



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E  
INDUSTRIAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA  
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TAPI 6,  
FRONTERA 6 Y SECOYA 12.**

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

**GABRIEL ALEJANDRO URRESTA JÁTIVA**

**DIRECTOR: ING. VÍCTOR PINTO**

**Quito, noviembre 2017**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2017  
Reservados todos los derechos de reproducción

## FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1716601313
APELLIDO Y NOMBRES:	Urresta Játiva Gabriel Alejandro
DIRECCIÓN:	Av. Granda Centeno Oe5-123 y Sebastián Cedeño
EMAIL:	gabrielu9213@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	(02)2275500
TELÉFONO MOVIL:	0995000266

DATOS DE LA OBRA	
TITULO:	ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TAPI 6, FRONTERA 6 Y SECOYA 12.
AUTOR O AUTORES:	Urresta Játiva Gabriel Alejandro
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	31 de octubre de 2017
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Víctor Pinto Toscano
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero de Petróleos

## RESUMEN:

El objetivo del presente trabajo fue analizar técnica y económicamente la aplicación de los sistemas híbridos de levantamiento artificial en los pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6. El análisis técnico se realizó mediante la determinación del tipo de empuje que los campos tienen por medio de gráficos de dispersión de presiones. Se evaluó las completaciones a través de las consideraciones técnicas para la selección de levantamiento artificial. Se comparó la predicción de producción, calculada con la fórmula de declinación exponencial, con los resultados reales. Se realizó el análisis económico del costo-beneficio calculando las ganancias, multiplicando la producción de los pozos por el precio del petróleo y comparando ésta con la inversión realizada y la ganancia proyectada con el pronóstico de producción. El análisis de reservorios presentó características de presión sobre los 3000 psi para todos los campos, disminuyó en un máximo de 500 psi por lo cual se identificó acuíferos activos, y presiones de burbuja menores a 1500 psi, no existe liberación de gas y la principal característica de producción de los pozos es el alto BSW (Basic Solids and Water). El método de levantamiento artificial más utilizado en el campo es el BES (Bombeo electrosumergible), método que aproximadamente el 93% de pozos lo usa, seguido por el hidráulico, con 5 % y el mecánico con 2%. El pozo Frontera 6 comenzó con 74 bbl/d y aumento su producción hasta 124 bbl/d en un mes, posteriormente el

	<p>pozo declinó su producción de forma rápida y en 2016 llegó a 6 bbl/d lo cual no resultó rentable y la empresa cerró el pozo, las ganancias por producción en el pozo fueron \$33,857.14, de noviembre del 2014 a marzo del 2016. El pozo Tapi 6 comenzó su producción con 48 bbl/d, su máximo de producción llegó en 2015 cuando aportó 100 bbl/d el pozo generó \$198,403.94 por su producción de abril del 2012 a agosto del 2017. El pozo Secoya 12 no presentó producción de. Se evidenció que la aplicación no fue exitosa en estos campos ya que el sistema híbrido mecánico-hidráulico no es eficiente para pozos profundos y con alto BSW.</p>
<p><b>PALABRAS CLAVES:</b></p>	<p>SISTEMAS HÍBRIDOS, LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.</p>
<p><b>ABSTRACT:</b></p>	<p>The objective of the present work was to analyze technically and economically the application of hybrid artificial lift systems in the Frontera 6, Secoya 12 and Tapi 6 wells. The technical analysis was carried out by determining the type of thrust that the fields have by means of pressure dispersion graphs. The completions were evaluated through the technical considerations for the selection of artificial lift. The prediction of production, calculated with the formula of exponential decline, was compared with the real results. The economic cost-benefit analysis was performed by calculating the profits, multiplying the production of the wells by the price of oil and comparing this with the investment made and the projected profit with the production forecast. The</p>

	<p>analysis of reservoirs presented pressure characteristics over 3000 psi for all fields, decreased by a maximum of 500 psi, for which active aquifers were identified, and bubble pressures less than 1500 psi, there is no gas release and the main characteristic The production of the wells is the BSW (Basic Solids and Water). The method of artificial lift most used in the field is the BES (Electrosumergible Pumping), method that approximately 93% of wells use it, followed by the hydraulic one, with 5% and the mechanic with 2%. The Frontera 6 well started with 74 bbl / d and increased its production to 124 bbl / d in one month, after which the well declined its production quickly and in 2016 reached 6 bbl / d, which was not profitable and the company closed the well, the production profits in the well were \$33,857.14, from November 2014 to March 2016. The Tapi 6 well started its production with 48 bbl / d, its production maximum came in 2015 when I contributed 100 bbl / d the well generated \$198,403.94 for its production from April 2012 to August 2017. The Secoya 12 well did not present production of. It was evidenced that the application was not successful in these fields since the hybrid mechanical-hydraulic system is not efficient for deep wells and with high BSW.</p>
<b>KEYWORDS</b>	HYBRID SYSTEMS, ARTIFICIAL LIFTING, OIL PRODUCTION.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

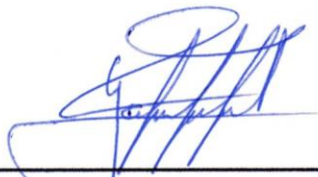
f.   
URRESTA JÁTIVA GABRIEL ALEJANDRO  
171660131-3

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **URRESTA JÁTIVA GABRIEL ALEJANDRO**, CI: 171660131-3 autor del proyecto titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TAPI 6, FRONTERA 6 Y SECOYA 12**. Previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 31 de octubre de 2017

f:   
\_\_\_\_\_  
**URRESTA JÁTIVA GABRIEL ALEJANDRO**  
171660131-3



## DECLARACIÓN

Yo **GABRIEL ALEJANDRO URRESTA JÁTIVA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



URRESTA JÁTIVA GABRIEL ALEJANDRO

171660131-3

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo que lleva por título "**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TAPI 6, FRONTERA 6 Y SECOYA 12**", que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **GABRIEL ALEJANDRO URRESTA JÁTIVA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.

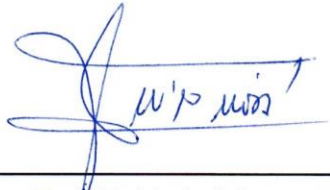


Ing. VICTOR FERNANDO PINTO TOSCANO  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I. 171310693-6

Quito D.M., **22 de noviembre del 2017**

Por medio del presente, certifico que fue autorizado el uso de la información de producción y completaciones correspondiente al activo libertador, campos Tapi, Secoya y Frontera, de acuerdo al convenio establecido con la Universidad Tecnológica Equinoccial y la ARCH, para el desarrollo de la tesis que lleva por título **“ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS TAPI 6, FRONTERA 6 Y SECOYA 12.”**, realizada por el señor **URRESTA JÁTIVA GABRIEL ALEJANDRO** c.c: 1716601313, previo a la obtención del título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS**.



Ing. Raúl Baldeón López, Msc.

**DIRECTOR EJECUTIVO  
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS**



## **DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS**

A Diosito y mi Madre Dolorosa por siempre guiarme, protegerme y bendecirme en cada meta alcanzada.

A la mi madre que con su ejemplo de mujer valiente, luchadora y dedicada siempre me ha apoyado, aconsejado y motivado para seguir adelante en mi desarrollo profesional y me ha enseñado la pasión y dedicación con la que se realizan los trabajos.

A mi padre, hombre inteligente, humilde y trabajador, quien es mi ejemplo a seguir y siempre me ha motivado a ser perseverante, buscar la excelencia y cumplir con mis metas con responsabilidad.

A mis hermanos que son fuente de alegría y optimismo en mi vida, quienes se encuentran en etapa de desarrollo, siempre estoy presente ayudando en su crecimiento personal y profesional.

A mi abuelita, quien estuvo a mi lado todos estos años de universidad, viendo mis idas y venidas a la universidad y pudo apreciar mi crecimiento profesional.

Al Ing. Victor Pinto, director del presente trabajo de titulación, le agradezco por su prestancia para ayudarme a responder a todos los detalles que este trabajo presentó y su paciencia ayudarme a culminar mi titulación.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
<b>RESUMEN</b> .....	1
<b>ABSTRACT</b> .....	1
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	3
<b>1.1 OBJETIVOS</b> .....	12
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	12
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	12
<b>2. METODOLOGÍA</b> .....	13
<b>2.1 ANÁLISIS DE RESERVORIOS DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.</b> .....	13
<b>2.2 ANÁLISIS DE LAS COMPLETACIONES DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.</b> .....	13
<b>2.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS EN LOS POZOS FRONTERA 6, SECOYA 12 Y TAPI 6.</b> .....	13
<b>2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO</b> .....	14
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b> .....	15
<b>3.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO POR ARENA EN LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.</b> .....	15
<b>3.2 ANÁLISIS DE PRESIONES POR ARENA DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.</b> .....	15
3.2.1 CAMPO FRONTERA .....	16
3.2.2 CAMPO SECOYA .....	17
3.2.3 CAMPO TAPI .....	19
<b>3.3 ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO POR ARENA DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.</b> .....	21
3.3.1 CAMPO FRONTERA .....	21
3.3.2 CAMPO SECOYA .....	23
3.3.3 CAMPO TAPI .....	24
<b>3.4 HISTORIAL DE LOS POZOS FRONTERA 6, SECOYA 12 Y TAPI 6.</b> .....	26

	<b>PÁGINA</b>
3.4.1 POZO FRONTERA 6 .....	26
3.4.2 POZO SECOYA 12 .....	27
<b>3.4.3 POZO TAPI 6 .....</b>	<b>28</b>
<b>3.5 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO           ARTIFICIAL ÓPTIMO DEPENDIENDO DE LAS           CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS Y RESERVORIO.....</b>	<b>29</b>
<b>3.6 ÁRBOL DE DECISIÓN DEL TIPO DE SISTEMA HÍBRIDO.....</b>	<b>30</b>
<b>3.7 RESULTADOS DEL SISTEMA HÍBRIDO ROD PUMPCON       HIDRÁULICO – APLICACIÓN EN LOS POZOS FRONTERA 6,       SECOYA 12 Y TAPI 6.....</b>	<b>33</b>
3.7.1 POZO FRONTERA 6 .....	33
3.7.2 POZO SECOYA 12 .....	34
3.7.3 POZO TAPI 6 .....	34
<b>3.8 ANÁLISIS DEL PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN VS LOS       RESULTADOS REALES DE LOS POZOS FRONTERA 6,       SECOYA 12 Y TAPI 6.....</b>	<b>35</b>
3.8.1 POZO FRONTERA 6 .....	35
3.8.2 POZO SECOYA 12 .....	36
3.8.3 POZO TAPI 6 .....	37
<b>3.9 ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>37</b>
3.9.1 COSTOS DE INVERSIÓN.....	37
<b>3.10 RESUMEN ECONÓMICO .....</b>	<b>38</b>
<b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>39</b>
<b>4.1 CONCLUSIONES .....</b>	<b>39</b>
<b>4.2 RECOMENDACIONES .....</b>	<b>41</b>
<b>5. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>43</b>
<b>6. ANEXOS .....</b>	<b>46</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 1.</b> Área Libertador .....	5
<b>Figura 2.</b> Ubicación Área Libertador .....	6
<b>Figura 3.</b> Acumulado de Petróleo y Agua vs Tiempo-Campo Frontera.....	8
<b>Figura 4.</b> Acumulado de Petróleo y Agua vs Tiempo-Campo Secoya .....	8
<b>Figura 5.</b> Acumulado de Petróleo y Agua vs Tiempo-Campo Tapi .....	9
<b>Figura 6.</b> Producción Acumulada de los campos Frontera, Secoya y Tapi por arena. ....	15
<b>Figura 7.</b> Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Frontera-Arena U .....	16
<b>Figura 8.</b> Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Frontera-Arena T .....	17
<b>Figura 9.</b> Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Secoya-Arena U .....	18
<b>Figura 10.</b> Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Secoya-Arena T .....	18
<b>Figura 11.</b> Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Tapi-Arena BT .....	19
<b>Figura 12.</b> Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Tapi-Arena U .....	20
<b>Figura 13.</b> Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Tapi-Arena T .....	20
<b>Figura 14.</b> Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena BT .....	21
<b>Figura 15.</b> Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena T .....	22
<b>Figura 16.</b> Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena U .....	22
<b>Figura 17.</b> Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Secoya Arena T .....	23
<b>Figura 18.</b> Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Secoya Arena U .....	24

<b>Figura 19.</b> Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Tapi Arena T .....	24
<b>Figura 20.</b> Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Tapi Arena U .....	25
<b>Figura 21.</b> Historial de producción pozo Frontera 6 .....	26
<b>Figura 22.</b> Historial de producción pozo Secoya 12 .....	27
<b>Figura 23.</b> Historial de producción pozo Tapi 6 .....	28
<b>Figura 24.</b> Selección Sistema Híbrido BES-Hidráulico .....	30
<b>Figura 25.</b> Selección Sistema Híbrido BES-Rod Lift .....	31
<b>Figura 26.</b> Selección Sistema Híbrido Rod Lift-Hidráulico .....	32
<b>Figura 27.</b> Corte de Agua Pozo Frontera 6 .....	33
<b>Figura 28.</b> Corte de Agua Pozo Secoya 12 .....	34
<b>Figura 29.</b> Corte de Agua Pozo Tapi 6 .....	35
<b>Figura 30.</b> Producción pronosticada vs Producción real pozo Frontera 6 ....	36
<b>Figura 31.</b> Producción pronosticada vs Producción real pozo Secoya 12 ...	36
<b>Figura 32.</b> Producción pronosticada vs Producción real pozo Tapi 6 .....	37



# ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1.</b> Caracterización de Reservorios.....	6
<b>Tabla 2.</b> Reservas Campo Libertador .....	7
<b>Tabla 3.</b> Selección de Sistemas de Levantamiento .....	29
<b>Tabla 4.</b> Resumen de Inversiones en los Pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6.....	37
<b>Tabla 5.</b> Resumen Económico del Proyecto .....	38
<b>Tabla 6.</b> Resumen costo-beneficio de la implementación de sistemas híbridos en los pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6.....	38

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO 1. MODELO ECONÓMICO POZO FRONTERA 6 –PRONÓSTICO</b>	<b>46</b>
<b>ANEXO 2. MODELO ECONÓMICO POZO SECOYA 12 – PRONÓSTICO</b>	<b>.47</b>
<b>ANEXO 3. MODELO ECONÓMICO POZO TAPI 6 – PRONÓSTICO</b> .....	<b>48</b>
<b>ANEXO 4. RESUMEN DE GANANCIAS ACUMULADAS</b> .....	<b>49</b>
<b>ANEXO 5. COMPLETACIÓN POZO FRONTERA 6</b> .....	<b>50</b>
<b>ANEXO 6. COMPLETACIÓN POZO SECOYA 12</b> .....	<b>51</b>
<b>ANEXO 7. COMPLETACIÓN POZO FRONTERA 6</b> .....	<b>52</b>

## RESUMEN

El objetivo del presente trabajo fue analizar técnica y económicamente la aplicación de los sistemas híbridos de levantamiento artificial en los pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6. El análisis técnico se realizó mediante la determinación del tipo de empuje que los campos tienen por medio de gráficos de dispersión de presiones. Se evaluó las completaciones a través de las consideraciones técnicas para la selección de levantamiento artificial. Se comparó la predicción de producción, calculada con la fórmula de declinación exponencial, con los resultados reales. Se realizó el análisis económico del costo-beneficio calculando las ganancias, multiplicando la producción de los pozos por el precio del petróleo y comparando ésta con la inversión realizada y la ganancia proyectada con el pronóstico de producción. El análisis de reservorios presentó características de presión sobre los 3000 psi para todos los campos, disminuyó en un máximo de 500 psi por lo cual se identificó acuíferos activos, y presiones de burbuja menores a 1500 psi, no existe liberación de gas y la principal característica de producción de los pozos es el alto BSW (Basic Solids and Water). El método de levantamiento artificial más utilizado en el campo es el BES (Bombeo electrosumergible), método que aproximadamente el 93% de pozos lo usa, seguido por el hidráulico, con 5 % y el mecánico con 2%. El pozo Frontera 6 comenzó con 74 bbl/d y aumento su producción hasta 124 bbl/d en un mes, posteriormente el pozo declinó su producción de forma rápida y en 2016 llegó a 6 bbl/d lo cual no resultó rentable y la empresa cerró el pozo, las ganancias por producción en el pozo fueron \$33,857.14, de noviembre del 2014 a marzo del 2016. El pozo Tapi 6 comenzó su producción con 48 bbl/d, su máximo de producción llegó en 2015 cuando aportó 100 bbl/d el pozo generó \$198,403.94 por su producción de abril del 2012 a agosto del 2017. El pozo Secoya 12 no presentó producción de. Se evidenció que la aplicación no fue exitosa en estos campos ya que el sistema híbrido mecánico-hidráulico no es eficiente para pozos profundos y con alto BSW.

Palabras clave: SISTEMAS HÍBRIDOS, LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

## **ABSTRACT**

The objective of the present work was to analyze technically and economically the application of hybrid artificial lift systems in the Frontera 6, Secoya 12 and Tapi 6 wells. The technical analysis was carried out by determining the type of thrust that the fields have by means of pressure dispersion graphs. The completions were evaluated through the technical considerations for the selection of artificial lift. The prediction of production, calculated with the formula of exponential decline, was compared with the real results. The economic cost-benefit analysis was performed by calculating the profits, multiplying the production of the wells by the price of oil and comparing this with the investment made and the projected profit with the production forecast. The analysis of reservoirs presented pressure characteristics over 3000 psi for all fields, decreased by a maximum of 500 psi, for which active aquifers were identified, and bubble pressures less than 1500 psi, there is no gas release and the main characteristic The production of the wells is the BSW (Basic Solids and Water). The method of artificial lift most used in the field is the BES (Electrosumergible Pumping), method that approximately 93% of wells use it, followed by the hydraulic one, with 5% and the mechanic with 2%. The Frontera 6 well started with 74 bbl / d and increased its production to 124 bbl / d in one month, after which the well declined its production quickly and in 2016 reached 6 bbl / d, which was not profitable and the company closed the well, the production profits in the well were \$33,857.14, from November 2014 to March 2016. The Tapi 6 well started its production with 48 bbl / d, its production maximum came in 2015 when I contributed 100 bbl / d the well generated \$198,403.94 for its production from April 2012 to August 2017. The Secoya 12 well did not present production of. It was evidenced that the application was not successful in these fields since the hybrid mechanical-hydraulic system is not efficient for deep wells and with high BSW.

Key words: HYBRID SYSTEMS, ARTIFICIAL LIFTING, OIL PRODUCTION.

