827.76	\$ 520,612.55	\$ 6,133,266.72
12	217.25	6517.632903	87615.98777	\$ 553,151.50	\$ 42,951.20	\$ 510,200.30	\$ 6,643,467.03

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-035

FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 364,790.72	-\$364,790.72	-\$ 364,790.72
1	274.56	8236.8	8236.8	\$516,694.46	\$ 54,280.51	\$462,413.95	\$ 97,623.23
2	269.0688	8072.064	16308.864	\$506,360.57	\$ 53,194.90	\$453,165.67	\$ 550,788.90
3	263.687424	7910.62272	24219.48672	\$496,233.36	\$ 52,131.00	\$444,102.36	\$ 994,891.26
4	258.413676	7752.410266	31971.89699	\$486,308.70	\$ 51,088.38	\$435,220.31	\$ 1,430,111.58
5	253.245402	7597.36206	39569.25905	\$476,582.52	\$ 50,066.62	\$426,515.91	\$ 1,856,627.48
6	248.180494	7445.414819	47014.67386	\$467,050.87	\$ 49,065.28	\$417,985.59	\$ 2,274,613.07
7	243.216884	7296.506523	54311.18039	\$457,709.85	\$ 48,083.98	\$409,625.88	\$ 2,684,238.95
8	238.352546	7150.576392	61461.75678	\$448,555.66	\$ 47,122.30	\$401,433.36	\$ 3,085,672.31
9	233.585495	7007.564864	68469.32164	\$439,584.54	\$ 46,179.85	\$393,404.69	\$ 3,479,077.00
10	228.913786	6867.413567	75336.73521	\$430,792.85	\$ 45,256.26	\$385,536.60	\$ 3,864,613.59
11	224.33551	6730.065296	82066.80051	\$422,177.00	\$ 44,351.13	\$377,825.87	\$ 4,242,439.46
12	219.8488	6595.46399	88662.2645	\$413,733.46	\$ 43,464.11	\$370,269.35	\$ 4,612,708.81

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-035

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 364,790.72	-\$364,790.72	-\$ 364,790.72
1	274.56	8236.8	8236.8	\$607,875.84	\$ 54,280.51	\$553,595.33	\$ 188,804.61
2	269.0688	8072.064	16308.864	\$595,718.32	\$ 53,194.90	\$542,523.42	\$ 731,328.03
3	263.687424	7910.62272	24219.48672	\$583,803.96	\$ 52,131.00	\$531,672.95	\$ 1,263,000.98
4	258.413676	7752.410266	31971.89699	\$572,127.88	\$ 51,088.38	\$521,039.49	\$ 1,784,040.48
5	253.245402	7597.36206	39569.25905	\$560,685.32	\$ 50,066.62	\$510,618.70	\$ 2,294,659.18
6	248.180494	7445.414819	47014.67386	\$549,471.61	\$ 49,065.28	\$500,406.33	\$ 2,795,065.51
7	243.216884	7296.506523	54311.18039	\$538,482.18	\$ 48,083.98	\$490,398.20	\$ 3,285,463.71
8	238.352546	7150.576392	61461.75678	\$527,712.54	\$ 47,122.30	\$480,590.24	\$ 3,766,053.95
9	233.585495	7007.564864	68469.32164	\$517,158.29	\$ 46,179.85	\$470,978.43	\$ 4,237,032.39
10	228.913786	6867.413567	75336.73521	\$506,815.12	\$ 45,256.26	\$461,558.87	\$ 4,698,591.25
11	224.33551	6730.065296	82066.80051	\$496,678.82	\$ 44,351.13	\$452,327.69	\$ 5,150,918.94
12	219.8488	6595.46399	88662.2645	\$486,745.24	\$ 43,464.11	\$443,281.13	\$ 5,594,200.08

