



UNIVERSIDAD UTE

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

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA PRODUCTIVIDAD
PARA IMPLEMENTAR UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE
EN EL CAMPO XX, POZO XX.**

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

EDUARDO ANDRÉS CHÉRREZ TINGO

DIRECTOR: VICTOR FERNANDO PINTO TOSCANO

Quito, febrero 2019

© Universidad UTE. 2019

Reservados todos los derechos de reproducción

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1727136903
APELLIDO Y NOMBRES:	Chérrez Tingo Eduardo Andrés
DIRECCIÓN:	Urb. Terranova (Valle los Chillos) calle Orión y Neptuno casa número 5
EMAIL:	andres651@hotmail.es
TELÉFONO FIJO:	022869099
TELÉFONO MOVIL:	+593998062873

DATOS DE LA OBRA	
TITULO:	Estudio técnico – económico de la productividad para implementar una completación inteligente en el campo xx, Pozo xx.
AUTOR O AUTORES:	Chérrez Tingo Eduardo Andrés
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	01 de Febrero del 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Pinto Toscano Victor Fernando
PROGRAMA	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero de petróleos
RESUMEN:	<p>El objetivo de este trabajo fue determinar la factibilidad de implementar una completación inteligente en el campo xx, Pozo xx. Este pozo fue seleccionado debido a que actualmente posee una completación dual concéntrica la misma que puede producir de Basal Tena y Hollín simultáneamente. Los yacimientos productores fueron analizados mediante la columna estratigráfica de la cuenca oriente del Ecuador y sus propiedades petrofísicas fueron comparadas con los valores promedio, de esto se determinó que el yacimiento Basal Tena posee mejores condiciones petrofísicas que Hollín. También se estudió los historiales de producción y se determinó su índice de productividad mediante el método de Voguel. Para el diseño de la completación inteligente se determinó la apertura optima de las válvulas de control para los dos yacimientos productores, teniendo así una apertura de la válvula del 30% para Hollín y</p>

	<p>el 100% para Basal Tena, con esa configuración de apertura de válvulas la producción conjunta de los dos yacimientos es de 555.53 barriles de fluido, para poder llevar el fluido a superficie se seleccionó la bomba D725N que trabaja dentro de un rango de 340 – 920 barriles de fluido por día. Usando el método de Vogel se estimó un índice de productividad y también se construyó una curva IPR para la completación inteligente. Para determinar si la implementación de la completación inteligente es viable o no en el pozo xx se usó los indicadores económicos TIR y VAN, de este análisis se obtuvo que el implementar una completación inteligente no es viable debido a que se tiene una tasa interna de retorno menor a la del mercado.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>COMPLETACIÓN INTELIGENTE, VÁLVULA DE CONTROL, ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>The objective of this work was to determine the feasibility of implementing an intelligent completion in the field xx, Well xx. This well was selected because it currently has a concentric dual completion, which can be produced from Basal Tena and Soot at the same time. The producing deposits were analyzed through the stratigraphic column of the eastern basin of Ecuador and their petrophysical properties were compared with the average values, from this I determine that the Basal Tena deposit has better petrophysical conditions than Hollín. The production histories were also studied and their productivity index was determined by the Vogel method. For the design of intelligent completion, the optimal opening of the control valves for the two producing fields was determined, thus having a valve opening of 30% for Soot and 100% for Basal Tena, with that valve opening configuration the joint production of the two deposits is 555.53 barrels of fluid, in order to bring the fluid to the surface, the D725N pump was chosen, which works within a range of 340 - 920 barrels of fluid per day. Using the Vogel method, a productivity index was estimated and an IPR curve for intelligent completion was also constructed. To determine whether the implementation of intelligent completion is viable or not in the xx well, the economic indicators TIR and VAN were used. From this analysis it was obtained that implementing an intelligent completion is not viable due to the fact that there is an internal rate of return lower than the market</p>

KEYWORDS

INTELLIGENT COMPLETATION, CONTROL VALV,
TECHNICAL - ECONOMIC ANALYSIS.

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

f: _____



CHÉRREZ TINGO EDUARDO ANDRÉS

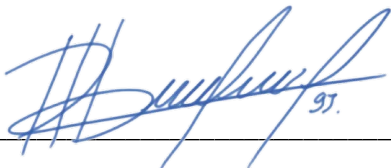
1727136903

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **CHÉRREZ TINGO EDUARDO ANDRÉS**, CI: 1727136903 autor del proyecto titulado: **“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA PRODUCTIVIDAD PARA IMPLEMENTAR UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE EN EL CAMPO XX, POZO XX”**, previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad UTE.

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 UTE 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, 01 de febrero del 2019

f:  _____

Chérrez Tingo Eduardo Andrés

CI: 1727136903

DECLARACIÓN

Yo **EDUARDO ANDRÉS CHÉRREZ TINGO**, 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 UTE 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.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Eduardo Andrés Chérrez Tingo', with a small number '97' written at the end of the signature.

EDUARDO ANDRÉS CHÉRREZ TINGO

1727136903

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA PRODUCTIVIDAD PARA IMPLEMENTAR UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE EN EL CAMPO XX, POZO XX**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero en Petróleos** fue desarrollado por **Chérrez Tingo Eduardo Andrés**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.



Ing. Victor Fernando Pinto Toscano

**LA QUE SUSCRIBE, COORDINADORA DE ADMINISTRACIÓN
DE TALENTO HUMANO**

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO

CERTIFICA:

*Que, el señor **CHÉRREZ TINGO EDUARDO ANDRÉS** con C.I 1727136903 estudiante de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias, Carrera de Petróleos de la Universidad UTE, realizó su trabajo de investigación titulado: **"ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA PRODUCTIVIDAD PARA IMPLEMENTAR UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE EN EL CAMPO XX DEL POZO XX"** desde el 15 de abril hasta el 15 de octubre de 2018, en la Dirección de Control Técnico de Hidrocarburos de ésta Cartera de Estado.*

*En virtud a lo expuesto, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero informa que el señor **CHÉRREZ TINGO EDUARDO ANDRÉS**, ha culminado su trabajo de investigación y esperamos que mantenga esa actitud de colaboración que contribuye con su crecimiento personal y profesional.*

Quito, 07 de enero de 2019


Dra. Jenny Armijos Valdez

COORDINADORA DE GESTIÓN DE TALENTO HUMANO



Elaborado por: Lina Arellano

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen María, por darme la salud y las fuerzas para continuar cada día, y por permitirme culminar una etapa más de mi vida.

A mi mamá Patricia, por ser el pilar más importante de vida y darme su cariño y su apoyo incondicional, por el gran esfuerzo que ha realizado para que yo pueda cumplir esta meta, por los valores inculcados a lo largo de toda mi vida.

Eduardo Andrés Chérrez Tingo

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad UTE y a la carrera de ingeniería de petróleos por las enseñanzas brindadas a lo largo de estos años de carrera.

Al Ing. Victor Pinto por brindarme su ayuda y apoyo para poder culminar de manera exitosa mi trabajo de titulación.

A la Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos por proporcionarme la información para el desarrollo de este trabajo de titulación.

Eduardo Andrés Chérrez Tingo

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 OBJETIVOS.....	10
1.1.1 OBJETIVO PRINCIPAL.....	10
1.1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	10
2. METODOLOGÍA	12
2.1 ANÁLISIS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES POZO XX.....	12
2.1.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL POZO XX	12
2.1.1.1 Análisis de la porosidad	12
2.1.1.2 Análisis de la permeabilidad	13
2.1.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO XX.	13
2.1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y GRÁFICA IPR	13
2.1.3.1 Gráfica IPR	15
2.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	15
2.2.1 APERTURA DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL	16
2.2.2 SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	17
2.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE	19
2.3.1 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO XX	19
2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO	19
2.4.1 CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)	19

	PÁGINA
2.4.2 CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	20
3. RESULTADOS	21
3.1 ANÁLISIS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DEL POZO XX.....	21
3.1.1 PROPIEDADES PETROFISICAS POZO XX	23
3.1.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO XX	24
3.1.3 ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD Y GRAFICAS IPR DEL POZO XX.....	26
3.1.4 PROPIEDADES DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO BASAL TENA	28
3.1.5 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO HOLLÍN	29
3.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	31
3.2.1 APERTURA DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL	31
3.2.2 CAUDAL COMBINADO DEL POZO XX.....	33
3.2.3 SELECCIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE	33
3.2.4 SATURACIÓN DE GAS EN EL FLUJO MULTIFÁSICO	35
3.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	38
3.3.1 GRÁFICA IPR PARA LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE	38
3.3.2 ANÁLISIS DE LA DECLINACION DEL CAMPO XX	39
3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO	40
3.4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE MEDIANTE TIR Y VAN	41

	PÁGINA
3.4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA REPARACIÓN DE LA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA.....	42
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	43
BIBLIOGRAFÍA.....	45
ANEXOS.....	48

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Valores promedio de porosidad.....	13
Tabla 2. Valores promedio de permeabilidad	13
Tabla 3. Rango del índice de productividad	14
Tabla 4. Propiedades petrofísicas del pozo XX.....	23
Tabla 5. Características de producción del yacimiento productor del pozo xx.....	28
Tabla 6. Características de producción del yacimiento Hollín antes y después del fracturamiento	29
Tabla 7. Condiciones de operación para Basal Tena	31
Tabla 8. Resultados para la equalización de la presión en la arena Hollín.....	32
Tabla 9. Condiciones de operación de la arena Hollín	32
Tabla 10. Caudal combinado del pozo xx.....	33
Tabla 11. Parámetros para la selección de la bomba electrosumergible.....	33
Tabla 12. Parámetros para el cálculo del TDH	34
Tabla 13. Propiedades PVT del fluido	36
Tabla 14. Porcentaje de gas a manejar por la bomba	36
Tabla 15. Determinación de las etapas y el motor de la bomba	37
Tabla 16. Características de operación del motor 456 PK	38
Tabla 17. Declinación de producción del campo xx.....	39
Tabla 18. Costo de barril de petróleo	40
Tabla 19. Análisis económico completación inteligente.....	41
Tabla 20. Análisis económico para la completación dual concéntrica.....	42

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Componentes de una completación inteligente	5
Figura 2. Diagrama de fondo de una completación inteligente	7
Figura 3. Aplicación de las completaciones inteligentes	8
Figura 4. Compatibilidad de las completaciones inteligentes	8
Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca Oriente del Ecuador.....	22
Figura 6. Historial de producción Basal Tena.....	24
Figura 7. Historial de producción formación Hollín.....	25
Figura 8. IPR Basal Tena.....	26
Figura 9. IPR de la formación Hollín	27
Figura 10. IPR de la arena Hollín fracturada.....	30
Figura 11. IPR de la formación Hollín antes y después del fracturamiento	31
Figura 12. Curvas de operación de la bomba D725N	35
Figura 13. IPR completación inteligente pozo xx	38
Figura 14. Estimación de la producción campo xx	40

