



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

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

**CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DEL IMPLEMENTO DE UNA COMPLETACIÓN  
INTELIGENTE MEDIANTE ANÁLISIS NODAL Y  
EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA MEJORA DE  
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL POZO I-083 DEL CAMPO  
AUCA.**

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

**PARRA CORREA NATHALY GABRIELA**

**DIRECTOR: ING. VÍCTOR FERNANDO PINTO TOSCANO**

**Quito, junio 2018**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2018  
Reservados todos los derechos de reproducción

## FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO PROYECTO DE TITULACIÓN

| DATOS DE CONTACTO    |  |
|----------------------|--|
| CÉDULA DE IDENTIDAD: | 172139735-2                                    |
| APELLIDO Y NOMBRES:  | Parra Correa Nathaly Gabriela                  |
| DIRECCIÓN:           | Calle S58H casa 52, Beaterio, barrio<br>Ecasa. |
| EMAIL:               | gabyjins07@gmail.com                           |
| TELÉFONO FIJO:       | 023816768                                      |
| TELÉFONO MÓVIL:      | 0999861512                                     |

| DATOS DE LA OBRA                             |   |
|--|---|
| TÍTULO:                                      | Análisis del implemento de una completación inteligente mediante análisis nodal y evaluación económica para la mejora de producción de crudo en el pozo I-083 del campo Auca.   |
| AUTOR O AUTORES:                             | Parra Correa Nathaly Gabriela   |
| FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN: | 22 de Junio del 2018  |
| DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:         | Pinto Toscano Víctor Fernando   |
| PROGRAMA                                     | <input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO  |
| TÍTULO POR EL QUE OPTA:                      | Ingeniera de petróleos  |
| RESUMEN:                                     | El objetivo de este estudio fue evaluar la factibilidad de implementar una completación inteligente en el pozo Auca I-083 con el fin de incrementar la producción de petróleo mediante análisis nodal y análisis económico, la información se obtuvo de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos. Se evaluó las características del pozo y sus |

propiedades de producción. Se eligió una completación inteligente del tipo modular, para la cual se propuso un diagrama, el cual cuenta con los elementos de fondo que conforman la completación inteligente. En el diagrama se agregaron todos los elementos necesarios para producir con una completación inteligente, junto con la bomba electrosumergible y sus partes. Se calculó el porcentaje de apertura de la válvula de control de flujo para cada una de las tres arenas productoras. También, se diseñó la bomba electrosumergible y se eligió la bomba adecuada mediante cálculos y curvas de eficiencia. Se realizó el análisis nodal en el que se utilizó el gráfico de Vogel. El análisis económico se analizó mediante el método de costo-beneficio. Se comprobó, que el pozo es el adecuado y el estudio es viable. Además, se determinó que la completación inteligente va a producir 977 bls/día de las tres arenas de manera simultánea. Esta producción será producida hasta superficie con la bomba D1050N, que es la más adecuada. Con la gráfica de Vogel se determinó una producción máxima de 1 164 barriles por día. Mediante el análisis costo - beneficio se comprobó que se obtienen ganancias mayores que al producir con un sistema por bombeo electrosumergible.

**PALABRAS CLAVES:**

Completación inteligente, bombeo electrosumergible, análisis nodal, análisis técnico-económico.

**ABSTRACT:**

The objective of this study was to evaluate the feasibility of implementing an intelligent completion in the Auca I-083 well in order to increase oil production through nodal analysis and economic analysis, the information was obtained from the Hydrocarbons Regulation and Control Agency. The characteristics of the well and its production properties were evaluated. An intelligent completion of the modular type was chosen, for which a diagram was proposed, which has the background elements that make up the intelligent completion. In the diagram, all the necessary elements were added to produce with an intelligent completion, together with the electrosumergible pump and its parts. The

## KEYWORDS

opening percentage of the flow control valve was calculated for each of the three producing sands. Also, the electrosumergible pump was designed and the appropriate pump was chosen by calculations and efficiency curves. The nodal analysis was carried out in which the Vogel graph was used. The economic analysis was analyzed using the cost-benefit method. It was proved that the well is adequate and the study is viable. In addition, it was determined that intelligent completion will produce 977 bls / day of the three arenas simultaneously. This production will be produced up to the surface with the D1050N pump, which is the most suitable. With the Vogel chart, a maximum production of 1 164 barrels per day was determined. By means of the cost - benefit analysis it was proved that greater profits are obtained than when producing with a system by electrosumergible pumping.

Intelligent completion, electrosumergible pump, nodal analysis, technical - economic analysis.

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

f. \_\_\_\_\_



PARRA CORREA NATHALY GABRIELA

C.I. 172139735-2

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **PARRA CORREA NATHALY GABRIELA**, CI 1721397352 autora del proyecto titulado: **ANÁLISIS DEL IMPLEMENTO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE MEDIANTE ANÁLISIS NODAL Y EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA MEJORA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL POZO I-083 DEL CAMPO AUCA**. Previo a la obtención del título de **INGENIERA 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, 22 junio de 2018

f.  \_\_\_\_\_

PARRA CORREA NATHALY GABRIELA

C.I. 172139735-2

## DECLARACIÓN

Yo **PARRA CORREA NATHALY GABRIELA**, 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.

f.  \_\_\_\_\_

PARRA CORREA NATHALY GABRIELA

C.I. 172139735-2

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ANÁLISIS DEL IMPLEMENTO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE MEDIANTE ANÁLISIS NODAL Y EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA MEJORA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN EL POZO I-083 DEL CAMPO AUCA.**”, que, para aspirar al título de **Ingeniera de Petróleos** fue desarrollado por **NATHALY GABRIELA PARRA CORREA**, 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.

f:  \_\_\_\_\_

ING. PINTO TOSCANO VÍCTOR FERNANDO

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I. 1713106936



## **DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTO**

A mis padres, Lida y Adolfo, les agradezco por su esfuerzo y por educarme de la mejor manera, también por todo su amor, su apoyo y toda la paciencia que han tenido conmigo. Gracias por ser los mejores padres, además de ser mi ejemplo a seguir y por enseñarme siempre a seguir mis sueños.

A mamá Enma, mi abuelita, gracias por ser mi segunda madre, por todo tu amor y ternura infinitos, te agradezco por enseñarme valores invaluable que me han llevado a convertirme en quien soy ahora.

A mi hermana Lis, gracias por estar conmigo siempre y ayudarme a crecer como persona, por ser más que una hermana, por tu confianza y por estar a mi lado en todos los momentos importantes de mi vida.

A mi novio, Bryan Acosta, te agradezco por motivarme día a día ser mejor, por ser mi apoyo incondicional, gracias amor por siempre tener una sonrisa para mí y enseñarme lo bonita que es la vida a tu lado. También gracias por ser quien siempre cree en mí y por demostrarme tu amor a diario.

Al Ing. Daniel Orellana, Ing. Victor Pinto, Ing. Iván Andrade, Ing. Fausto Ramos y a todos los profesores que me ayudaron a convertirme en profesional, gracias por todos los conocimientos que me han transmitido, por sus consejos y por su amistad.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

|   | <b>PÁGINA</b> |
|---|---------------|
| <b>RESUMEN</b>  | <b>1</b>      |
| <b>ABSTRACT</b>   | <b>2</b>      |
| <b>1. INTRODUCCIÓN</b>  | <b>3</b>      |
| 1.1 OBJETIVOS   | 12            |
| 1.1.1 OBJETIVO GENERAL  | 12            |
| 1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS   | 12            |
| <b>2. METODOLOGÍA</b>   | <b>13</b>     |
| 2.1 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE                                     | 13            |
| 2.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL POZO AUCA I-083                                     | 13            |
| 2.1.2 ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO   | 13            |
| 2.1.3 APERTURA DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL DE LA<br>COMPLETACIÓN INTELIGENTE   | 14            |
| 2.1.3.1 Gradiente de altura   | 14            |
| 2.1.3.2 Cantidad de barriles por pie  | 14            |
| 2.1.3.3 Caudal que aporta la arena  | 15            |
| 2.1.3.4 Porcentaje de apertura de válvula                                     | 15            |
| 2.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE LA<br>COMPLETACIÓN INTELIGENTE | 15            |
| 2.2.1 CÁLCULO DEL TDH (TOTAL DYNAMIC HEAD)                                    | 16            |
| 2.2.2 CÁLCULO DEL GAS LIBRE   | 16            |
| 2.2.3 DISEÑO DE LA BOMBA  | 17            |
| 2.2.4 POTENCIA  | 17            |
| 2.2.5 PÉRDIDA DE POTENCIA POR EFICIENCIA DE LA<br>BOMBA                       | 18            |
| 2.3 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO MEDIANTE<br>ANÁLISIS NODAL           | 18            |
| 2.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD   | 18            |
| 2.3.2 CAUDAL MÁXIMO   | 18            |

|  | <b>PÁGINA</b> |
|--|---------------|
| 2.3.3 GRÁFICA DE ANÁLISIS NODAL POR EL MÉTODO DE VOGEL               | 19            |
| 2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO   | 19            |
| <b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>                                     | <b>20</b>     |
| 3.1 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE                            | 20            |
| 3.1.1 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO I-083            | 20            |
| 3.1.2 EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL POZO I-083                   | 21            |
| 3.1.3 EVALUACIÓN DEL ESQUEMA MECÁNICO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE | 22            |
| 3.1.4 ANÁLISIS DE LAS PRESIONES DE LA ARENA TI                       | 25            |
| 3.1.5 ANÁLISIS DE LAS PRESIONES DE LA ARENA HS                       | 25            |
| 3.1.6 ANÁLISIS DE LAS PRESIONES DE LA ARENA HI                       | 25            |
| 3.1.6.1 Condiciones de Hollín inferior al igualar su presión         | 26            |
| 3.1.7 CAUDAL DE LAS ARENAS AL IGUALAR LAS PRESIONES                  | 26            |
| 3.1.7.1 Corte de agua de la mezcla.                                  | 27            |
| 3.2 DISEÑO Y SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE                 | 27            |
| 3.2.1 TDH DEL POZO (TOTAL DYNAMIC HEAD)                              | 28            |
| 3.2.2 CANTIDAD DE GAS EN EL POZO                                     | 28            |
| 3.2.2.1 Volumen total de fluido                                      | 29            |
| 3.2.2.2 Porcentaje de gas libre                                      | 29            |
| 3.2.3 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE                        | 29            |
| 3.2.4 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS Y POTENCIA DE LA BOMBA            | 30            |
| 3.3 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL       | 30            |
| 3.3.1 GRÁFICA DEL IPR COMPUESTO POR EL MÉTODO DE VOGEL               | 31            |
| 3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO   | 32            |

|  | <b>PÁGINA</b> |
|--|---------------|
| <b>4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> | 37            |
| 4.1 CONCLUSIONES                         | 37            |
| 4.2 RECOMENDACIONES                      | 37            |
| <b>5. BIBLIOGRAFÍA</b>                   | 38            |
| <b>6. ANEXOS</b>                         | 41            |

# ÍNDICE DE TABLAS

|   | <b>PÁGINA</b> |
|---|---------------|
| <b>Tabla 1.</b> Propiedades petrofísicas de las arenas productoras del pozo I-083                   | 21            |
| <b>Tabla 2.</b> Características de producción de las arenas productoras del Pozo I-083              | 22            |
| <b>Tabla 3.</b> Condiciones de la arena T inferior  | 25            |
| <b>Tabla 4.</b> Condiciones de la arena Hollín superior   | 25            |
| <b>Tabla 5.</b> Condiciones en la arena Hollín inferior   | 26            |
| <b>Tabla 6.</b> Caudal de la completación inteligente   | 26            |
| <b>Tabla 7.</b> Corte de agua de la mezcla  | 27            |
| <b>Tabla 8.</b> Condiciones de producción de la bomba electrosumergible                             | 27            |
| <b>Tabla 9.</b> Parámetros para obtener el TDH  | 28            |
| <b>Tabla 10.</b> Cálculos para conocer el porcentaje de gas en el pozo.                             | 28            |
| <b>Tabla 11.</b> Volumen total de producción del pozo   | 29            |
| <b>Tabla 12.</b> Cantidad de etapas y potencia de la bomba.   | 30            |
| <b>Tabla 13.</b> Datos de análisis nodal del pozo Auca I-083  | 31            |
| <b>Tabla 14.</b> Presupuesto para la implementación de la completación inteligente                  | 33            |
| <b>Tabla 15.</b> Presupuesto para la implementación de la completación por bombeo electrosumergible | 34            |
| <b>Tabla 16.</b> Ingreso neto por barril  | 35            |
| <b>Tabla 17.</b> Desglose de la ganancia anual  | 35            |
| <b>Tabla 18.</b> Ganancia de implementar la completación inteligente                                | 36            |

# ÍNDICE DE FIGURAS

|   | <b>PÁGINA</b> |
|---|---------------|
| <b>Figura 1.</b> Conexiones de una completación Inteligente   | 6             |
| <b>Figura 2.</b> Completación Inteligente modular   | 10            |
| <b>Figura 3.</b> Historial de producción del Pozo Auca I-083  | 20            |
| <b>Figura 4.</b> Diagrama de la completación inteligente y bomba<br>electrosumergible para el pozo Auca I-084 | 23            |
| <b>Figura 5.</b> Curva de las propiedades de la bomba D1050N  | 30            |
| <b>Figura 6.</b> Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el<br>pozo Auca I-083.                 | 32            |

# ÍNDICE DE ANEXOS

|  | <b>PÁGINA</b> |
|--|---------------|
| <b>ANEXO 1. DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN ACTUAL DEL<br/>POZO AUCA I-083</b>                             | 41            |
| <b>ANEXO 2. CÁLCULOS PARA IGUALAR LAS PRESIONES DE LAS<br/>ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO AUCA I-083.</b> | 42            |
| <b>ANEXO 3. CÁLCULOS DEL DISEÑO DE LA BOMBA<br/>ELECTROSUMERGIBLE.</b>                                 | 46            |
| <b>ANEXO 4. CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA<br/>I-083</b>                                    | 52            |

## RESUMEN

El objetivo de este estudio fue evaluar la factibilidad de implementar una completación inteligente en el pozo Auca I-083 con el fin de incrementar la producción de petróleo mediante análisis nodal y análisis económico, la información se obtuvo de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos. Se evaluó las características del pozo y sus propiedades de producción. Se eligió una completación inteligente del tipo modular, para la cual se propuso un diagrama, el cual cuenta con los elementos de fondo que conforman la completación inteligente. En el diagrama se agregaron todos los elementos necesarios para producir con una completación inteligente, junto con la bomba electrosumergible y sus partes. Se calculó el porcentaje de apertura de la válvula de control de flujo para cada una de las tres arenas productoras. También, se diseñó la bomba electrosumergible y se eligió la bomba adecuada mediante cálculos y curvas de eficiencia. Se realizó el análisis nodal en el que se utilizó el gráfico de Vogel. El análisis económico se analizó mediante el método de costo-beneficio. Se comprobó, que el pozo es el adecuado y el estudio es viable. Además, se determinó que la completación inteligente va a producir 977 bls/día de las tres arenas de manera simultánea. Esta producción será producida hasta superficie con la bomba D1050N, que es la más adecuada. Con la gráfica de Vogel, se determinó una producción máxima de 1 164 barriles por día. Mediante el análisis costo - beneficio se comprobó que se obtienen ganancias mayores que al producir con un sistema por bombeo electrosumergible.