# **1. INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

La principal fuente de ingresos económicos de muchos países en el mundo, incluido el Ecuador, se da gracias a la industria petrolera ya que la misma ha contribuido en gran medida al desarrollo productivo y al crecimiento en la economía. Pese a la gran importancia de este recurso no renovable, su producción ha venido decayendo debido a la depletación de los reservorios, lo cual los ha convertido en campos maduros y vuelve imperante el desarrollo de métodos de explotación y producción más eficientes. (López & Sámano, NUEVOS DESARROLLOS EN EL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE ACEITE, 2011)

El problema más grande al cual las empresas operadoras en el Ecuador se han enfrentado es la madurez de los campos. Este problema ha forzado a efectuar nuevos sistemas de extracción para la producción de crudo y compensar la baja de las presiones de fondo fluyente. (Gómez, 2012)

Las reservas de Ecuador, así como en general las del mundo van disminuyendo en función de la extracción y por esta razón encontrar tecnologías que nos ayuden a optimizar la producción es un reto exigente. En esta etapa es cuando el levantamiento artificial entra para ayudar en el factor de recuperación de los campos. La óptima selección de éstos resulta en un aumento considerable de la producción y muchas veces es la única alternativa de extracción. (López & Sámano, 2011)

*“Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada”.* (López & Sámano, 2011)

Un pozo petrolero es el conducto mediante el cual se da la extracción del crudo desde el yacimiento hacia la superficie. En algunos casos las características de estos yacimientos y pozos permiten al crudo fluir gracias a la energía que el reservorio aporta. En la mayor parte de ocasiones éstas no son las condiciones que presenta un pozo ya que los campos se han visto depletados y su energía no permite producir naturalmente, impidiendo que el hidrocarburo fluya por cualquiera de los varios mecanismos que pueden influir en un yacimiento. Los problemas en la producción de crudo son dados tanto por las características del yacimiento, (por ejemplo daño de formación o una baja presión estática), como por las del pozo, (por ejemplo un mal

diseño de la completación del pozo y la sarta de producción). (López & Sámano, 2011)

A medida que pasa el tiempo y se reduce la vida productiva del campo, existe una depletación del yacimiento, lo cual causa una disminución del caudal de producción y ésto resulta en que el pozo se vuelva poco rentable para la explotación del crudo. Una vez presentadas estas características es necesario acudir a tecnologías para recuperar el crudo, como lo son los sistemas artificiales, para extender la producción y aumentar la vida pozo. Sin embargo estos sistemas no presentan una solución a largo plazo ya que la pérdida de energía de los reservorios es continua y el método de recuperación se vuelve ineficiente. (Ortega, 2015).

En muchas ocasiones se encuentran sistemas de producción que funcionan de manera ineficiente debido a un mal diseño, falta de ingeniería y priorizar el costo más bajo. Ésto no tiene en cuenta el cuidado de los yacimientos, sin considerar las consecuencias futuras. Como resultado de ésto se da una producción ineficiente y un mal aprovechamiento de los recursos debido a la explotación inadecuada de los reservorios. Al conocer los distintos mecanismos de energía o empuje que gobiernan al reservorio se puede determinar el mejor sistema de levantamiento artificial a usarse no solo en el pozo sino en el campo. Una correcta aplicación del levantamiento artificial es una solución para corregir la baja productividad de los pozos y la optimización de la energía de los yacimientos. (Roca & Perero, 2016)

Esta realidad nos genera la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías en la implementación de sistemas artificiales los cuales resuelvan los problemas y permitan extender la vida productiva del campo, incrementando la recuperación de crudo. La combinación de los sistemas surge como solución a los problemas, ya que al emplearlos en conjunto se complementan y se puede suprimir algunas de las deficiencias o desventajas que ellos presentan, como por ejemplo. (Gómez, 2012)

- *“El uso de un sistema de bombeo subsuperficial impulsado por varillas de succión o torsión, está seriamente afectado por la fricción generada en pozos que presentan un grado de desviación muy severo.”* (Gómez, 2012)
- *“Algunas bombas subsuperficiales no están capacitadas para desplazar crudo pesado, polímeros y crudo con contenido de arena.”* (Gómez, 2012)
- *“Los sistemas artificiales de producción que son accionados por una sarta de varillas presentan una limitante en la velocidad de operación y colocación de la bomba, debido a la potencia demandada por la bomba.”* (Gómez, 2012)

Para el fin de este estudio, se efectuó el análisis de los pozos en el Activo Libertador. Su ubicación geográfica está en la amazonia ecuatoriana, provincia de Sucumbíos, zona norte de la Cuenca Oriente, a 250 km al Este de Quito y a 25 km al Sur de la frontera con Colombia. El Campo Libertador es el tercer campo en producción descubierto en el Oriente Ecuatoriano. (Ortega, 2015)

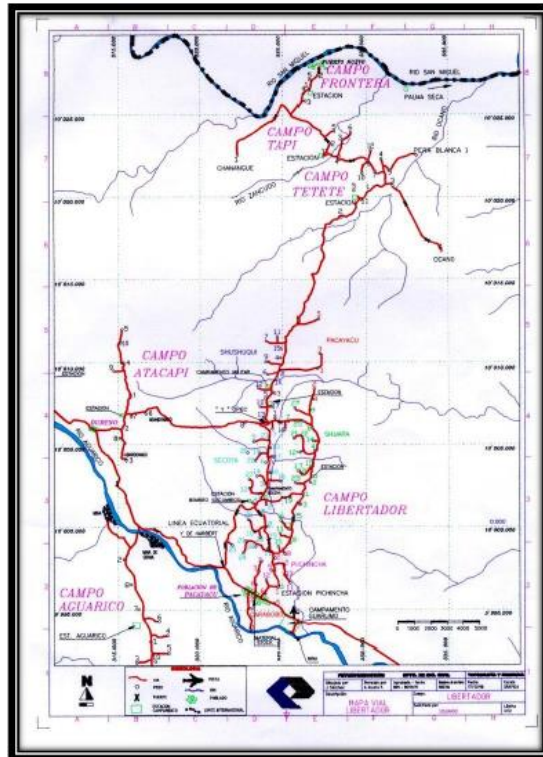
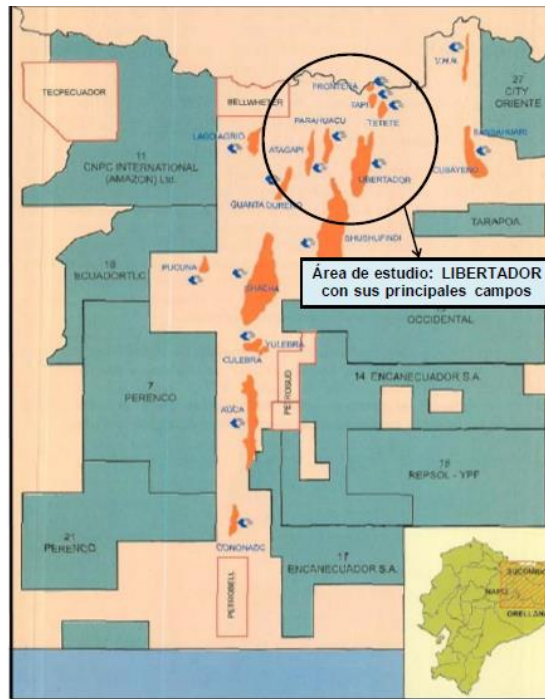


Figura 1. Área Libertador

(Ortega, 2015)





**Figura 2.** Ubicación Área Libertador

(Ortega, 2015)

Los yacimientos del campo Libertador presentan variaciones locales en los valores de sus parámetros en los pozos como se observa en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Caracterización de Reservorios

<b>SUMARIO PETROFÍSICO</b>			
<b>RESERVORIO</b>	<b>Ho (pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Sw (%)</b>
<b>Basal Tena</b>	10.51	15.73	21.52
<b>U Superior</b>	11.05	12.14	24.66
<b>U Inferior</b>	29.64	13.37	17.56
<b>T Superior</b>	7.12	15.03	29.10
<b>T Inferior</b>	23.61	13.36	25.13

<b>Parámetros</b>	<b>Basal</b>	<b>U Superior</b>	<b>U</b>	<b>T</b>
<b>Presión inicia, psi</b>	3.100	3.692	3.788	3.899
<b>Presión de burbuja, psi</b>	807	595	1245	900
<b>Bol, BY/BN</b>	1.127	1.175	1.165	1.224
<b>Bob, BY/BN</b>	1.145	1.2117	1.1947	1.2626
<b>Rsi, PCN/BN</b>	150	162	291	360
<b>API</b>	19.8	28.7	26.9	31

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

Las reservas que se indican corresponden a las arenas Basal-Tena, U-Superior, U-Inferior y T que actualmente están en producción. En la Tabla 2 se detalla las reservas y factores de recobro por yacimiento.

**Tabla 2.** Reservas Campo Libertador

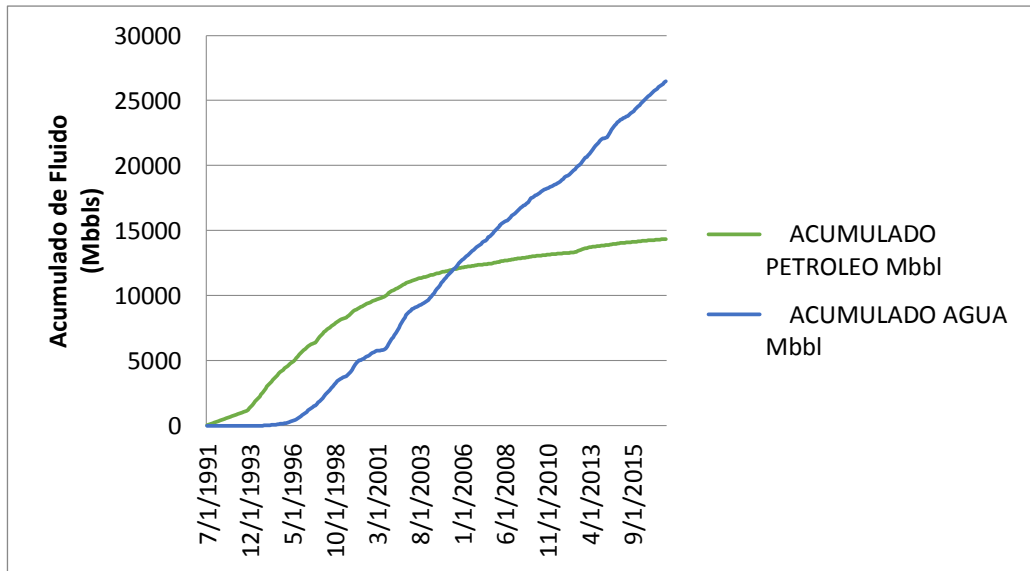
CAMPO	YACIMIENTO	PETROLEO IN SITU BLS N.	FACTOR	RESERVAS ORIGINALES
			DE RECUBRO %	PROBADAS BLS N.
LIBERTADOR	BASAL TENA	123,525,500.00	15.00	18,530,060.00
	U SUPERIOR	138,644,000.00	24.99	34,647,136.00
	U INFERIOR	686,787,000.00	41.00	281,582,670.00
	T	340,217,000.00	31.00	105,467,270.00
	SUBTOTAL	1,289,173,500.00	34.00	440,227,136.00

(PETROAMAZONAS EP, 2011)

Existen campos dentro del Área Libertador que poseen presiones de yacimiento altas y un valor promedio de BSW (Basic Sediment and Water) de 80%. La mayoría de pozos poseen Bombeo Hidráulico instalado, debido a los altos caudales y cortes de agua.

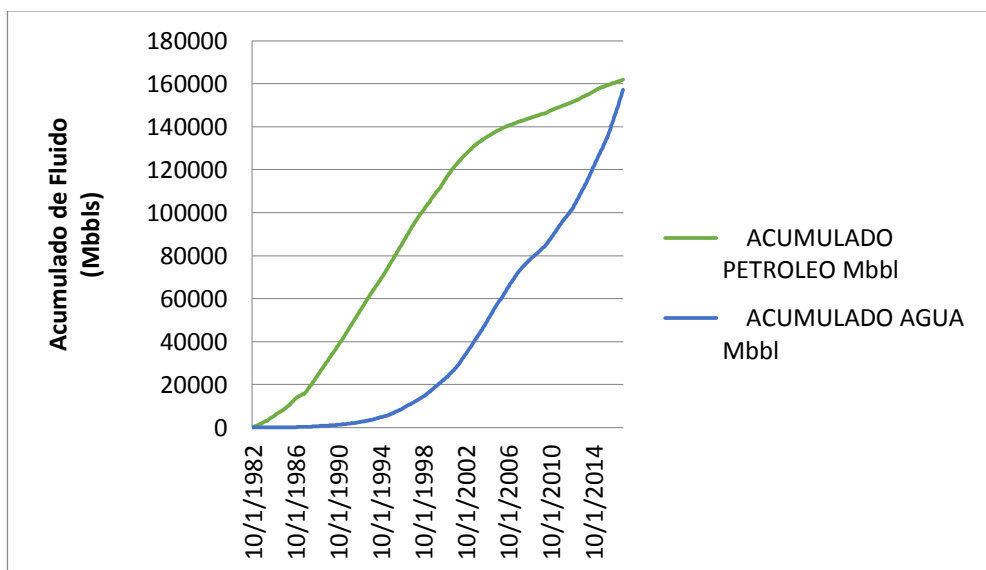
En el presente trabajo se analizarán los pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6 para lo cual es necesario una observación previa de los campos en los que se encuentran estos pozos y estudiar las características de su producción. Observando la producción de los pozos

El Campo Frontera presenta una producción acumulada de petróleo de 14,343 Mbbls al 1 de Agosto del 2017 y de agua 26,463 Mbbls a la misma fecha. Los primeros 4 años del campo no se produjo agua, la cual comienza a producirse a partir del año 1995 como se aprecia en la Figura 3.



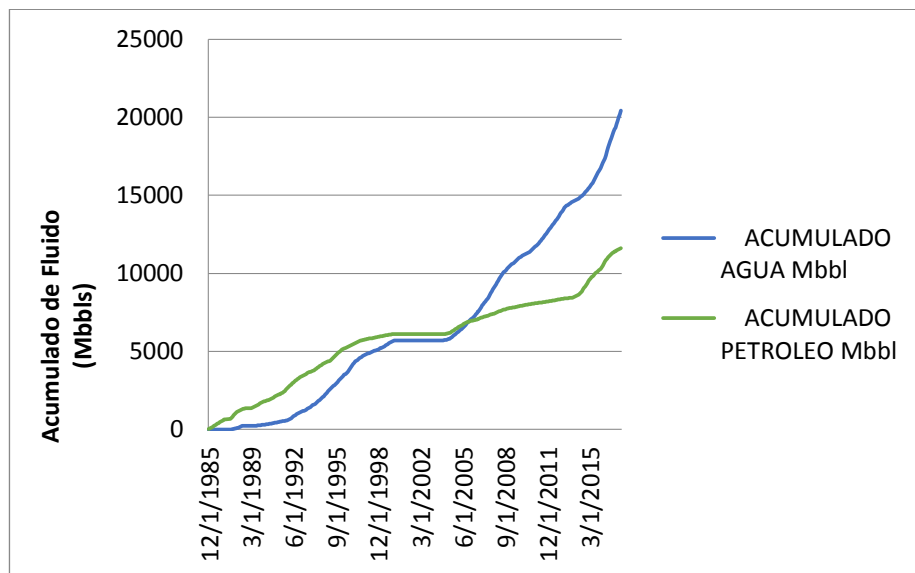
**Figura 3.** Acumulado de Petróleo y Agua vs Tiempo-Campo Frontera  
(PETROAMAZONAS EP., 2017)

En cuanto al Campo Secoya presenta una producción acumulada de petróleo de 161,789 Mbbbls al 1 de Agosto del 2017 y de agua 157,116 Mbbbls a la misma fecha. Se observa que la producción acumulada de petróleo es mayor a la agua siendo ésta el 51% de la producción acumulada del campo. La producción de agua en el campo comenzó conjuntamente con la producción de petróleo, lo cual se observa en la Figura 4.



**Figura 4.** Acumulado de Petróleo y Agua vs Tiempo-Campo Secoya  
(PETROAMAZONAS EP., 2017)

Por su parte el Campo Tapi presenta una producción acumulada de petróleo de 11,600 Mbbbls al 1 de Agosto del 2017 y de agua 20,426 Mbbbls a la misma fecha. Se observa que la producción acumulada de petróleo es menor a la agua siendo ésta el 36% de la producción acumulada del campo. La producción de agua en el campo comenzó en el año 1987, aumentó de forma progresiva a partir del año 1991 e igualó los valores de producción de petróleo acumulado en el año 2006 y a partir de ese año ha venido en aumento como lo muestra la Figura 5.



**Figura 5.** Acumulado de Petróleo y Agua vs Tiempo-Campo Tapi  
(PETROAMAZONAS EP., 2017)

Los campos presentan un aumento en su producción de agua por lo cual es importante implementar métodos que nos permitan controlar ésta. Dado que los métodos de recuperación terciaria presentan un costo elevado, una solución más económica es la aplicación de sistemas de levantamiento artificial.

Con el fin de mejorar la eficiencia de los pozos, la implementación los sistemas híbridos en ciertos pozos, hace posible el buen manejo y optimización de los recursos al combinar dos sistemas en la vida productiva de los pozos, desde el inicio hasta alcanzar su etapa de cierre y posterior abandono. Se aprovecha las ventajas de cada sistema de levantamiento y se eliminan sus desventajas al combinarlos en una sola completación.

Existen muchas maneras de manejar los problemas de los fluidos que se producen en los campos como por ejemplo; el manejo de gas, sólidos y

agua, siendo éste último el que más problemas ocasiona en los campos analizados. Entre las tecnologías que se usa para evitar la realización de excesivos reacondicionamientos y manejar el agua están:

- Completación Dual
- Completación Inteligente
- Sistemas DOWS
- Sistemas Híbridos de Levantamiento

Los sistemas híbridos de levantamiento se perfeccionan la productividad del pozo, en cuanto a costos y gastos, obteniendo una eficiencia mayor a cuando se los usa individualmente. Las condiciones del fluido que se produce cambian, existe aumento en la producción de agua, de gas y/o sedimentos y esto genera que las características de las completaciones y sistemas de levantamiento cambien según estas necesidades. La implementación de los sistemas híbridos nos permite la producción continua en los pozos. Al aplicar sistemas híbridos se reduce la necesidad de parar la producción para realizar Workovers (reacondicionamientos) lo que implica pérdidas económicas e involucra un costo al realizar estos trabajos. (López & Sámano, 2011)

Para una mejor explicación se referencia el sistema híbrido propuesto al norte de México en Tampico-Misantla, el cual combina dos diferentes mecanismos para mejorar el flujo del pozo: reducción de viscosidad y tecnología venturi (Bombeo Hidráulico), ambas aplicadas actuando a condiciones del fondo del pozo. Diferentes arreglos de acuerdo a las condiciones de los pozos se pueden aplicar. Para la aplicación de este trabajo en particular, la misma cadena que actúa como un vehículo para transmitir presión de gas a la operación dispositivo venturi sirve como medio para colocar productos químicos tratamiento por el pozo. Además, desde la inyección de gas (Gas Lift) la presión pasa a través de un tubo interno, no lo hace crear presión adicional a la formación. Por lo tanto, la integridad hidráulica del sistema depende de la integridad de la tubería existente en el pozo, en lugar de la integridad de la carcasa. (López & López, 2012)

El sistema artificial híbrido que puede ser implementado en un pozo de petróleo depende de diversos factores que determinan la selección del sistema a emplear. Una buena selección permite optimizar la producción así como un buen funcionamiento en ambientes hostiles y en condiciones exigentes de operación. Entre los sistemas híbridos más empleados se encuentran: (López & Sámano, 2011)

- Bombeo electrosumergible con bombeo hidráulico.
- Bombeo de cavidades progresivas con bombeo neumático.

- Bombeo mecánico con bombeo hidráulico.
- Bombeo electrosumergible con bombeo mecánico

Los sistemas híbridos utilizados en estos campos son en su mayoría combinaciones de sistema de levantamiento Hidráulico y Mecánico. Hay que tener en cuenta que debido a las condiciones de los campos, su corte de agua, manejo de sólidos, profundidad de los pozos, caudal y grado API, en los campos se utiliza en mayor medida los sistemas BES e Hidráulico para el levantamiento artificial convencional.

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Analizar los aspectos técnicos y económicos de la implementación de sistemas híbridos de levantamiento artificial en los pozos Tapi 6, Frontera 6 y Secoya 12 del oriente ecuatoriano.