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1. Diagrama de la completación actual del pozo xx	48
ANEXO 2. Curvas de comportamiento de la bomba electrosumergible Basal Tena.	49
ANEXO 3. Curvas de comportamiento de la bomba electrosumergible Hollín	50
ANEXO 4. Modelo PKN de fractura para el yacimiento Hollín.....	51
ANEXO 5. Factor de compresibilidad Z.....	52
ANEXO 6. Costos de la completación inteligente.....	53

RESUMEN

El objetivo de este trabajo fue determinar la factibilidad de implementar una completación inteligente en el campo xx, Pozo xx. Este pozo fue seleccionado debido a que actualmente posee una completación dual concéntrica la misma que puede producir de Basal Tena y Hollín simultáneamente. Los yacimientos productores fueron analizados mediante la columna estratigráfica de la cuenca oriente del Ecuador y sus propiedades petrofísicas fueron comparadas con los valores promedio, de esto se determinó que el yacimiento Basal Tena posee mejores condiciones petrofísicas que Hollín. También se estudió los historiales de producción y se determinó su índice de productividad mediante el método de Vogel. Para el diseño de la completación inteligente se determinó la apertura óptima de las válvulas de control para los dos yacimientos productores, teniendo así una apertura de la válvula del 30% para Hollín y el 100% para Basal Tena, con esa configuración de apertura de válvulas la producción conjunta de los dos yacimientos es de 555.53 barriles de fluido, para poder llevar el fluido a superficie se seleccionó la bomba D725N que trabaja dentro de un rango de 340 – 920 barriles de fluido por día. Usando el método de Vogel se estimó un índice de productividad y también se construyó una curva IPR para la completación inteligente. Para determinar si la implementación de la completación inteligente es viable o no en el pozo xx se usó los indicadores económicos TIR y VAN, de este análisis se obtuvo que el implementar una completación inteligente no es viable debido a que se tiene una tasa interna de retorno menor a la del mercado.

Palabras clave: COMPLETACIÓN INTELIGENTE, VÁLVULA DE CONTROL, ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.

ABSTRACT

The objective of this work was to determine the feasibility of implementing an intelligent completion in the field xx, Well xx. This well was selected because it currently has a concentric dual completion, which can be produced from Basal Tena and Soot at the same time. The producing deposits were analyzed through the stratigraphic column of the eastern basin of Ecuador and their petrophysical properties were compared with the average values, from this I determine that the Basal Tena deposit has better petrophysical conditions than Hollín. The production histories were also studied and their productivity index was determined by the Vogel method. For the design of intelligent completion, the optimal opening of the control valves for the two producing fields was determined, thus having a valve opening of 30% for Soot and 100% for Basal Tena, with that valve opening configuration the joint production of the two deposits is 555.53 barrels of fluid, in order to bring the fluid to the surface, the D725N pump was chosen, which works within a range of 340 - 920 barrels of fluid per day. Using the Vogel method, a productivity index was estimated and an IPR curve for intelligent completion was also constructed. To determine whether the implementation of intelligent completion is viable or not in the xx well, the economic indicators TIR and VAN were used. From this analysis it was obtained that implementing an intelligent completion is not viable due to the fact that there is an internal rate of return lower than the market

Key Words: INTELLIGENT COMPLETATION, CONTROL VALV, TECHNICAL - ECONOMIC ANALYSIS.

1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Las completaciones convencionales que se usan actualmente tienen varias limitaciones técnicas. Entre las limitaciones se tiene que no pueden producir de más de dos yacimientos a la vez, no se puede monitorear en tiempo real y para realizar el cambio de zona de producción es necesario la utilización de unidades de slickline, esto se traduce en aumento de costos operativos y pérdida de producción mientras se realizan las respectivas intervenciones en el pozo.

Las primeras completaciones inteligentes que fueron desarrolladas no gozaron de una buena aceptación dentro de la industria petrolera. Esto debido a que era una tecnología reciente y compleja, la misma que tenía un alto riesgo técnico y económico. El riesgo técnico se debía a sus componentes automatizados y el riesgo económico hacía referencia a que se necesitaba una fuerte inversión para la implementación de esta tecnología. (Serrano, 2013)

Con el pasar de los años la tecnología de las completaciones inteligentes ha ido mejorando. Estas mejoras en la tecnología se han traducido en disminución de riesgos técnicos y económicos, a la vez se ha logrado obtener mejores resultados alrededor del mundo. (Schlumberger, 2008)

El incremento en el uso de las completaciones inteligentes se debe a que cada vez los yacimientos descubiertos son más difíciles de explotar y el petróleo que puede ser extraído dentro de los límites técnicos y económicos ronda el 30% del petróleo original en sitio. El número de completaciones inteligentes a nivel mundial puede ir creciendo siempre y cuando esta tecnología continúe demostrando confiabilidad. (Schorn, 2008)

La tecnología de la completación inteligente fue diseñada para optimizar la producción y tener un control activo de un yacimiento. Dicha tecnología permite que los operadores tengan un control activo de un yacimiento. Este control se logra al tener un manejo de los fluidos en fondo, al monitorear y obtener información en tiempo real todo esto de manera remota. Una completación inteligente consiste en la combinación del control del flujo de fondo y dispositivos de aislamiento zonal. (Ibrahim & Al-Mutari, 2014)

La completación inteligente a más de monitorear y enviar información de fondo del pozo en tiempo real, permite producir de dos o más yacimientos simultáneamente. Dichas acciones son debido a una serie de componentes de fondo como sensores y válvulas. Estos componentes pueden ser operados a voluntad desde superficie. (Ibrahim & Al-Mutari, 2014)

Cabe destacar que el sistema de levantamiento artificial es independiente de la completación inteligente, es decir no se encuentra unido por ninguna pieza mecánica o componente. (Torres, 2016)

La completación inteligente es capaz de recolectar, transmitir y analizar la información tanto de producción como también información del reservorio. También permite tener un control de las zonas de producción optimizando los procesos sin la necesidad de una intervención física en el fondo del pozo. (Gao & Yoshikito, 2007)

Como información importante para el control de un yacimiento la completación inteligente proporciona datos de presión de fondo, corte de agua y el caudal por zona productora. (Alarcón, 2016)

Dentro de los procesos de optimización más innovadores de una completación inteligente se tiene la realización de las pruebas de pozos. Una de ellas es la prueba de Build up que puede ser ejecutada a cualquiera de las zonas productoras sin la necesidad de dejar de extraer petróleo de las demás zonas productoras o cerrar el pozo.

El Build up Test es una prueba de pozo que consiste en cerrar un pozo y esperar su restauración de presión. De esta prueba se puede obtener parámetros muy importantes como la capacidad de flujo, daño de la formación y permeabilidad. (Schlumberger, 2018)

Las completaciones inteligentes pueden ser de tres tipos: hidráulicas, eléctricas y una combinación de ambas. Las completaciones inteligentes de tipo hidráulicas son las más utilizadas. Este tipo de completaciones utiliza un fluido hidráulico el mismo que proporciona energía para poder operar los componentes de fondo. La completación tipo hidráulico destaca por su alta confiabilidad, durabilidad, sencillez de sistema y además proporciona resistencia a factores externos como la erosión. (Duran, 2010)

Las completaciones inteligentes de tipo eléctricas tienen una sola línea en donde se conecta la instrumentación y control. Estas a diferencia de las hidráulicas estas tienen elevados costos. Por ultimo tenemos las combinadas que nos más que una mezcla entre una hidráulica y una eléctrica, estas completaciones poseen una línea eléctrica y dos líneas hidráulicas.

En la figura 1 se presenta los componentes de una completación inteligente.

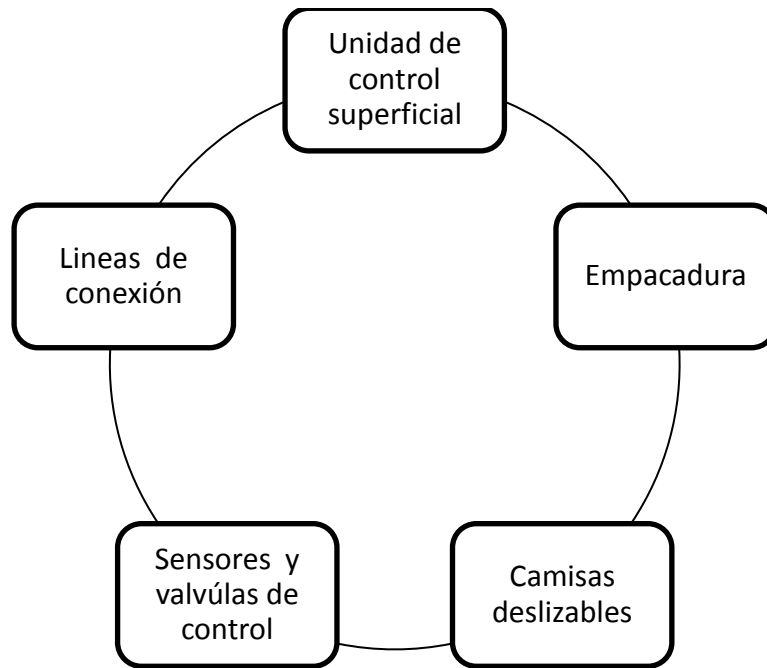


Figura 1. Componentes de una completación inteligente

La unidad de control en superficie corresponde a una unidad de control lógico que mediante un sistema SCADA que permite visualizar y modificar los parámetros de manera remota a través de un ordenador. (Serrano, 2013)

Las empacaduras son herramientas de completación de pozo y son usadas como un sello entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. La empacadura cumple una vital importancia dentro de cualquier completación. Para una completación inteligente la empacadura cumple una función muy importante ya que permite aislar entre sí las zonas productoras, creando zonas completamente independientes. A más de aislar las zonas la empacadura no permiten el paso de ningún fluido sobre ellas evitando así que los fluidos se mezclen sin antes haber sido cuantificados. En una completación inteligente se debe tener en cuenta que la empacadura debe tener orificios por los cuales pasan las conexiones para los sensores y las líneas hidráulicas. (Konopczynski, 2012)

Una camisa deslizable es un componente mecánico que va ubicado en la tubería de producción, tiene como objetivo poner en contacto el espacio anular con la tubería de producción. La camisa se desplaza hacia arriba para abrir y hacia abajo para cerrar. Una camisa convencional debe ser operada desde superficie mediante una unidad de slickline o wireline. (Konopczynski, 2012)

La camisa deslizable en una completación inteligente tiene componentes adicionales. Dentro de estos componentes se tiene líneas hidráulicas o eléctricas para que esta pueda ser operada de manera remota. Otra variación que presenta es que viene encapsulada y tiene un tapón colocado

en un nipple de asiento que permite re direccionar el flujo hacia la válvula de control y a los medidores de caudal. (Palencia & Ángel., 2011)

Los sensores de fondo son otro componente muy importante dentro de una completación inteligente. Los sensores se encargan de transmitir la información como presión, temperatura de fondo y flujo. Los parámetros enviados por los sensores son de vital importancia para tener el control activo de un yacimiento. La implementación de estos sensores no requiere de ningún tipo de sistemas especial debido a que las señales son enviadas a superficie a través de los cables de energía. (Palencia & Ángel., 2011)

Las válvulas de control son las encargadas de regular la producción y ecualizar las presiones de los distintos yacimientos productores. Estas válvulas no requieren intervención del pozo para ser abiertas o cerradas, sino que son manipuladas desde superficie. Gracias a estas válvulas es posible la producción simultánea de varios yacimientos. (Frías, 2010)

Para poder accionar los componentes de fondo de manera remota se requiere de las líneas de conexión. Estas líneas pueden ser bien de tipo hidráulico o eléctrico. Dentro de estas líneas también se incluyen capilares para poder suministrar los químicos respectivos al yacimiento. También se constan las líneas eléctricas por donde los sensores envían la información.