**Palabras clave:** Completación inteligente, bombeo electrosumergible, análisis nodal, análisis técnico-económico.



## ABSTRACT

The objective of this study was to evaluate the feasibility of implementing an intelligent completion in the Auca I-083 well in order to increase oil production through nodal analysis and economic analysis, the information was obtained from the Hydrocarbons Regulation and Control Agency. The characteristics of the well and its production properties were evaluated. An intelligent completion of the modular type was chosen, for which a diagram was proposed, which has the background elements that make up the intelligent completion. In the diagram, all the necessary elements were added to produce with an intelligent completion, together with the electrosumergible pump and its parts. The opening percentage of the flow control valve was calculated for each of the three producing sands. Also, the electrosumergible pump was designed and the appropriate pump was chosen by calculations and efficiency curves. The nodal analysis was carried out in which the Vogel graph was used. The economic analysis was analyzed using the cost-benefit method. It was proved that the well is adequate and the study is viable. In addition, it was determined that intelligent completion will produce 977 BIs / day of the three arenas simultaneously. This production will be produced up to the surface with the D1050N pump, which is the most suitable. With the Vogel chart, a maximum production of 1 164 barrels per day was determined. By means of the cost - benefit analysis it was proved that greater profits are obtained than when producing with a system by electrosumergible pumping.

**Keywords:** Intelligent completion, electrosumergible pump, nodal analysis, technical - economic analysis.

## **1. INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

Las completaciones convencionales tienen varias limitaciones, como el no desarrollar todas las reservas de un pozo y altos costos de intervención cuando existen fallas mecánicas. Para cubrir estas necesidades se desarrolló la tecnología de completaciones inteligentes. Las cuales generan tasas de recuperación más altas con una producción acelerada y reducen significativamente la producción de agua en el pozo. Estas características ayudan a la empresa petrolera a cargo a generar más producción y a obtener más ganancias. Las completaciones inteligentes son aquellas cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo en tiempo real. Permiten obtener una producción conjunta de varias zonas usando una bomba electrosumergible (BES), también cuenta con sensores y dispositivos controlados remotamente desde superficie que están colocados de forma permanente en el fondo del pozo (Torres, 2016).

Controlar la producción del pozo en tiempo real, es el objetivo principal de una completación inteligente. Se realizan mediciones continuas de las condiciones de flujo en el fondo del pozo, lo que nos permite cambiar las características de flujo en superficie y evitar intervenciones futuras en el pozo. Las cantidades de fluido son controladas por medio de válvulas de control de flujo y a través de sensores que se encuentran dentro del pozo. En cada formación se obtienen parámetros del pozo como presión, tasa de flujo, corte de agua o BSW (Alarcón, 2016).

Se puede modificar o cambiar la configuración de la completación inteligente desde la superficie sin la necesidad de sacar toda la completación del fondo del pozo. Así, además de obtener la producción de una o varias zonas simultáneamente, también permite la producción individual de cada zona. Este tipo de completación, además de permitirnos producir dos o más zonas, tiene la posibilidad de realizar pruebas de restauración de presión conocidas como Build-Up sin la necesidad de cerrar el pozo. (Gao & Yoshikito, 2007) La prueba Build up, consiste en tomar datos y realizar el estudio de un yacimiento, para determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar días o semanas para que la presión del pozo se estabilice. La prueba de Build up nos permite obtener los siguientes parámetros del pozo: permeabilidad efectiva del yacimiento, daño o skin alrededor del pozo, presencia de fallas, interferencias de la producción del pozo y límites del yacimiento donde no hay un fuerte empuje por agua de los reservorios que se encuentran activos (Cardenas, 2017).

Una de las características más relevantes de las completaciones inteligentes, es que aumenta el factor de recobro de los pozos al producir mayor cantidad

de hidrocarburo en cada arena. También incrementan el factor de recuperación de las reservas y dejan pocas cantidades de petróleo residual no producido. Además, se minimiza las intervenciones al pozo, debido a que en caso de falla de la completación inteligente, no es necesario recuperar toda la completación, solo la bomba electrosumergible (Chancay & Rumipamba, 2007). La bomba electrosumergible forma parte de la completación inteligente, sin embargo, no se encuentra ensamblada con ella. Está ubicada unos pies por encima de la completación inteligente y levanta todo el fluido producido por la completación inteligente desde el fondo hasta la superficie. Consiste principalmente de un centralizador, un sensor, un motor eléctrico, un sello o protector, un separador de gas o intake, una bomba electro centrífuga y un cable de poder, que transmite la energía eléctrica desde el fondo del pozo hasta el motor. El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento. Sus componentes de superficie son los transformadores, el controlador de velocidad o variador de frecuencia, y la caja de venteo (Acosta, 2018).

Las completaciones inteligentes generalmente son de tres tipos: hidráulicas, eléctricas y una combinación de ambas. Las completaciones inteligentes del tipo hidráulicas son aquellos que utilizan un fluido a presión, para que los componentes de la completación frente a la arena o arenas productoras sean operados. Sin embargo, las completaciones eléctricas tienen una sola línea para instrumentación y control. Adicionalmente poseen sensores integrados y un número infinito de posiciones en el estrangulador; son de elevado costo. Las completaciones combinadas constan de una línea eléctrica y dos líneas hidráulicas, de igual forma poseen sensores integrados y un indefinido número de posiciones en el estrangulador (Alarcón, 2016).

Tienen un gran número de componentes, que varían de acuerdo a las condiciones de cada pozo, los cuales se los divide en tres grupos: componentes de fondo, de superficie y conexiones de superficie. En los componentes de fondo se tienen: empaaduras, válvulas de control, módulo multidrop, camisa deslizable encapsulada y sensores de fondo (Falconi, 2010). Las empaaduras tienen pasajes para permitir el paso de las líneas hidráulicas, eléctricas y capilares. Su función principal es la de aislar las zonas que se va a producir y son bajadas o corridas junto con la completación, ya que este tipo de empaaduras están ensambladas con toda la completación (Schlumberger, 2015).

Las válvulas de control, son una de las partes más importantes de los elementos de fondo. Son válvulas accionadas desde superficie y se utilizan para regular el flujo producido en las arenas individuales. La válvula de control de flujo es accionada con cable y con tubería flexible. Se utilizan camisas internas con orificios para igualar la presión entre una formación aislada y la

sarta de tubería de producción. Las válvulas de control no requieren de intervención con cable o tubería flexible para cerrarse, abrirse o para ajustar el área de flujo, por el contrario, se accionan de forma remota a través de un tubo capilar hidráulico. En el caso de los sistemas eléctricos, a través de una señal eléctrica transmitida desde superficie (Algeroy, Bryant, & Johannessen, 1999).

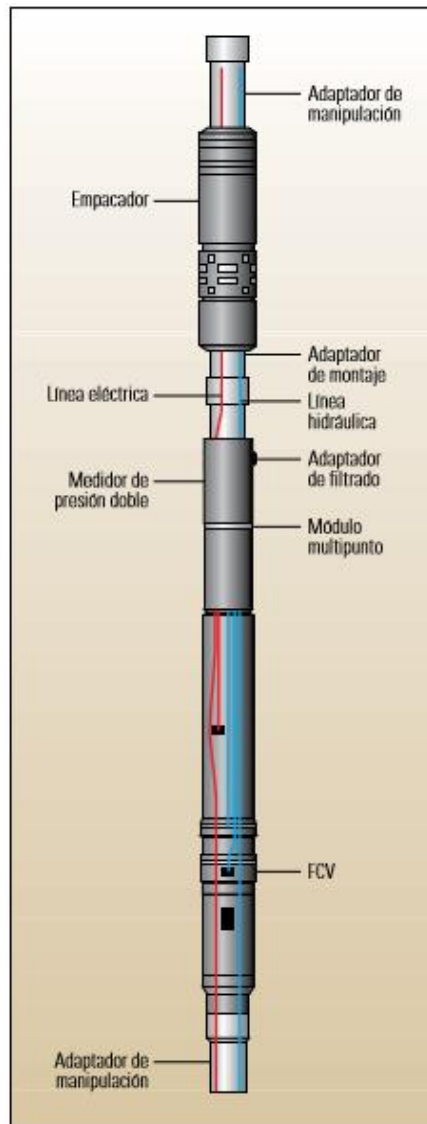
Con las válvulas de control, se puede realizar una producción secuencial, con la que se puede explotar una zona hasta su límite económico. Lo que conlleva taponar y abandonar la formación con el fin de completar la siguiente arena. Este ciclo se repite hasta que todas las zonas han sido producidas y abandonadas. En la mayoría de casos, esta estrategia de producción deja atrás volúmenes considerables de reservas. Se puede usar válvulas de configuración variable, para eliminar la producción secuencial a favor de la producción mezclada. Para evitar la producción secuencial se usa el manejo del flujo y la estabilización de las presiones de las formaciones. También, se ha incrementado el tiempo de vida o longevidad de las válvulas con conexiones eléctricas más confiables. Se han incluido a las válvulas de control medidores de flujo multifásico, sensores sísmicos y electrodos. Los cuáles, se instalan en el fondo del pozo de forma permanente y generan imágenes de las formaciones a cierta distancia de la pared del pozo (Schlumberger, 2015).

También, cuentan con un módulo multidrop, que sirve para permitir un control selectivo de las zonas con un menor número de líneas hidráulicas y sin la necesidad de realizar una intervención al pozo. Este módulo está configurado para proveer posiciones de apertura y cierre de las válvulas de control. Tiene cuatro posiciones de apertura, entre las cuales puede funcionar con 0%, 33%, 66% y 100% a la del área total de apertura (Torres, 2016).

Las completaciones inteligentes, también cuentan con una camisa deslizable encapsulada que tiene ranuras que se pueden abrir o cerrar a voluntad. Tiene el propósito de establecer comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular de la tubería de revestimiento. Son herramientas de alto rendimiento, que brindan una ventana de comunicación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Así, permite la circulación de fluidos, además que tiene la opción de aislar zonas (Alarcón, 2016).

Los sensores de fondo, se encuentran en frente de las arenas productoras y son dispositivos que están fabricados para resistir a los ambientes agresivos. Identifican la ubicación de los problemas que disminuyen la producción como las entradas de agua, gas o arena. Los sensores, miden cambios de producción, temperatura y presión a profundidades específicas en el pozo. También, permiten determinar en tiempo real qué zona está teniendo una

disminución de producción o presión. Sin los costos ni riesgos de intervenir el pozo con alguna operación de reacondicionamiento (Beveridge & Eck, 2012).



**Figura 1.** Conexiones de una completación Inteligente (Schlumberger, 2015)

Las completaciones inteligentes, cuentan con componentes y conexiones de superficie, entre los cuales están el panel de control, la pantalla de monitoreo de sensores y el cabezal inteligente. Entre las conexiones están las líneas hidráulicas o flat packs, capilares de inyección de químicos o multipack y el equipo de prueba de líneas, como se puede observar en la figura 1. Los componentes de superficie son de gran importancia para el control de los parámetros del pozo y de las operaciones de subsuelo. El panel de control es considerado el elemento más importante, ya que no solo verifica la posición de la válvula de control. También, es capaz de cambiar la posición de las válvulas y suministrar fuerza a las tres líneas (capilares) conectadas al panel. Los sensores, localizados en el subsuelo envían la información a través de un

cable eléctrico o de fibra óptica hasta las pantallas de monitoreo de sensores ubicadas en superficie. Finalmente, el cabezal de superficie es adecuado con orificios para el paso de las líneas hidráulicas y eléctricas (Torres, 2016).

Las líneas hidráulicas, los capilares de químicos y los cables de sensores deben ser conectados en superficie al colgador de la sarta de producción (camisa) a través de una serie de conectores especiales para cada uno de estos. Las líneas hidráulicas o flat packs, nos permite conectar estas líneas en el colgador de la sarta de protección, mientras que la herramienta multipack conecta las líneas para inyección de químicos al colgador de la sarta de producción. Las líneas hidráulicas y capilares para inyección de químicos tienen una resistencia máxima de presión de 10K PSI. Deben ser probadas, para asegurarse de que no exista ningún tipo de fuga tanto en las conexiones como en las líneas. También se prueba que las válvulas de control respondan correctamente a los diferentes cambios de posición.

Las completaciones inteligentes, tienen altos costos iniciales de diseño, instalación y mantenimiento, por lo que se han creado sistemas modulares más pequeños que tienen menores costos. Pero mantienen todas las ventajas de una completación inteligente convencional. Mejoran la producción del campo y los recursos de la petrolera encargada. El sistema modular, se usa en pozos de múltiples zonas que necesitan menos posiciones de estrangulación. Tienen menores presiones de trabajo que aquellos pozos tradicionales en los que se utilizaban las terminaciones inteligentes, también se usan en campos maduros o marginales. Las completaciones inteligentes modulares, mejoran la recuperación en pozos horizontales prolongados, ya que monitorea y controla el flujo frente a la formación (Beveridge & Eck, 2012).

Las completaciones inteligentes modulares, tuvieron éxito en todo el mundo ya que en varios países se generaron ahorros por su función de modularidad y estandarización. Estas completaciones tienen 30 pies de largo que representa la mitad de la longitud de las terminaciones inteligentes estándares. Además, al contar con un dispositivo de aislamiento, sensores y válvulas de control de flujo que están empaquetados en un único ensamble, lo que mejora la confiabilidad total del sistema. También, supone un ahorro de tiempo, ya que en las completaciones inteligentes modulares, las líneas de control están instaladas con la completación. Con esta característica hay una menor cantidad de líneas que necesitan ser manipuladas y se reduce el riesgo de las operaciones (Schlumberger, 2015).

El ahorro en tiempo y en costos dio lugar a que Petrobras en Brasil decidiera utilizar una completación inteligente modular de Schlumberger en un campo maduro. Los ingenieros optimizaron la producción de este campo, mediante la sustitución de pozos de una única zona y completaciones convencionales,

por pozos de tres zonas con completaciones inteligentes. Los objetivos para este pozo, fueron optimizar la zona de barrido del yacimiento y realizar pruebas de inyektividad que permitan asignar los regímenes de inyección en cada zona. Ambos objetivos se realizaron con el sensor de fondo que posee el sistema y por su sistema de monitoreo y control del flujo que se realiza de forma remota mediante un sistema SCADA. La terminación modular, de tres zonas incluía para cada zona un empacador de producción, un sensor doble de presión y temperatura, para las lecturas del espacio anular e interior de la tubería de producción. También, un módulo multipunto, es aquel que interpreta los pulsos emitidos desde la superficie a modo de comandos para modificar la apertura de la válvula, una válvula de control de fluido de dos o cuatro posiciones y un sensor de fondo (Schlumberger, 2015).

La completación inteligente modular, también dio resultados al ser instalada en un área marítima de India donde se tenía tres arenas, sin embargo, se tuvo en cuenta las restricciones económicas del campo. Este campo era marginal, por ello se redujeron la inversión mediante la utilización de herramientas ya adquiridas. A su vez, para que sea económicamente rentable hicieron un control de cada zona en forma independiente. Las camisas deslizantes necesitan intervenciones para cambiarlas de posición. Los ingenieros sabían que para poner en línea estos pozos necesitarían realizar tratamientos de acidificación mediante tubería flexible en cada una de las zonas en forma individual. Como solución, se realizó el tratamiento de todas las zonas simultáneamente. Lo que resultaría en la entrada de la mayor parte del ácido en una zona de gran permeabilidad. Lo cual dejaría a las otras dos zonas sin tratamiento (Beveridge & Eck, 2012).