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar las condiciones de producción de los campos Frontera, Secoya y Tapi mediante gráficos de producción de petróleo, agua y presiones que muestran sus variaciones en función del tiempo.
- Analizar las condiciones mecánicas de los pozos en los campos Frontera, Secoya y Tapi, identificando las completaciones más eficientes en ellos.
- Definir el costo – beneficio de la implementación de los sistemas híbridos de levantamiento artificial en los pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6 mediante el análisis técnico – económico de las completaciones.

## **2. METODOLOGÍA**



## **2. METODOLOGÍA**

Se analizó las consideraciones técnicas de la selección del tipo de levantamiento artificial con sistemas híbridos (Hirschfeldt, Bertomeu, Delgado, & Orozco , 2016) en los pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6, del activo libertador, bloque 57 operado por PETROAMAZONAS EP. Posteriormente se efectuó el análisis económico del costo-beneficio de la implementación.

### **2.1 ANÁLISIS DE RESERVORIOS DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.**

Se utilizó graficas comparativas de los campos Frontera (PETROAMAZONAS EP a. , 2017), Secoya (PETROAMAZONAS EP b. , 2017) y Tapi (PETROAMAZONAS EP c. , 2017) del oriente ecuatoriano para determinar el método de empuje, presencia de acuífero, producción de agua, presiones de reservorio y fondo fluyente (Rodríguez, 2007) en los reservorios en éstos campos.

### **2.2 ANÁLISIS DE LAS COMPLETACIONES DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.**

Se analizó los datos obtenidos de sistemas de levantamiento artificial aplicados en los campos Frontera (PETROAMAZONAS EP d. , 2017), Secoya (PETROAMAZONAS EP e. , 2017) y Tapi (PETROAMAZONAS EP f. , 2017).

### **2.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS EN LOS POZOS FRONTERA 6, SECOYA 12 Y TAPI 6.**

Se realizó el análisis mediante criterios de selección de levantamiento artificial (Riaño, 2016). Mediante la representación gráfica de datos se analizó las características de producción de petróleo y agua, así como

también el historial y las completaciones de los pozos Frontera 6 (PETROAMAZONAS EP g. , 2017), Secoya 12 (PETROAMAZONAS EP h. , 2017) y Tapi 6 (PETROAMAZONAS EP i. , 2017). Se realizaron gráficas para determinar la correcta selección de un sistema híbrido de levantamiento artificial.

Se realizó el cálculo de declinación exponencial (Pérez, Estrada , Cuevas, & Olán , 2012) mediante la ecuación 1, para posteriormente comparar los resultados reales con esta proyección.

$$q = q_i e^{-dt} \quad [1]$$

**Dónde:**

- $q$  = caudal de producción actual
- $q_i$  = caudal de producción inicial
- $dt = d = di$  = constante, tasa de declinación nominal
- $t$  = tiempo acumulado desde el inicio de la producción

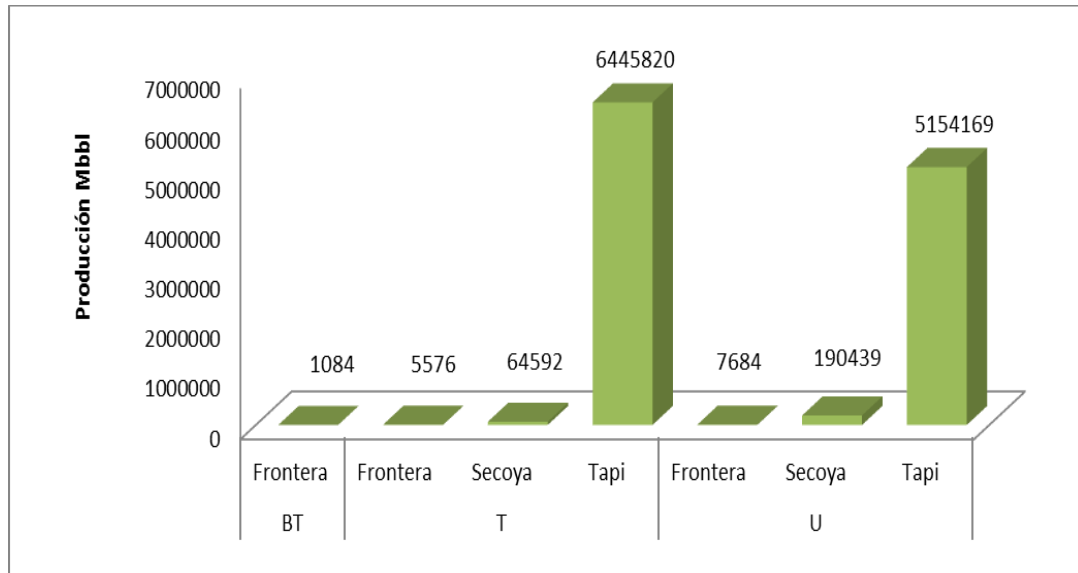
## 2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En el presente trabajo se analizó el costo beneficio que genere la inversión de este proyecto, multiplicando el acumulado de la producción de los pozos durante los años de producción con la completación híbrida y el precio del petróleo consultado en la pagina Energy Information Administration. durante los mismos, se calculó de esta manera la retribución económica generada por los pozos y se la comparó con la inversión realizada para la implementación del sistema híbrido de levantamiento artificial en cada uno de los pozos.

### **3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

#### 3.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO POR ARENA EN LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.



**Figura 6.** Producción Acumulada de los campos Frontera, Secoya y Tapi por arena.

Como se observa en la Figura 6, el campo Tapi es el que mayor producción ha acumulado durante su tiempo de operación. En el campo Frontera la arena U acumula un 27% más petróleo que la arena T. De la misma manera en el campo Secoya la arena U tiene un acumulado de petróleo de 68% mayor que la T. Por otro lado en el campo Tapi sucede lo opuesto y la arena T acumula 20% más de producción que la arena U.

#### 3.2 ANÁLISIS DE PRESIONES POR ARENA DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.

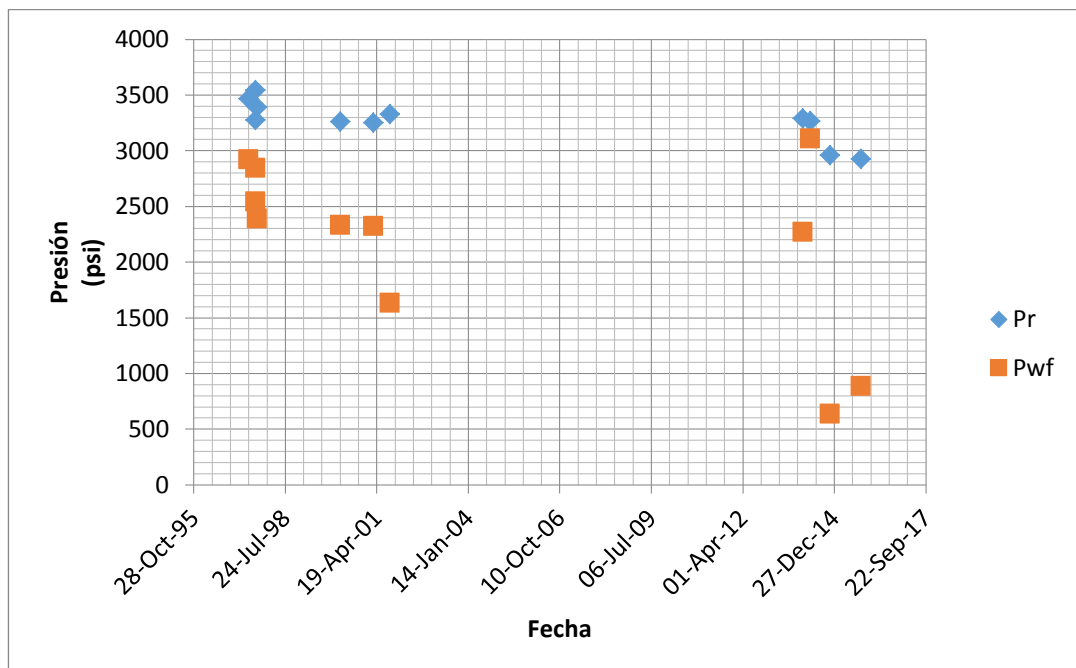
Se presentan graficas de presión de reservorio y presión de fondo fluuyente vs el tiempo en las cuales se ve la variación de las presiones durante los años que los campos han estado en producción. Los gráficos toman en cuenta todo el universo de pozos dentro de los campos y por esta razón los gráficos serán representados como dispersión. Habrá muchas lecturas de

presión dado a los trabajos de reacondicionamiento cuando se observa alza en la presión de fondo fluyente y daños de formación cuando hay una baja de presión de fondo fluyente, así como también trabajos de recuperación que aportaran con la variación de presión de reservorio.

### 3.2.1 CAMPO FRONTERA

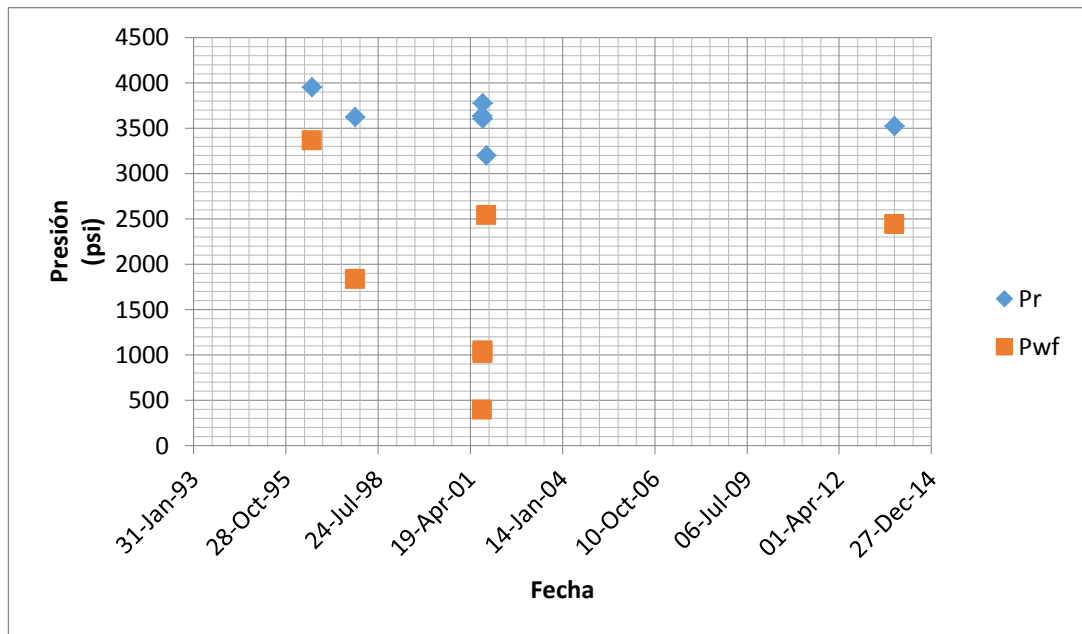
En la Arena U del campo frontera se observa que las presiones de reservorio se mantienen, debido al tipo de empuje que presenta esta arena. En cuanto a la presión de fondo fluyente, ésta ha venido en disminución en los últimos años, lo que hace necesario la intervención en los pozos del campo y en esta arena.

La Arena U, como se observa en la figura 7, posee un posible acuífero que tiene una injerencia en la estabilidad de la presión durante el tiempo y esto se lo puede verificar de la producción de agua que ha acumulado el campo, lo cual viene en beneficio del reservorio y de la producción, ya que se mantiene sin la fase gaseosa. La presión de burbuja para esta arena es de 1245 psi y la presión de la arena se mantiene sobre los 3000 psi.



**Figura 7.** Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Frontera-Arena U

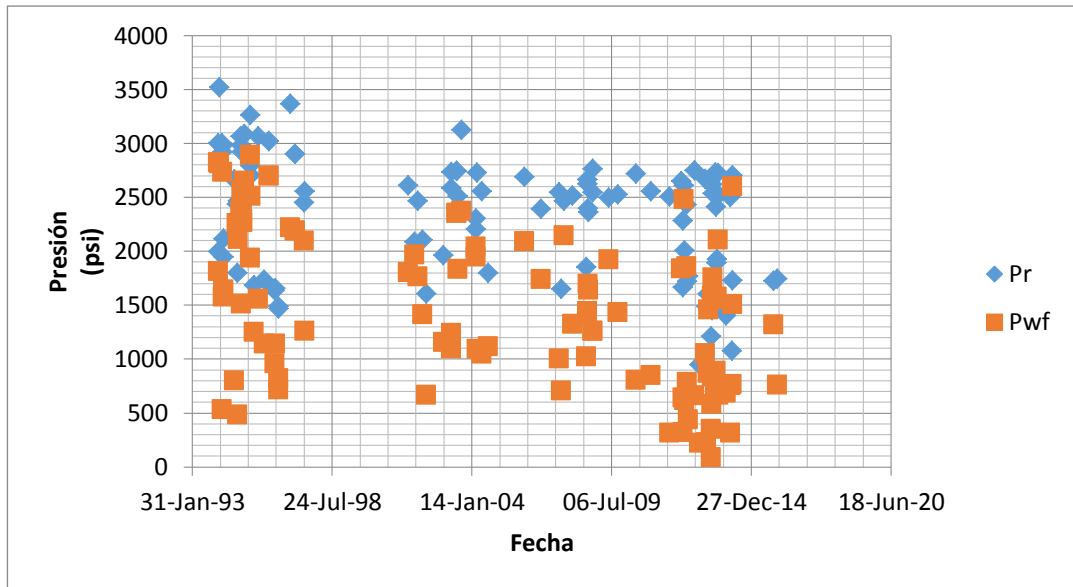
Observando la Figura 8, la producción de agua y realizando este análisis de presiones se verifica la presencia de un acuífero en la Arena T lo cual se debe tener en cuenta para la elección del sistema artificial que se van a usar, considerando de la misma manera el manejo del gas que se lo ha analizado observando la presión de burbuja que para esta arena y el campo es de 900 psi, mientras que la presión de reservorio está en el orden de 3500 psi.



**Figura 8.** Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Frontera-Arena T

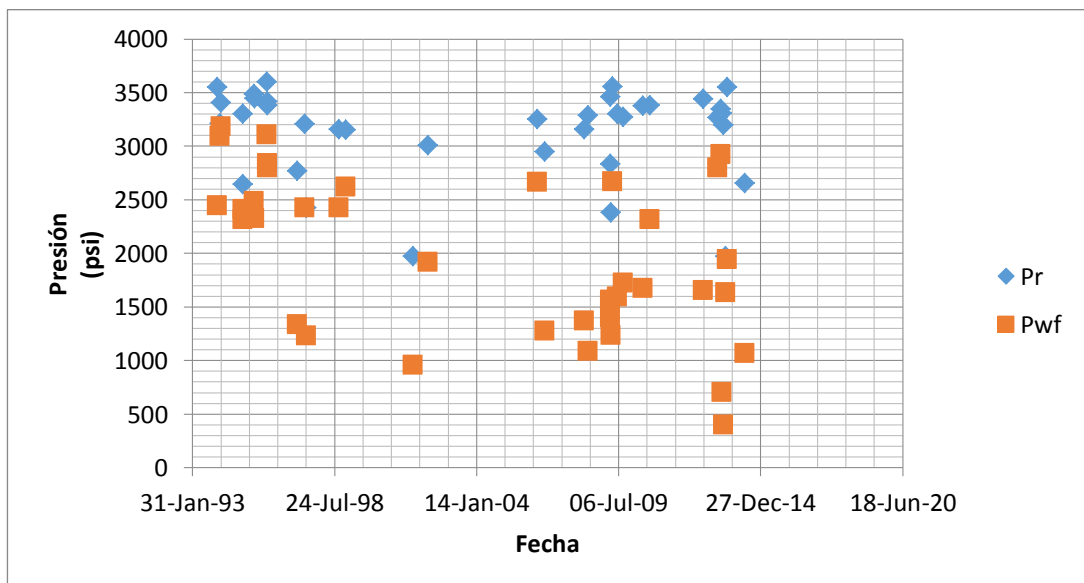
### 3.2.2 CAMPO SECOYA

El Campo Secoya presenta una producción de agua que ha venido en aumento y en cuanto a la presión de reservorio se puede observar que ha tenido una disminución en la Arena U por lo cual no existe un acuífero activo cercano que aporte a la estabilidad de la presión de reservorio como muestra la Figura 9 . La presión de burbuja de esta arena es de 1245 psi la cual está muy cerca de la presión de reservorio y hay que tener en cuenta ésto para la selección del sistema de levantamiento.



**Figura 9.** Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo  
Campo Secoya-Arena U

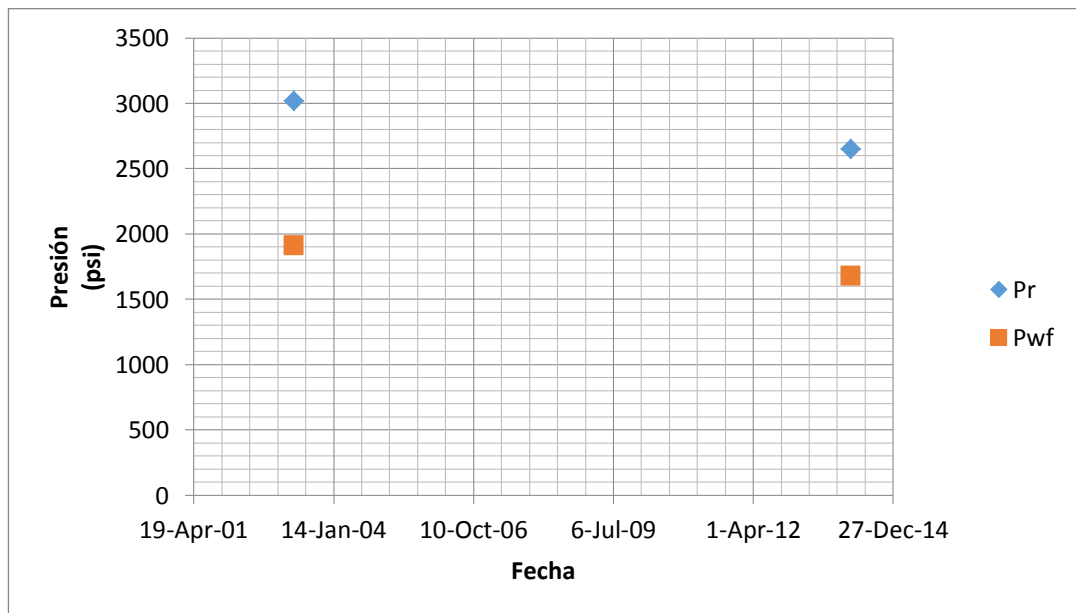
La Arena T tiene un comportamiento de presiones que indica que presenta un empuje de acuífero activo como se observa en la Figura 10, la producción de agua ha venido en aumento y la presión de reservorio se mantiene en el tiempo, la presión de burbuja es de 900 psi para esta arena y por lo tanto no se presenta la liberación de gas en el reservorio debido a que la presión de reservorio está sobre los 3000 psi.