Mediante las líneas de conexión se hace posible comunicar los componentes de fondo con los controles en superficie. Estas líneas se encuentran acopladas al colgador de la sarta de producción a través de una serie de conectores especiales para cada tipo. La sección B del cabezal de una completación es adaptada para el paso de las líneas de conexión. En el caso de las líneas hidráulicas y los capilares se tiene una resistencia máxima de 10000 psi, todos los componentes son probados en superficie antes de ser bajados con la finalidad de evitar problemas futuros. (Pinto, Jr, & Izetti, 2016)

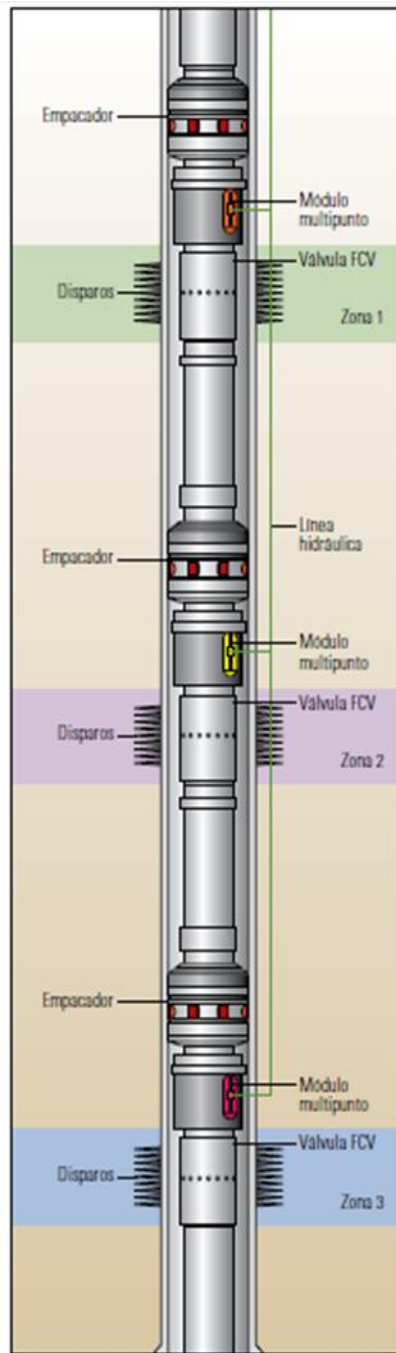


Figura 2. Diagrama de fondo de una completación inteligente

(Schlumberger, 2015)

La figura 2 muestra la ubicación de los componentes de una completación inteligente mencionados anteriormente.

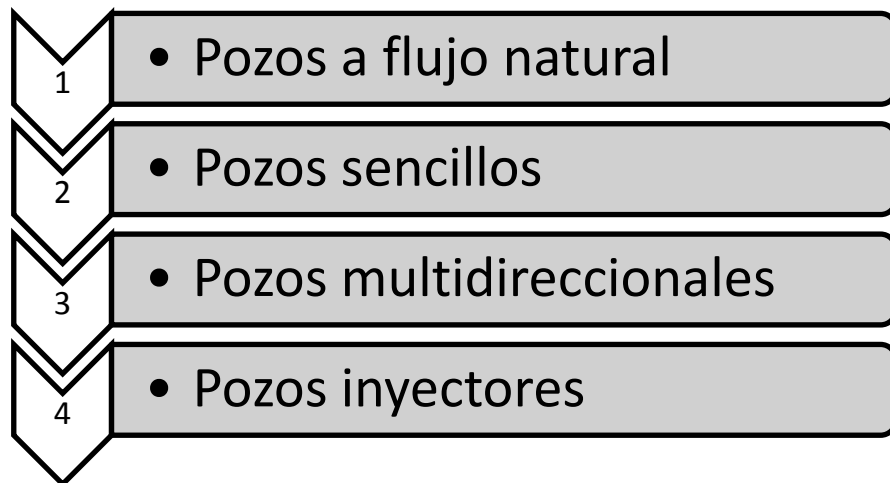


Figura 3. Aplicación de las completaciones inteligentes

En la figura 3 se presenta los tipos de pozos a los que puede ser aplicada la tecnología de las completaciones inteligentes.

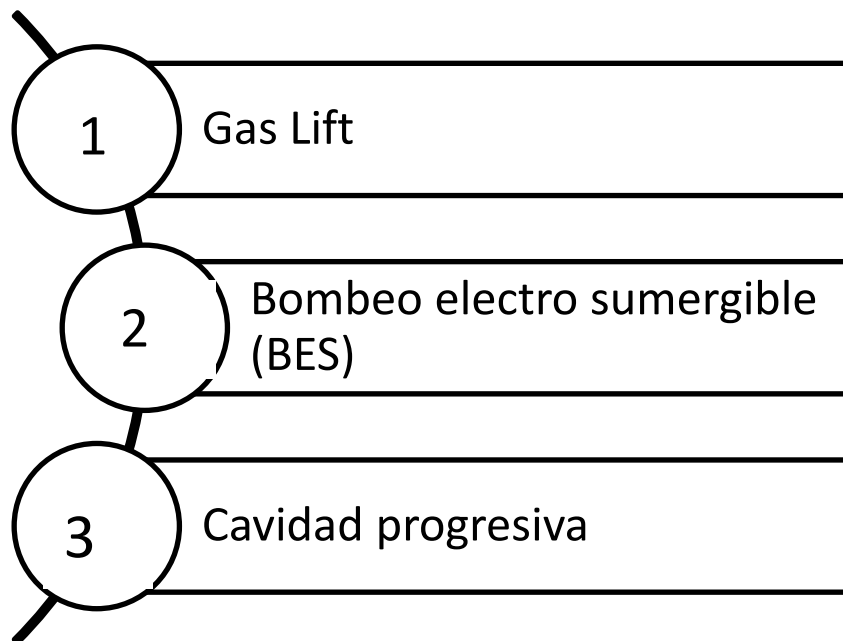


Figura 4. Compatibilidad de las completaciones inteligentes

En la figura 4 se muestran los tipos de levantamientos artificiales con los cuales una completación inteligente puede trabajar.

Dentro del avance de la tecnología en completaciones inteligentes ha surgido el sistema modular intelligent zone compact. Este nuevo sistema no es nada más que un rearmado de una completación inteligente convencional. La diferencia de este tipo de completaciones modulares es que pueden ser usadas en pozos de múltiples zonas que necesitan menores

presiones de trabajo y menores posiciones de estrangulamiento. Las completaciones de tipo de modulares han llegado a tener una menor longitud que las convencionales teniendo como una longitud promedio de 30 pies. (Schlumberger, 2015)

En México en el año 2005 la petrolera estatal Pemex implementó su primera completación inteligente en el campo Lankahusa ubicado al norte de su zona de exploración y producción. El pozo seleccionado para la implementación de esta tecnología fue el pozo productor Lankahusa 12 en donde se bajó una completación inteligente de tipo sencilla. Con la implementación de esta tecnología la empresa estatal Mexicana Pemex buscaba eliminar problemas operativos y poder reducir sus costos logísticos. Al lograr implementar la tecnología de una completación inteligente en este pozo se logró maximizar el potencial del yacimiento. (Chavez & López, 2009).

En el Brasil, la petrolera estatal Petrobras ha tomado la decisión de usar completaciones inteligentes de tipo modulares en el campo Carapeba. Este campo se encuentra ubicado en la zona marítima de Río de Janeiro, el pozo seleccionado para implementar esta tecnología fue el pozo Carapeba 27 de tipo inyector. Con la implementación de una completación inteligente en este pozo la petrolera estatal Petrobras busca mejorar la zona de barrido del yacimiento y a la vez poder realizar pruebas de inyektividad. Petrobras también ha tomado la decisión de mejorar sus pozos productores mediante la sustitución de las completaciones sencillas de zona única por completaciones inteligentes de tipo modulares de tres zonas. (Schlumberger, 2015)

Finalmente en el año 2014, después de los estudios realizados entre la empresa estatal ecuatoriana Petroamazonas y la prestadora de servicios Schlumberger se decide bajar una completación inteligente en el pozo productor SSF-136D perteneciente al campo Shushufindi.

La completación inteligente bajada en este pozo es de tipo modular de dos zonas, la misma que tiene como objetivo explotar los yacimientos U y T pertenecientes a la formación Napo. A más de explotar simultáneamente los dos yacimientos, la completación inteligente tiene como objetivos poder realizar estimulaciones independientes a los yacimientos y obtener parámetros como presión y temperatura de fondo en tiempo real. (Schlumberger, 2014)

El pozo xx seleccionado para el presente trabajo fue perforado en el año 2015. Este pozo pertenece a un pozo de desarrollo con una profundidad de 9945 pies en True Vertical Deep. Se tuvo como objetivo principal el yacimiento Hollín y como yacimientos secundarios Basal Tena, U y T pero sin embargo se cañoneó y se completó los yacimiento Basal Tena y Hollín.

El yacimiento Basal Tena presenta un espesor de 15 pies, sin embargo el espesor neto es de 7 pies. Para el yacimiento Hollín se presenta un espesor neto de 15 pies. (Agencia de control y regulación de hidrocarburos, 2015)

El pozo xx fue completado en el año 2015 con una completación dual concéntrica. Para ello se bajaron dos bombas electrosumergible una en el yacimiento Basal Tena y otra en el yacimiento Hollín. El objetivo de esta completación es producir de manera simultánea e independiente los yacimientos productores del pozo xx.

Esta completación opero con normalidad hasta finales del años 2015, en ese año el yacimiento Hollín fue cerrado y se empezó a producir solamente del yacimiento Basal Tena.