Debido a que tiene un diseño modular y que puede ser ensamblado y probado antes de llegar al sitio del pozo, el conjunto IntelliZone Compact está preparado para ser corrido en el pozo en la mitad del tiempo estimado. Se ahorra mucho tiempo, gracias a los pasos necesarios para las instalaciones de las terminaciones inteligentes estándares, que ya no son necesarios cuando se corre una terminación IntelliZone Compact. La solución incluyó la implementación de un módulo multipunto, que maneja más válvulas de control con menos líneas hidráulicas, en un sistema IntelliZone Compact (Beveridge & Eck, 2012).

Los ingenieros pudieron implementar válvulas de control de flujo de fondo de pozo que son controladas desde la superficie, para las tres zonas se utiliza una única línea hidráulica. El sistema, fue implementado con un empacador de pozo entubado y dos empacadores expandibles para aislar cada zona. Utilizando el módulo multipunto, los ingenieros pudieron abrir una zona mientras las otras dos permanecían cerradas, con lo cual aseguraron que los tratamientos de acidificación logran sus objetivos. Al tener estas



restricciones, su elección fue usar un sistema de control de flujo de fondo de pozo controlado desde la superficie y una única línea hidráulica. La eliminación de tres de las cuatro líneas de control requeridas por los sistemas tradicionales, ahorró al operador tres semanas de tiempo en reacondicionamiento. Razón por la que el operador optimizó la producción en un 165 % más de lo esperado (Beveridge & Eck, 2012).

El campo S, operado por PETRONAS en Malasia, tiene reservas marginales en yacimientos de arenas no consolidadas. Las reservas se encuentran en una columna de petróleo de un espesor de 40 m o 131 pies. Debido a la presencia de un extenso casquete de gas, los ingenieros temían que el avance del gas terminara prematuramente con la producción de petróleo e hiciera que se pasaran por alto importantes reservas de petróleo. Por lo que consideraron, la posibilidad de la invasión de agua desde un acuífero moderadamente importante y activo (Beveridge & Eck, 2012).

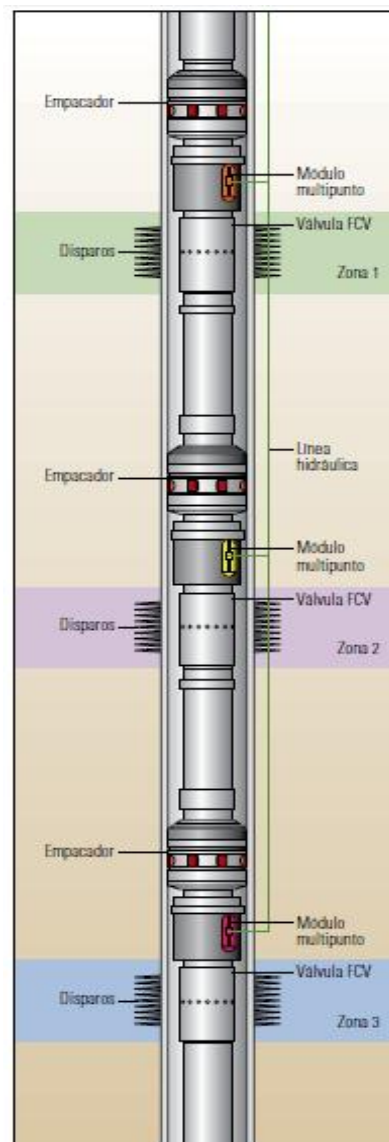
Debido a que los contrastes entre las propiedades de cada zona eran grandes, PETRONAS tuvo que equilibrar la entrada inicial de fluido. También, debían mantener la habilidad de reaccionar ante los problemas de influjo que surgiesen durante la vida del pozo. Para satisfacer estos requerimientos, las terminaciones IntelliZone Compact fueron consideradas como una alternativa para los otros pozos de producción mezclada. Las completaciones serían especialmente efectivas en el control del influjo de las zonas de altos índices de productividad. Para esto se usó una apertura menor de la válvula, mientras que se estimularía el flujo de las zonas de bajos índices de productividad mediante válvulas completamente abiertas (Beveridge & Eck, 2012).

A pesar de que las completaciones inteligentes se originaron hace más de diez años, en el Ecuador se comenzó a plantear este tipo de completaciones en el año 2014. Cuando la empresa prestadora de servicios Schlumberger, junto con la petrolera Petroamazonas, implementaron tres completaciones inteligentes modulares en el campo maduro Shushufindi. El cuál produce de tres arenas: Tena basal, U y T. Los propósitos de implementar la completación fueron mejorar la producción de petróleo, optimizar las instalaciones y las intervenciones del pozo. También se quería demostrar exactitud y confiabilidad del monitoreo y control de zonas a las instituciones nacionales (Schlumberger, 2014).

Se estudió la viabilidad del proyecto y la empresa Schlumberger decidió instalar la completación multizonal IntelliZone Compact. La cual, es un sistema totalmente integrado conformado por una válvula de control de flujo multiposición, una empacadura para aislamiento zonal y medidores de presión y temperatura. Se instalaron dos sistemas IntelliZone Compact en la tubería de producción de cada pozo, uno para cada arena que se produjo; ya que los

pozos elegidos producen de dos o más arenas. Se utilizó una completación similar a la figura 2. (Schlumberger, 2014).

Uno de los mayores inconvenientes, fue que anteriormente no se había instalado ninguna completación de ese tipo en el país, por lo que las agencias gubernamentales se mantenían escépticas al tener experiencias fallidas con tecnologías pasadas. Al implementar las completaciones inteligentes, se pueden realizar distintos reacondicionamientos al pozo, sin necesidad de extraer toda la completación. Operaciones como la extracción de la bomba electrosumergible, estimulaciones matriciales, pruebas de flujo y pruebas de presión. La completación inteligente permitió realizar dos operaciones simultáneas, como por ejemplo, se puede realizar un tratamiento con ácido en la arena superior y a la vez se puede determinar el factor de skin en la arena inferior.



**Figura 2.** Completación Inteligente modular (Schlumberger, 2015)

El monitoreo en tiempo real, ayudó a maximizar la efectividad de las intervenciones y el sistema IntelliZone Compact no se vio afectado por los múltiples tratamientos con ácido, en comparación con los pozos con completaciones duales. El tiempo de intervención se redujo en 17 días y los costos en aproximadamente un 50% equivalentes a 1 millón de dólares (Schlumberger, 2014).

El monitoreo y control de zonas en tiempo real, facilitó la optimización de la producción de petróleo mediante el ajuste de las válvulas de control desde la superficie. La producción, aumentó un 235%, que significó un aumento total de más de 500 bls/día a la producción del campo Shushufindi. Además, con las completaciones inteligentes, el número máximo de zonas que se pueden producir simultáneamente en un pozo es mayor a dos (Schlumberger, 2014).

Las completaciones inteligentes, permiten obtener una producción conjunta de dos o más zonas de un mismo pozo, por lo que permite predecir el comportamiento actual de la producción. Como resultado del análisis nodal, se puede obtener una mejoría en la eficiencia de flujo o un incremento en la producción del pozo al implementar las completaciones al pozo. El análisis nodal, se utiliza para conocer la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción. Cuenta con dos curvas; la curva de la oferta o mejor conocida como Inflow, es la presión que el yacimiento aporta para levantar el fluido a determinada profundidad. La curva de la demanda o mejor conocida como Outflow, es la capacidad que tiene el pozo para extraer los fluidos del yacimiento (Beggs, 2003).

Para establecer el estudio económico, es necesario conocer los precios de cada parte de la completación, su valor total y el costo de las completaciones convencionales. Además, del precio del barril de crudo que actualmente se encuentra en 65\$ el barril de crudo respecto al mercado WTI y 70\$ respecto al mercado Brent. Este valor es necesario, para conocer el valor total de ganancia que tiene la empresa operadora en el país y la ganancia total que va a tener, al producir con una completación inteligente (Cortés & Perote, 2017).

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la factibilidad de implementar una completación inteligente y una bomba electrosumergible en el pozo Auca I-083 con el fin de incrementar la producción de petróleo, mediante análisis nodal y análisis económico.

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar las características de producción del pozo Auca I-083 y proponer un diseño de completación inteligente para el pozo.
- Diseñar y seleccionar una bomba electrosumergible óptima para producir el caudal de la completación inteligente.
- Analizar la producción del pozo I-083 del campo Auca mediante curvas de comportamiento o IPR, obtenidas del análisis nodal.
- Realizar un análisis económico de la implementación de la completación inteligente en el pozo.

## **2. METODOLOGÍA**

## **2. METODOLOGÍA**

Se seleccionó el pozo I-083 del campo Auca, al conocer que ya existe una planificación para implementar una completación inteligente en ese pozo y conocer sus propiedades que le hace apto para el estudio. Se obtuvo la información por medio de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) con la cual se realizó un convenio de confidencialidad y entregó la información perteneciente a la empresa Petroamazonas EP. La información fue recopilada entre los meses de enero y febrero del 2018 y el historial de producción se necesitó información de todo el año 2017.

### **2.1 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE**

Para el diseño de la completación inteligente, se inició comparando los parámetros adecuados que debe tener un pozo para su implementación con las condiciones del pozo elegido, ya que se eligió una completación del tipo modular. Se realizó el esquema mecánico de todas las partes de la completación inteligente y de la bomba electrosumergible. Se calculó el porcentaje de apertura de la válvula de las tres arenas productoras junto con el caudal a producir.

#### **2.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL POZO AUCA I-083**

Para conocer la factibilidad de implementar una completación en el pozo, se tomaron en cuenta las características del mismo. Para que el pozo sea apto, se comparó con las condiciones de la completación inteligente modular. Las características necesarias son que el pozo tenga una profundidad menor o igual a 10 000 pies, el pozo pertenezca a un campo maduro y que la producción de sus arenas conjuntas sea mayor a la producción de cada arena individual.

Las características de la producción del pozo, se obtuvieron de datos de pozos aledaños, usando los reportes diarios y sus historiales de producción, historiales de reacondicionamiento del pozo, pruebas de restauración de presión y curvas de declinación de producción del pozo.

#### **2.1.2 ESQUEMA MECÁNICO DEL POZO**

En el esquema mecánico del pozo, se realizó un digrama de todos los elementos que debe tener el pozo para que funcione la completación inteligente. El diagrama fue elaborado con el programa Petroleum office. Está compuesto por la bomba electrosumergible y los componentes de fondo de la completación inteligente. También se ubicaron las profundidades en las que

se encuentran las arenas productoras y las tuberías con sus medidas, que se necesita para llevar el fluido a superficie

### 2.1.3 APERTURA DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Las válvulas de control, son la parte más importante para la producción de fluidos de la completación. Por lo que, se realizó los cálculos necesarios para encontrar el porcentaje de apertura de las tres válvulas necesarias para producir las tres arenas que tiene el pozo. Para encontrar el porcentaje de apertura de la válvula, se igualaron las presiones de intake de las arenas Hollín superior e inferior a la arena con menor presión T inferior. Se inició calculando el factor de transformación de la presión de intake de las arenas  $H_s$  y  $H_i$  a pies. Con este factor se va a determinar la cantidad de barriles que se va a producir por cada pie en cada arena. Finalmente, se calculó el caudal que van a producir las dos arenas  $H_s$  y  $H_i$  al estabilizar las presiones de intake. El procedimiento descrito se encuentra en el anexo 2. Así, se obtiene el porcentaje de apertura de las válvulas de control, de la ecuación 4, necesario para que produzcan las tres arenas del pozo Auca I-083.

#### 2.1.3.1 Gradiente de altura

Para poder igualar las presiones, se necesitó un factor de conversión con el que se puede determinar el número de pies que representa la presión de intake. (Beggs, 2003)

$$\text{Pies} = \frac{P_{\text{Intake}} * 2.31}{SG} \quad [1]$$

Dónde:

**$P_{\text{Intake}}$**  = Presión de Intake (PSI)

**SG** = Gravedad específica

**2.31** = Constante de conversión de presión a pies

#### 2.1.3.2 Cantidad de barriles por pie

Se calcula mediante una relación del caudal de la arena productora y el resultado de la constante de conversión de presión a pies. Así se obtuvo el gradiente de la ecuación 2, de la cantidad de barriles que produce la arena por cada pie. (Beggs, 2003)

$$\text{Gradiente} = \frac{Q_{\text{Arena}}}{\text{pies}} \quad [2]$$

Dónde:

**Gradiente** = Barriles producidos por pie

**QArena** = Caudal de la arena en bls/día

**Pies** = Constante de conversión de presión a pies

### 2.1.3.3 Caudal que aporta la arena

El caudal que produce cada arena, se obtuvo al multiplicar los barriles producidos por pie y la cantidad de pies que representan a la presión de intake menor. Se obtuvo esta ecuación al despejar la ecuación de gradiente, se obtiene la ecuación 3. (Beggs, 2003)

$$Q = \text{Gradiente} * \text{Pies}_{@P_{\text{intake}}} \quad [3]$$

Dónde:

**Q** = Caudal que aporta la arena en bls/día

**Gradiente** = Barriles producidos por pie

**Pies@Pintake** = Conversión de psi a pies

### 2.1.3.4 Porcentaje de apertura de válvula

Para determinar el porcentaje de apertura de la válvula de control, se hizo una relación entre el caudal que aporta la arena y el caudal obtenido al igualar las presiones de intake dentro del pozo a la presión de intake menor. El resultado de la relación se lo multiplicó por 100 para así obtener el porcentaje.

$$\text{Porcentaje de apertura de la válvula} = \frac{Q_{\text{Arena}}}{Q_{\text{Arena}@P_{\text{menor}}}} * 100 \quad [4]$$

Dónde:

**QArena** = Caudal que aporta la arena en bls/día

**QArena@Pintake** = Caudal que aporta la arena a la presión de intake menor en bls/día

## 2.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

En el diseño y selección de la bomba electrosumergible, se realizó un diseño óptimo de la bomba, detallado en el anexo 3. Se realizaron diversos cálculos, para obtener la bomba adecuada, como el TDH (Total Dynamic Head) de la bomba que es la altura necesaria para levantar los fluidos hasta superficie, cálculos del porcentaje de gas libre, con los que se va a determinar si la bomba debe llevar separador de gas o intake. Al seleccionar la bomba adecuada, se



determinó el levantamiento por etapa de la bomba, así como su potencia necesaria para levantar el fluido.

### 2.2.1 CÁLCULO DEL TDH (TOTAL DYNAMIC HEAD)

La altura que necesita la bomba para levantar los fluidos a superficie o TDH, se obtuvo al calcular con anterioridad los valores de la altura neta, pérdidas por fricción y la presión de cabeza. La altura vertical neta se calculó al relacionar la presión de fondo fluye del pozo y el factor 2.31 con la gravedad específica de la mezcla de petróleo. Con este valor se conoció el nivel dinámico de fluido al restar la profundidad a la que esta formación y la altura neta del fluido ya calculada. Es necesario conocer las pérdidas por fricción, para saber la pérdida de energía que existe debido al corte viscoso de los fluidos al producir (Brown, 1980). Se puede calcular, mediante extrapolación de tablas o con la ecuación 5.

$$F = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1.852} * \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.852}}{ID^{4.8655}} \quad [5]$$

Dónde:

**C**=120

**Q**=Caudal (BPD)

**ID**=Diámetro interno de la tubería en (pulgadas)

La presión de cabeza, es expresada en pies, para lo cual se usó una ecuación de conversión que relaciona la presión de cabeza y el factor 2.31 con la gravedad específica del petróleo. Al obtener estos tres valores, se realiza la sumatoria de los mismos que como resultado nos da la altura dinámica total.