**Figura 10.** Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo  
Campo Secoya-Arena T

### 3.2.3 CAMPO TAPI

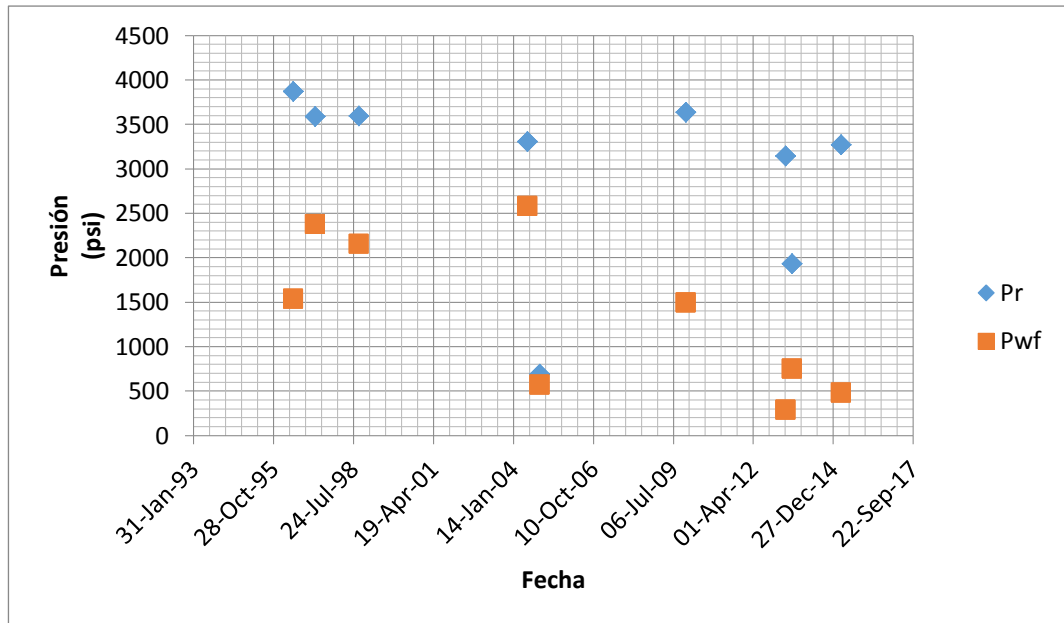
La Arena Basal Tena presenta pocos datos ya que solo cuenta con un pozo. El reservorio no presenta una depletación muy marcada como se observa en la Figura 11 y la producción de agua ha venido en aumento pero la presión se ha mantenido debido a que solo existe un pozo que ha acumulado producción en esta arena. La presión de burbuja es de 807 psi y la de reservorio es superior de 3000 psi por lo cual no hay presencia de desprendimiento de gas en el reservorio.



**Figura 11.** Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Tapi-Arena BT

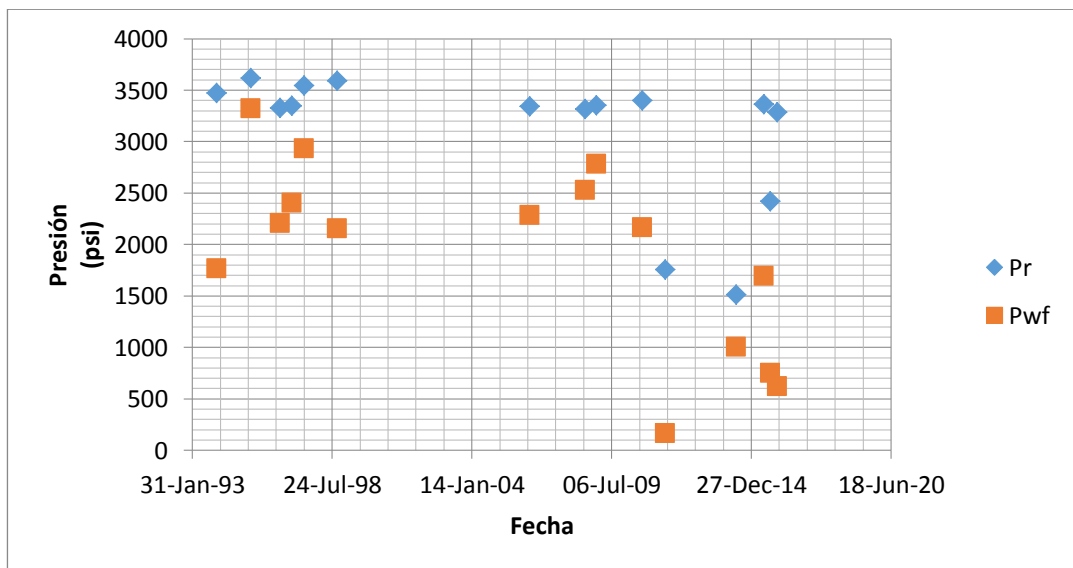
La Arena U del Campo Tapi no presenta depletación durante el tiempo mientras como muestra la Figura 12 que el agua en producción ha venido en aumento por lo que se puede decir que existe un acuífero activo que gobierna las presiones de reservorio. La presión de burbuja para esta arena es de 1245 psi mientras la de reservorio es superior a 3000 psi por lo cual se concluye que no hay presencia de gas en el reservorio, no se ha liberado.





**Figura 12.** Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Tapi-Arena U

La Arena T presenta un acuífero activo mostrado en la Figura 13 ya que la presión de reservorio no decae en el tiempo y el campo presenta un aumento en la producción de agua. No existe liberación de gas por cuanto la presión de reservorio se encuentra cerca de los 3500 psi y la presión de burbuja es de 900 psi para la Arena T.

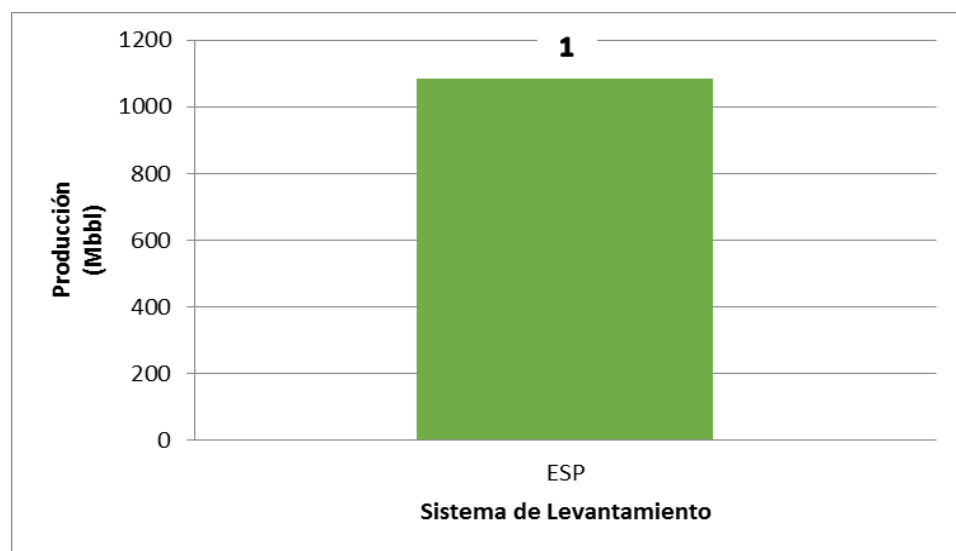


**Figura 13.** Presión de Fondo Fluyente y Reservorio vs Tiempo Campo Tapi-Arena T

### 3.3 ANÁLISIS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO POR ARENA DE LOS CAMPOS FRONTERA, SECOYA Y TAPI.

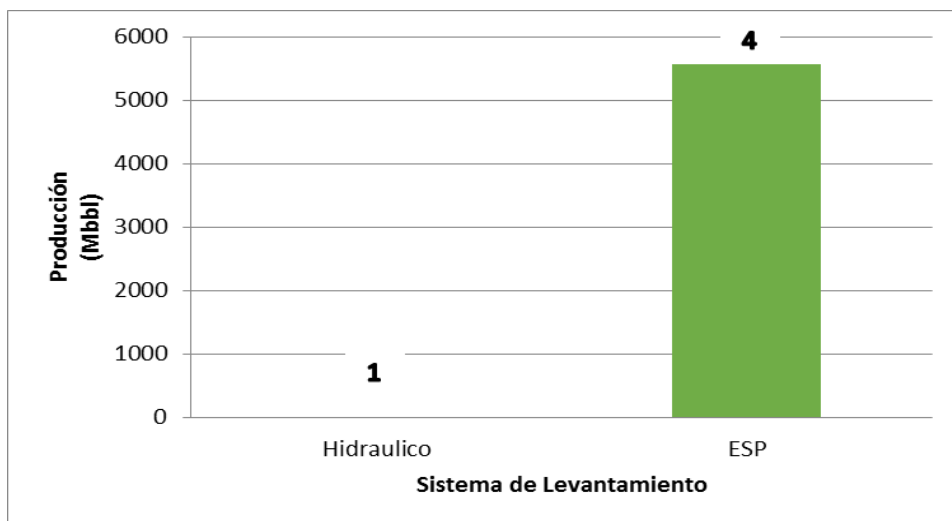
#### 3.3.1 CAMPO FRONTERA

En el Campo Frontera únicamente un pozo presenta producción acumulada de la Arena Basal Tena, el mismo que en su completación cuenta con un sistema de levantamiento con bombeo electrosumergible y su producción acumulada de petróleo es de 1084 Mbbls observado en la Figura 14.



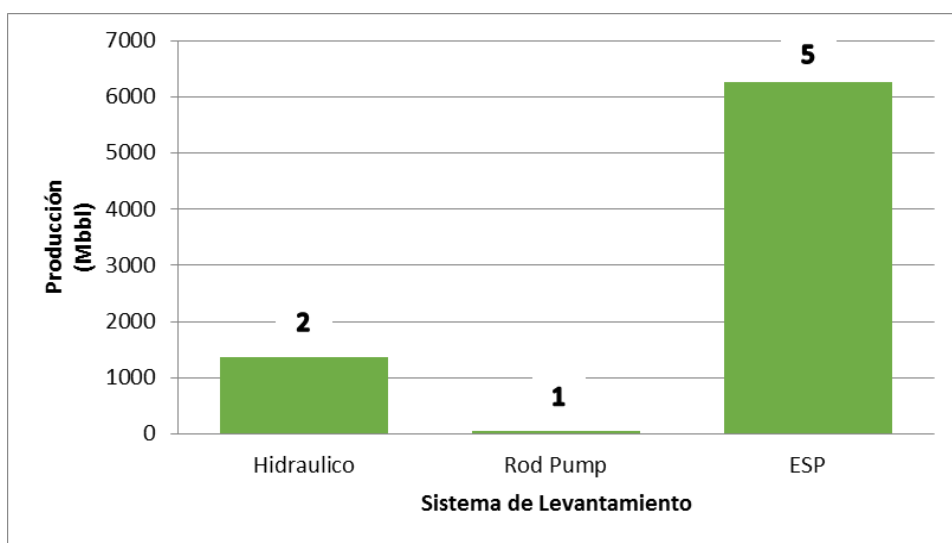
**Figura 14.** Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena BT

La producción de la Arena T de este campo cuenta con 5 pozos, de los cuales 4 tienen una producción mediante bombeo electrosumergible, con un acumulado de petróleo de 5567 Mbbls, mientras un pozo tiene una completación para sistema de levantamiento tipo hidráulico con una producción acumulada de 9 Mbbls como se observa en la Figura 15.



**Figura 15.** Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena T

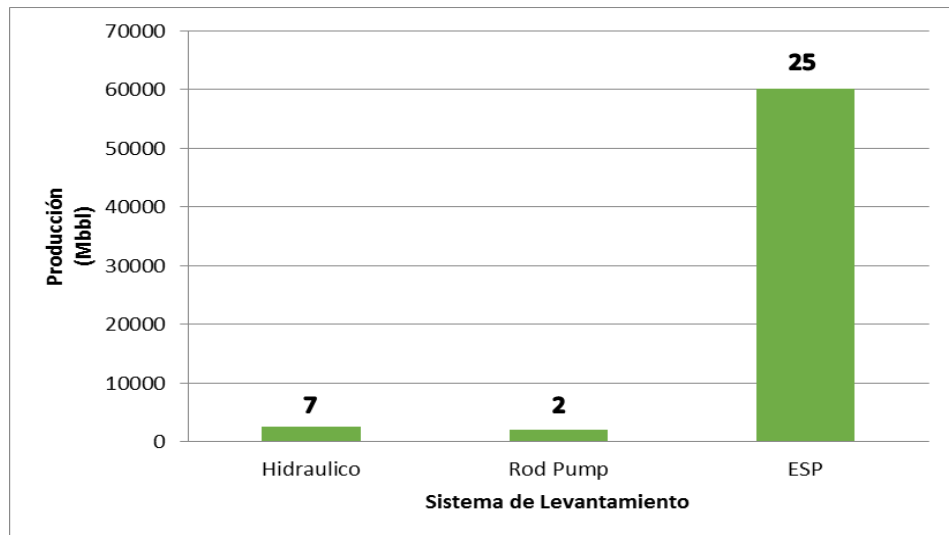
La producción de la Arena U de este campo cuenta con 8 pozos, de los cuales 5 tienen una producción mediante bombeo electrosumergible, con un acumulado de petróleo de 6260 Mbbbls, 2 pozos con completación de bombeo hidráulico con una producción acumulada de 1361 Mbbbls, mientras un pozo tiene una completación para sistema de levantamiento tipo hidráulico con una producción acumulada de 63 Mbbbls, como muestra la Figura 15



**Figura 16.** Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena U

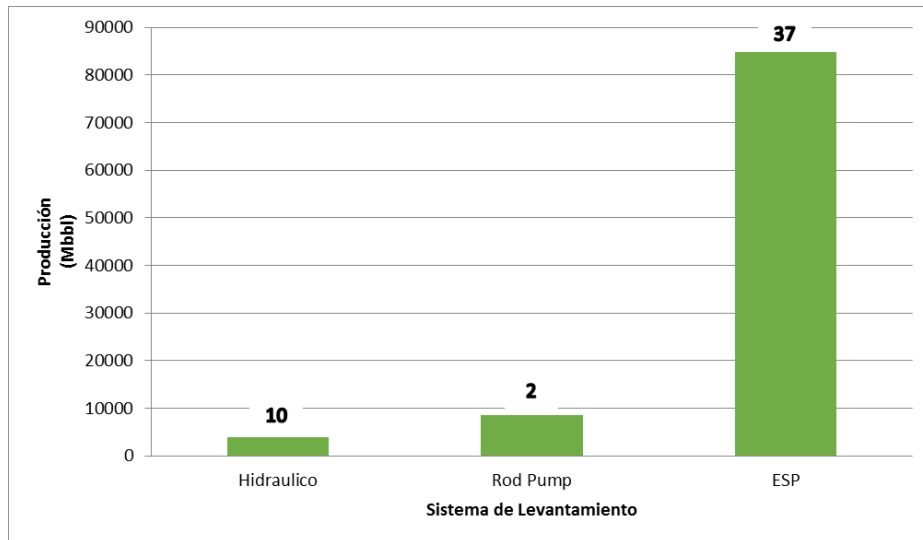
### 3.3.2 CAMPO SECOYA

En el Campo Secoya, la Arena T, tiene producción de 34 pozos, de los cuales 25 operan mediante bomba electrosumergible, teniendo una producción acumulada de 60142 Mbbls. El campo también cuenta con 7 pozos con sistema hidráulico con una producción acumulada de 2492 Mbbls y 2 pozos con Rod Pump (Tipo de sistema de bombeo mecánico) que tienen una producción acumulada de 1958 Mbbls, observado en la Figura 17



**Figura 17.** Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Secoya Arena T

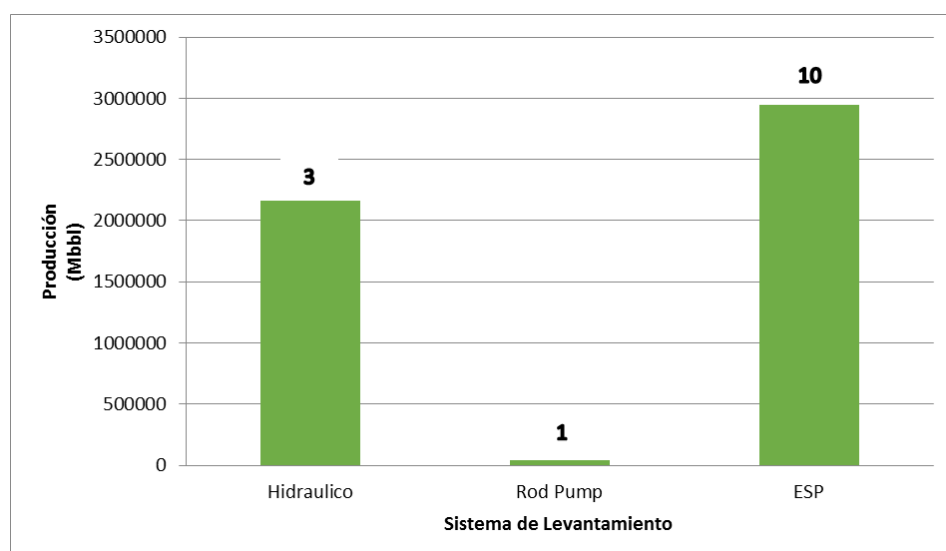
La Arena U por su parte tiene producción de 49 pozos, de los cuales 37 operan con bomba electrosumergible, teniendo una producción acumulada de 84719 Mbbls. El campo también cuenta con 2 pozos con sistema hidráulico con una producción acumulada de 8519 Mbbls y 10 pozos con Rod Pump que tienen una producción acumulada de 3963 Mbbls como muestra la Figura 18.



**Figura 18.** Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Secoya Arena U

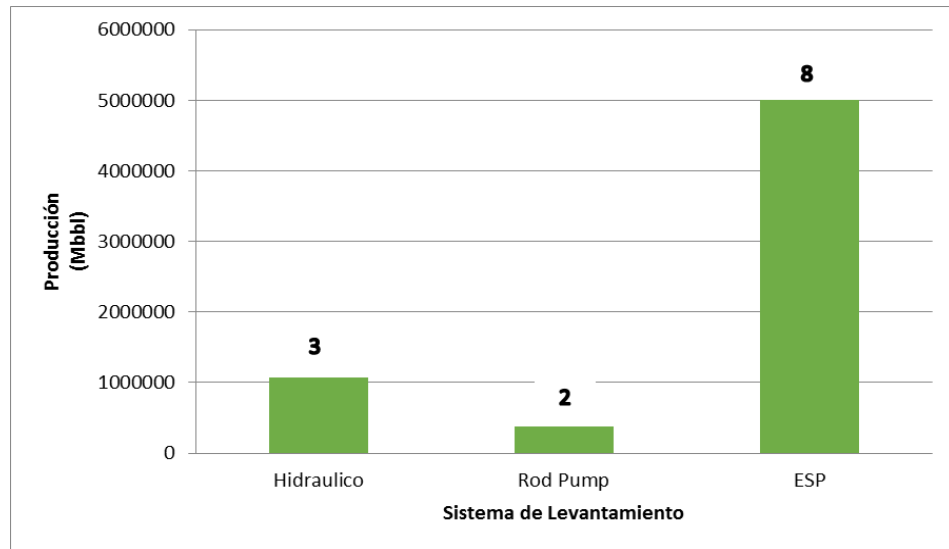
### 3.3.3 CAMPO TAPI

En el Campo Tapi, la Arena T produce por medio de tres sistemas de levantamiento artificial, el primero y con mayor número de pozos y producción es el Electrosumergible, con 8 pozos usando este método y una producción de 5 MMbbbls de petróleo acumulado, el segundo en importancia es el Hidráulico, con 3 pozos y 1 MMbbbls de petróleo acumulado y por último el Rod Pump, con 2 pozos y un acumulado de petróleo de 374384 Mbbbls, observado en la Figura 19.