En el pozo xx se propone realizar un estudio técnico – económico con la finalidad de evaluar la factibilidad para implementar una completación inteligente y remplazar la completación dual concéntrica actual. Este pozo es apto para realizar este estudio debido que posee dos yacimientos productores y ninguna de sus zonas ha sido asilada Dentro de las ventajas de poder implementar una completación inteligente se tiene el uso de una sola bomba electrosumergible para producir simultáneamente y tener un control activo del yacimiento.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO PRINCIPAL

Realizar un estudio técnico – económico de la productividad del pozo xx que determine la factibilidad para implementar una completación inteligente que produzca de las arenas Basal Tena y Hollín.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar los yacimientos productores del pozo xx y su condición actual mediante historial de producción y propiedades petrofísicas.
- Proponer un diseño de completación inteligente con su respectiva bomba electrosumergible.
- Analizar la producción de la nueva completación mediante el índice de productividad.

- Realizar un análisis económico para la implementación de la completación inteligente en el pozo xx mediante los indicadores económicos TIR y VAN.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

La selección del pozo xx del campo xx se lo hizo mediante el estudio de los historiales de reacondicionamiento y diagramas de completación. Otro factor que se tuvo en cuenta para la implementación de una completación inteligente es la cantidad de yacimientos productores y el número de intervenciones del pozo xx. La información fue proporcionada por la Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos, dentro de esta información se incluyeron datos de pruebas de producción desde el Junio del 2015 hasta Junio del 2018, la información petrofísica se la obtuvo de los informes de tasa de producción, informes de perforación y terminación del pozo.

2.1 ANÁLISIS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DEL POZO XX.

Para analizar los yacimientos productores y condiciones actuales del pozo xx, se lo realizó mediante propiedades petrofísicas historiales de producción de cada yacimiento, índice de producción y graficas IPR

Los yacimientos Basal Tena y Hollín se ubicaron dentro de una columna estratigráfica en donde se indicó su espesor y su litología.

2.1.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL POZO XX

Los datos de las propiedades petrofísicas de los yacimientos Basal Tena y Hollín fueron obtenidos de los informes de solicitud de tasa y de los informes de perforación del pozo.

2.1.1.1 Análisis de la porosidad

Para realizar el análisis de esta propiedad petrofísica se comparó el dato de porosidad obtenido de los informes con respecto a la tabla 1 que muestra los valores promedios de porosidad.

Tabla 1. Valores promedio de porosidad

PORCENTAJE (%)	DESCRIPCIÓN
0 - 5	Despreciable
5 - 10	Bajo
10 - 15	Regular
15 - 20	Buena
20 - 40	Excelente

(Salazar, 2013)

2.1.1.2 Análisis de la permeabilidad

Para realizar el análisis de esta propiedad petrofísica se procedió al igual que en el punto anterior. Se realizó un comparación entre el dato de permeabilidad obtenido de los informes con respecto a la tabla 2, que muestra los valores promedios de permeabilidad.

Tabla 2. Valores promedio de permeabilidad

Valor (mD)	DESCRIPCIÓN
1 - 10	Baja
10 - 100	Buena
100 – 1 000	Muy Buena
>1 000	Excelente

(Salazar, 2013)

2.1.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO XX.

Los historiales de producción de los yacimientos Basal Tena y Hollín fueron graficados en base a los datos de las pruebas de producción desde el año 2015 hasta el año 2018.

2.1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y GRÁFICA IPR

El índice de productividad y la gráfica IPR fueron realizados utilizando el método de vogel para yacimientos subsaturados. Los índices de productividad obtenidos se compararon con la tabla 3. Esta tabla muestra los rangos y las equivalencias del índice de productividad.

Tabla 3. Rango del índice de productividad

DESCRIPCIÓN	IP (bfpd/psi)
Baja productividad	$J < 0.5$
Productividad media	$0.5 < J < 1.0$
Alta productividad	$1.0 < J < 2.0$
Excelente productividad	$J > 2.0$

(Galvis, 2014)

Para el cálculo del índice de productividad se usó los datos de las pruebas de producción como caudal, presión de reservorio, presión de burbuja y presión de fondo fluente. Para ello se usó las ecuaciones: 1, 2 y 3.

$$IP = \frac{Q}{(Pr - Pwf)} \quad [1]$$

Donde:

- **IP**= Índice de productividad
- **Q**= Caudal (BLS)
- **Pr**= Presión de reservorio
- **Pwf**= Presión de fondo fluente

$$Q_{m\acute{a}x} = Q_b x \frac{IP x P_b}{1,8} \quad [2]$$

Donde:

- **Qmáx**= Caudal máximo (BLS)
- **Qb**= Caudal al punto de burbuja (BLS)
- **IP**= Índice de productividad
- **Pb**= Punto de burbuja

$$Q_b = IP(Pr - P_b) \quad [3]$$

Donde:

- **Qb**= Caudal al punto de burbuja (BLS)
- **IP**= Índice de productividad
- **Pr**= Presión de reservorio
- **Pb**= Presión al punto de burbuja

2.1.3.1 Gráfica IPR

La gráfica IPR se construyó con los resultados obtenidos de las ecuaciones 1, 2 y 3. También se consideró las dos fases de la curva IPR. La primera fase en la cual la presión de fondo fluyente esta sobre la presión de burbuja y la segunda fase cuando la presión de fondo fluyente está bajo la presión de burbuja. Para la construcción de la gráfica se han utilizado las ecuaciones: 4 y 5.

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

$$Q = IP(P_r - P_{wf}) \quad [4]$$

Donde:

- **Q**= Caudal del fluido (BLS)
- **IP**= Índice de productividad (BLS/PSI)
- **P_r**= Presión de reservorio (PSI)
- **P_{wf}**= presión de fondo fluyente sobre el punto de burbuja (PSI)

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

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad [5]$$

Donde:

- **Q**= Caudal de fluido (BLS)
- **Q_{máx}**= Caudal máximo (BLS)
- **Q_b**= Caudal al punto de burbuja
- **P_{wf}**= Presión de fondo fluyente bajo el punto de burbuja (PSI)
- **P_b**= Presión al punto de burbuja (PSI)

2.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Dentro del diseño de la completación inteligente se realizó el cálculo de la apertura de las válvulas de control para los yacimientos Basal Tena y Hollín.

También se seleccionó la bomba electrosumergible que más se adapte al caudal y a las condiciones producción de la completación inteligente.

2.2.1 APERTURA DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL

Para determinar el porcentaje de la apertura de las válvulas de control de usó datos de caudal y presión.

El porcentaje de apertura de las válvulas se determinó mediante la relación entre el caudal de equalización y el caudal que aporta el yacimiento, para ello. Este cálculo se lo realizó mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ apertura} = \frac{Q_{@Pintakemenor} \times 100}{Q_{arena}} \quad [6]$$

Donde:

- $Q_{@Pintakemenor}$ = Caudal a la presión de equalización (BLS)
- Q_{arena} = Caudal que aporta la arena a condiciones normales (BLS).

La presión de Intake fue corregida a la presión de fondo fluyente debido a que estas válvulas de control se encuentran cercanas a la cara de los punzados.. Para equalizar la presión de Hollín a la presión de Basal Tena se calculó un gradiente y una altura de fluido. Mediante la multiplicación del gradiente y la altura de fluido se calculó el caudal de equalización. Para equalizar las presiones de fondo de usó las ecuaciones: 7, 8, 9 y 10.

$$ft = \frac{P_{INTAKE} \times 2.31}{SG} \quad [7]$$

Donde:

- **ft** = altura de fluido
- **Pintake** = presión de succión de la bomba (PSI)
- **SG** = gravedad específica del fluido
- **2.31** = Constante de conversión de presión a pies.

$$GRADIENTE = \frac{Q}{ft} \quad [8]$$

Donde:

- **Gradiente**= Barriles por pies
- **Q**= Caudal de la zona productora (BLS)
- **ft**= altura de fluido

$$ft_{@Pintakemenor} = \frac{Pintake\ menor \times 2.31}{SG} \quad [9]$$

Donde:

- **ft_{@Pintakemenor}**= altura de la columna de fluido a la presión de Intake menor de las arenas productoras.
- **2.31**= Constante de conversión de presión a pies.
- **SG**= Gravedad específica del fluido de la formación a ecualizar.

$$Q_{@Pintakemenor} = GRADIENTE \times ft_{@Pintakemenor} \quad [10]$$

Donde:

- **Q_{@Pintakemenor}**= caudal a la presión de ecualización (BLS)
- **GRADIENTE**= gradiente de la arena productora.
- **ft_{@Pintakemenor}**= altura de la columna de fluido a la presión de ecualización.

2.2.2 DISEÑO Y SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Para el diseño y selección de la bomba electrosumergible se realizaron los cálculos para determinar Total Dynamic Head (TDH) o altura de fluido a levantar por la bomba, se determinó si la bomba necesita o no un separador de gas mediante el cálculo del porcentaje de gas. En base al caudal combinado de la completación inteligente se seleccionó la bomba más adecuada del catálogo REDA. Para determinar el número de etapas de la bomba se consideró el TDH calculado y la cabeza por etapa de la bomba seleccionada. Finalmente para determinar la potencia de la bomba se consideró el caudal en metros cúbicos por hora, TDH y la eficiencia de la bomba seleccionada.

Para el cálculo del TDH se usó la ecuación 11.

$$TDH = NVL + Wellhead + Pf \quad [11]$$

Donde:

- **NVL**= nivel dinámico de fluido
- **Pf**= pérdidas por fricción
- **Wellhead**= altura de la presión de cabeza

Para determinar el porcentaje de gas se usó la ecuación 12.

$$\% \text{ gas libre} = \frac{v_G}{v_t} \times 100 \quad [12]$$

Donde:

- **Vg**= volumen de gas (BLS)
- **Vt**= volumen total (BLS)

Para el cálculo del número de etapas y potencia del motor se usó las ecuaciones 13 y 14.

$$\text{número de etapas} = \frac{TDH}{\text{cabeza por etapa}} \quad [13]$$

Donde:

- **TDH**= Total Dinamic Head (ft)
- **Cabeza por etapa**= pies de fluido que levanta una solo etapa. (ft/psi).

$$Hp = \frac{Q \times Sg \times h}{899.3 \times Efi} \quad [14]$$

Donde:

- **Q**= caudal (m^3/h)
- **S_{gm}** = Gravedad específica de la mezcla
- **h**= altura dinámica (pies)
- **Efi**= eficiencia de la bomba (%)

2.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Para el análisis de la producción de la completación inteligente se calculó el índice de productividad y se graficó una curva IPR. Todos los cálculos fueron en base al caudal combinado de los dos yacimientos productores. Para el cálculo de índice de productividad y la gráfica IPR se usó las ecuaciones 1 a la 5.

2.3.1 DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO XX

La declinación del campo se la realizó mediante la ecuación de declinación exponencial, la cual indica como va a declinar la producción de todo el campo con respecto al tiempo.

$$Q = Q_i \times e^{-at} \quad [15]$$

Donde:

- **Q**= Caudal (BLS)
- **Q_i**= Caudal inicial
- **e**= 2.7178
- **a**= % de declinación
- **t**= tiempo

2.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico de este proyecto se lo hizo mediante los indicadores económicos TIR y VAN, con estos indicadores se determinó la viabilidad de este proyecto. Dentro del análisis económico se ha considerado la declinación del campo xx, con la finalidad de tener un resultado más exacto.