### 2.2.2 CÁLCULO DEL GAS LIBRE

El porcentaje de gas libre, es necesario para el diseño de la bomba electrosumergible. Si el porcentaje de gas en la bomba es menor que el 10% se necesita Intake, pero si el porcentaje de gas es mayor que el 20% se necesita un separador de gas.

Para obtener el porcentaje de gas libre, se usó la ecuación 6, es necesario conocer el volumen total de los componentes presentes en el pozo; como son petróleo, agua y gas. El volumen total, se obtuvo al sumar el volumen de gas, petróleo y de agua. Para obtener cada una de estos valores, se calcularon parámetros como el factor volumétrico de cada uno, gas total, gas en solución, la relación de solubilidad y el cálculo de la cantidad de gas libre presente en

el pozo, cuyas ecuaciones se encuentran en el anexo 3. El volumen de petróleo, fue calculado al multiplicar el factor volumétrico del hidrocarburo con su caudal, al igual que el agua que tiene factor volumétrico de 1. Sin embargo, para el volumen de gas presente en el pozo primero se debe conocer el gas total y el gas en solución. La diferencia de ambos, dio como resultado el gas libre que es multiplicado por el factor volumétrico del gas. La relación entre el volumen de gas y el volumen total fueron multiplicados por cien, dio como resultado el porcentaje de gas libre en el pozo, que se va a usar para elegir entre separador o intake (Brown, 1980).

$$GAS\ LIBRE = \frac{Vg}{vt} * 100 \quad [6]$$

Dónde:

**Vg** = Volumen de gas (Bls)

**Vt** = Volumen total (Bls)

### 2.2.3 DISEÑO DE LA BOMBA

La selección de la bomba, se la realizó con el caudal total de fluido. Se escogió una bomba adecuada, que pueda llevar todo el caudal a superficie. Mediante un catálogo, en el que a su vez se elige el diámetro en el que va a producir la bomba, el material de las etapas de la bomba y el caudal máximo que puede producir. Las etapas, se encuentran dentro de la bomba electrosumergible y cada etapa va a levantar una cantidad de pies. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse (Brown, 1980). El número de etapas se calculó con la ecuación 7.

$$Número\ de\ etapas = \frac{TDH}{Cabeza\ por\ etapa} \quad [7]$$

Dónde:

**TDH**= Altura dinámica total

### 2.2.4 POTENCIA

Al escoger la bomba obtuvo el valor de cuanto potencia requiere la bomba por etapa (hp/etapa), así se calculó la potencia total requerida por la bomba.

$$Hp = (etapas\ totales) * (HP\ por\ etapa) * SGm \quad [8]$$

Dónde:

**SGm** = Gravedad específica de la mezcla

## 2.2.5 PÉRDIDA DE POTENCIA POR EFICIENCIA DE LA BOMBA

$$\Delta hp = Hp - hpr \quad [9]$$

La potencia de la bomba, debe tener un 20 % de seguridad, ya que el variador de frecuencia también consume potencia, existen varios tipos de motor y va a depender de la potencia que genere.

## 2.3 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

Para la evaluación de las condiciones de producción del pozo, se realizó un análisis nodal, en el que se analizó la cantidad de fluido máxima que puede producir el pozo con condiciones óptimas. Para realizar el análisis nodal, se utilizó el procedimiento del libro de Dale Beggs para pozos de petróleo. En el cual se calcula el índice de productividad, que es una relación entre el caudal de petróleo producido y la diferencia entre la presión de reservorio y la de fondo fluyente. Al obtener este valor se puede calcular el caudal máximo que puede producir el pozo.

### 2.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Esta ecuación, relaciona la producción de petróleo aportado por un pozo, cuando hay una caída de presión; generada por la presión de reservorio y la presión de fondo fluyendo (Melo, 2014).

$$IP = \frac{q_o}{(Pr - p_{wf})} \quad [10]$$

Dónde:

**IP** = Índice de productividad del pozo (Bls/Día/PSI)

**Q<sub>o</sub>** = Caudal esperado (Bls/día)

**Pr** = Presión del reservorio (PSI)

**P<sub>wf</sub>** = Presión de fondo fluyente (PSI)

### 2.3.2 CAUDAL MÁXIMO

El caudal máximo obtiene la mayor capacidad de producción que puede tener el pozo (Melo, 2014).

$$Q_{\text{máx}} = IP(Pr - P_{wf}) \quad [11]$$

Dónde:

**IP** = Índice de productividad del pozo (Bls/Día/PSI)

**Q<sub>máx</sub>** = Caudal máximo (Bls/día)

**Pr** = Presión del reservorio (PSI)

**Pwf** = Presión de fondo fluyente (PSI)

### 2.3.3 GRÁFICA DE ANÁLISIS NODAL POR EL MÉTODO DE VOGEL

La gráfica de análisis nodal por el método Vogel, muestra el comportamiento de las curvas de producción total, junto con el caudal de petróleo y de agua producidos. Para realizar la gráfica de Vogel se usó las ecuaciones 12 y 13. La primera ecuación se utilizó desde la presión de reservorio hasta la presión de burbuja y la segunda se la utiliza desde la presión de burbuja hasta que la presión sea 0. Para realizar la gráfica se utilizó las ecuaciones del método de Vogel (Melo, 2014).

#### 1. ( $P_b < P_{wf} < P_r$ )

$$q_t = J(P_R - P_{wf}) \quad [12]$$

#### 2. ( $0 < P_b < P_{wf}$ )

$$q_t = q_b + [q_{omáx} - q_b] \times \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad [13]$$

## 2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico, se obtuvo al hacer una comparación entre los costos actuales que implican un reacondicionamiento con bombeo electrosumergible y los costos que va a tener la completación inteligente. Se describen todos los elementos necesarios para el funcionamiento de ambas completaciones. Además, la implementación de la completación inteligente va a generar ahorros al no realizar reacondicionamientos frecuentes a la completación.

Para el análisis económico, se utilizó el método de costo – beneficio, con el que se evaluará la viabilidad y rentabilidad del proyecto. En este método, se realizó una comparación entre los costos que genera implementar la completación inteligente y las ganancias que se obtienen de la misma. Para ello se va a considerar el precio del petróleo de 65 \$/barril según WTI. Se escogió este valor promedio por la subida y bajada del precio del petróleo. Para demostrar la factibilidad del proyecto se realiza una comparación entre las ganancias al producir con ambas completaciones. Así se va a conocer los beneficios económicos que tiene implementar la completación inteligente.

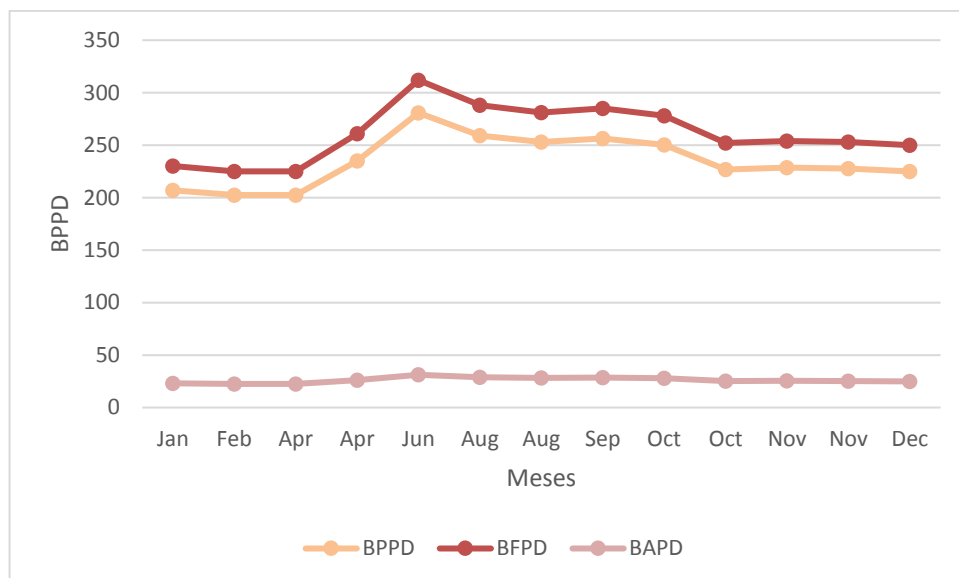
### **3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

##### 3.1.1 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO I-083

Para el desarrollo del estudio, se escogió el pozo Auca I-083. Que tiene tres arenas productoras: T inferior, Hollín superior, Hollín inferior. En la figura 3, se puede observar el historial de producción de la arena T inferior, que es la arena que produce actualmente. El historial de producción es una curva de la cantidad de barriles de fluido producidos en el tiempo de vida del pozo. Además, la figura 4 tiene tres curvas que nos indican la cantidad de agua (BAPD), petróleo (BPPD) y fluido total (BFPD) producido en el pozo.



**Figura 3.** Historial de producción del Pozo Auca I-083

Como se puede observar en la figura 4, el pozo produce desde inicios del año. Al solo producir de una arena su caudal de fluido es bajo. El pozo comienza su producción con 240 bls/día, pero su caudal decrece en pocos meses hasta 200 bls/día. Esto se debe a que la presión natural con la que el fluido produce hasta superficie va decreciendo. Cuando la presión del pozo disminuye y a su vez su caudal, se debe instalar métodos de levantamiento artificial, que ayuden a incrementar ambos parámetros. El pozo Auca I-083, cuenta con un método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible. Se incrementó la producción, hasta un máximo de 312 bls/día, sin embargo, la producción disminuye al pasar los meses hasta llegar a 250 bls/día al final de año. Se debe tomar en cuenta, que la arena T inferior tiene un porcentaje de agua del 2%. Por lo que su caudal de agua es muy bajo y no supera los 25 bls/día.

El pozo Auca I-083, es adecuado para la implementación de una completación inteligente. Debido a que actualmente, no se está aprovechando el potencial del pozo y la producción ha decrecido de 340 bls/día a 220 bls/día. El pozo necesita un sistema de levantamiento que incremente su presión y su caudal. Además, al producir simultáneamente de las tres arenas la producción va a incrementar hasta 1 000 bls/día de fluido. De los cuales 840 bls/día son de petróleo, lo que generaría varios beneficios a la empresa encargada de la producción del pozo.

### 3.1.2 EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL POZO I-083

El pozo Auca I-083, cuenta con sus tres arenas productoras T inferior, Hollín superior y Hollín inferior. La formación Hollín está compuesta por areniscas glauconíticas con granos que contienen cuarzo y una mínima cantidad de feldespatos. En cambio la formación T inferior está compuesta por arenas con glauconita. Sus granos cuentan con cuarzo y contienen 9 a 30% de pellets de glauconita, pequeñas porciones de material aglomerado de glauconita, con cantidades menores de feldespatos.

La tabla 1, contiene las propiedades petrofísicas de cada arena productora. Se observa, que la presión de reservorio de las tres arenas va incrementando con la profundidad. Además, las tres arenas producen un crudo liviano con un API entre 27 y 32. También, se debe tener en cuenta que el porcentaje de agua la arena T inferior es mínimo con un 2% de BSW (Basic Sediments and Water). Mientras que las arenas Hollín superior e inferior aumentan el porcentaje de agua hasta el 40%, esto se debe a que la formación Hollín cuenta con un acuífero de fondo que incrementa el porcentaje de agua.

**Tabla 1.** Propiedades petrofísicas de las arenas productoras del pozo I-083

|                                 | <b>Arena Ti</b> | <b>Arena Hs</b> | <b>Arena Hi</b> | <b>Unidad</b> |
|---------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| Presión de Reservorio(Pr)       | 1451            | 4022            | 4439            | Psi           |
| Presión de Burbuja(Pb)          | 660             | 250             | 195             | Psi           |
| Presión de fondo fluyente (Pwf) | 479             | 1085            | 2473            | Psi           |
| API                             | 27              | 32              | 31.9            | °API          |
| Relación Gas-Petróleo (GOR)     | 229 397         | 119 000         | 110 000         | PCS/Bls       |
| BSW                             | 2               | 40              | 40              | %             |
| Gravedad específica (SGoil)     | 0.8927          | 0.8654          | 0.8660          |               |
| Gravedad específica (SGgas)     | 0.8             | 0.8             | 0.8             |               |
| Gravedad específica (SGagua)    | 1               | 1               | 1               |               |

(Petroamazonas, 2017)

El pozo, cuenta con una producción conjunta de 1 618 barriles de fluido por día, de los cuales 1 200 barriles son de petróleo liviano de 32 API. Este pozo tiene condiciones de producción adecuadas para la implementación de la completación inteligente. También, es un pozo con más de 10 000 pies de profundidad. Está ubicado en un campo maduro ya que se ha producido en el campo Auca por más de 40 años. Estos son requisitos que necesita un pozo para la implementación de una completación inteligente.

La tabla 2, muestra las características de producción que tiene el pozo al producir con bombeo electrosumergible. Tiene una profundidad de entrada del fluido a la bomba o de intake de 10 113 pies, es la misma para las tres arenas. La bomba va a producir el caudal conjunto de las arenas. Además, las temperaturas de motor y de intake no deben ser mayores a 400°F, por lo que actualmente se encuentran en valores adecuados que no superan los 284°F.

**Tabla 2.** Características de producción de las arenas productoras del Pozo I-083

|                        | <b>Arena Ti</b> | <b>Arena Hs</b> | <b>Arena Hi</b> | <b>Unidad</b> |
|------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| BFPD                   | 670             | 448             | 500             | Bls           |
| BPPD                   | 656.60          | 268.80          | 300             | Bls           |
| BAPD                   | 13.40           | 179.20          | 200             | Bls           |
| Temperatura intake     | 229             | 284             | 273             | °F            |
| Temperatura motor      | 273             | 268             | 274             | °F            |
| Presión de Cabeza      | 140             | 150             | 80              | Psi           |
| Presión de descarga    | 3 858           | 4 381           | 3 996           | Psi           |
| Profundidad del Intake | 10 113          | 10 113          | 10 113          | Pies          |
| Profundidad            | 10289-10311     | 10464-10483     | 10506-10512     | Pies          |

### 3.1.3 EVALUACIÓN DEL ESQUEMA MECÁNICO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Al implementar la completación inteligente modular, las partes mecánicas para que el pozo produzca van a variar. Por lo que se propone un diagrama, como se observa en la figura 5, de las partes mecánicas que tendrá el pozo Auca I-083 al implementar la completación inteligente. Se realizó el diagrama con el programa Petroleum Office. Para el diseño del diagrama, se utilizaron los resultados ya obtenidos de la bomba y de la completación inteligente. El pozo es direccional tipo “S”, tiene una profundidad de 10630 pies MD y ya ha tenido seis reacondicionamientos anteriores.