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-035

<b>FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)</b>							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 364,790.72	-\$364,790.72	-\$ 364,790.72
1	274.56	8236.8	8236.8	\$699,057.22	\$ 54,280.51	\$644,776.70	\$ 279,985.98
2	269.0688	8072.064	16308.864	\$685,076.07	\$ 53,194.90	\$631,881.17	\$ 911,867.15
3	263.687424	7910.62272	24219.48672	\$671,374.55	\$ 52,131.00	\$619,243.55	\$ 1,531,110.70
4	258.413676	7752.410266	31971.89699	\$657,947.06	\$ 51,088.38	\$606,858.68	\$ 2,137,969.38
5	253.245402	7597.36206	39569.25905	\$644,788.12	\$ 50,066.62	\$594,721.50	\$ 2,732,690.88
6	248.180494	7445.414819	47014.67386	\$631,892.36	\$ 49,065.28	\$582,827.07	\$ 3,315,517.95
7	243.216884	7296.506523	54311.18039	\$619,254.51	\$ 48,083.98	\$571,170.53	\$ 3,886,688.48
8	238.352546	7150.576392	61461.75678	\$606,869.42	\$ 47,122.30	\$559,747.12	\$ 4,446,435.60
9	233.585495	7007.564864	68469.32164	\$594,732.03	\$ 46,179.85	\$548,552.18	\$ 4,994,987.78
10	228.913786	6867.413567	75336.73521	\$582,837.39	\$ 45,256.26	\$537,581.13	\$ 5,532,568.91
11	224.33551	6730.065296	82066.80051	\$571,180.64	\$ 44,351.13	\$526,829.51	\$ 6,059,398.42
12	219.8488	6595.46399	88662.2645	\$559,757.03	\$ 43,464.11	\$516,292.92	\$ 6,575,691.34

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-039

<b>FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)</b>							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 662,803.68	-\$662,803.68	-\$ 662,803.68
1	366.36	10990.8	10990.8	\$689,452.88	\$ 72,429.37	\$617,023.51	-\$ 45,780.17
2	359.0328	10770.984	21761.784	\$675,663.83	\$ 70,980.78	\$604,683.04	\$ 558,902.87
3	351.852144	10555.56432	32317.34832	\$662,150.55	\$ 69,561.17	\$592,589.38	\$ 1,151,492.25
4	344.815101	10344.45303	42661.80135	\$648,907.54	\$ 68,169.95	\$580,737.59	\$ 1,732,229.85
5	337.918799	10137.56397	52799.36533	\$635,929.39	\$ 66,806.55	\$569,122.84	\$ 2,301,352.69
6	331.160423	9934.812693	62734.17802	\$623,210.80	\$ 65,470.42	\$557,740.38	\$ 2,859,093.07
7	324.537215	9736.11644	72470.29446	\$610,746.58	\$ 64,161.01	\$546,585.58	\$ 3,405,678.65
8	318.04647	9541.394111	82011.68857	\$598,531.65	\$ 62,877.79	\$535,653.87	\$ 3,941,332.52
9	311.685541	9350.566229	91362.2548	\$586,561.02	\$ 61,620.23	\$524,940.79	\$ 4,466,273.30
10	305.45183	9163.554904	100525.8097	\$574,829.80	\$ 60,387.83	\$514,441.97	\$ 4,980,715.28
11	299.342794	8980.283806	109506.0935	\$563,333.20	\$ 59,180.07	\$504,153.13	\$ 5,484,868.41
12	293.355938	8800.67813	118306.7716	\$552,066.54	\$ 57,996.47	\$494,070.07	\$ 5,978,938.48

Elaborado por: Autores de este documento



### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-039

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$662,803.68	-\$662,803.68	-\$ 662,803.68
1	366.36	10990.8	10990.8	\$811,121.04	\$ 72,429.37	\$738,691.67	\$ 75,887.99
2	359.0328	10770.984	21761.784	\$794,898.62	\$ 70,980.78	\$723,917.83	\$ 799,805.82
3	351.852144	10555.56432	32317.34832	\$779,000.65	\$ 69,561.17	\$709,439.48	\$ 1,509,245.30
4	344.815101	10344.45303	42661.80135	\$763,420.63	\$ 68,169.95	\$695,250.69	\$ 2,204,495.99
5	337.918799	10137.56397	52799.36533	\$748,152.22	\$ 66,806.55	\$681,345.67	\$ 2,885,841.66
6	331.160423	9934.812693	62734.17802	\$733,189.18	\$ 65,470.42	\$667,718.76	\$ 3,553,560.42
7	324.537215	9736.11644	72470.29446	\$718,525.39	\$ 64,161.01	\$654,364.39	\$ 4,207,924.81
8	318.04647	9541.394111	82011.68857	\$704,154.89	\$ 62,877.79	\$641,277.10	\$ 4,849,201.91
9	311.685541	9350.566229	91362.2548	\$690,071.79	\$ 61,620.23	\$628,451.56	\$ 5,477,653.47
10	305.45183	9163.554904	100525.8097	\$676,270.35	\$ 60,387.83	\$615,882.53	\$ 6,093,535.99
11	299.342794	8980.283806	109506.0935	\$662,744.94	\$ 59,180.07	\$603,564.87	\$ 6,697,100.86
12	293.355938	8800.67813	118306.7716	\$649,490.05	\$ 57,996.47	\$591,493.58	\$ 7,288,594.44