2.4.1 CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto trae los flujos de caja al tiempo presente. (Aponte, 2018)
Se lo calculó con la siguiente ecuación:

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+r)^i} \quad [16]$$

Donde:

- **I**= inversión del proyecto.
- **Qi**= flujo de caja.
- **r**= tasa de descuento
- **i**= periodo de tiempo del proyecto(meses, años)

2.4.2 CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno o conocida como TIR es la tasa de descuento (**r**) al cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero (Aponte, 2018) . Se la calculó con la siguiente ecuación:

$$VAN = 0 = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+TIR)^i} \quad [17]$$

Donde:

- **VAN**= valor actual neto
- **I**= inversión inicial
- **Qi**= flujo de caja
- **TIR**= tasa interna de retorno
- **i**= periodo de tiempo del proyecto (meses, años)

3. RESULTADOS

3. RESULTADOS

El pozo xx se seleccionó debido a que es uno de los pozos más recientes en el campo xx, este pozo fue perforado en el año 2015 y hasta la fecha de octubre del 2018 no tiene ningún reacondicionamiento realizado. Este pozo cuenta con dos yacimientos productores que son Basal Tena y Hollín, actualmente tiene instalado una completación dual concéntrica como se muestra en el anexo 1.

3.1 ANÁLISIS DE LOS YACIMIENTOS PRODUCTORES DEL POZO XX.

En el campo xx se tiene como reservorio principal los yacimientos Hollín inferior y Hollín superior pertenecientes a la formación Hollín. Como reservorio secundario se tiene el yacimiento Basal Tena perteneciente a la formación Tena. Sin embargo también existe la presencia de hidrocarburo en los yacimientos de U y T que también son perteneciente a la formación Napo.

La formación Hollín cuenta con mecanismo de drenaje hidráulico, debido a que existe la presencia de un acuífero de fondo. Este acuífero ha sido probado en la campaña de exploración, en los pozos xx-1 y xx- 2, En la figura 5 se observa la columna estratigráfica donde se ha identificado las formaciones mencionadas anteriormente.

La formación Hollín son areniscas cuarzosas de grano fino – medio, el espesor bruto de Hollín superior es de 40- 70 pies y de Hollín inferior de 110 pies. Para Basal Tena se presenta una arenisca cuarzosa de grano fino-medio de un color gris claro, presenta un espesor bruto de 10 pies.

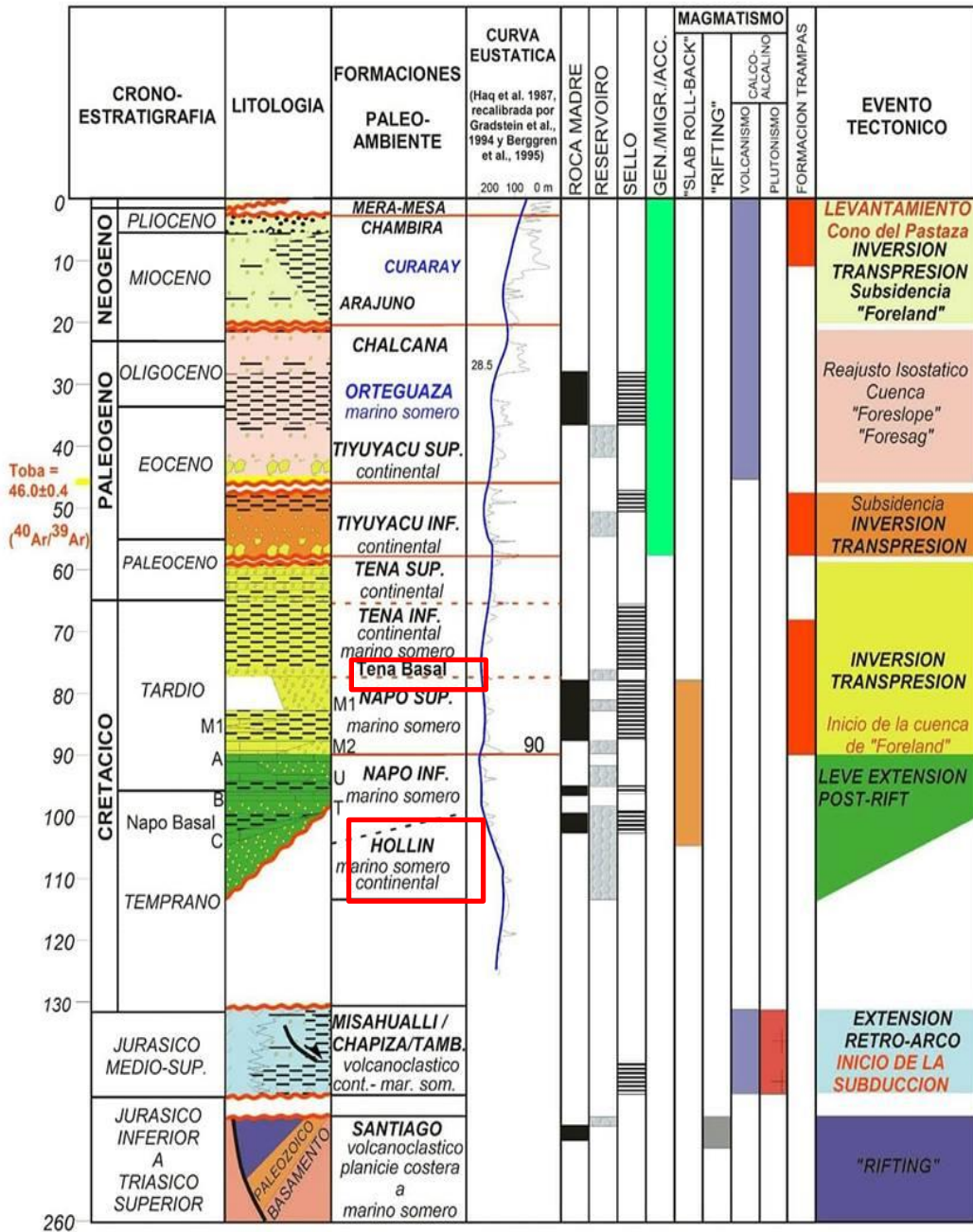


Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca Oriente del Ecuador

(Petroproducción, 2015)

3.1.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS POZO XX

En la tabla 4 se presentan las propiedades petrofísicas del pozo xx para los dos yacimientos productores: Basal Tena y Hollín.

Tabla 4. Propiedades petrofísicas del pozo XX

Propiedades petrofísicas	Formación	
	Basal Tena	Hollín
Porosidad (ϕ)	15.8%	11.8%
Permeabilidad (K)mD	386	298.645
Daño (S)	0	+10
Tope MD (pies)	9 327	10 452
Base MD(pies)	9 334	10 467
Espesor neto (pies)	7	15

La formación Basal Tena tiene una porosidad del 15.8%, de acuerdo a la tabla 1, esta formación tiene una porosidad buena. En tanto a la permeabilidad la formación Basal Tena tiene un valor de 240 miliDarcys, que de acuerdo a la tabla 2 se considera una permeabilidad muy buena. La formación Basal Tena no tiene daño de formación es decir $S=0$. El tope de la formación se encuentra a 9327 pies y su base a 9334 ft, la formación Basal Tena tiene un espesor neto es de 7 pies.

La porosidad de la formación Hollín es del 11.8%, en base a lo descrito en la tabla 1 la formación Hollín tiene una porosidad regular. En lo referente a la permeabilidad la formación Hollín tiene un valor de 298.645 milidarcys, esta permeabilidad corresponde a muy buena según la tabla 2. La formación Hollín tiene un daño de $S= +10$, por lo que se considera que la formación tiene daño. Este daño es resultado de una migración de finos. El tope de la formación Hollín se encuentra a 10452 pies y su base a 10467 pies con lo cual el espesor neto es de 15 pies.

3.1.2 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO XX

En la figura 6 se representa gráficamente el historial de producción de la formación Basal Tena hasta Julio del año 2018.

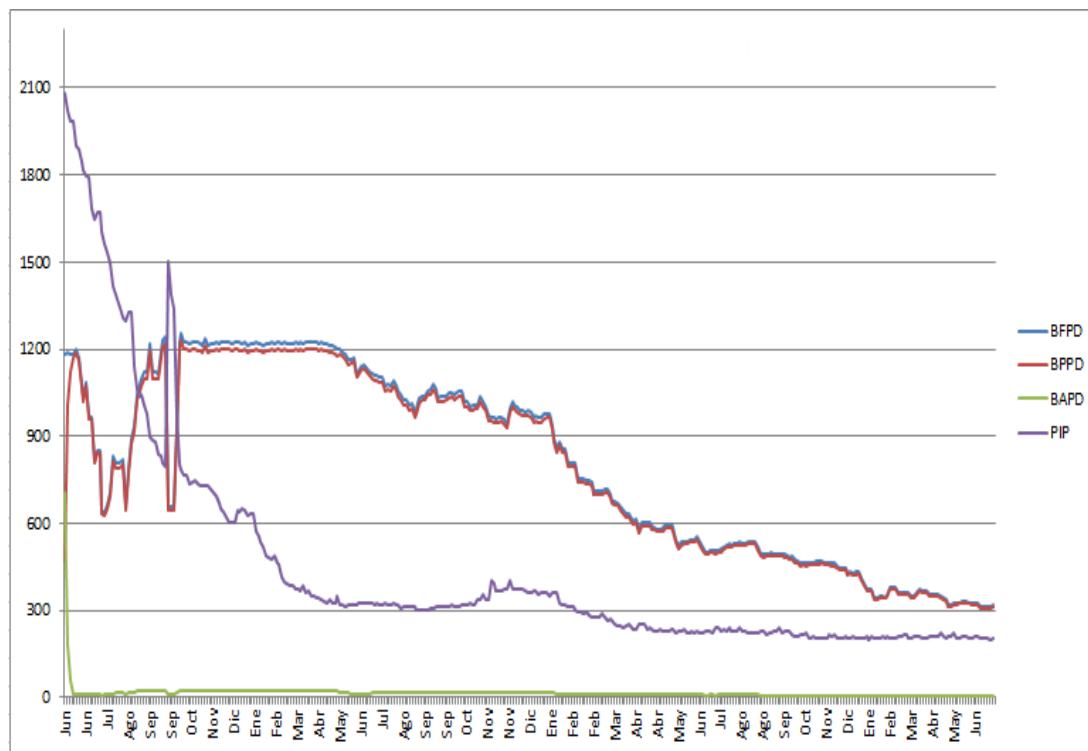


Figura 6. Historial de producción Basal Tena

La formación Basal Tena inicia con un caudal de 1 200 BFPD y un corte de agua del 10%. Desde mediados de Junio del año 2015 hasta inicio de septiembre del año 2015, la formación Basal Tena tiene un caudal irregular. La irregularidad en el caudal se debe a que no se había fijado un caudal de producción, en este periodo la formación Basal Tena aportaba 500 BFPD con un corte de agua del 2%. Como se puede observar en la figura 6 a finales de septiembre del 2015 se presenta una variación brusca en la presión de Intake y en el caudal del pozo. Esta variación se debe a que en esa fecha se fijó una frecuencia y una tasa de producción de 1200 BPPD, entre la agencia de control y regulación de hidrocarburos (ARCH) y la operadora Petroamazonas. Desde finales de septiembre del 2015 hasta inicio de Mayo del 2016 la formación Basal Tena aporta 1 200 BPPD con un caudal estable y un corte de agua del 2%. A partir de Junio del 2016 hasta Junio del 2018 la producción de la formación Hollín empieza a declinar. Esta declinación es producto de la pérdida de presión del yacimiento, y un ligero fallo en sistema de levantamiento electrosumergible. El fallo en la bomba puede ser apreciado en las curvas de operación actual en el Anexo 2. A

pesar de que se da frecuencia el amperaje de la bomba declina lo que nos indica que la bomba no está trabajando correctamente.