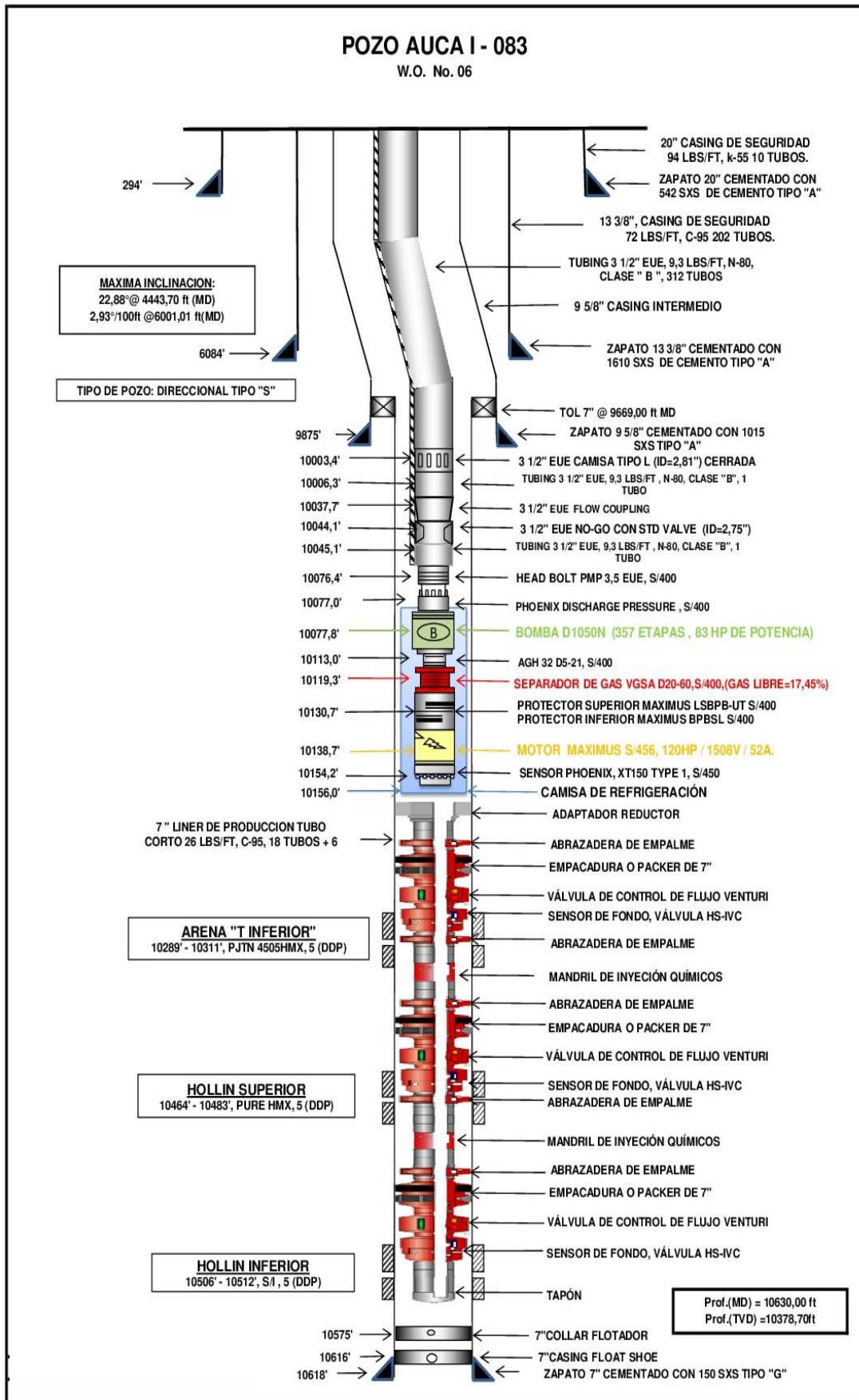


Figura 4. Diagrama de la completación inteligente y bomba electrosumergible para el pozo Auca I-084

La bomba electrosumergible y la completación inteligente serán asentadas en el liner de producción. El diagrama cuenta con dos partes importantes, el sistema por bomba electrosumergible y la completación inteligente. La bomba electrosumergible, produce con una tubería de 3 ½ pulgadas, esta asentada en el liner a una profundidad de 10 077 pies MD (Measure Deep). Cuenta con los siguientes elementos: descarga, bomba, intake, separador de gas, motor, protector y sensor. La bomba adecuada para que produzca el caudal total de 977 bls/ día de las tres arenas es la D1050N. Necesita de 357 etapas para llevar todo el fluido a superficie; requiere de 83 hp de potencia para que la bomba funcione de manera adecuada. La completación, cuenta con un separador de gas, ya que el porcentaje de gas libre presente en la producción es de 17.45 % y supera el 10% necesario para el uso de Intake. El motor es de serie 456, tiene una potencia de 120 Hp y un amperaje de 52 A, energía suficiente para que la bomba funcione de manera óptima. Todo el sistema cuenta con una camisa de refrigeración, ya que se encuentra por debajo de los 10 000 pies y las temperaturas incrementan.

La completación inteligente es de tipo modular, ya que se va a usar para producir la arena T inferior, Hollín superior e inferior al mismo tiempo. Todos los componentes de la completación están ensamblados, es decir que al bajar la completación al fondo del pozo todos los componentes están unidos y ya están armados en el orden adecuado. La completación inicia a 60 pies por debajo del sistema del bombeo electrosumergible y se usa un adaptador para disminuir el diámetro de 7 pulgadas del liner a 3 ½ pulgadas, diámetro con el que va a producir la completación. El primer elemento de la completación inteligente para la arena T inferior, es la abrazadera de emplame, por aquí van a pasar las líneas hidráulicas y capilares necesarios para que funcione la completación. También cuenta con un packer adaptado, para el paso de las líneas hidráulicas y la válvula de control de flujo que permite el paso del fluido al igualar sus presiones. Esta válvula puede ser abierta o cerrada en diferentes posiciones; la arena T inferior tiene una apertura del 100%. Para cada arena, se necesita un sensor que mide todas las variables del pozo como caudal, presión o temperatura y ayuda a realizar las operaciones en la completación. Finalmente cada arena debe tener un mandril con el que se inyectan químicos en caso de que la arena necesite alguna operación.

Cada arena necesita todos los componentes ya mencionados para poder producir petróleo, las arenas Hollín superior e inferior tienen unos porcentajes de apertura de la válvula de control de 46% y 21% respectivamente. Al final de todos los componentes la completación necesita un tapón que evita fugas de fluido y cierra la completación. Las líneas hidráulicas y capilares pasan por toda la completación y llevan la información hasta superficie donde se controla la actividad del pozo en tiempo real mediante un panel de control.

### 3.1.4 ANÁLISIS DE LAS PRESIONES DE LA ARENA TI

Para el análisis de las presiones de las arenas, se necesita conocer el porcentaje de apertura de las válvulas de control de flujo que hay en cada arena. Para saber este valor se inicia igualando las presiones de intake de las tres arenas. La presión de intake menor es la de la arena T inferior con 479 psi, por lo que se van a igualar las presiones de Hollín superior y Hollin inferior a 479 psi. Para que así se pueda producir de las tres arenas simultáneamente y el caudal final sea mayor. La arena Ti al tener la menor presión de intake va a producir todo su caudal de 670 bls/día y la apertura de la bomba va a ser del 100%, como se muestra en la tabla 3.

**Tabla 3.** Condiciones de la arena T inferior

|                   |                               | <b>Resultado</b> | <b>Unidad</b> |
|-------------------|-------------------------------|------------------|---------------|
| <b>T Inferior</b> | <b>Presión de Intake</b>      | 479              | Psi           |
|                   | <b>Caudal</b>                 | 670              | Bls/día       |
|                   | <b>Abertura de la Válvula</b> | 100              | %             |

### 3.1.5 ANÁLISIS DE LAS PRESIONES DE LA ARENA HS

Para la arena Hollín superior, se debe disminuir la presión de intake de 1085 psi hasta 479 psi que tiene la arena T inferior. Para así poder igualar las presiones y que puedan producir las tres arenas simultáneamente. Las condiciones de la arena Hollín superior para conocer la apertura de la válvula de control de la completación inteligente se encuentran en la tabla 4. La válvula va a tener una apertura del 46% con la que va a producir 205 bls/día.

**Tabla 4.** Condiciones de la arena Hollín superior

|                        |                               | <b>Resultado</b> | <b>Unidad</b> |
|------------------------|-------------------------------|------------------|---------------|
| <b>Hollín Superior</b> | Gradiente de altura@ 479 psi  | 1 758.79         | Pies          |
|                        | Cantidad de Barriles por pies | 0.16             | Bls/día       |
|                        | Caudal                        | 205              | Bls/día       |
|                        | Abertura de la Válvula        | 46               | %             |

### 3.1.6 ANÁLISIS DE LAS PRESIONES DE LA ARENA HI

La arena Hollín inferior, debe disminuir su presión de intake de 2 473 psi hasta 479 psi que tiene la arena T inferior. Para así poder igualar las presiones y que puedan producir las tres arenas simultáneamente. El procedimiento para

encontrar el porcentaje de abertura de la válvula de control de flujo es el mismo realizado para la arena Hollín superior.

### 3.1.6.1 Condiciones de Hollín inferior al igualar su presión

Para la arena Hollín inferior, se realizó el mismo procedimiento que para Hollín superior, se siguió el procedimiento del anexo 2. En este caso la arena tiene una presión de intake de 2 479 psi que al ser transformada en pies equivale a 6 596.57 pies. Pero al igualar su presión a 479 psi su gradiente de altura es 1 277.70 pies. Se van a obtener 0.08 barriles por cada pie, que al ser multiplicado este valor por el gradiente de altura a 479 psi de 1 277.70 pies, se obtuvo el caudal, esta arena va a producir 102 bls/día. Para conocer el porcentaje de apertura de la válvula, se relacionó el caudal de 102 bls/día, obtenido al igualar la presión con el caudal inicial de la arena de 500 bls/día. Se obtuvo que la válvula de control de flujo tiene una abertura de 21%, datos que se encuentran recogidos en la tabla 5.

**Tabla 5.** Condiciones en la arena Hollín inferior

|                        |                               | <b>Resultado</b> | <b>Unidad</b> |
|------------------------|-------------------------------|------------------|---------------|
| <b>Hollín Inferior</b> | Gradiente de altura@ 479 psi  | 1277.70          | Pies          |
|                        | Cantidad de Barriles por pies | 0.08             | Bls/pie       |
|                        | Caudal                        | 102              | Bls/día       |
|                        | Abertura de la Válvula        | 21               | %             |

### 3.1.7 CAUDAL DE LAS ARENAS AL IGUALAR LAS PRESIONES

Para producir de las arenas T inferior, Hollín superior e inferior a la vez, se igualaron las presiones de las tres arenas. Al hacer esto disminuyó el caudal individual de cada arena, sin embargo, se va a producir un caudal combinado de las tres arenas de 977 bls/día, que es mayor que producir cualquier arena de manera individual. El caudal de agua producido por las tres arenas es muy bajo, ya que de 977 bls/día solo 136.20 bls/día van a ser de agua, como se muestra en la tabla 6.

**Tabla 6.** Caudal de la completación inteligente

|                           | <b>Resultado</b> | <b>Unidad</b> |
|---------------------------|------------------|---------------|
| <b>Caudal total</b>       | 977              | Bls/día       |
| <b>Caudal de petróleo</b> | 840.80           | Bls/día       |
| <b>Caudal de agua</b>     | 136.20           | Bls/día       |

### 3.1.7.1 Corte de agua de la mezcla.

El corte de agua, representado en la tabla 7, es la relación del agua producida comparada con el volumen total de líquidos producido, el pozo Auca I-083 tiene un corte de agua de 14% actualmente. Este valor se va a obtener al producir las tres arenas simultáneamente, por lo que de la producción total de la completación inteligente el 14% va a ser agua y el 86% será petróleo.

**Tabla 7.** Corte de agua de la mezcla

|                  |     |
|------------------|-----|
| $\%W_{Mezcla}$   | 14% |
| $\%oil_{Mezcla}$ | 86% |

## 3.2 DISEÑO Y SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

En el diagrama de la completación inteligente de la figura 5, se puede observar que la bomba electrosumergible no está ensamblada junto con la completación. Por lo que, el diseño de la bomba es independiente; el proceso a seguir para diseñar la bomba electrosumergible se encuentra en el anexo 3. Luego de igualar las presiones de las tres arenas, que se van a producir y conocer el porcentaje de apertura de cada válvula de control de flujo. Se obtuvo que la producción del pozo Auca va a ser de 977 bls/día. Este caudal total de fluido, va a ser llevado hasta superficie por la bomba electrosumergible del sistema. La bomba va a operar con las nuevas condiciones de la mezcla de crudo de las tres arenas, ya que cada arena tiene un diferente grado API y gravedad específica. Para el diseño de la bomba electrosumergible, se calcula un API de la mezcla de crudo producido por las tres arenas y también la gravedad específica. Con estos valores de la tabla 8, se realizan los cálculos necesarios para el diseño de la bomba.

**Tabla 8.** Condiciones de producción de la bomba electrosumergible

|                                  | Resultado | Unidad  |
|----------------------------------|-----------|---------|
| <b>Caudal total</b>              | 977       | Bls/día |
| <b>Caudal de petróleo</b>        | 740.80    | Bls/día |
| <b>Caudal de agua</b>            | 136.20    | Bls/día |
| <b>SG<sub>Promedio</sub></b>     | 0.8747    |         |
| <b>API<sub>Mezcla</sub></b>      | 30.27     | °API    |
| <b>SG<sub>mezcla</sub></b>       | 0.8922    |         |
| <b><math>\%W_{Mezcla}</math></b> | 14        | %       |

### 3.2.1 TDH DEL POZO (TOTAL DYNAMIC HEAD)

La altura que necesita la bomba para levantar los fluidos a superficie, se calculó usando el procedimiento del anexo 3. El TDH que necesita la bomba es de 9 271.14 pies; este valor es la sumatoria del nivel dinámico de fluido, las pérdidas de fricción y la presión de cabeza o wellhead. El nivel dinámico de fluido de 8 872.76 pies, se obtuvo con la diferencia entre la profundidad de la cara de formación de 10 400 pies y la altura neta de 1 527.24 pies. Las pérdidas de fricción en la tubería son 35.90 pies; para encontrar este valor se usó la ecuación 21 del anexo 3. En cuanto a la presión de cabeza, su valor de 140 psi es transformado a 362.48 pies, todos los cálculos necesarios para el TDH se encuentran en la tabla 9.

**Tabla 9.** Parámetros para obtener el TDH

|  | <b>Resultado</b> | <b>Unidad</b> |
|--|------------------|---------------|
| <b>Profundidad en la cara de formación</b> | 10 400           | Pies          |
| <b>Altura neta</b>                         | 1 527.24         | Pies          |
| <b>Nivel dinámico de fluido</b>            | 8 872.76         | Pies          |
| <b>Pérdidas por fricción</b>               | 35.90            | Pies          |
| <b>Wellhead</b>                            | 362.48           | Pies          |
| <b>TDH (Total Dynamic Head)</b>            | 9 271.14         | Pies          |

### 3.2.2 CANTIDAD DE GAS EN EL POZO

Los resultados obtenidos en el cálculo del gas, se encuentran en la tabla 10, para conocer estos valores se siguió el procedimiento del anexo 3. Con el factor volumétrico del petróleo y del gas de 1.13 BY/BN y 0.0021 PCY/PCS, junto con la producción de petróleo, agua y gas libre de 840 bls/día, 136 bls/día y 109.30 MPCS respectivamente, se va a calcular el volumen total de fluido que representa cada sustancia en barriles.

**Tabla 10.** Cálculos para conocer el porcentaje de gas en el pozo.

|                                       | <b>Resultado</b> | <b>Unidad</b> |
|---------------------------------------|------------------|---------------|
| <b>Relación de solubilidad</b>        | 98.92            | PCS/Bls       |
| <b>Factor volumétrico de petróleo</b> | 1.13             | BY/BN         |
| <b>Factor volumétrico de gas</b>      | 0.0021           | PCY/PCS       |
| <b>Gas total</b>                      | 192.54           | MPCS          |
| <b>Gas en solución</b>                | 83.17            | MPCS          |
| <b>Gas libre</b>                      | 109.30           | MPCS          |

### 3.2.2.1 Volumen total de fluido

El volumen total de fluido de 1315.98 bls, se calculó usando la ecuación 34 del anexo 3; es la sumatoria del volumen de petróleo, agua y gas presente en la producción total. Por lo que el pozo va a producir 950.10 bls de petróleo, 136.20 bls de agua y 229.68 bls de gas, como se indica en la tabla 9.