**Figura 19.** Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Tapi Arena T

En tanto que la Arena U produce por medio de tres sistemas de levantamiento artificial, el primero y con mayor número de pozos y producción es el electrosumergible, con 10 pozos usando este método y una producción de 2 MMbbls de petróleo acumulado, el segundo en importancia es el hidráulico, con 3 pozos y 2 MMbbls de petróleo acumulado y por último el Rod Pump, con 1 pozo y un acumulado de petróleo de 41978 Mbbls, como se muestra en la Figura 20



**Figura 20.** Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Tapi Arena U

### 3.4 HISTORIAL DE LOS POZOS FRONTERA 6, SECOYA 12 Y TAPI 6.

#### 3.4.1 POZO FRONTERA 6

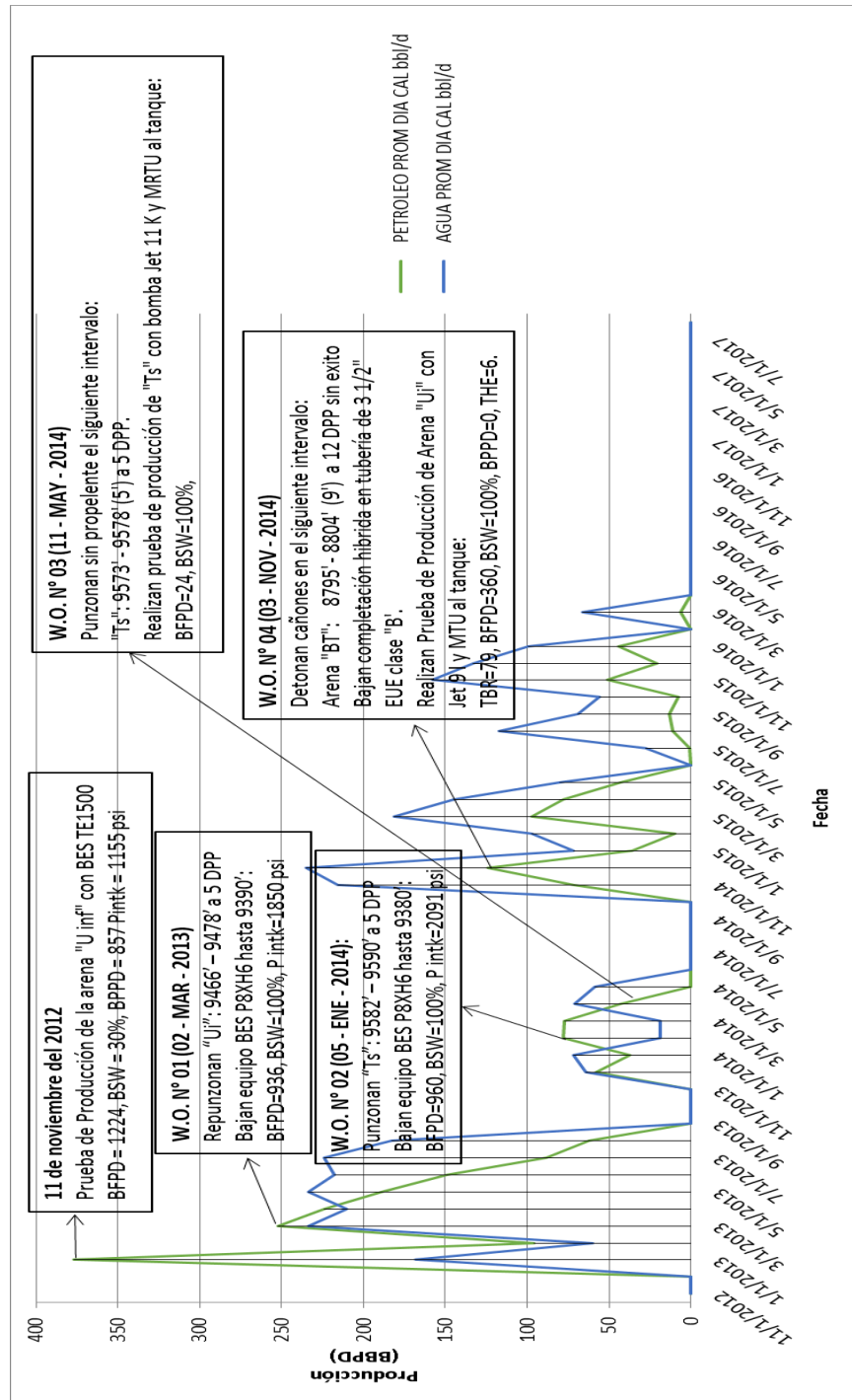


Figura 21. Historial de producción pozo Frontera 6

El pozo comenzó su producción en la arena U con bomba BES en el año 2012, en Noviembre del 2013 se repunzona la arena para seguir produciendo de ésta. En Enero del 2014 se cañonea la arena T. En Noviembre del 2014 se cañonea la arena BT y se baja completación híbrida, también se vuelve a hacer una prueba de producción a la arena U, como muestra la Figura 21.

### 3.4.2 POZO SECOYA 12

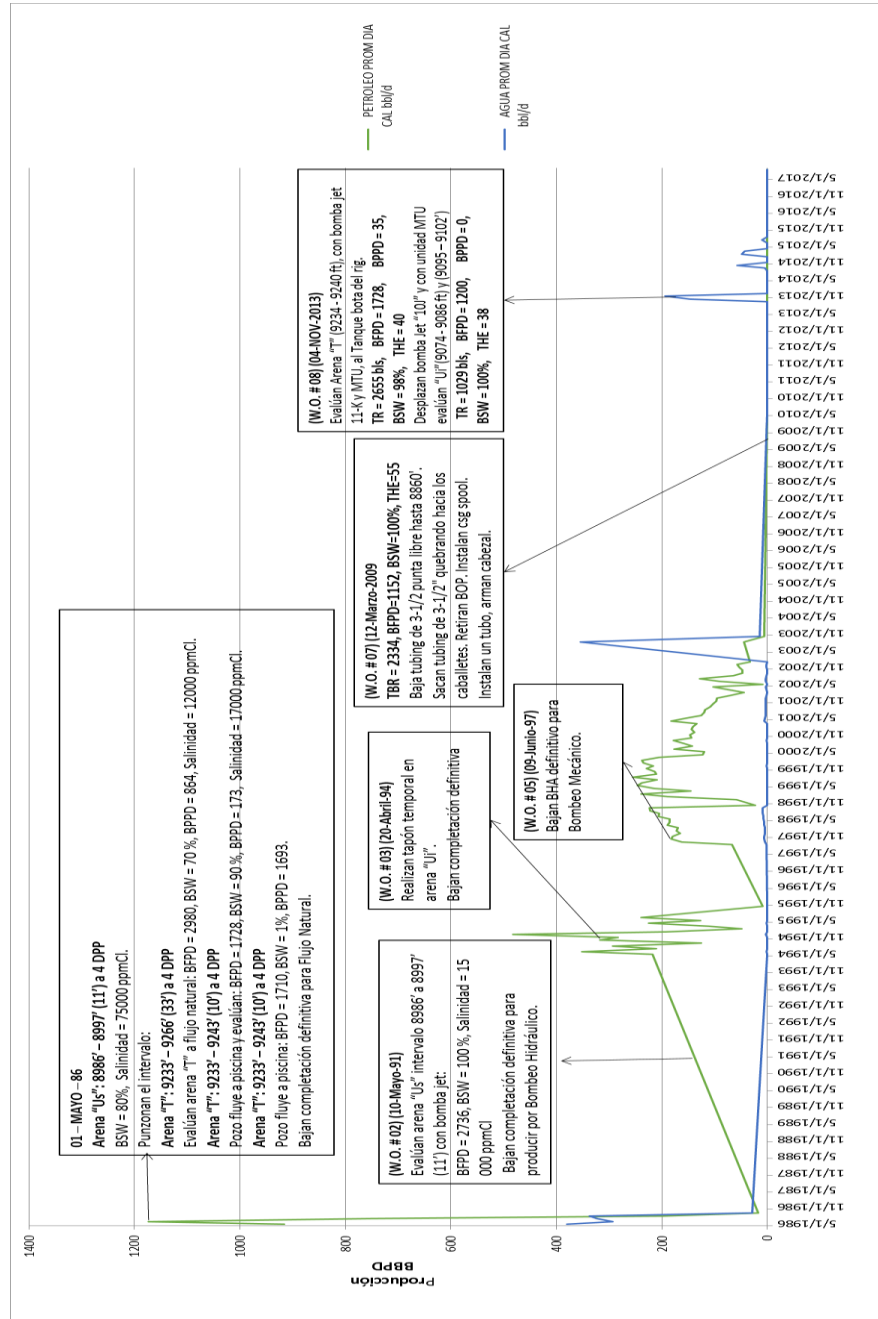


Figura 22. Historial de producción pozo Secoya 12



En Mayo de 1986 se cañonean las arenas U y T y se comienza a producir a flujo natural de la arena T con 1710 BFPD con 1% BSW. En Mayo de 1991 se baja completación para bombeo hidráulico por producción de 100% de agua y en Abril de 1994 se baja tapón temporal en arena U. En 1997 se completa con bombeo Mecánico. En Noviembre de 2013 se baja completación híbrida sin tener buenos resultados, como se observa en la Figura 22.

### 3.4.3 POZO TAPI 6

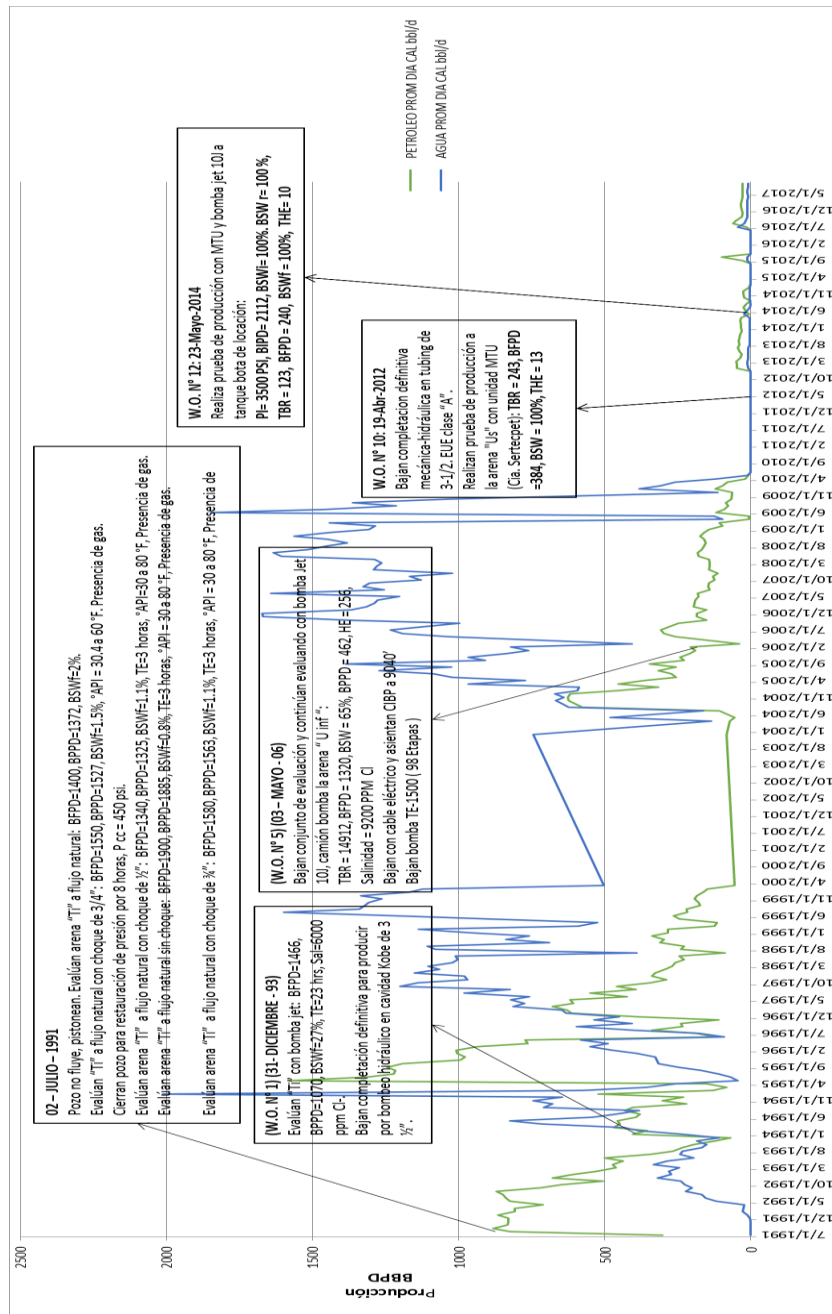


Figura 23. Historial de producción pozo Tapi 6

En julio de 1991 el pozo es pistoneado en la arena T y se prueba a flujo natural, teniendo 1580 BFPD con 1.1% de BSW. En Diciembre de 1993 se baja completación híbrida para producir de la arena T. En Mayo de 2006 se cañonea la arena U y se baja tapón CIBP para aislar la arena T. Posteriormente en Abril de 2012 se baja completación híbrida para producir de la arena U teniendo resultados no satisfactorios, BSW = 100%, como muestra la Figura 23.

### 3.5 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO DEPENDIENDO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS Y RESERVORIO.

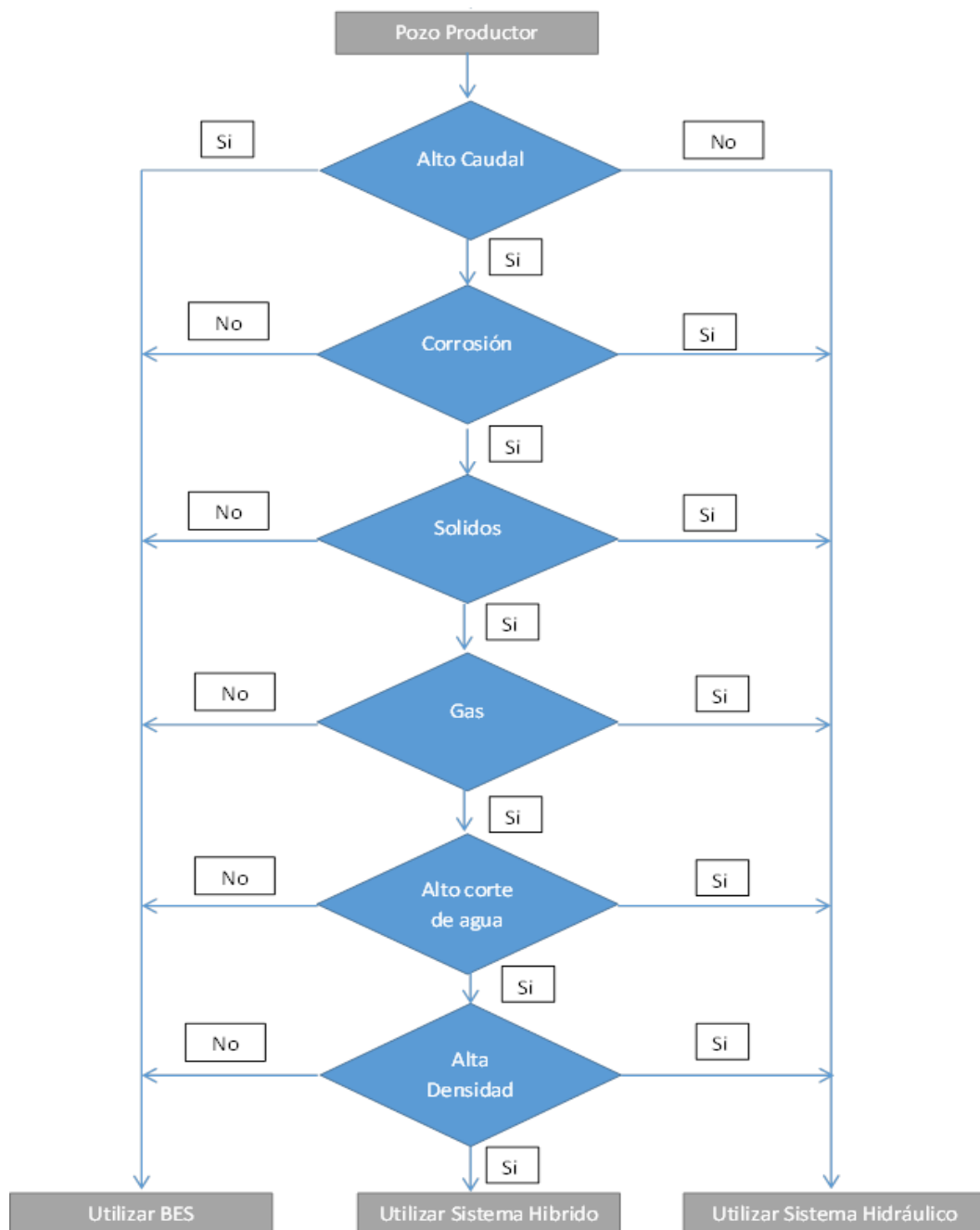
Tabla 3. Selección de Sistemas de Levantamiento

	Rod Lift	Cavidad Progresiva	Gas Lift	Plunger Lift	Hidráulico tipo pistón	Hidráulico tipo Jet	Eléctrico Sumergible
<b>Profundidad Operativa</b>	100'-16000' TVD	2000'-6000' TVD	5000'-15000' TVD	1000'-19000' TVD	7500'-17000' TVD	5000'-15000' TVD	1000'-15000' TVD
<b>Volumen Operativo</b>	5-5000 BPD	5-4500 BPD	50-30000 BPD	1-200 BPD	50-4000 BPD	300-> 15000 BPD	200-30000 BPD
<b>Temperatura Operativa</b>	100°-550° F	75°-250° F	100°-400° F	120°-500° F	100°-500° F	100°-500° F	100°-400° F
<b>Manejo de Corrosión</b>	Bueno a Excelente	Regular	Bueno a Excelente	Excelente	Bueno	Excelente	Bueno
<b>Manejo de Gas</b>	Malo a Regular	Bueno	Excelente	Excelente	Regular	Bueno	Malo a Regular
<b>Manejo de Sólidos</b>	Malo a Regular	Excelente	Bueno	Malo a Regular	Malo	Bueno	Malo a Regular
<b>API</b>	>8° API	<35° API	>15° API	>12° API	>8° API	>8° API	>10° API

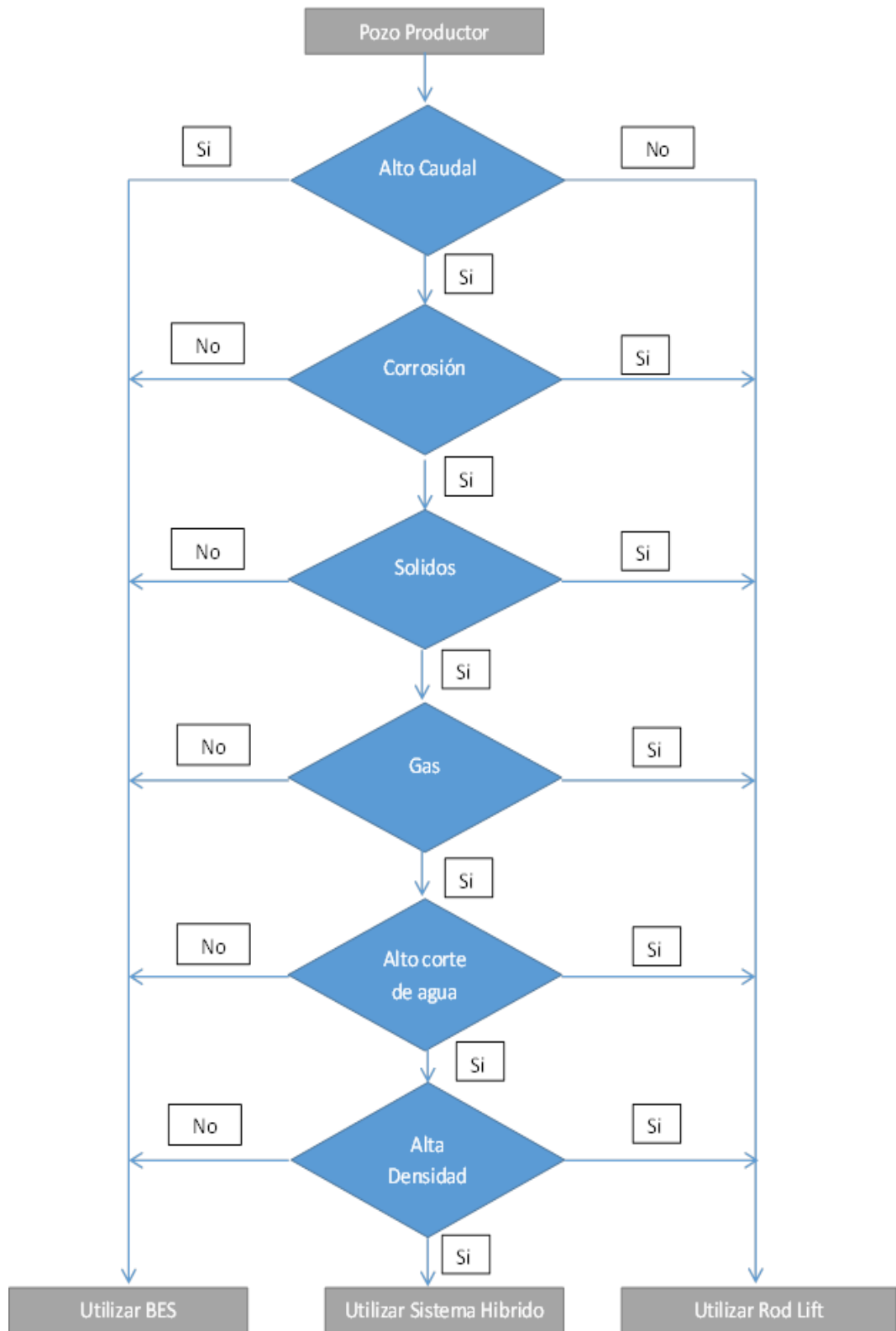
Para una correcta selección del mejor sistema de levantamiento artificial a usar en un pozo y en mayor medida en caso de la elección de un sistema híbrido, es indispensable conocer las características del reservorio y pozo. Se debe tener en cuenta datos como las características de los fluidos que se

maneja, el corte de agua, los sólidos que se producirán junto con el fluido y si existe gas. En cuanto al pozo es importante saber el perfil del pozo, el ángulo de desviación de éste, el dog leg máximo (ángulo de construcción máximo de curva) que se tiene para el asentamiento de bombas y la profundidad del pozo y de asentamiento de las bombas.