Hasta el 9 de Julio del 2018 la formación Basal Tena aporta 316 BFFP con un corte de agua del 1.6%.

En la figura 7 se representa gráficamente el historial de producción de la formación Hollín.

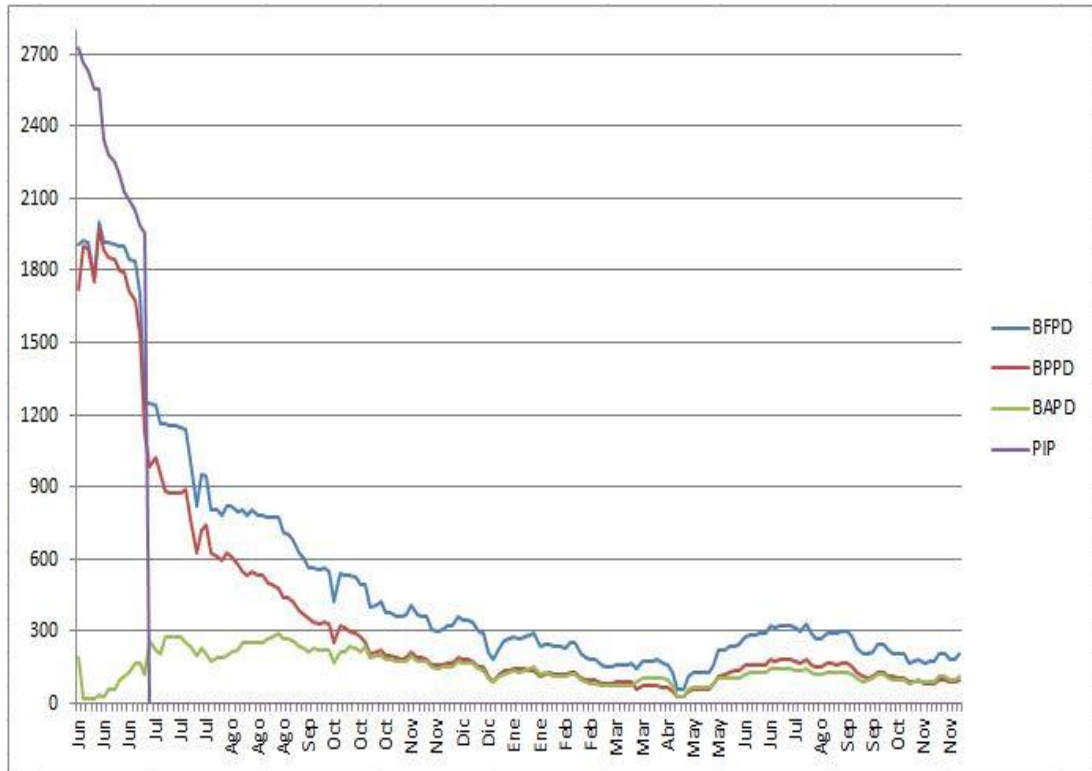


Figura 7. Historial de producción formación Hollín

Desde Junio del año 2015 hasta inicios de Julio del 2015 la formación Hollín presenta una alta tasa de producción con un caudal de 2 000 BFPD con un corte de agua del 10%. A partir de inicios de Julio del 2015 la producción declina drásticamente, este decline en la producción se debe a un daño de formación. Por lo que el pozo xx produce de la formación Hollín hasta Diciembre del año 2016.

El primero de Diciembre del año 2016 la formación Hollín es cerrada por falta de producción, el último dato que se tuvo de producción fue de 210 BFPD con un corte de agua del 58%. En la figura 7 también se puede apreciar la pérdida de la señal del sensor de la bomba electrosumergible. El último dato del sensor fue hasta el final de Junio del 2015, El daño en el sensor fue producido por una avería en la fase a tierra en superficie.

En el anexo 3 se presentan las curvas de operación de la bomba electrosumergible hasta el momento del cierre del yacimiento Hollín. El único fallo en la bomba electrosumergible es el sensor de fondo, en tanto a la frecuencia, amperaje y presión de tubing su comportamiento es normal y correcto.

3.1.3 ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD Y GRAFICAS IPR DEL POZO XX.

Las gráficas del IPR se las realizo utilizando Microsoft Exel y las ecuaciones pertenecientes al punto 2.3.1 descrito en la metodología. A continuación se presentan los respectivas gráficas IPR para los yacimientos productores.

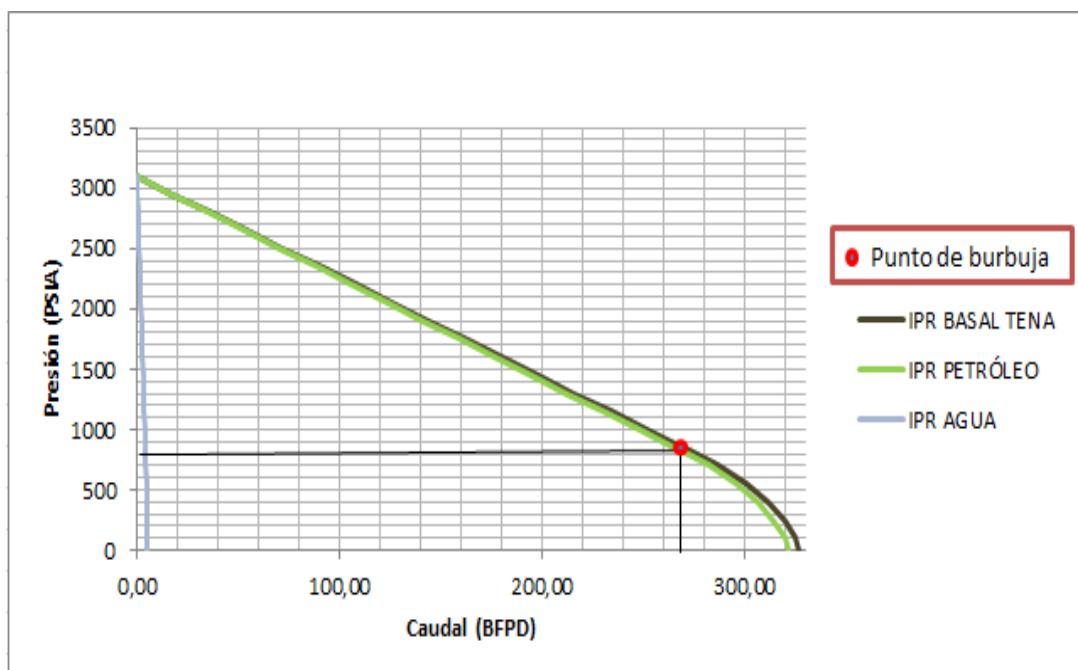


Figura 8. IPR Basal Tena

En la figura 8 se presenta la gráfica IPR del yacimiento Basal Tena. Actualmente el pozo xx produce de Basal Tena.

El índice de productividad de la formación Basal Tena y del pozo xx es de 0.12 Bls/ día/psi, este valor nos indica que por cada psi de presión que se varíen en el pozo se recuperara 0.12 barriles. Al tener un índice de productividad menor al 0.5 bfpd/psi esta formación es considerada como mala productora como se observa en la tabla 3.

El caudal máximo de fluido que nos aporta el pozo xx con el índice de producción actual es de 327 barriles de agua y petróleo. Considerando el corte de agua tenemos que el caudal máximo de petróleo es de 322 barriles

de petróleo. La formación Basal Tena al no tener un acuífero activo su producción de agua es casi despreciable, en este caso se tiene una producción máxima de agua de 5 barriles.

El punto de burbuja se encuentra a una presión de 845 psi, se tiene una producción de fluido de 271 barriles, 266 barriles de petróleo y 5 barriles de agua.

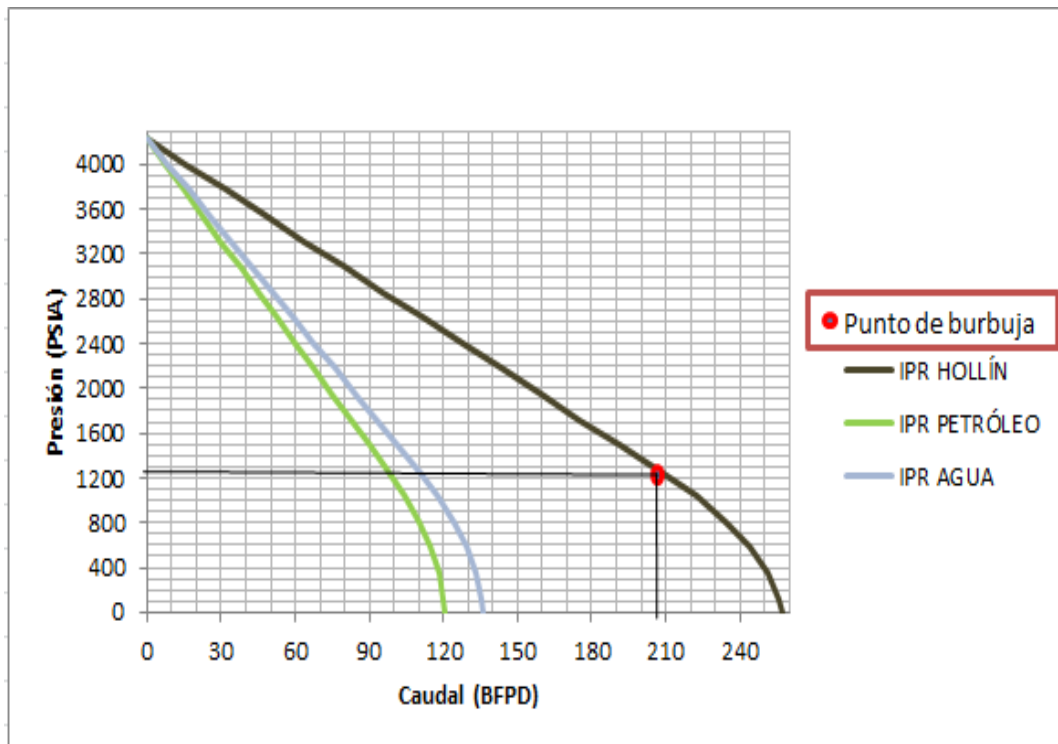


Figura 9. IPR de la formación Hollín

En la figura 9 se presenta la gráfica IPR r de la formación Hollín. El índice de productividad para la formación Hollín es de 0.07 bls/día/ psi esto quiere decir que por cada psi de presión que se varié el pozo aportara 0.07 barriles. Al tener un índice de productividad menor 0,5 bfpd/psi se considera esta formación como mala productora como se observa en la tabla 3.