Tabla 11. Volumen total de producción del pozo

| Volumen de petróleo | Volumen de agua | Volumen de gas | Volumen total |
|---------------------|-----------------|----------------|---------------|
| 950.10              | 136.20          | 229.68         | 1315.98       |
| Bls                 | Bls             | Bls            | Bls           |

### 3.2.2.2 Porcentaje de gas libre

El porcentaje del gas libre, se calculó con la ecuación 35 del anexo 3, siendo una relación entre el volumen de gas y el volumen total de fluido en el pozo. El gas libre presente en el pozo, representa un el 17.45 % de su total. Con este valor de gas la bomba electrosumergible del pozo I-083 va a necesitar un separador de gas, ya que su porcentaje de gas libre está en el rango de 10-40%, por lo que requiere de un separador en la completación de fondo.

### 3.2.3 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

La bomba adecuada y su eficiencia, se encontraron usando el programa Pipesim de la empresa Petroamazonas, para identificar la bomba adecuada se usaron los datos ya calculados anteriormente. La bomba más óptima es la D1050N, como se observa en la figura 6. Se escogió esta bomba para que el pozo trabaje dentro del rango de eficiencia el cual se encuentra desde 400 bls/día a 1600 bls/día. El pozo Auca I-083, produce 997 bls/día, por lo que, como muestra la curva de color rojo, la bomba va a trabajar con su máxima eficiencia del 65 %. Además, la bomba tiene un levantamiento de 26 pies/etapa, representada en la curva azul, lo que nos indica que cada etapa va a tener la capacidad de levantar 26 pies de fluido. La potencia que se necesita para levanta cada etapa es de 0.26 Hp/etapa, como indica la curva verde del gráfico.

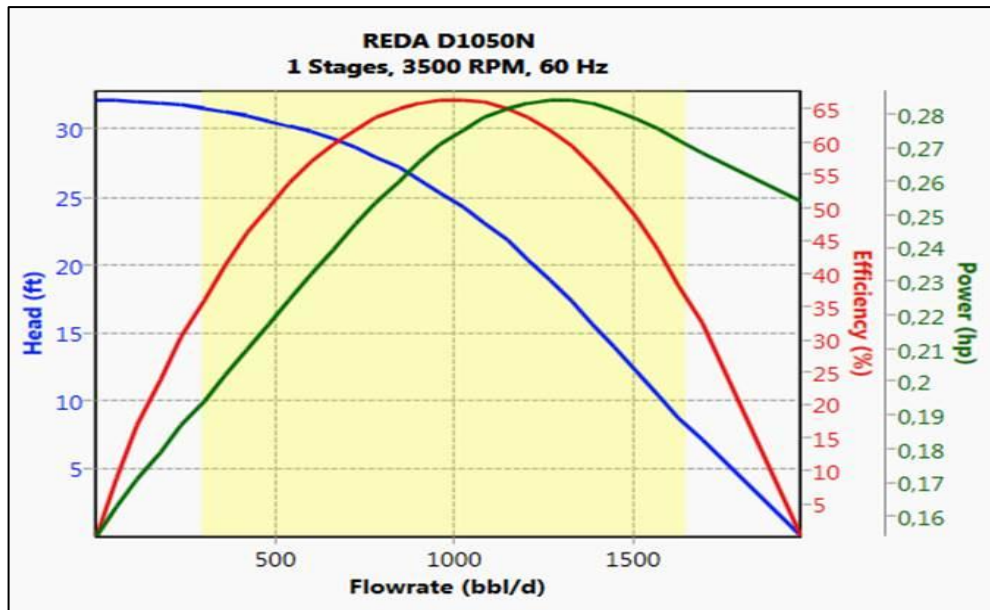


Figura 5. Curva de las propiedades de la bomba D1050N (PIPESIM, 2017)

### 3.2.4 CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS Y POTENCIA DE LA BOMBA

La bomba D1050N, necesita de 357 etapas que puedan levantar los 9 271.14 pies de altura para llevar el fluido a superficie, también se requiere de 83 caballos de potencia; se necesita un 20 % de rango de seguridad que equivale a 100 caballos de potencia, necesarios para que la bomba funcione de manera correcta. Además, la bomba funciona con 3 500 RPM (Revoluciones por minuto) y con un motor de 60 Hp a la frecuencia de 60 Hz.

Tabla 12. Cantidad de etapas y potencia de la bomba.

| N° de Etapas | Potencia |
|--------------|----------|
| 357          | 83       |
| Etapas       | Hp       |

### 3.3 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal, permite conocer la capacidad del pozo para producir, por lo que el pozo Auca I-083 tiene un índice de productividad o una tasa de 1 bls/día/psi. También, muestra la producción máxima de petróleo y agua que puede tener en el pozo cuando está operando en óptimas condiciones. El pozo Auca I-083, tiene una producción máxima de fluido de 1163.62 bls/ día de fluido, para calcular los valores se usan las ecuaciones 38 y 39 del anexo 4.



### 3.3.1 GRÁFICA DEL IPR COMPUESTO POR EL MÉTODO DE VOGEL

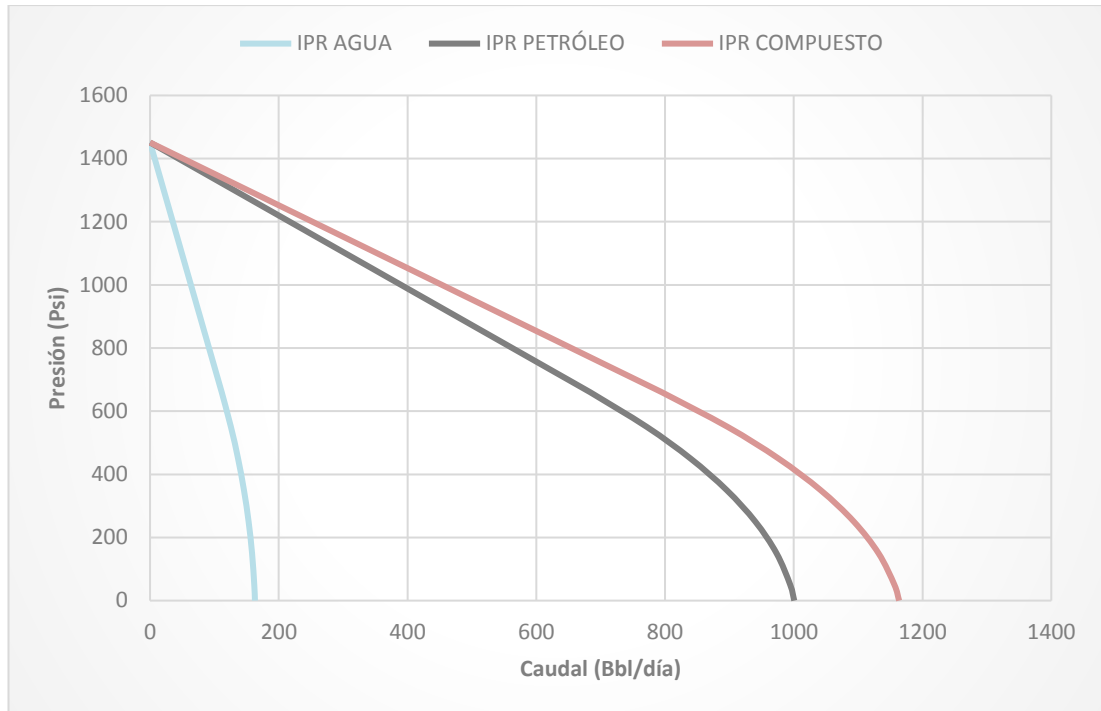
La gráfica del IPR, indica el comportamiento de las curvas, cómo va decreciendo la presión y a su vez como va incrementando la producción hasta llegar a su máximo posible. La gráfica se divide en dos partes, en la primera parte se utiliza la ecuación 3 del anexo 5, hasta llegar a la presión de burbuja de 660 psi del pozo Auca I-083. La segunda parte de la gráfica inicia desde los 660 psi hasta llegar a 0 psi, donde se va a tener el caudal máximo de 1163.62 bls, para este caso se utiliza las ecuaciones 40 y 41 del anexo 4.

**Tabla 13.** Datos de análisis nodal del pozo Auca I-083

|               | <b>Pwf</b> | <b>qw</b> | <b>qo</b>     | <b>qt</b>      |
|---------------|------------|-----------|---------------|----------------|
| <b>CASO 1</b> | 1451       | 0,00      | 0,00          | <b>0,00</b>    |
|               | 1400       | 7,18      | 44,09         | <b>51,26</b>   |
|               | 1350       | 14,21     | 87,31         | <b>101,52</b>  |
|               | 1300       | 21,25     | 130,53        | <b>151,78</b>  |
|               | 1250       | 28,28     | 173,75        | <b>202,03</b>  |
|               | 1200       | 35,32     | 216,97        | <b>252,29</b>  |
|               | 1150       | 42,36     | 260,19        | <b>302,55</b>  |
|               | 1100       | 49,39     | 303,41        | <b>352,81</b>  |
|               | 1050       | 56,43     | 346,63        | <b>403,06</b>  |
|               | 1000       | 63,46     | 389,86        | <b>453,32</b>  |
|               | 950        | 70,50     | 433,08        | <b>503,58</b>  |
|               | 900        | 77,54     | 476,30        | <b>553,83</b>  |
|               | 850        | 84,57     | 519,52        | <b>604,09</b>  |
|               | 800        | 91,61     | 562,74        | <b>654,35</b>  |
|               | 750        | 98,64     | 605,96        | <b>704,61</b>  |
| 700           | 105,68     | 649,18    | <b>754,86</b> |                |
| 660           | 111,31     | 683,76    | <b>795,07</b> |                |
| <b>CASO 2</b> | 660        | 111,31    | 683,76        | <b>795,07</b>  |
|               | 550        | 125,64    | 771,80        | <b>897,44</b>  |
|               | 450        | 136,68    | 839,62        | <b>976,30</b>  |
|               | 350        | 145,83    | 895,79        | <b>1041,62</b> |
|               | 250        | 153,08    | 940,32        | <b>1093,40</b> |
|               | 150        | 158,43    | 973,21        | <b>1131,64</b> |
|               | 50         | 161,89    | 994,46        | <b>1156,35</b> |
|               | 0          | 162,91    | 1000,71       | <b>1163,62</b> |

Al obtener todos los puntos, como puede observarse en la tabla 13, se genera la figura 6 compuesta por tres curvas. La primera curva, muestra la producción máxima de agua de 162.91 bls a las condiciones actuales del pozo. En la segunda, podemos observar la producción máxima de petróleo de 1000.71 bls

y la tercera curva es el IPR compuesto, es decir la producción de agua y petróleo, que tiene un caudal máximo de 1163.62 bls.



**Figura 6.** Gráfica del IPR compuesto por el método de Vogel para el pozo Auca I-083.

### 3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

Las instalaciones de completaciones inteligentes tienen costos mucho más elevados que las completaciones convencionales. Esto sucede debido a que el equipo de fondo tiene más elementos como sensores de fondo o válvulas de control y cuenta con un monitoreo en tiempo real que incrementa significativamente los costos. Sin embargo, con las completaciones inteligentes se tiene un incremento de producción alto, lo que ayuda a recuperar la alta inversión inicial en menor tiempo.

En las tablas 14 y 15, se realiza un desglose de los precios de todas las herramientas y elementos que se necesitan para instalar una completación convencional y una completación inteligente. Además se añade el lucro cesante o pérdidas por los días interrumpidos de producción.

**Tabla 14.** Presupuesto para la implementación de la completación inteligente

| <b>EVENTO</b>       | <b>DESCRIPCIÓN</b>                               | <b>VALOR U (USD)</b> | <b>CANTIDAD</b> | <b>UNIDAD</b>    | <b>TOTAL (USD)</b>  |
|---------------------|--|----------------------|-----------------|------------------|---------------------|
| <b>Movilización</b> | Tarifa diaria de taladro                         | 9 600                | 8               | Día              | 76 800              |
| <b>Movilización</b> | Movimiento de la torre                           | 6 000                | 1               | Día              | 6 000               |
| <b>Completación</b> | Supervisión y transporte                         | 10 000               | 1               | EA               | 10 000              |
| <b>Completación</b> | Tubería y accesorios                             | 390                  | 350             | EA               | 136 500             |
| <b>Completación</b> | Materiales de Wireline                           | 5 000                | 1               | EA               | 5 000               |
| <b>Completación</b> | Equipo de fondo de completación inteligente      | 600 000              | 1               | EA               | 600 000             |
| <b>Completación</b> | Equipo de superficie de completación inteligente | 60 000               | 1               | EA               | 60 000              |
| <b>Completación</b> | Equipo de cabezal Inteligente                    | 20 000               | 1               | EA               | 20 000              |
| <b>Completación</b> | Renta de equipos y herramientas                  | 21 000               | 1               | EA               | 21 000              |
| <b>Completación</b> | Químicos   | 8 000                | 1               | EA               | 8 000               |
| <b>Completación</b> | Servicio de cable eléctrico                      | 150                  | 192             | Horas            | 28 650              |
| <b>Completación</b> | Equipo bomba electrosumergible                   | 200 000              | 1               | EA               | 20 000              |
| <b>Generales</b>    | Renta de unidad de Wireline + vaccum             | 5 000                | 1               | EA               | 6 000               |
| <b>Generales</b>    | Supervisión e instalación de equipo BES          | 2 000                | 1               | EA               | 2 000               |
| <b>Generales</b>    | Diesel para taladro                              | 0,90                 | 350             | GAL              | 315                 |
| <b>Generales</b>    | Lucro cesante                                    | 46 900               | 8               | días             | 375 200             |
|                     |  |                      |                 | Subtotal sin IVA | \$ 1 375 465        |
|                     |  |                      |                 | <b>Total</b>     | <b>\$ 1 540 520</b> |

**Tabla 15.** Presupuesto para la implementación de la completación por bombeo electrosumergible

| <b>EVENTO</b>       | <b>DESCRIPCIÓN</b>                        | <b>VALOR U (USD)</b> | <b>CANTIDAD</b> | <b>UNIDAD</b>    | <b>TOTAL (USD)</b> |
|---------------------|---|----------------------|-----------------|------------------|--------------------|
| <b>Movilización</b> | Movilización taladro entre locaciones     | 10 800               | 1               | Día              | 10 800             |
| <b>Movilización</b> | Transporte de taladro                     | 1 300                | 1               | Día              | 1 300              |
| <b>Generales</b>    | Tarifa diaria de taladro                  | 9 600                | 2               | Día              | 19 200             |
| <b>Pulling</b>      | Servicio de Slick Line                    | 150                  | 24              | Horas            | 3 600              |
| <b>Completación</b> | Tarifa diaria de taladro                  | 9 600                | 1               | Día              | 9 600              |
| <b>Completación</b> | Camión de Slick line                      | 150                  | 24              | Horas            | 3 600              |
| <b>Completación</b> | Reparación de Cabezal                     | 8 000                | 1               | EA               | 8 000              |
| <b>Completación</b> | Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 2 3/8    | 3 800                | 2               | EA               | 7 600              |
| <b>Completación</b> | Camisa (Sleaving - Sleeve) SI-SI 3.5      | 7 200                | 1               | EA               | 7 200              |
| <b>Completación</b> | Crossover Sub 3-1/2" X 2-3/8" Eue Bxp     | 750                  | 1               | EA               | 750                |
| <b>Completación</b> | No-Go 3-1/2" X 2.75                       | 1 100                | 1               | EA               | 1 100              |
| <b>Completación</b> | Tubing, 3-1/2" 9.3 Ppf, L80, Eue          | 90                   | 350             | EA               | 31 500             |
| <b>Completación</b> | Tubing, 2-7/8"; 8,6 Ppf, Grade: Tn 110Cr3 | 250                  | 19              | EA               | 4 750              |
| <b>Completación</b> | Cable de potencia AGW N° 2                | 3                    | 5 000           | Pies             | 15 000             |
| <b>Completación</b> | Reparación de herramientas BES            | 59 700               | 1               | EA               | 59 700             |
| <b>Generales</b>    | Vacuum                                    | 44                   | 60              | Horas            | 2 640              |
| <b>Generales</b>    | Diesel para taladro                       | 0,90                 | 350             | GAL              | 315                |
| <b>Generales</b>    | Lucro cesante                             | 46 900               | 2               | -                | 93 800             |
|                     |   |                      |                 | Subtotal sin IVA | \$ 280 455         |
|                     |   |                      |                 | <b>Total</b>     | <b>\$ 314 109</b>  |

Una completación inteligente, tiene costos más elevados que una completación por bombeo electrosumergible. Sin embargo, esta nueva tecnología disminuye operaciones en el pozo, como cerrar el pozo por días para realizar pruebas de presión o parar la producción para conocer las condiciones del pozo. Como se observa en la tabla 16, el ingreso neto por barril para la empresa productora en Ecuador es de 36 dólares.