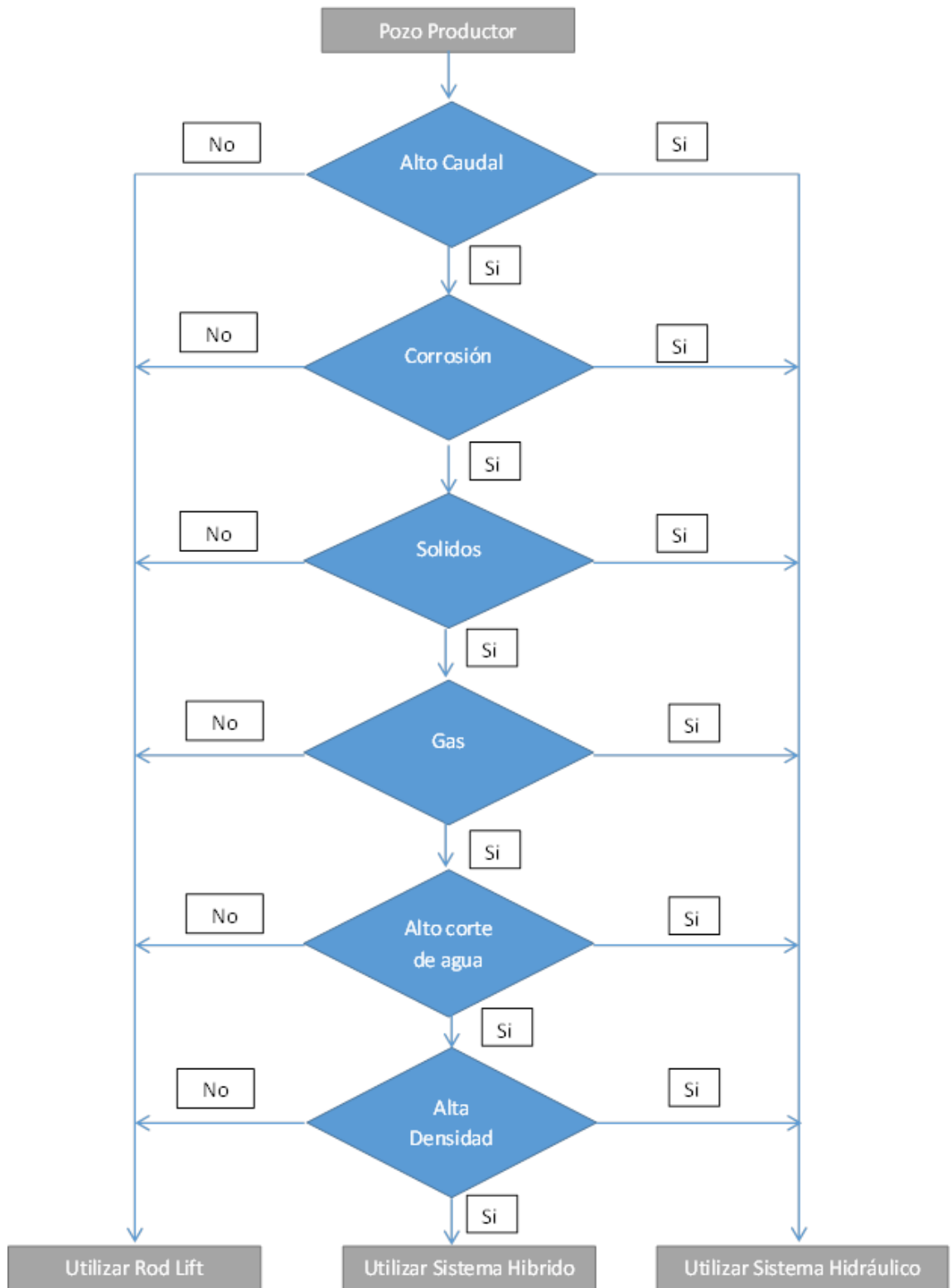
### 3.6 ÁRBOL DE DECISIÓN DEL TIPO DE SISTEMA HÍBRIDO.



**Figura 24.** Selección Sistema Híbrido BES-Hidráulico



**Figura 25.** Selección Sistema Híbrido BES-Rod Lift



**Figura 26.** Selección Sistema Híbrido Rod Lift-Hidráulico

### 3.7 RESULTADOS DEL SISTEMA HÍBRIDO ROD PUMP CON HIDRÁULICO – APLICACIÓN EN LOS POZOS FRONTERA 6, SECOYA 12 Y TAPI 6.

Los campos Frontera, Secoya y Tapi, han sido seleccionados para la implementación de ésta nueva tecnología por la baja productividad que tienen sus pozos. Como características generales de estos campos, se tiene alto corte de agua, alta producción de sólidos que son algo corrosivos.

Durante la fase de selección del sistema adecuado de levantamiento artificial, se hizo la evaluación de las propiedades del yacimiento, geometría del pozo, facilidades de superficie disponibles y propiedades de los fluidos producidos. Considerando todos estos criterios, se concluyó que el método híbrido Rod Pump – Hidráulico era la mejor selección.

#### 3.7.1 POZO FRONTERA 6

La producción de agua del pozo Frontera 6 aumentó desde el inicio de su producción, se lo ha corregido con intervenciones en el pozo pero sin éxito ya que después de los reacondicionamientos ha vuelto a aumentar el corte de agua y en la actualidad alcanza el 100%. La completación híbrida no logró contrarrestar el problema del alto corte de agua.

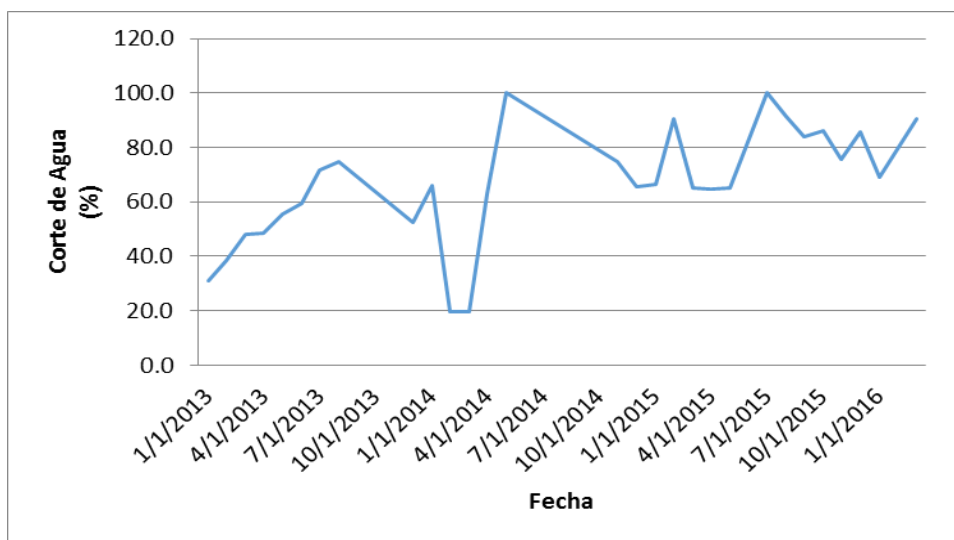


Figura 27. Corte de Agua Pozo Frontera 6

### 3.7.2 POZO SECOYA 12

El Pozo Secoya 12 comenzó su producción con un corte de agua de 20% y llegó al 60%; poco después de iniciada su producción, este pozo producía a flujo natural de las arenas T y U, posteriormente se bajó completación de Bombeo Hidráulico para producir de la arena U, por esa razón se evidencia la disminución del corte de agua. Después se vuelve a producir de la arena T usando el sistema híbrido, y el corte de agua aumenta alcanzando el 100%.

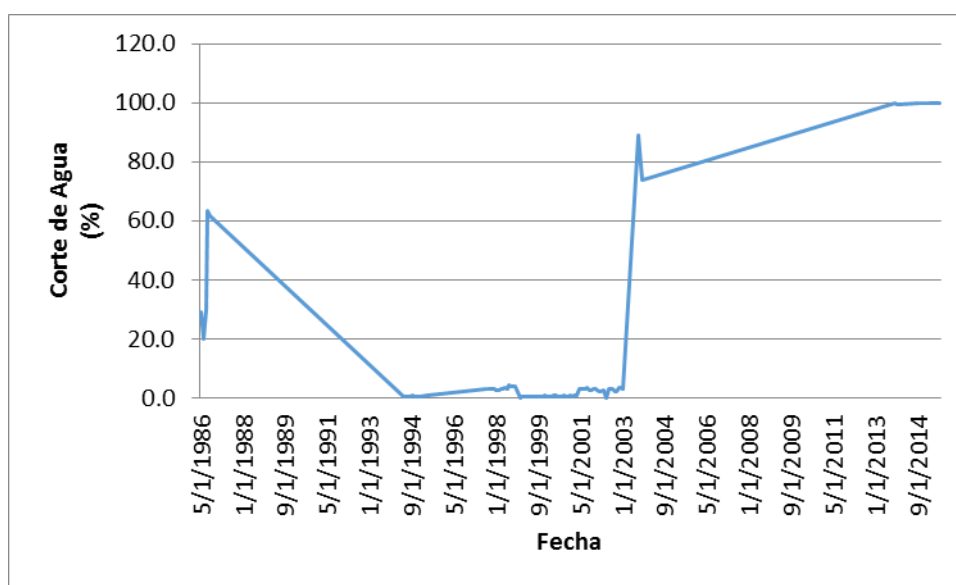


Figura 28. Corte de Agua Pozo Secoya 12

### 3.7.3 POZO TAPI 6

El pozo Tapi 6 produce de la arena T, la cual tiene un acuífero activo, razón por el cual se observa el rápido aumento de corte de agua en su historial de producción como se observa en la Figura 29. El problema de producción de agua se lo ha intentado tratar mediante los reacondicionamientos, los cuales han presentado una solución transitoria. Se intentó solucionar este problema con la aplicación del sistema híbrido Mecánico-Hidráulico, observado en la Figura 29.

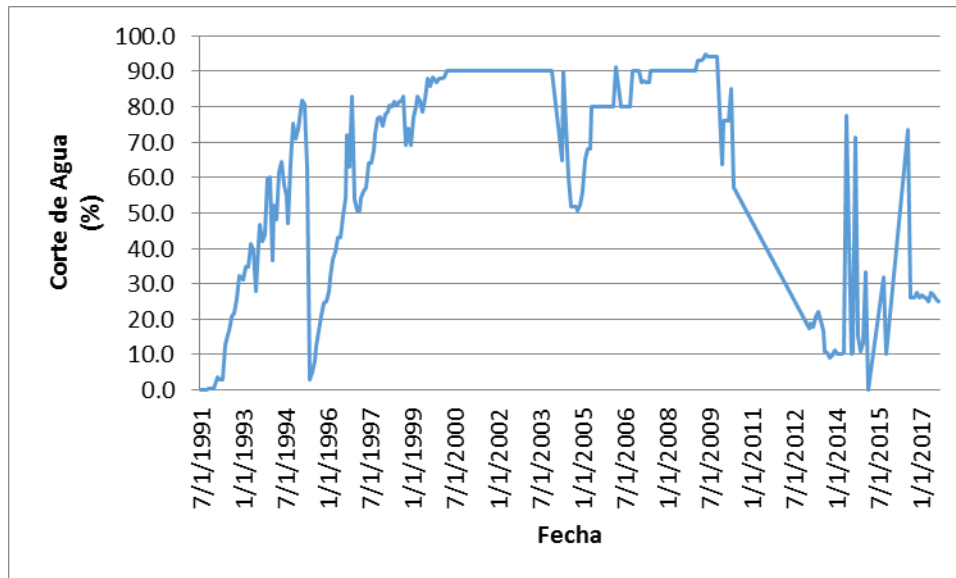


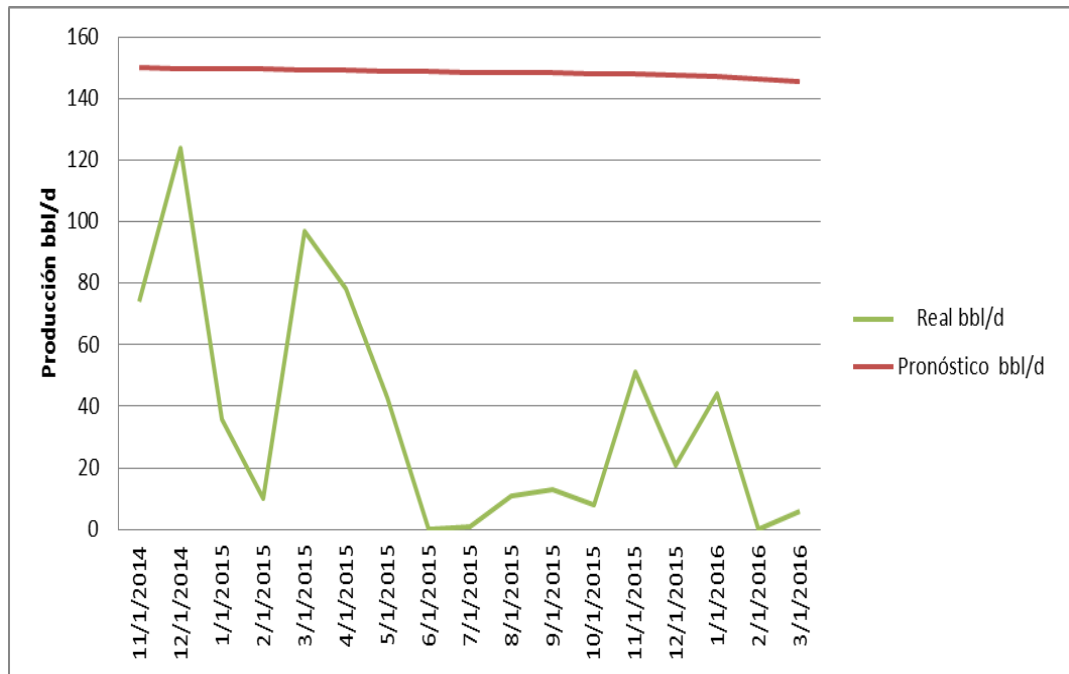
Figura 29. Corte de Agua Pozo Tapi 6

### 3.8 ANÁLISIS DEL PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN Y LOS RESULTADOS REALES DE LOS POZOS FRONTERA 6, SECOYA 12 Y TAPI 6.

#### 3.8.1 POZO FRONTERA 6

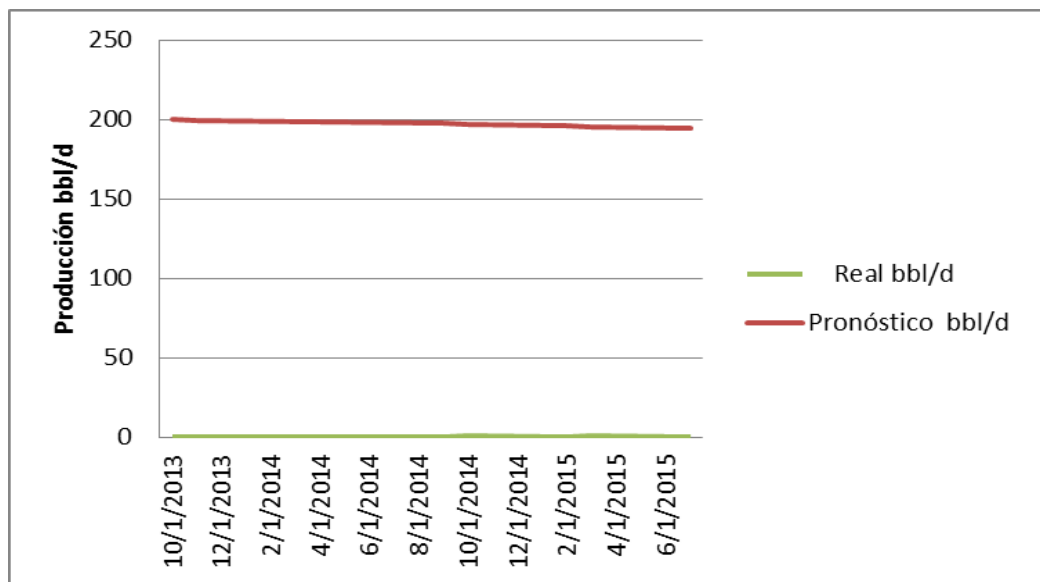
El pozo Frontera 6 tuvo un pronóstico de producción de 150 bbl/d al inicio de la completación híbrida seguido de una declinación de producción. Posterior a la completación el pozo tuvo un tiempo de cierre, en su apertura comenzó su producción con 74 bbl/d y aumento su producción hasta 124 bbl/d en un mes. Posteriormente el pozo declino su producción de forma rápida y en 2016 llego a 6 bbl/d lo cual no resulto rentable y el pozo cerró como se muestra en la Figura 30.