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-039

FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$662,803.68	-\$662,803.68	-\$ 662,803.68
1	366.36	10990.8	10990.8	\$932,789.20	\$ 72,429.37	\$860,359.82	\$ 197,556.14
2	359.0328	10770.984	21761.784	\$914,133.41	\$ 70,980.78	\$843,152.63	\$ 1,040,708.77
3	351.852144	10555.56432	32317.34832	\$895,850.74	\$ 69,561.17	\$826,289.57	\$ 1,866,998.35
4	344.815101	10344.45303	42661.80135	\$877,933.73	\$ 68,169.95	\$809,763.78	\$ 2,676,762.13
5	337.918799	10137.56397	52799.36533	\$860,375.05	\$ 66,806.55	\$793,568.51	\$ 3,470,330.64
6	331.160423	9934.812693	62734.17802	\$843,167.55	\$ 65,470.42	\$777,697.14	\$ 4,248,027.78
7	324.537215	9736.11644	72470.29446	\$826,304.20	\$ 64,161.01	\$762,143.19	\$ 5,010,170.97
8	318.04647	9541.394111	82011.68857	\$809,778.12	\$ 62,877.79	\$746,900.33	\$ 5,757,071.30
9	311.685541	9350.566229	91362.2548	\$793,582.56	\$ 61,620.23	\$731,962.32	\$ 6,489,033.63
10	305.45183	9163.554904	100525.8097	\$777,710.90	\$ 60,387.83	\$717,323.08	\$ 7,206,356.70
11	299.342794	8980.283806	109506.0935	\$762,156.69	\$ 59,180.07	\$702,976.62	\$ 7,909,333.32
12	293.355938	8800.67813	118306.7716	\$746,913.55	\$ 57,996.47	\$688,917.08	\$ 8,598,250.40

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-056

FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68
1	213.15	6394.5	6394.5	\$401,126.99	\$ 42,139.76	\$358,987.23	-\$ 303,816.45
2	208.887	6266.61	12661.11	\$393,104.45	\$ 41,296.96	\$351,807.49	\$ 47,991.04
3	204.70926	6141.2778	18802.3878	\$385,242.36	\$ 40,471.02	\$344,771.34	\$ 392,762.37
4	200.615075	6018.452244	24820.84004	\$377,537.51	\$ 39,661.60	\$337,875.91	\$ 730,638.28
5	196.602773	5898.083199	30718.92324	\$369,986.76	\$ 38,868.37	\$331,118.39	\$ 1,061,756.67
6	192.670718	5780.121535	36499.04478	\$362,587.02	\$ 38,091.00	\$324,496.02	\$ 1,386,252.69
7	188.817303	5664.519104	42163.56388	\$355,335.28	\$ 37,329.18	\$318,006.10	\$ 1,704,258.80
8	185.040957	5551.228722	47714.79261	\$348,228.58	\$ 36,582.60	\$311,645.98	\$ 2,015,904.78
9	181.340138	5440.204148	53154.99675	\$341,264.01	\$ 35,850.95	\$305,413.06	\$ 2,321,317.84
10	177.713335	5331.400065	58486.39682	\$334,438.73	\$ 35,133.93	\$299,304.80	\$ 2,620,622.64
11	174.159069	5224.772064	63711.16888	\$327,749.95	\$ 34,431.25	\$293,318.70	\$ 2,913,941.34
12	170.675887	5120.276622	68831.4455	\$321,194.95	\$ 33,742.62	\$287,452.33	\$ 3,201,393.67