**Tabla 16.** Ingreso neto por barril

| PRECIO ACTUAL DEL PETRÓLEO WTI (USD). | PENALIDAD POR CALIDAD DE CRUDO (USD) | COSTO DE OPERACIÓN (USD) | INGRESO NETO (USD) |
|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|--------------------|
| \$ 65                                 | \$ 9                                 | \$ 20                    | \$ 36              |

Se realizó una comparación entre la producción de la completación inteligente y la completación por bombeo electrosumergible. Aunque la completación inteligente tiene un mayor costo, también tiene una producción mayor con 977 bls/día con una ganancia neta mensual de \$ 1 055 160 y una ganancia anual de \$ 12 661 920. Por lo que su inversión inicial se va a recuperar en menos de 45 días de producción. Al producir con una completación inteligente se va a obtener una ganancia mensual de \$ 331 560 en relación a producir con una completación por bombeo electrosumergible. Con el incremento de la producción se van a obtener grandes ganancias, además se reducen costos al disminuir las operaciones en el pozo. Además, el sistema de bombeo electrosumergible necesita de reacondicionamientos a la bomba. Estas operaciones tienen un valor de \$ 200 000 cada uno, lo que incrementa los valores de elegir este sistema de reacondicionamiento

**Tabla 17.** Desglose de la ganancia anual

| TIPO DE COMPLETACIÓN                             | COSTO DE COMPLETACIÓN (USD) | INGRESO POR BARRIL (USD) | PRODUCCIÓN (BLD/DÍA) | GANANCIA ANUAL (USD) |
|--|-----------------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|
| <b>Completación Inteligente</b>                  | \$ 1 540 520                | \$ 36                    | 977                  | \$ 12 661 920        |
| <b>Completación por bombeo electrosumergible</b> | \$ 314 109                  | \$ 36                    | 670                  | \$ 8 683 200         |

Al realizar los cálculos de las ganancias que se van a obtener, como se observa en la tabla 18. Al producir más, la completación inteligente va a tener mayores ganancias. En este caso las ganancias en comparación a instalar una bomba electrosumergible son de \$ 4 000 000.

Por lo que, instalar una completación inteligente es más costoso, pero se va a tener mayores ganancias. El beneficio de la completación inteligente es mucho mayor que otros métodos convencionales y a pesar de sus costos, va a ser rentable su implementación en el pozo seleccionado. Al realizar el análisis del costo-beneficio se obtiene un ratio de 1.45; esto muestra que la opción de la completación inteligente es genera mayores beneficio en comparación al bombeo electrosumergible.

**Tabla 18.** Ganancia de implementar la completación inteligente

| <b>TIPO DE COMPLETACIÓN</b>                      | <b>GANANCIA ANUAL (USD)</b> |
|--|-----------------------------|
| <b>Completación Inteligente</b>                  | \$ 12 661 920               |
| <b>Completación por bombeo electrosumergible</b> | \$ 8 683 200                |
| <b>GANANCIA TOTAL</b>                            | <b>\$ 3 978 720</b>         |

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 CONCLUSIONES**

- Se propone un diseño de completación inteligente modular, adecuado para el pozo Auca I-083, que va a producir de las tres arenas a la vez va a tener un caudal de 977 bls/día.
- Se seleccionó la bomba D1050N, que con 357 etapas va a ser la mas adecuada para llevar todo el fluido producido por la completación inteligente hasta superficie.
- Con el análisis nodal y las curvas IPR, se observa que la producción actual del pozo es de 670 bls/día, si se implementa la completación inteligente el caudal a producir en condiciones óptimas es de 1 162 bls/día. Con la alternativa planteada se demuestra un importante incremento de la producción.
- Se concluye que implementar la completación inteligente es económicamente rentable, ya que la inversión se recupera en menos de 45 días y se generan ahorros al disminuir las operaciones anuales en el pozo.

### **4.2 RECOMENDACIONES**

- Se recomienda realizar un estudio para comparar el desempeño de una completación inteligente con otro tipo de levantamiento artificial de fluidos en pozos del oriente ecuatoriano.
- Se debe instruir a los operadores sobre el funcionamiento y cómo resolver los inconvenientes que pueda tener la completación inteligente. De tal manera que se haga un buen uso de la completación y se pueda aprovechar su potencial.
- Se recomienda realizar estudios de factibilidad en otros pozos con buena producción o con condiciones adecuadas donde implementar una completación inteligente sea rentable y genere beneficios.
- Comparar el estudio realizado con los resultados obtenidos en completaciones inteligentes instaladas en el país para verificar los datos obtenidos en el estudio.



## **5. BIBLIOGRAFÍA**

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- Acosta, B. (2018). *Evaluación técnica-económica de los equipos de bombeo electrosumergible mediante análisis nodal de los pozos: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010 del Campo Tiputini*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Alarcón, C. (2016). *Análisis técnico económico de la implementación de completaciones inteligentes, para pozos de inyección de agua en reservorios con baja producción y alto corte de agua en la Amazonía Ecuatoriana*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Algeroy, J., Bryant, I., & Johannessen, O. (1999). *Control remoto de yacimientos*. Houston: Schlumberger.
- Beggs, H. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.
- Beveridge, k., & Eck, J. (2012). *Terminaciones Inteligentes modulares*. Houston: Schlumberger.
- Brown, K. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publications.
- Cardenas, A. (2017). *Build Up Test*. Quito: Scribd.
- Chancay, J., & Rumipamba, L. (2007). *Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Cortés, L., & Perote, J. (2017). *Implicit probability distribution for WTI options*. Bogotá: Universidad EAFIT.
- Dávila, P., & Tayo, M. (Septiembre de 2012). *Mejoramiento del Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción del Petróleo en el Área Shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de Repositorio Digital - EPN: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4944>
- Falconi, R. (2010). *Criterios de selección y control de arenas en la terminación de pozos inteligentes*. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gabor, T. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual*. GPP.

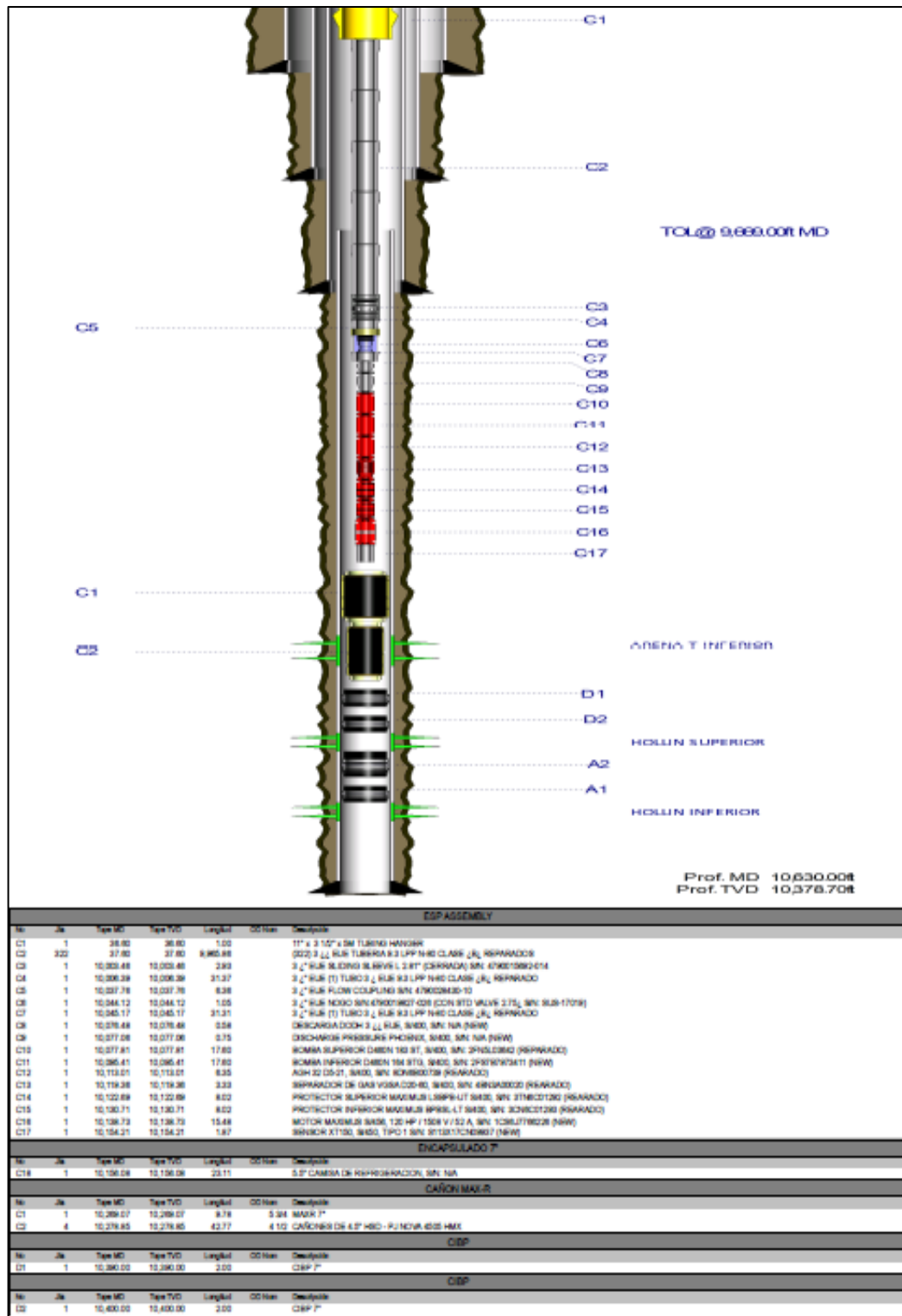
- Gao, C. H., & Yoshikito, E. (2007). *A Literature Review on Smart Well Technology*. Oklahoma City: Society of Petroleum Engineers .
- Gavilanes, J., & Torres, E. (2009). *Actualización de reservas y estimación de la producción de los campos Auca y Auca Sur*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Hughes, B. (2017). *Backer Hughes Centrilift*. Obtenido de Backer Hughes Centrilift: <https://www.bakerhughes.com/products-and-services/production/artificial-lift/electrical-submersible-pumping-systems-esps>
- Melo, V. (2014). *Levantamiento Artificial*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Petroamazonas EP. (2016). *Estimación de costos para la implementación de recuperación secundaria*. Quito: Petroamazonas.
- Petroamazonas EP. (2017). *Esquema mecánico del pozo TPTC - 002, TPTC - 009, TPTC - 010*. Quito: Petroamazonas.
- Petroamazonas EP. (Febrero de 22 de 2017). *Intrapam*. Obtenido de Sitio web de Petroamazonas: <http://intranetpam/>
- Petroamazonas, E. (2015). QUITO.
- Petroamazonas, E. (2017). QUITO.
- PIPESIM, S. (2017). *Cátalogo PIPESIM*. Quito.
- Proaño, M. (2012). *Estudio para incrementar la producción en los pozos con sistema de bombeo hidráulico tipo Jet en el campo Auca*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial .
- Schlumberger. (2009). *Schlumberger REDA*. Obtenido de Schlumberger REDA: [http://www.slb.com/services/production/artificial\\_lift/submersible/rede\\_maximus\\_esp.aspx](http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/rede_maximus_esp.aspx)
- Schlumberger. (2014). *El primer despliegue de una completación inteligente multizonal que duplica la producción del campo Shushufindi*. Ecuador.
- Schlumberger. (2015). *Schlumberger*, 15.
- Schlumberger. (2015). *IntelliZone Compact*. Schlumberger.
- Suntaxi, E. (2017). Determinación y Optimización del punto de operación de las bombas del sistema. *Polo del Conocimiento* , 20.

Torres, G. (2016). *Estudio de factibilidad técnico-económico para la implementación de completaciones inteligentes en el campo AT del Oriente Ecuatoriano*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

## **6. ANEXOS**

## 6. ANEXOS

### ANEXO 1. DIAGRAMA DE LA COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO AUCA I-083



(Petroamazonas, 2017)

## ANEXO 2. CÁLCULOS PARA IGUALAR LAS PRESIONES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL POZO AUCA I-083.

### CÁLCULO DE LAS PRESIONES DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR

#### 1. GRADIENTE DE ALTURA

$$ft = \frac{Pintake * 2.31}{SG} \quad [1]$$
$$ft = \frac{1085 * 2.31}{0.8654}$$
$$ft = 2896.18 \text{ pies}$$

Donde: Pintake: presión de intake  
SG: gravedad específica del petróleo  
2.31: factor de conversión

#### 2. CANTIDAD DE BARRILES POR CADA PIE

$$Gradiente = \frac{BFPD}{ft} \quad [2]$$
$$Gradiente = \frac{448}{2896.18}$$
$$Gradiente = 0.16 \text{ Bls/pies}$$

Donde: BFPD: barriles de fluido por día  
Ft: gradiente de altura

#### 3. GRADIENTE DE ALTURA@ 479 PSI

$$ft_{@479} = \frac{Pintake * 2.31}{SG} \quad [3]$$
$$ft_{@479} = \frac{479 * 2.31}{0.8654}$$
$$ft_{@479} = 1278.59 \text{ pies}$$

Donde: Pintake: presión de intake 479 psi  
SG: gravedad específica del petróleo  
2.31: factor de conversión

#### 4. CAUDAL QUE APORTA LA ARENA HS:

$$\begin{aligned} Q &= \text{Gradiente} * ft_{@Pintake} & [4] \\ Q_{Hs} &= 0.16 * 1278.59 \\ Q_{Hs} &= 204.58 \text{ Bls} \approx 205 \text{ Bls} \end{aligned}$$

Donde: Gradiente: cantidad de barriles por cada pie  
Ft@479 psi: gradiente de altura a 479 psi

#### 5. PORCENTAJE DE ABERTURA DE LA VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO EN LA ARENA HS:

$$\begin{aligned} \% \text{ de abertura de la valvula} &= \frac{205 * 100}{448} & [5] \\ \% \text{ de abertura de la valvula} &= 46\% \end{aligned}$$