**Figura 30.** Producción pronosticada vs Producción real pozo Frontera 6

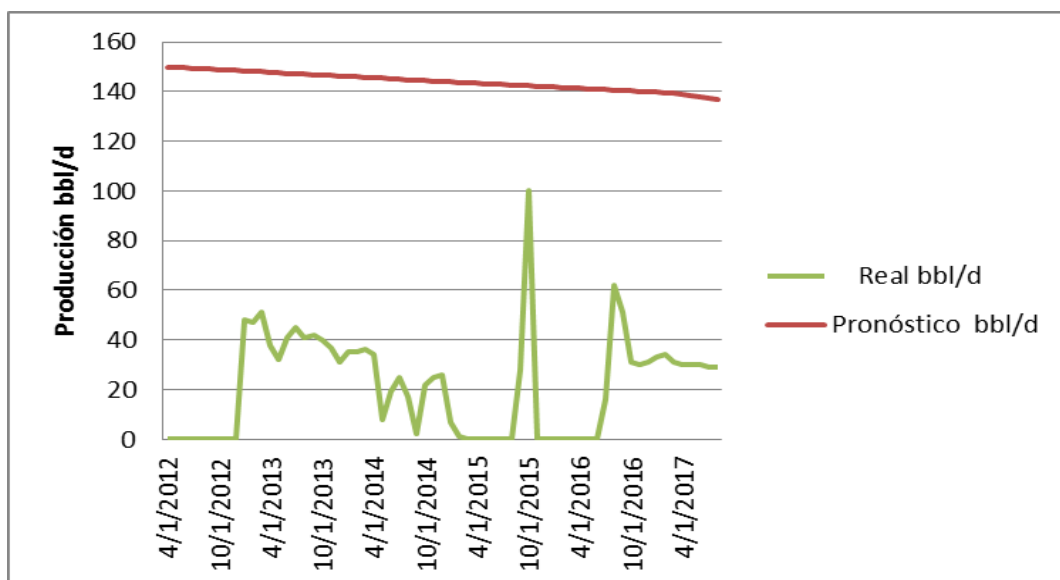
### 3.8.2 POZO SECOYA 12



**Figura 31.** Producción pronosticada vs Producción real pozo Secoya 12

El pozo Secoya 12 tuvo un pronóstico de producción de 200 bbl/d. La completación híbrida en el pozo no presentó producción y presentó una conificación ya que en sus aperturas el BSW fue de 100% característica por la cual se cerró el pozo.

### 3.8.3 POZO TAPI 6



**Figura 32.** Producción pronosticada vs Producción real pozo Tapi 6

El pozo Tapi 6 tuvo una reacción al sistema híbrido implementado, su pronóstico de producción fue de 150 bbl/d. El pozo permaneció cerrado los primeros 6 meses luego de la completación y comenzó su producción con 48 bbl/d, su máximo de producción llegó en 2015 cuando aportó 100 bbl/d. El pozo continúa en producción con sistema híbrido hasta la fecha, se han realizado reacondicionamientos por problemas mecánicos pero no se ha cambiado la completación híbrida.

## 3.9 ANÁLISIS ECONÓMICO

### 3.9.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Para el proyecto de se tomaron en cuenta los costos asociados para su implementación en los tres pozos analizados, Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6.

**Tabla 4.** Resumen de Inversiones en los Pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6.

Resumen de Inversiones en los Pozos					
Frontera 6		Secoya 12		Tapi 6	
Inversiones de Capital \$		Inversiones de Capital \$		Inversiones de Capital \$	
Pulling de Bomba	350,000	Pulling de Bomba	350,000	Pulling de Bomba	350,000
Bombeo Mecanico	170,000	Bombeo Mecanico	170,000	Bombeo Mecanico	170,000
Bombeo Hidráulico	150,000	Bombeo Hidráulico	150,000	Bombeo Hidráulico	150,000
Total de Inversión	670,000	Total de Inversión	670,000	Total de Inversión	670,000

### 3.10 RESUMEN ECONÓMICO

**Tabla 5.** Resumen Económico del Proyecto

Resumen Económico								
Frontera 6			Secoya 12			Tapi 6		
	Pronostico	Real		Pronostico	Real		Pronostico	Real
<b>Inversión</b>	\$670,000	\$670,000	<b>Inversión</b>	\$670,000	\$670,000	<b>Inversión</b>	\$670,000	\$670,000
<b>VAN 10%</b>	\$71,956	\$504,459	<b>VAN 10%</b>	\$240,466	\$670,000	<b>VAN 10%</b>	\$71,956	\$564,533
<b>TIR</b>	6.03%	-62.98%	<b>TIR</b>	3.96%	-	<b>TIR</b>	6.03%	-52.17%
<b>Recuperación de Inversión</b>	\$598,044	\$165,541	<b>Recuperación de Inversión</b>	\$429,534	\$0	<b>Recuperación de Inversión</b>	\$598,044	\$105,467
<b>Tiempo de Pago</b>	3 años	12 años	<b>Tiempo de Pago</b>	2 años	12 años	<b>Tiempo de Pago</b>	3 años	12 años

Las inversiones hechas en los tres pozos son las mismas ya que se completaron con el mismo sistema híbrido, combinación de Bombeo Mecánico e Hidráulico, y éstas corresponden a \$670,000, tomando en cuenta que esta completación en promedio se cambia a los 15 años.

**Tabla 6.** Resumen costo-beneficio de la implementación de sistemas híbridos en los pozos Frontera 6, Secoya 12 y Tapi 6

Pozo	Producción Real bbl/d	Producción Pronóstico bbl/d	Ganancia real	Ganancia esperada
Frontera 6 Noviembre del 2014-Marzo del 2016	617	2523.267988	\$33,857.14	\$122,633.55
Secoya 12 Octubre del 2013-Julio del 2015	2	1379.245377	\$144.16	\$106,349.39
Tapi 6 Abril del 2012-Agosto del 2017	1380	9366.991457	\$198,403.94	\$1,350,638.67

El pozo Frontera 6 se cerró en marzo del 2016 debido a que las condiciones de producción presentaban BSW de 100%, el pozo recaudo \$91,857.14.

Por su parte el pozo Secoya 12 en su tiempo de producción después de la implementación del sistema híbrido, de Octubre del 2013 a Julio del 2015 únicamente apporto 2 barriles de petróleo.

En el caso del pozo Tapi 6, este pozo sigue produciendo a la fecha, 1 de Agosto del 2017. El pozo ha generado \$198,403.94 entre Abril del 2012 a Agosto del 2017.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- Los campos en los cuales se desarrolla esta investigación son campos maduros, los cuales ya han alcanzado su producción máxima y están en etapa de declinación en su producción.
- Es de vital importancia la selección adecuada del tipo de levantamiento que se va a usar en los pozos, considerando todas las características del reservorio y del fluido que se va a manejar.
- En el campo Frontera la producción de agua alcanza el 65% de la producción acumulada y presenta un acuífero activo por lo cual en su completación se debe tomar en cuenta un sistema de levantamiento artificial que tenga un buen manejo del agua.
- El campo Secoya presenta una situación más favorable para su producción dado que el acumulado de petróleo es aún mayor que el del agua con un 51% y es de vital importancia la selección de un sistema de levantamiento que nos permita evitar conificaciones en los pozos y mantener la producción de petróleo por encima de la del agua.
- El campo Tapi presenta una producción de agua del 64% del total acumulado por lo que el sistema de levantamiento que se debe seleccionar tendrá que ir acorde a la producción de agua que se tiene en el campo.
- Los campos Frontera y Secoya tienen su mayor producción de la Arena U mientras que el campo Tapi produce mayoritariamente del área T.
- En los 3 campos se puede notar la presencia de acuíferos activos, los cuales se hacen evidentes debido a la producción de agua y también observando el comportamiento de la presión durante la vida productiva del campo, la cual no ha decaído.
- Ninguno de los campos tiene producción de gas, ya que la presión de reservorio es mayor a la presión de burbuja.

- Los sistemas de levantamiento más usados en el campo son el sistema BES y el Hidráulico, ésto debido a la presencia de alto corte de agua en la producción. También se encuentra el sistema Rod Pump en menor cantidad.
- Los sistemas artificiales híbridos buscan minimizar los requerimientos de energía y a su vez optimizar la producción como resultado de la combinación de dos sistemas artificiales de producción convencionales.
- El pozo Frontera 6 tiene una completación híbrida de bombeo mecánico con bombeo hidráulico, sigue en producción pero la completación híbrida no ha generado mayor aumento en la producción y es posible que el pozo tenga una completación final con bombeo mecánico únicamente lo cual, dadas las condiciones de los reservorios y de producción no es lo más recomendable.
- El pozo Secoya 12 no registra producción y se encuentra cerrado, en el último reacondicionamiento reportó corte de agua de 100%. La completación híbrida para este pozo no ayudó a la producción de crudo ni a evitar el aumento del corte de agua.
- El pozo Tapi 6 presenta una completación híbrida de bombeo mecánico e hidráulico la cual fue bajada en el año 2012 y no presentó una mejoría en la producción de crudo.
- Los sistemas híbridos en los campos se aplicaron una vez que la producción de los pozos ya comenzó a decaer por lo cual su aplicación no fue la más adecuada.
- La selección de los sistemas híbridos aplicada en los pozos mencionados no fue la mejor ya que se tiene alto corte de agua; los cuales han sido completados con sistemas Mecánicos en conjunto con Hidráulicos sin tener en cuenta la aplicación de cada uno de ellos.
- El pozo Frontera 6 tuvo un TIR de 6.03%, una recuperación de la inversión de \$598,044 y el tiempo de pago de 3 años. En la realidad estos parámetros no se iban a cumplir debido a las características en la producción del pozo posterior a la implementación del sistema y se procedió a cambiar la tecnología ya que no sería rentable.
- El pozo Secoya 12 tuvo un TIR de 63.96%, una recuperación de la inversión de \$429,534 y el tiempo de pago de 2 años. De igual

manera en la realidad estos parámetros no se cumplieron, el pozo solo tuvo producción de agua y se procedió a cambiar la tecnología ya que no sería rentable mantenerla y perder la producción de un pozo.

- En el caso del pozo Tapi 6, éste tuvo un TIR de 6.03%, una recuperación de la inversión de \$598,044 y el tiempo de pago de 3 años. La completación tampoco resulto favorable y el pozo solo produjo agua por lo cual se decidió cerrarlo y buscar otra intervención para poder recuperar el crudo que aún era posible de extraer.
- El pozo Frontera 6 se cerró en marzo del 2016 debido a que las condiciones de producción presentaban BSW de 100%, el pozo generó con su producción \$91,857.14.
- Por su parte el pozo Secoya 12 en su tiempo de producción después de la implementación del sistema híbrido, de Octubre del 2013 a Julio del 2015 únicamente apporto 2 barriles de petróleo.
- En el caso del pozo Tapi 6, este pozo sigue produciendo a la fecha, 1 de Agosto del 2017. El pozo ha generado \$198,403.94 con su producción entre Abril del 2012 a Agosto del 2017.

## **4.2 RECOMENDACIONES**

- Se recomienda estudiar el sistema híbrido entre BES e Hidráulico en campos de estas características.
- Se debe estudiar sistemas híbridos de levantamiento artificial que sean combinaciones para manejar la producción de BSW y también las propiedades del crudo, por ejemplo inyección de gas y BES.
- Se debe analizar la combinación de sistemas híbridos conjuntamente con recuperación secundaria y terciaria, como por ejemplo la aplicación de sistemas híbridos con inyección de agua.
- Antes de la aplicación de los sistemas de levantamiento se debe hacer una valoración de las arenas productoras, caracterizar que tipo de producción va a manejar el pozo para que el sistema sea el más eficiente.

- Los pozos de estos campos son profundos y al manejar una producción significativa de agua e recomendable estudiar el sistema de levantamiento mecánico para pozos profundos.
- Para la aplicación de esta tecnología se debe tener bien caracterizada la producción del pozo y del campo para poder elegir el sistema híbrido más adecuado.
- Este sistema es efectivo cuando el pozo aun no llega a la producción de un BSW elevado por lo que se lo recomienda para completaciones iniciales.



## **5. BIBLIOGRAFÍA**

## 5. BIBLIOGRAFÍA

Aguilar, L. (2014). *Estudio de confiabilidad en los equipos de bombeo electrosumergible, mediante el análisis de fallas en los bloques 14 Y 17*. Quito, Pichincha, Ecuador.

Davison, M. (2010). Ensuring Production in the Malaysian F6 Field Using Fiel Monitoring and Geomechanical Forecasting. *Proceedings of International Oil and Gas Conference Exhibition in China IOGCEC*. IOGCEC.

Gómez, J. (2012). *Aplicaciones del sistema artificial de producción híbrido ESPCP: Bomba de cavidades progresivas asistida por un motor eléctrico sumerdo*. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.

Hirschfeldt, M., Bertomeu, F., Delgado, P., & Orozco, G. (2016). Producción, Optimización y Gestión de Campos Hidrocarburíferos. *OilProduction*.

López, A., & López, J. (2012). Using a New Hybrid Artificial Lift System for Mature Heavy Oil Fields. *Society of Petroleum Engineers*, 7.

López, J., & Sámano, C. (2011). *Nuevos desarrollos en el bombeo de cavidades progresivas para la optimización de la producción de pozos de aceite*. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.

OilProduction. (s.f.). *Capítulo VII: Bombeo Hídrico Tipo Jet (A Chorro)*. Obtenido de OilProduction: [oilproduction.net/files/teoria\\_jet\\_pump.pdf](http://oilproduction.net/files/teoria_jet_pump.pdf)

Ortega, J. M. (2015). *Análisis Tecno - Económico para los sistemas de bombeo electrosumergible e hidráulico de los pozos de la Estación Shushuqui del Área Libertador*. QUITO: UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO.

Pérez, R., Estrada, C., Cuevas, M., & Olán, M. (2012). *Análisis de la declinación exponencial*. PEMEX.

PETROAMAZONAS EP. (2011). *Reservas Campo Libertador*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2014). *Sumario Petrofísico Campo Libertador*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Completación Pozo Frontera 6*. Quito.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Completación Pozo Secoya 12*. Quito.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Completación Pozo Tapi 6*. Quito.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Historial de producción pozo Frontera 6*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Historial de producción pozo Secoya 12*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Historial de producción pozo Tapi 6*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Presiones del Campo Tapi - Arena BT*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Presiones del Campo Tapi - Arena T*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena BT*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena T*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Secoya Arena T*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Tapi Arena T*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, a. (2017). *Presiones Campo Frontera - Arena T*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, b. (2017). *Presiones de Campo Secoya - Arena T*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, c. (2017). *Presiones del Campo Tapi - Arena U*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, d. (2017). *Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Frontera Arena U*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, e. (2017). *Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Secoya Arena U*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, f. (2017). *Producción por Sistema de Levantamiento Artificial - Campo Tapi Arena U*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, g. (2017). *Historial de producción pozo Frontera 6*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, h. (2017). *Historial de producción pozo Secoya 12*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP, i. (2017). *Historial de producción pozo Tapi 6*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Presiones Campo Frontera - Arena U*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Presiones de Campo Secoya - Arena U*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Producción Acumulada Campo Frontera*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Producción Acumulada Campo Secoya*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

PETROAMAZONAS EP. (2017). *Producción Acumulada Campo Tapi*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

Riaño, A. (2016). *Criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial*. México D.F.

Roca, R., & Perero, D. (2016). *“Análisis técnico-económico para el cambio de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en el campo FICT”*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Rodríguez, J. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Anzoátegui: Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

Vargas, C. (2012). *Componentes de bombeo mecánico su uso y aplicación en Chicontepec*. México: Universidad Autónoma de México .

## **6. ANEXOS**

# 6. ANEXOS

## ANEXO 1.

### MODELO ECONÓMICO POZO FRONTERA 6 –PRONÓSTICO

PERIODO	CORRIDA FINANCIERA PROSPECTIVA POZO FRONTERA 6																
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026		
Prod. BOPD	-	150.00	147.36	145.17	143.40	141.27	138.78	136.72	135.05	133.04	130.70	128.75	127.18	125.29	123.09	121.25	TOTAL
Producción Total Cuido (Bariles)	-	54,750	53,787	52,996	52,341	51,562	50,655	49,501	48,293	46,959	47,705	46,995	46,422	45,731	44,927	44,258	739,872
Producción Total Agua (Bariles)	-	23,464	23,662	22,708	22,482	22,098	21,709	21,386	21,126	20,811	20,445	20,141	19,895	19,599	19,254	18,985	317,088
Ingresos Totales	-	2,596,390	2,540,888	2,510,059	2,472,889	2,435,789	2,392,942	2,357,323	2,328,601	2,293,927	2,263,284	2,220,044	2,192,275	2,160,532	2,122,351	2,090,748	34,951,953
Margen de Soberanía	-	646,598	635,224	625,765	618,147	608,947	598,236	589,331	582,150	573,482	565,396	555,011	548,244	540,083	530,588	522,687	8,737,888
Costo de Transporte	-	78,293	76,915	75,770	74,848	73,734	72,437	71,358	70,489	69,439	68,218	67,203	66,383	65,395	64,246	63,289	1,058,017
Comercialización	-	2,738	2,689	2,649	2,617	2,578	2,533	2,495	2,465	2,428	2,385	2,350	2,321	2,287	2,246	2,213	36,994
Ley 10	-	54,750	53,787	52,996	52,341	51,562	50,655	49,501	48,293	46,959	47,705	46,995	46,422	45,731	44,927	44,258	739,872
Ley 40	-	2,738	2,689	2,649	2,617	2,578	2,533	2,495	2,465	2,428	2,385	2,350	2,321	2,287	2,246	2,213	36,994
Fluj. Petroamazonas	-	1,801,275	1,789,582	1,743,239	1,722,019	1,696,390	1,666,550	1,641,743	1,621,740	1,597,591	1,569,485	1,546,136	1,527,284	1,504,500	1,478,068	1,456,088	24,341,789
Pago Contratista	-	711,750	689,231	688,818	680,433	670,306	658,615	648,713	640,809	631,267	620,165	-	-	-	-	-	6,650,007
FLUJO ESTADO	-	1,086,525	1,070,351	1,054,421	1,041,586	1,026,084	1,008,035	993,030	980,931	966,324	949,330	1,546,136	1,527,284	1,504,500	1,478,068	1,456,088	17,891,782
Ingresos	670,000	711,750.00	699,231.00	688,818.00	670,306.00	658,615.00	648,713.00	640,809.00	631,267.00	620,165.00	609,063.00	597,961.00	586,859.00	575,757.00	564,655.00	553,553.00	6,650,007.00
OPEX	-	440,591	432,832	426,386	421,186	414,927	407,628	401,560	396,668	390,761	383,889	378,175	373,264	368,004	361,534	356,150	5,953,856
Costos Variables US\$/bbl	8.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos	-	91,384	44,619	43,282	42,205	40,905	39,381	38,132	37,118	35,982	34,467	-	-	-	-	-	447,394
Flujo de caja	(670,000)	179,765	221,781	219,150	217,032	214,474	211,488	208,020	207,024	204,613	201,809	(378,175)	(373,264)	(368,004)	(361,534)	(356,150)	(421,243)
	-	(490,215)	(288,434)	(48,284)	167,749	382,223	583,719	807,739	1,009,763	1,214,376	1,416,165	1,038,010	684,445	286,441	(65,093)	(421,243)	-
VAN @ 0%		246,757															
VAN @ 10%	72	719,654.4															
VAN @ 12%	79	730,822.5															
VAN @ 15%	69	68,093.87															
TIR		6.02%															
Tiempo de Pago		3.00															