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-056

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68
1	213.15	6394.5	6394.5	\$471,914.10	\$ 42,139.76	\$429,774.35	-\$ 233,029.34
2	208.887	6266.61	12661.11	\$462,475.82	\$ 41,296.96	\$421,178.86	\$ 188,149.52
3	204.70926	6141.2778	18802.3878	\$453,226.30	\$ 40,471.02	\$412,755.28	\$ 600,904.80
4	200.615075	6018.452244	24820.84004	\$444,161.78	\$ 39,661.60	\$404,500.18	\$ 1,005,404.98
5	196.602773	5898.083199	30718.92324	\$435,278.54	\$ 38,868.37	\$396,410.17	\$ 1,401,815.15
6	192.670718	5780.121535	36499.04478	\$426,572.97	\$ 38,091.00	\$388,481.97	\$ 1,790,297.12
7	188.817303	5664.519104	42163.56388	\$418,041.51	\$ 37,329.18	\$380,712.33	\$ 2,171,009.45
8	185.040957	5551.228722	47714.79261	\$409,680.68	\$ 36,582.60	\$373,098.08	\$ 2,544,107.53
9	181.340138	5440.204148	53154.99675	\$401,487.07	\$ 35,850.95	\$365,636.12	\$ 2,909,743.65
10	177.713335	5331.400065	58486.39682	\$393,457.32	\$ 35,133.93	\$358,323.40	\$ 3,268,067.05
11	174.159069	5224.772064	63711.16888	\$385,588.18	\$ 34,431.25	\$351,156.93	\$ 3,619,223.98
12	170.675887	5120.276622	68831.4455	\$377,876.41	\$ 33,742.62	\$344,133.79	\$ 3,963,357.77

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-056

FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68
1	213.15	6394.5	6394.5	\$542,701.22	\$ 42,139.76	\$500,561.46	-\$ 162,242.22
2	208.887	6266.61	12661.11	\$531,847.19	\$ 41,296.96	\$490,550.23	\$ 328,308.01
3	204.70926	6141.2778	18802.3878	\$521,210.25	\$ 40,471.02	\$480,739.23	\$ 809,047.24
4	200.615075	6018.452244	24820.84004	\$510,786.04	\$ 39,661.60	\$471,124.44	\$ 1,280,171.68
5	196.602773	5898.083199	30718.92324	\$500,570.32	\$ 38,868.37	\$461,701.95	\$ 1,741,873.63
6	192.670718	5780.121535	36499.04478	\$490,558.91	\$ 38,091.00	\$452,467.91	\$ 2,194,341.55
7	188.817303	5664.519104	42163.56388	\$480,747.74	\$ 37,329.18	\$443,418.56	\$ 2,637,760.10
8	185.040957	5551.228722	47714.79261	\$471,132.78	\$ 36,582.60	\$434,550.18	\$ 3,072,310.29
9	181.340138	5440.204148	53154.99675	\$461,710.13	\$ 35,850.95	\$425,859.18	\$ 3,498,169.47
10	177.713335	5331.400065	58486.39682	\$452,475.92	\$ 35,133.93	\$417,342.00	\$ 3,915,511.46
11	174.159069	5224.772064	63711.16888	\$443,426.41	\$ 34,431.25	\$408,995.16	\$ 4,324,506.62
12	170.675887	5120.276622	68831.4455	\$434,557.88	\$ 33,742.62	\$400,815.25	\$ 4,725,321.87

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Pesimista) del pozo FICT-060

FLUJO DE CAJA: PESIMISTA (\$62.73)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68
1	192.00	5760	5760	\$ 361,324.80	\$ 37,958.40	\$ 323,366.40	-\$ 339,437.28
2	188.16	5644.8	11404.8	\$ 354,098.30	\$ 37,199.23	\$ 316,899.07	-\$ 22,538.21
3	184.40	5531.904	16936.704	\$ 347,016.34	\$ 36,455.25	\$ 310,561.09	\$ 288,022.88
4	180.71	5421.26592	22357.96992	\$ 340,076.01	\$ 35,726.14	\$ 304,349.87	\$ 592,372.75
5	177.09	5312.840602	27670.81052	\$ 333,274.49	\$ 35,011.62	\$ 298,262.87	\$ 890,635.62
6	173.55	5206.58379	32877.39431	\$ 326,609.00	\$ 34,311.39	\$ 292,297.61	\$ 1,182,933.24
7	170.08	5102.452114	37979.84642	\$ 320,076.82	\$ 33,625.16	\$ 286,451.66	\$ 1,469,384.90
8	166.68	5000.403072	42980.2495	\$ 313,675.28	\$ 32,952.66	\$ 280,722.63	\$ 1,750,107.53
9	163.35	4900.39501	47880.64451	\$ 307,401.78	\$ 32,293.60	\$ 275,108.18	\$ 2,025,215.70
10	160.08	4802.38711	52683.03162	\$ 301,253.74	\$ 31,647.73	\$ 269,606.01	\$ 2,294,821.71
11	156.88	4706.339368	57389.37098	\$ 295,228.67	\$ 31,014.78	\$ 264,213.89	\$ 2,559,035.61
12	153.74	4612.21258	62001.58356	\$ 289,324.10	\$ 30,394.48	\$ 258,929.61	\$ 2,817,965.22