Con el índice de producción de 0.07 bls/día/psi el pozo aporta 257 barriles de fluido como caudal máximo, esto incluye agua más petróleo. Considerando el corte de agua, el pozo aporta un caudal máximo de 121 barriles de petróleo, a diferencia de la formación Basal Tena la formación Hollín tiene un acuífero activo el cual proporciona presión al reservorio. La producción de agua es considerable, en este caso el caudal máximo de agua es mayor que el de petróleo con un valor de 136 barriles.

El punto de burbuja se encuentra a una presión de 1256 psi, a esa presión se tiene una producción 208 barriles de fluido, 98 barriles de petróleo y 110 barriles de agua

3.1.4 PROPIEDADES DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO BASAL TENA

Tabla 5. Características de producción del yacimiento productor del pozo xx

	ARENA BASAL TENA	UNIDADES
bfpd	316	bls
bppd	311	bls
bapd	5	bls
Presión de reservorio (Pr)	3100	psi
Presión de burbuja (Pb)	845	psi
Presión de Intake	235	psi
Presión de cabeza (Pwh)	150	psi
Temperatura de Intake	226	F
API	28	º
BSW	1.6	%
IP	0.12	Bls/día/psia
Relación Gas-Petróleo (GOR)	118.8	pcs/bls
Gravedad específica (SGoil)	0.8871	
Gravedad específica (SGgas)	0.8	
Gravedad específica del agua (SGagua)	1	

En la tabla 5 se presentan las características de producción del yacimiento Basal tena. Esta formación aporta 316 barriles de fluido, de los cuales 311 son de petróleo y 5 son de agua, esto se debe a su bajo corte de agua del 1.6%.

Basal Tena de acuerdo a los datos de presión de reservorio y presión de burbuja corresponde a un yacimiento subsaturado. La presión de reservorio es mayor a la presión de burbuja, este yacimiento aporta un crudo mediano de 28 grados API y actualmente tiene un índice de productividad de 0.12 Bls/día/psi.

3.1.5 CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO HOLLÍN

Tabla 6. Características de producción del yacimiento Hollín antes y después del fracturamiento

	ARENA HOLLÍN	ARENA HOLLIN FRACTURADA	UNIDADES
bfpd	210	849	bls
bppd	99	400	bls
bapd	111	450	bls
Caudal máximo	256.8	1027.54	bls
Caudal al punto de burbuja	208.04	832.16	bls
Presión de reservorio (Pr)	4228	4228	psi
Presión de burbuja (Pb)	1256	1256	psi
Presión de Intake (PIP)	1235	1235	psi
Presión de cabeza (Pwh)	215	215	psi
Temperatura de Intake	234	234	F
API	26.4	26.4	º
BSW	53	53	%
IP	0.07	0.28	bfpd/psi
Relación gas – petróleo (GOR)	468.59	-	-
Gravedad específica (SGoil)	0.8961	-	-
Gravedad específica del gas (SGgas)	0.8	-	-

Como se ha mencionado anteriormente el yacimiento Hollín fue cerrado el 1 de Diciembre del 2016 por falta de producción. A esa fecha el caudal de este yacimiento era de 210 barriles de fluido, 99 barriles de petróleo y 111 de agua, con un corte de agua del 53. Se puede considerare que el corte agua no es alto teniendo en cuenta que la formación Hollín posee un acuífero activo, el mismo que suministra energía para la producción de fluidos.

Este yacimiento es subsaturado debido a que su presión de reservorio es mayor a la presión de burbuja, aporta un crudo mediano de 26,4 grados API y tiene un índice de productividad de bajo de 0,07 Bls/ día/PSI.

Mediante un trabajo de fracturamiento hidráulico se reactiva el yacimiento Hollín. En la tabla 6 se presentan las características de producción de la arena Hollín antes y después de un trabajo de fracturamiento. Con el trabajo de fracturamiento y la restauración de presión en el yacimiento Hollín del pozo xx es posible recuperar 300 barriles de petróleo por día. En el anexo 4

se muestran las curvas del modelo para las fracturas de la formación Hollín en el pozo xx.

Teniendo en cuenta el caudal con el proyecto de fracturamiento se presenta un nuevo índice de productividad, caudales máximos y caudales al punto de burbuja para la formación Hollín

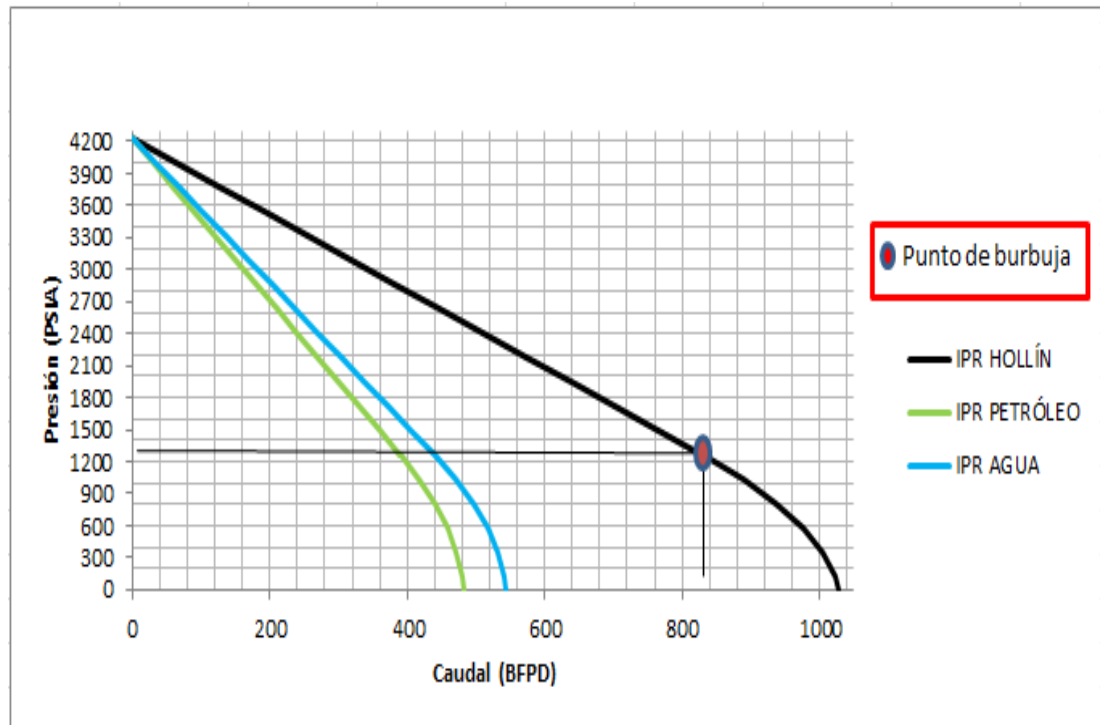


Figura 10. IPR de la arena Hollín fracturada

En la figura 10 la gráfica IPR del yacimiento Hollín con un trabajo de fracturamiento. El nuevo índice de productividad es de 0,27 Bls/día/ psi eso quiere decir que por un psi que se varíen en la presión se recuperara 0,27 barriles de fluido. Con el índice de productividad anteriormente mencionado se tiene un caudal máximo 1028 barriles de fluido. Teniendo en cuenta el corte de agua, se tiene una producción máxima de 483 barriles de petróleo y 545 barriles de agua. Al punto de se tiene una producción de 832 barriles de fluido, 391 de petróleo y 441 de agua.

En la figura 11 se muestra una comparación entre el IPR de la formación Hollín antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico, en la figura 11 se puede observar de mejor manera los resultados descritos en la tabla 6.

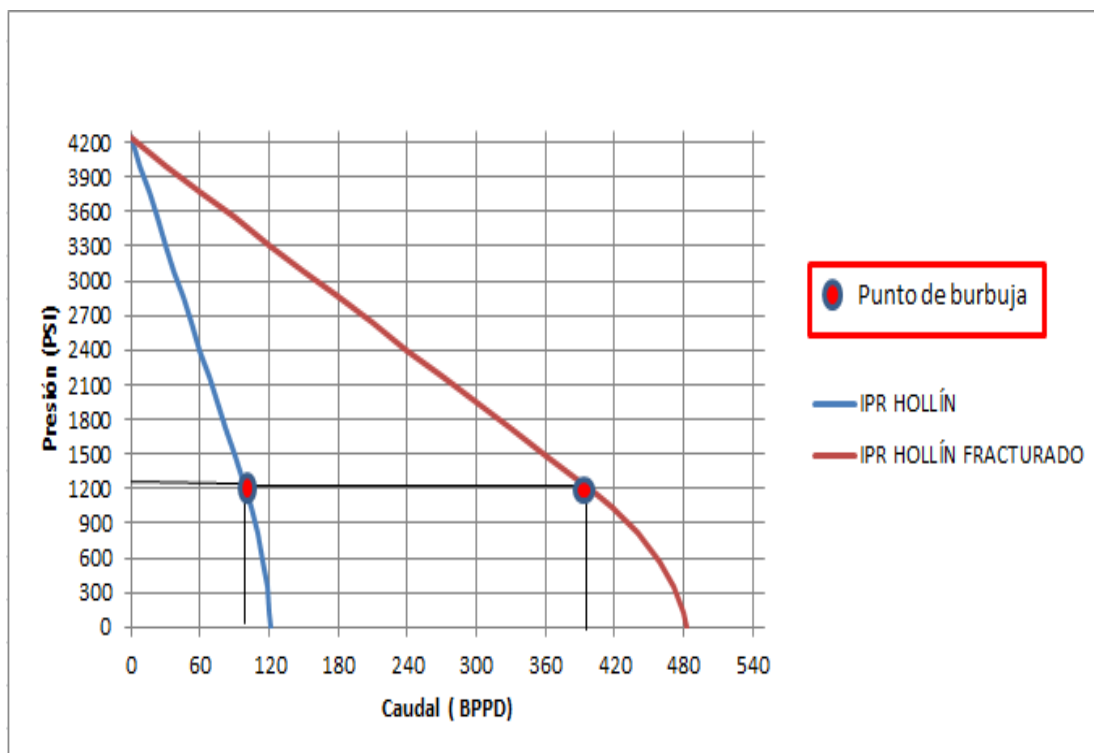


Figura 11. IPR de la formación Hollín antes y después del fracturamiento

3.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.