## ANEXO 2.

### MODELO ECONÓMICO POZO SECOYA 12 – PRONÓSTICO

PERIODO	CORRIDA FINANCIERA PROSPECTIVA POZO SECOYA 12																
	2013-2027	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Producción Total Curodo (Bariles)	-	200.00	196.48	193.56	191.20	188.35	185.04	182.28	180.07	177.38	174.27	171.67	169.58	167.05	164.12	161.67	<b>TOTAL</b>
Producción Total Agua (Bariles)	-	73.000	71.716	70.648	69.798	68.749	67.540	66.534	65.724	64.745	63.807	62.860	61.898	60.975	59.902	59.011	<b>986.695</b>
Producción Total Agua (Bariles)	-	31.286	30.735	30.278	29.909	29.464	28.946	28.515	28.167	27.748	27.280	26.854	26.527	26.132	25.672	25.230	<b>422.784</b>
Ingresos Totales	-	3,448,520	3,387,884	3,337,412	3,296,795	3,247,703	3,190,890	3,143,068	3,104,802	3,056,554	3,004,795	2,960,058	2,923,987	2,880,459	2,828,770	2,777,680	<b>46,602,024</b>
Margen de Sotermia	-	862,130	846,986	834,353	824,196	811,928	797,677	785,767	776,200	764,638	751,199	740,015	729,932	720,115	707,443	696,920	<b>11,650,906</b>
Costo de Transporte	-	104,330	102,554	101,027	99,797	98,311	96,582	95,144	93,985	92,595	90,958	89,604	88,511	87,194	85,660	84,336	<b>1,410,888</b>
Comercialización	-	3,650	3,650	3,596	3,489	3,377	3,237	3,226	3,226	3,237	3,180	3,133	3,085	3,049	2,995	2,951	<b>49,325</b>
Ley 10	-	73,000	71,716	70,648	69,798	68,749	67,540	66,534	65,724	64,745	63,807	62,860	61,898	60,975	59,902	59,011	<b>986,695</b>
Ley 40	-	3,650	3,650	3,532	3,489	3,437	3,377	3,327	3,286	3,237	3,180	3,133	3,085	3,049	2,995	2,951	<b>49,325</b>
Flujo Petrolerozonas	-	2,401,700	2,359,456	2,324,319	2,286,025	2,261,842	2,222,066	2,183,969	2,162,320	2,130,111	2,092,670	2,061,514	2,036,378	2,006,078	1,970,776	1,941,462	<b>32,455,886</b>
Pago Contratista	-	949,000	932,308	918,424	907,244	893,737	878,020	864,942	854,412	841,685	826,891	-	-	-	-	-	<b>8,866,663</b>
<b>FLUJO ESTADO</b>	-	1,482,700	1,427,148	1,405,895	1,388,781	1,368,105	1,344,046	1,324,027	1,307,908	1,288,428	1,265,779	1,261,514	1,248,378	1,236,078	1,207,776	1,241,462	<b>25,589,023</b>
<b>Ingresos</b>	0	949,000.00	952,338.00	918,424.00	907,244.00	893,737.00	878,020.00	864,942.00	854,412.00	841,685.00	826,891.00	-	-	-	-	-	<b>8,866,663.00</b>
<b>OPEX</b>	-	587,441	577,109	568,515	561,594	553,233	543,594	535,409	528,890	521,012	511,855	504,234	498,088	480,675	482,040	474,870	<b>7,938,466</b>
<b>Costos Variables US\$/bl</b>	-	121,845	74,544	72,761	71,326	69,592	67,574	65,895	64,543	62,909	61,009	-	-	-	-	-	<b>751,988</b>
<b>Impuestos</b>	-	239,713	280,655	277,148	274,324	270,912	266,942	263,639	260,979	257,764	254,027	(504,234)	(498,088)	(480,675)	(482,040)	(474,870)	<b>(473,801)</b>
<b>Flujo de caja</b>	(670,000)	(430,287)	(146,652)	127,516	401,840	672,752	938,884	1,203,333	1,464,312	1,722,076	1,976,103	1,477,869	973,783	483,108	1,069	(473,801)	
<b>WACC @ 0%</b>																	<b>196,159</b>
<b>WACC @ 10%</b>	240																<b>2,401,655.32</b>
<b>WACC @ 12%</b>	257																<b>257,087.10</b>
<b>WACC @ 15%</b>	253																<b>252,813.04</b>
<b>TIR</b>																	<b>3.96%</b>
<b>Tiempo de Pago</b>																	<b>2.00</b>

# ANEXO 3.

## MODELO ECONÓMICO POZO TAPI 6 – PRONÓSTICO

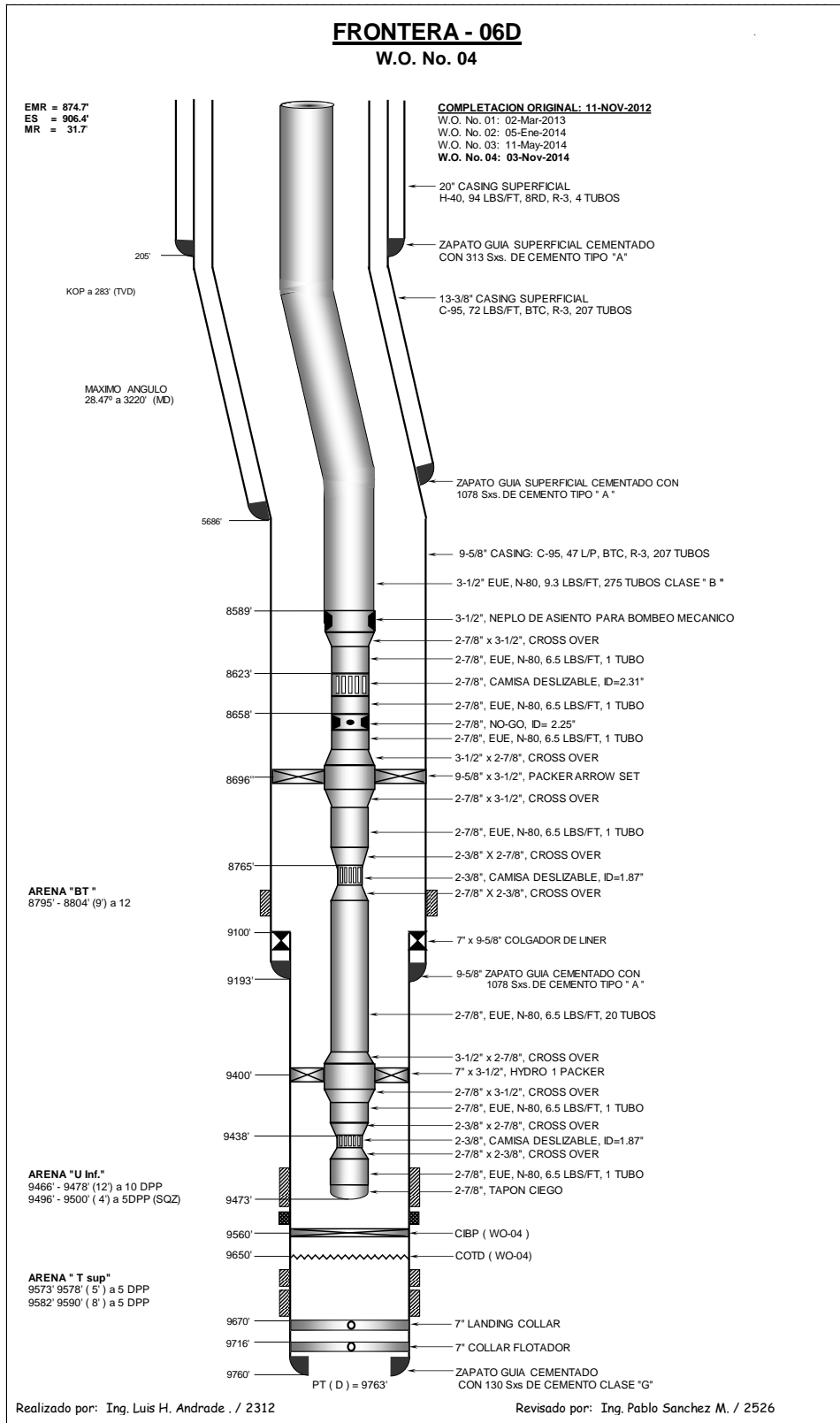
CORRIDA FINANCIERA PROSPECTIVA POZO TAPI 6																
PERIODO	2012-2026	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01	#DV/01
Producción Total Crudo (Barriles)	-	54,750	53,787	52,886	52,341	51,562	50,655	49,901	49,283	48,559	47,705	46,595	46,222	45,731	44,927	44,259
Producción Total Agua (Barriles)	-	23,464	23,052	22,708	22,432	22,098	21,709	21,386	21,126	20,811	20,445	20,141	19,895	19,599	19,254	18,968
Ingresos Totales	-	2,886,390	2,540,898	2,503,659	2,472,589	2,435,789	2,392,942	2,357,323	2,328,601	2,293,927	2,253,584	2,220,044	2,199,975	2,180,332	2,122,351	2,090,748
Margen de Sobrecarga	-	646,598	635,224	625,765	618,147	609,947	599,236	590,331	582,150	573,482	563,336	555,011	548,244	540,083	530,588	522,687
Costo de Transporte	-	78,293	76,815	75,770	74,848	73,734	72,437	71,358	70,489	69,439	68,218	67,203	66,383	65,395	64,246	63,289
Comercialización	-	2,738	2,889	2,866	2,817	2,578	2,533	2,495	2,465	2,428	2,385	2,350	2,321	2,287	2,246	2,213
Ley 10	-	54,750	53,787	52,886	52,341	51,562	50,655	49,901	49,283	48,559	47,705	46,595	46,222	45,731	44,927	44,259
Ley 40	-	2,738	2,889	2,866	2,817	2,578	2,533	2,495	2,465	2,428	2,385	2,350	2,321	2,287	2,246	2,213
Flujo Petroleras	-	1,801,275	1,769,592	1,743,239	1,722,019	1,696,390	1,666,550	1,641,743	1,621,740	1,597,591	1,569,485	1,546,136	1,527,284	1,504,550	1,478,098	1,456,088
Pago Contratación	-	711,750	699,231	688,618	680,433	670,306	658,515	646,713	640,809	631,267	620,165	-	-	-	-	-
<b>FLUJO ESTADO</b>	-	1,089,525	1,070,361	1,054,621	1,041,586	1,026,084	1,008,035	993,030	980,931	965,324	949,320	1,546,136	1,527,284	1,504,550	1,478,098	1,456,088
<b>Inversiones</b>	670,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>INGRESO CONTRATISTA</b>	\$ -	\$ 711,750.00	\$ 699,231.00	\$ 688,618.00	\$ 680,433.00	\$ 670,306.00	\$ 658,515.00	\$ 646,713.00	\$ 640,809.00	\$ 631,267.00	\$ 620,165.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
OPEX	-	440,581	432,832	428,386	421,196	414,927	407,628	401,560	398,688	390,761	383,888	378,175	375,594	368,004	361,534	356,150
Costos Variables US\$bbbl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos	-	91,384	44,619	43,282	42,205	40,905	39,391	38,132	37,118	35,882	34,467	-	-	-	-	-
Flujo de caja	(670,000)	179,765	221,781	219,150	217,032	214,474	211,496	209,020	207,024	204,613	201,809	(378,175)	(375,594)	(368,004)	(361,534)	(356,150)
		(480,215)	(288,434)	(49,284)	(67,749)	(82,223)	(95,719)	(80,739)	(1,009,763)	1,214,376	1,416,165	1,038,010	664,445	296,441	(65,098)	(427,243)
<b>VAN @ 0%</b>		248,757														
<b>VAN @ 10%</b>	72	71,956,444														
<b>VAN @ 12%</b>	79	79,032,335														
<b>VAN @ 15%</b>	69	68,003,387														
<b>TIR</b>		6.07%														
<b>Tiempo de Pago</b>		3.00														





# ANEXO 5.

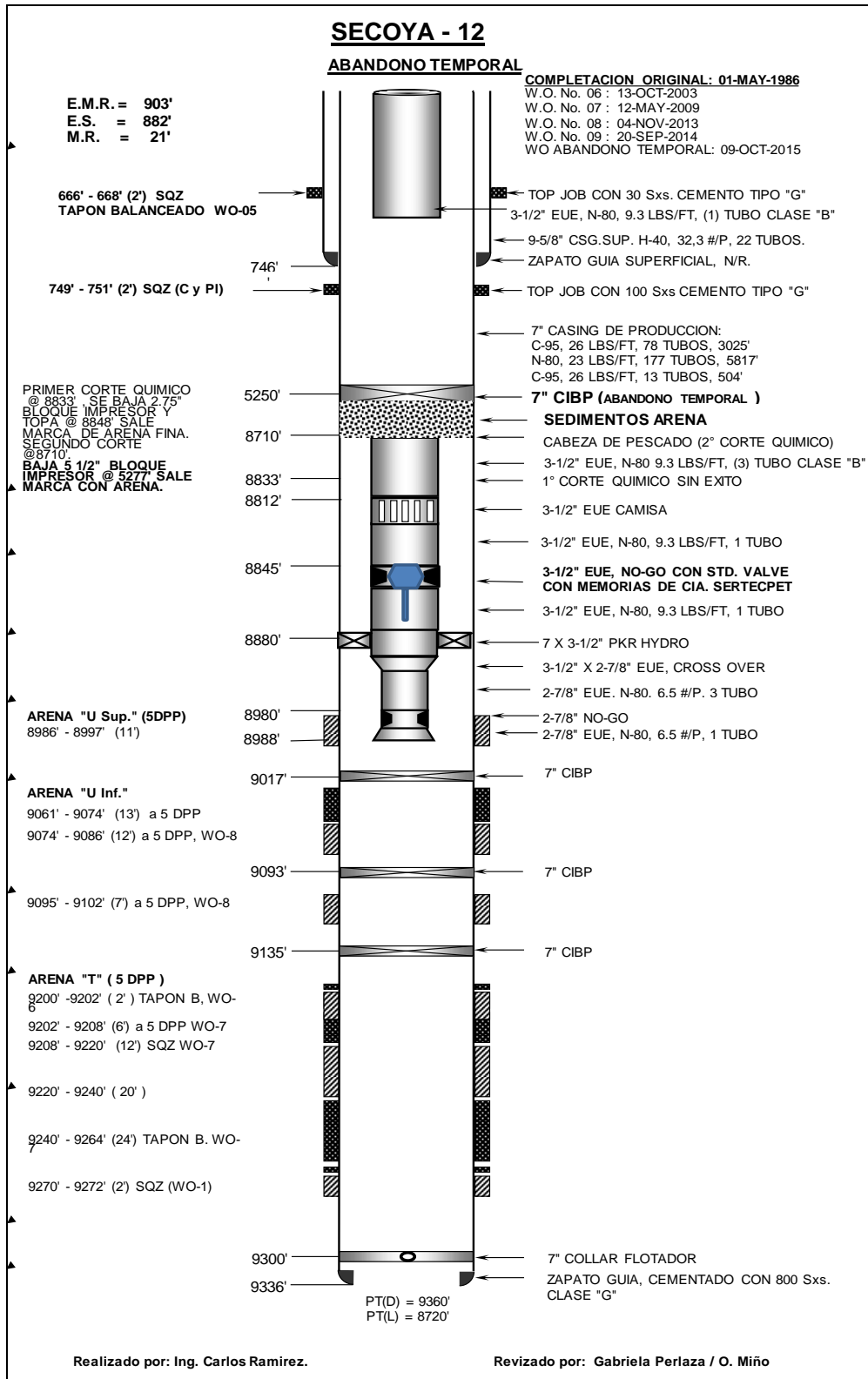
## COMPLETACIÓN POZO FRONTERA 6



(PETROAMAZONAS EP, 2017)

# ANEXO 6.

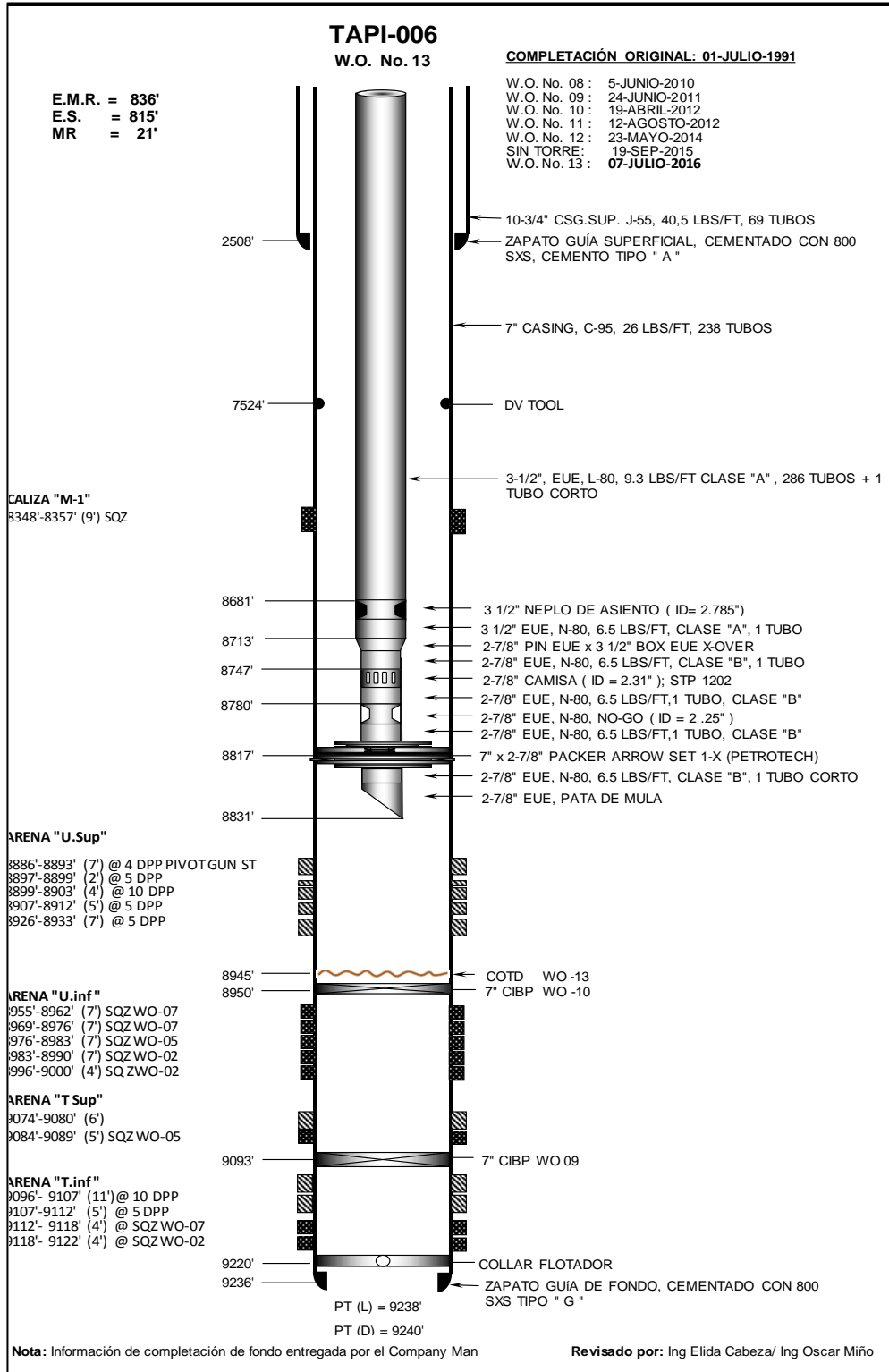
## COMPLETACIÓN POZO SECOYA 12



(PETROAMAZONAS EP, 2017)

# ANEXO 7.

## COMPLETACIÓN POZO FRONTERA 6



(PETROAMAZONAS EP, 2017)