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Real) del pozo FICT-060

FLUJO DE CAJA: REAL (\$73.80)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68
1	192.00	5760	5760	\$ 425,088.00	\$ 37,958.40	\$ 387,129.60	-\$ 275,674.08
2	188.16	5644.8	11404.8	\$ 416,586.24	\$ 37,199.23	\$ 379,387.01	\$ 103,712.93
3	184.40	5531.904	16936.704	\$ 408,254.52	\$ 36,455.25	\$ 371,799.27	\$ 475,512.20
4	180.71	5421.26592	22357.96992	\$ 400,089.42	\$ 35,726.14	\$ 364,363.28	\$ 839,875.48
5	177.09	5312.840602	27670.81052	\$ 392,087.64	\$ 35,011.62	\$ 357,076.02	\$ 1,196,951.50
6	173.55	5206.58379	32877.39431	\$ 384,245.88	\$ 34,311.39	\$ 349,934.50	\$ 1,546,885.99
7	170.08	5102.452114	37979.84642	\$ 376,560.97	\$ 33,625.16	\$ 342,935.81	\$ 1,889,821.80
8	166.68	5000.403072	42980.2495	\$ 369,029.75	\$ 32,952.66	\$ 336,077.09	\$ 2,225,898.89
9	163.35	4900.39501	47880.64451	\$ 361,649.15	\$ 32,293.60	\$ 329,355.55	\$ 2,555,254.44
10	160.08	4802.38711	52683.03162	\$ 354,416.17	\$ 31,647.73	\$ 322,768.44	\$ 2,878,022.87
11	156.88	4706.339368	57389.37098	\$ 347,327.85	\$ 31,014.78	\$ 316,313.07	\$ 3,194,335.94
12	153.74	4612.21258	62001.58356	\$ 340,381.29	\$ 30,394.48	\$ 309,986.81	\$ 3,504,322.75

Elaborado por: Autores de este documento

### Flujo de caja (Optimista) del pozo FICT-060

FLUJO DE CAJA: OPTIMISTA (\$84.87)							
PERIODO (MESES)	PETRÓLEO (BPPD)	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	ACUMULADO (BARRILES)	INGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	EGRESO TOTAL MENSUAL (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (USD)
0					\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68	-\$ 662,803.68
1	192.00	5760	5760	\$ 488,851.20	\$ 37,958.40	\$ 450,892.80	-\$ 211,910.88
2	188.16	5644.8	11404.8	\$ 479,074.18	\$ 37,199.23	\$ 441,874.94	\$ 229,964.06
3	184.40	5531.904	16936.704	\$ 469,492.69	\$ 36,455.25	\$ 433,037.45	\$ 663,001.51
4	180.71	5421.26592	22357.96992	\$ 460,102.84	\$ 35,726.14	\$ 424,376.70	\$ 1,087,378.21
5	177.09	5312.840602	27670.81052	\$ 450,900.78	\$ 35,011.62	\$ 415,889.16	\$ 1,503,267.37
6	173.55	5206.58379	32877.39431	\$ 441,882.77	\$ 34,311.39	\$ 407,571.38	\$ 1,910,838.75
7	170.08	5102.452114	37979.84642	\$ 433,045.11	\$ 33,625.16	\$ 399,419.95	\$ 2,310,258.70
8	166.68	5000.403072	42980.2495	\$ 424,384.21	\$ 32,952.66	\$ 391,431.55	\$ 2,701,690.25
9	163.35	4900.39501	47880.64451	\$ 415,896.52	\$ 32,293.60	\$ 383,602.92	\$ 3,085,293.17
10	160.08	4802.38711	52683.03162	\$ 407,578.59	\$ 31,647.73	\$ 375,930.86	\$ 3,461,224.03
11	156.88	4706.339368	57389.37098	\$ 399,427.02	\$ 31,014.78	\$ 368,412.25	\$ 3,829,636.28
12	153.74	4612.21258	62001.58356	\$ 391,438.48	\$ 30,394.48	\$ 361,044.00	\$ 4,190,680.28

Elaborado por: Autores de este documento