#### CÁLCULO DE LAS PRESIONES DE LA ARENA HOLLÍN INFERIOR

##### 1. GRADIENTE DE ALTURA

$$\begin{aligned} ft &= \frac{Pintake * 2.31}{SG} & [6] \\ ft &= \frac{2473 * 2.31}{0.8660} \\ ft &= 6596.57 \text{ pies} \end{aligned}$$

##### 2. CANTIDAD DE BARRILES POR CADA PIE

$$\begin{aligned} \text{Gradiente} &= \frac{BFPD}{ft} & [7] \\ \text{Gradiente} &= \frac{500}{6596.57} \\ \text{Gradiente} &= 0.08 \text{ Bls/pies} \end{aligned}$$

##### 3. GRADIENTE DE ALTURA@ 479 PSI

$$\begin{aligned} ft_{@479} &= \frac{Pintake * 2.31}{SG} & [8] \\ ft_{@479} &= \frac{479 * 2.31}{0.8660} \\ ft_{@479} &= 1277.70 \text{ pies} \end{aligned}$$



#### 4. CAUDAL QUE APORTA LA ARENA HS:

$$\begin{aligned}Q &= \text{Gradiente} * ft_{@Pintake} & [9] \\Q_{Hi} &= 0.08 * 1277.70 \\Q_{Hi} &= 102 \text{ Bls}\end{aligned}$$

#### 5. PORCENTAJE DE ABERTURA DE LA VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO EN LA ARENA HS:

$$\begin{aligned}\% \text{ de abertura de la valvula} &= \frac{102 * 100}{500} & [10] \\ \% \text{ de abertura de la valvula} &= 21\%\end{aligned}$$

#### CAUDAL TOTAL QUE PRODUCEN LAS ARENAS

$$\begin{aligned}\Sigma_{Barriles (Qf)} &= Q_{Ti} + Q_{Hs} + Q_{Hi} & [11] \\ \Sigma_{Barriles (Qf)} &= 670 + 205 + 102 \\ \Sigma_{Barriles (Qf)} &= 977 \text{ Bls}\end{aligned}$$

Donde:  $\Sigma$ Barriles: caudal total de fluido  
QTi: caudal de la arena T inferior  
QHs: caudal de la arena Hollín superior  
QHi: caudal de la arena Hollín inferior

#### 1. CAUDAL DE CRUDO POR ARENAS.

$$\begin{aligned}Q_{oTotal} &= Q_{oTi} * \% \text{ oil} + Q_{oHs} * \% \text{ oil} + Q_{oHi} * \% \text{ oil} & [12] \\ Q_{oTotal} &= (670 * 0.98) + (205 * 0.60) + (102 * 0.60) \\ Q_{oTotal} &= 840.80 \text{ Bls}\end{aligned}$$

Donde: QoTotal: caudal de petróleo total  
QoTi: caudal de petróleo de T inferior  
QoHs: caudal de petróleo de Hollín superior  
QoHi: caudal de petróleo de arena Hollín inferior  
% oil: porcentaje de petróleo de cada arena

#### 2. CAUDAL DE AGUA POR ARENAS.

$$\begin{aligned}Q_w &= (Q_f - Q_o) \text{ Bls} & [13] \\ Q_w &= (977 - 840) \text{ Bls} \\ Q_w &= 136.20 \text{ Bls}\end{aligned}$$

Donde: Qw: caudal de agua  
Qf: caudal de fluido  
Qo: caudal de petróleo

### 3. CORTE DE AGUA DE LA MEZCLA.

$$\begin{aligned} \%w_{Mezcla} &= \frac{Qw * 100}{Qf} & [14] \\ \%w_{Mezcla} &= \frac{136.20 * 100}{977} \\ \%w_{Mezcla} &= 14\% \end{aligned}$$

Donde: %w mezcla = porcentaje de agua en la mezcla  
Qw: caudal de agua  
Qf: caudal de fluido

## ANEXO 3. CÁLCULOS DEL DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.

### PROCESO PARA OBTENER EL TDH (TOTAL DYNAMIC HEAD)

#### 1. PROFUNDIDAD EN LA CARA DE LA FORMACIÓN

$$MPP = \frac{10512 + 10289}{2} \quad [15]$$

$$MPP = 10400 \text{ pies}$$

Donde: MPP: profundidad en la cara de formación

#### 2. CÁLCULO DE LA ALTURA DIFERENCIAL

El sensor muestra una profundidad del intake de 10113 pies

$$\Delta h = \text{Profundidad de la formación} - \text{Profundidad del sensor} \quad [16]$$

$$\Delta h = 10400 \text{ pies} - 10113 \text{ pies}$$

$$\Delta h = 287 \text{ pies}$$

#### 3. PRESIÓN A PROFUNDIDAD DE FORMACIÓN

$$P = (\Delta h * 0.433 \frac{\text{Psi}}{\text{pies}} * SGm) \quad [17]$$

$$P = (287 \text{ pies} * 0.433 \frac{\text{Psi}}{\text{pies}} * 0.8922)$$

$$P = 110.87 \text{ Psi}$$

Donde:  $\Delta h$ : altura diferencial  
SGm: gravedad específica de la mezcla  
0.433: factor de conversión

$$P_{wf} = P + \text{Presión de Intake} \quad [18]$$

$$P_{wf} = 110.87 \text{ Psi} + 479 \text{ Psi}$$

$$P_{wf} = 589.87 \text{ Psi}$$

Donde:  $P_{wf}$ : presión de fondo fluyente  
P: presión a la profundidad de formación

#### 4. ALTURA NETA CON LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

$$L_f = \frac{P_{wf} * 2.31}{SGM} \quad [19]$$
$$L_f = \frac{589.87 * 2.31}{0.8922}$$
$$L_f = 1527.24 \text{ pies}$$

Donde: Lf: altura neta  
Pwf: presión de fondo fluyente  
2.31: factor de conversión

#### 5. NIVEL DINÁMICO DE FLUIDO

$$NVL = P_{ofundidad \ de \ la \ formación} - L_f \quad [20]$$
$$NVL = 10400 \text{ pies} - 1527.24 \text{ pies}$$
$$NVL = 8872.76 \text{ pies}$$

Donde: NVL: nivel dinámico de fluido  
Lf: altura neta

#### 6. PÉRDIDAS POR FRICCIÓN

Tubería de 3 ½ con un diámetro interno de: 2.992" usando la ecuación de Hasen Williams.

$$f = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1.852} \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.852}}{ID^{4.8655}} \quad [21]$$
$$f = \frac{2.083 \left(\frac{100}{120}\right)^{1.852} \left(\frac{977}{34.3}\right)^{1.852}}{(2.992)^{4.8655}}$$
$$f = 3.55 \text{ pies}/1000\text{pies}$$
$$P_f = \frac{3.55 \text{ pies}}{1000 \text{ pies}} * 10113\text{pies}$$
$$P_f = 35.90 \text{ pies}$$

Donde: f: pérdidas por fricción  
C: 120  
Q: caudal total

## 7. TRANSFORMACIÓN DE LA PRESIÓN DE CABEZA EN ALTURA:

$$\begin{aligned} Wellhead &= \frac{Presión\ de\ Cabeza * 2.31}{SGm} & [22] \\ Wellhead &= \frac{140 * 2.31}{0.8922} \\ Wellhead &= 362.48\ pies \end{aligned}$$

Donde: Pf: pérdidas por fricción  
C: 120  
Q: caudal total

## 8. ALTURA DINÁMICA TOTAL (TDH).

$$\begin{aligned} TDH &= NVL + Pf + Wellhead & [23] \\ TDH &= 8872.76\ pies + 35.90\ pies + 392.48\ pies \\ TDH &= 9271.14\ pies \end{aligned}$$

Donde: TDH: Total Dynamic Head  
NVL: nivel dinámico de fluido  
Wellhead: presión de cabeza en altura

## CÁLCULOS DE LA CANTIDAD DE GAS PRESENTE EL POZO

### 1. RELACIÓN DE SOLUBILIDAD (RS).

$$\begin{aligned} R_s &= SG_{gas} \left( \frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125(API)}}{10^{0.0009(T^\circ)}} \right)^{1.2048} & [24] \\ R_s &= 0,8 \left( \frac{660}{18} * \frac{10^{0.0125(30.27)}}{10^{0.0009(229)}} \right)^{1.2048} \\ R_s &= 98.92\ PCS/Bls \end{aligned}$$

Donde: Rs: relación de solubilidad  
SGgas: gravedad específica del gas  
Pb: presión de burbuja  
T°: temperatura del yacimiento

### 2. FACTOR VOLUMÉTRICO DE PETRÓLEO.

$$\begin{aligned} \beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left( R_s \left( \frac{SG_{gas}}{SG_{oil}} \right) + 1.25(T^\circ) \right)^{1.175} & [24] \\ \beta_o &= 0.972 + 0.000147 \left( 98.92 \left( \frac{0.8}{0.8747} \right) + 1.25(229) \right)^{1.175} \\ \beta_o &= 1.13\ BY/BN \end{aligned}$$

Donde: Bo: factor volumétrico de petróleo  
 Rs: relación de solubilidad  
 SGgas: gravedad específica del gas  
 SGoil: gravedad específica del petróleo  
 T°: temperatura del yacimiento

### 3. CÁLCULO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDO-REDUCIDAS

$$P_{sr} = \frac{Pr}{667 + 15 * (SG_{gas}) + 37.7 * (SG_{gas})^2} \quad [25]$$

$$P_{sr} = \frac{1800}{667 + 15 * (0.8) + 37.7 * (0.8)^2}$$

$$P_{sr} = 2.06 \text{ Psi}$$

$$T_{sr} = \frac{T[^\circ R]}{168 + 325 * (SG_{gas}) - 12.5 * (SG_{gas})^2} \quad [26]$$

$$T_{sr} = \frac{229 + 460}{168 + 325 * (0.8) - 12.5 * (0.8)^2}$$

$$T_{sr} = 1.64 \text{ }^\circ R$$

Factor de compresibilidad del gas  $Z = 0.87$

Donde: P<sub>sr</sub>: presión Pseudoreducida  
 T<sub>sr</sub>: temperatura Pseudoreducida  
 SG<sub>gas</sub>: gravedad específica del gas  
 T°: temperatura del yacimiento en °R

### 4. FACTOR VOLUMÉTRICO DE GAS

$$\beta_g = 0.00504 \frac{(Z)(T[^\circ R])}{Pr} \quad [27]$$

$$\beta_g = 0.00504 \frac{(0.87)(689)}{1451}$$

$$\beta_g = 0.0021 \frac{PCY}{PCS}$$

Donde: Pr: presión reducida  
 Z: factor de compresibilidad  
 T°: temperatura del yacimiento en °R

## 5. GAS TOTAL

$$\begin{aligned} Gas\ total &= \frac{GOR * BPPD}{1000} (MPCD) & [28] \\ Gas\ total &= \frac{229 * 840.80}{1000} (MPCD) \\ Gas\ total &= 192.54 (MPCS) \end{aligned}$$

Donde: GOR: relación gas petróleo  
BPPD: barriles de petróleo por día

## 6. GAS EN SOLUCIÓN

$$\begin{aligned} Gas\ en\ solución &= \frac{Rs * BPPD}{1000} (MPCD) & [29] \\ Gas\ en\ solución &= \frac{98.92 * 840.80}{1000} (MPCD) \\ Gas\ en\ solución &= 83.17 (MPCS) \end{aligned}$$

Donde: Psr: presión pseudoreducida  
Tsr: temperatura Pseudoreducida  
SGgas: gravedad específica del gas  
T°: temperatura del yacimiento en °R

## 7. GAS LIBRE

$$\begin{aligned} Gas\ libre &= Gas\ Total - Gas\ en\ Solución & [30] \\ Gas\ libre &= 192.54 - 83.17 \\ Gas\ libre &= 109.372 (MPCS) \end{aligned}$$

## 8. VOLUMEN TOTAL DE FLUIDO.

$$\begin{aligned} Vo &= BPPD * \beta_o & [31] \\ Vo &= 950.10\ Bls \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Vw &= BAPD * \beta_w & [32] \\ Vw &= 136.20\ Bls \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Vg &= Gas\ libre * \beta_g & [33] \\ Vg &= 229.68\ Bls \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_{Total} &= V_o + V_w + V_g \\
 V_{Total} &= 950.10 + 136.20 + 229.68 \\
 V_{Total} &= 1315.98 \text{ BLS}
 \end{aligned}
 \tag{34}$$

Donde:  $V_o$ : volumen de petróleo  
 $V_g$ : volumen de gas  
 $V_w$ : volumen de agua  
 $V_{total}$ : volumen total  
 $B_o$ : factor volumétrico del petróleo  
 $B_g$ : factor volumétrico del gas

## 9. PORCENTAJE DE GAS LIBRE

$$\begin{aligned}
 \% \text{ GAS LIBRE} &= \frac{\text{Volumen del Gas}}{\text{Volumen Total}} * 100\% \\
 \% \text{ GAS LIBRE} &= \frac{229.68}{1315.98} * 100\% \\
 \% \text{ GAS LIBRE} &= 17.45\%
 \end{aligned}
 \tag{35}$$

## ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

### 1. CÁLCULO DEL NUMERO DE ETAPAS DE LA BOMBA

$$\begin{aligned}
 N^{\circ} \text{Etapas} &= \frac{TDH}{\text{Head}} \\
 N^{\circ} \text{Etapas} &= \frac{9271.14 \text{ pies}}{26 \text{ pies/etapa}} \\
 N^{\circ} \text{Etapas} &= 357
 \end{aligned}
 \tag{36}$$

Donde: TDH: Total Dynamic Head  
 Head: levantamiento pies /etapa

### 2. POTENCIA REQUERIDA

$$\begin{aligned}
 H_p &= N^{\circ} \text{ etapas} * H_p/\text{etapa} * SG_m \\
 H_p &= 357 * 0,26 * 0,8922 \\
 H_p &= 83
 \end{aligned}
 \tag{37}$$

Donde:  $H_p$ : potencia necesaria  
 $H_p/\text{etapa}$ :  
 $SG_m$ : gravedad específica de la mezcla



## ANEXO 4. CÁLCULOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA I-083

### CÁLCULO DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

$$IP = \frac{q_o}{(Pr - P_{wf})} \quad [38]$$

$$IP = \frac{977}{(1451 - 479)}$$

$$IP = 1.00 \text{ Bls/día/Psi}$$

Donde: IP: índice de productividad  
Pr: presión de reservorio  
Pwf: presión de fondo fluyente

### CÁLCULO DEL CAUDAL MÁXIMO DE FLUIDO

$$Q_{omax} = q_b * \frac{IP * P_b}{1.8} \quad [39]$$

$$Q_{max} = 795 * \frac{1.00 * 660}{1.8}$$

$$Q_{max} = 1163.62 \text{ Bls}$$

Donde: Qomáx: caudal de petróleo máximo  
Pb: presión de burbuja  
IP: presión de reservorio

### ECUACIONES PARA LA GRÁFICA DEL IPR COMPUESTO POR EL MÉTODO DE VOGEL.

**PARA:  $P_B < P_{WF} < P_R$**

$$q_t = J(P_R - P_{wf}) \quad [40]$$

**PARA:  $0 < P_B < P_{WF}$**

$$q_t = q_b + [q_{omáx} - q_b]x \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad [41]$$

Donde: qt: caudal total  
J: Índice de productividad  
qb: caudal de burbuja  
qomáx: caudal máximo  
Pwf: presión de fondo fluyente  
Pb: presión de burbuja  
Pr: presión de reservorio