3.2.1 APERTURA DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL

Para calcular la apertura de las válvulas de control se consideró la presión de fondo fluyente de cada uno de los yacimientos productores, en este caso los yacimientos Basal Tena y Hollín. Las presiones fueron igualadas al yacimiento con menor presión. Se ecualiza las presiones con el objetivo de que se pueda producir simultáneamente de los dos yacimientos productores.

Para igual las presiones, primero se determinó la presión de fondo fluyente en base al dato de la presión de Intake. Este procedimiento se lo realizó debido a que las válvulas de control quedan instaladas en un punto muy cercano al intervalo medio de las perforaciones.

Tabla 7. Condiciones de operación para Basal Tena

	Resultados	Unidad
Presión de Intake	235	psi
Presión de fondo fluyente (Pwf)	423.33	psi
Apertura de la válvula	100	%
Caudal fluido total	316	Bls/día

En la tabla 7 se muestran las condiciones de operación del yacimiento Basal Tena para la completación inteligente. Basal Tena al estar mucho más arriba tiene una presión menor, esto es debido a que no tiene un acuífero activo que le suministre energía y el peso de las capas ejerce una menor presión. Los demás yacimientos productores fueron igualados a la presión de Basal Tena para así poder producir simultáneamente y que no se produzca un bloqueo por presión.

Tabla 8. Resultados para la equalización de la presión en la arena Hollín

	Resultados	Unidad
Presión de Intake	1 235	psi
Presión de fondo fluyente (Pwf)	1 498.49	psi
Equivalencia de la presión en pies	3 638.29	pies
Gradiente de altura	0.233	Bls/pies
Equivalencia de la presión en pies @423 PSI	1 028.16	pies

En la tabla 8 se muestra los resultados para igual la presión del yacimiento Hollín a la presión del yacimiento Basal Tena.

Se inicia calculando la equivalencia de la presión de 1 498.49 psi a pies, como resultado de esto se obtuvo 3 638.29 pies. El valor de la equivalencia de la presión en altura es útil para calcular el gradiente, que para este caso se obtuvo 0.233 Bls/pie. El dato del gradiente será útil para calcular el caudal a la presión de equalización. Como se muestra en la tabla 10 se requiere tener 1 028.16 pies para que el yacimiento Hollín se equalice a Basal Tena. El resultado de 1 028.16 se expresa en pies y no en PSI debido a que al multiplicar el gradiente por la equivalencia de presión en altura a @423 psi se obtiene el caudal óptimo para que funcione adecuadamente la completación inteligente.

Tabla 9. Condiciones de operación de la arena Hollín

	Resultados	Unidad
Apertura de la válvula	30	%
Caudal fluido total	239.56	Bls/día

En la tabla 9 se muestran las condiciones de operación para el yacimiento Hollín una vez que ha sido equalizada la presión. El caudal del yacimiento Hollín es de 239.56 barriles de fluido con una apertura de la válvula de control al 30%.

3.2.2 CAUDAL COMBINADO DEL POZO XX

Tabla 10. Caudal combinado del pozo xx

	Completación inteligente (Basal Tena + Hollín)	Unidad
Caudal Total	555.56	Bls/día
Caudal de petróleo	423.53	Bls/día
Caudal de agua	132.03	Bls/día
Corte agua	23.7	%

En la tabla 10 se muestra los caudales que aportará la completación inteligente. Para determinar estos caudales se ha tomado en cuenta los resultados de las tablas 7 y 9 en donde constan los caudales óptimos de cada arena en base a la apertura de las válvulas de control. Como resultado de esto tenemos un caudal total de 555.56 barriles de fluido, 423.53 de crudo y 132.03 barriles de agua, con la completación inteligente se tiene un solo corte de agua que es del 23.7%.

3.2.3 SELECCIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

La bomba electrosumergible es independiente de la completación inteligente ya que este no se encuentra unido a ella. Para realizar la selección del bombeo electrosumergible se consideró la producción conjunta. También se consideró el API de la mezcla, gravedad específica de la mezcla y el corte de agua.

Tabla 11. Parámetros para el selección de la bomba electrosumergible

	Resultados	Unidad
Caudal Total	555.56	Bfpd
Caudal de petróleo	423.53	Bppd
Caudal de agua	132.03	Bapd
Sgom	0.8923	
Sgm	0.9127	-
API_m	27.0	°
Corte de agua	23.7	%
Temperatura de formación	203	°F
Profundidad de asentamiento de la bomba	8 409	pies (TVD)
Profundidad promedio de los disparos	8884.75 – 8901.77	pies (TVD)

En la tabla 11 se presenta los parámetros a considerar para el levantamiento electrosumergible. El caudal a levantar por la bomba es de 555.56 barriles de fluido, se considera este caudal debido a que se incluye agua y petróleo. También debemos considerar el grado API de 27.0 que corresponde a un crudo medio y el corte de agua de 23.7%. La profundidad de asentamiento de la bomba y profundidad de los disparos se han considerado en True Vertical Deep (TVD) que significa la profundidad vertical verdadera. Se consideró el dato profundidad en TVD debido a que para el diseño del Total Dynamic Head (TDH) se necesita calcular presiones. Para el cálculo de presiones es indispensable realizarlo con profundidades en TVD.

En tanto a la profundidad de los disparos se ha considerado el intervalo de la formación Basal Tena. Esto se debe a que es la válvula que se encuentra más arriba y es por donde se entregara los fluidos de todos los yacimientos productores.

En la tablas 12 se presentan los parámetros para el cálculo del TDH y el resultado del mismo

Tabla 12. Parámetros para el cálculo del TDH

Descripción	Resultados	Unidades
Profundidad de asentamiento	8 409	pies
Altura neta	1 073.93	pies
Nivel dinámico de fluido	7 335.07	pies
Perdidas por fricción	8.30	pies
Presión de cabeza @ 150 psi	379.64	pies
Total Dynamic Head (TDH)	7 723.01	pies

El TDH es la altura que tiene que vencer la bomba para poder llevar los fluidos a superficie. Para este caso se tiene un valor de 7 723.01 pies, este valor es el resultado de la suma del nivel dinámico de fluido, las pérdidas de fricción y la presión de cabeza requerida.

El nivel dinámico de fluido es la diferencia entre la profundidad de asentamiento de la bomba y la altura neta, obteniendo un valor de 7 3335.07 pies. Para el cálculo de las perdidas por fricción se consideró una tubería de producción de 3 ½ de pulgada con un diámetro interno de 2.992 pulgadas. Con esa tubería se obtuvo una pérdida por fricción de 8.30 pies. En cuanto a la presión de cabeza se transformó la presión 150 psi a pies.

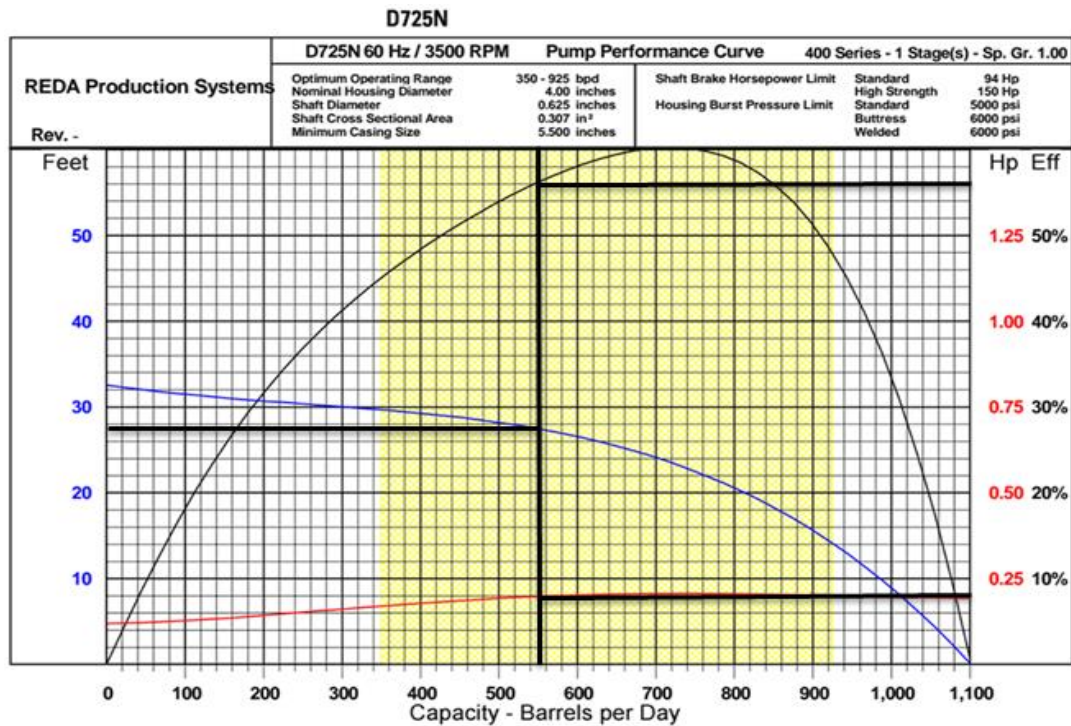


Figura 12. Curvas de operación de la bomba D725N

(Schlumberger, 2017)

La bomba más óptima para la completación inteligente es la D725N que se muestra en la figura 12.

Se ha seleccionado esta bomba debido a que es la que más se ajusta a las características de producción del pozo xx. Para la selección de una bomba electro sumergible en una completación inteligente se debe considerar todos los escenarios en los que puede operar la completación. El primer escenario en el que puede operar la completación es con la válvula de basal Tena 100% abierta y Hollín 0%, el segundo escenario y el más importante es produciendo simultáneamente de los dos yacimientos y el tercer escenario es con la válvula de Hollín 100 % abierta y Basal Tena 0%. La bomba D725N puede manejar un caudal desde 340 hasta 920 barriles de petróleo por día y es la que menos problemas tendrá en manejar los tres escenarios descritos anteriormente.

3.2.4 SATURACIÓN DE GAS EN EL FLUJO MULTIFÁSICO

Para determinar la saturación de gas en el flujo multifásico se ha considerado la más alta cantidad de gas que puede aportar el pozo xx. Siendo este en el caso de que sus dos válvulas este 100% abiertas. Con

esto se garantiza que la bomba no tenga fallas en ninguno de los demás escenarios.

Tabla 13. Propiedades PVT del fluido

Descripción	Resultados	Unidades
Relación de solubilidad	119.83	PCS/BlS
Factor volumétrico del petróleo	1.0928	BY/BN
Factor volumétrico del agua	1	BY/BN
Factor volumétrico del gas	0.925×10^{-3}	PCY/PCS
Factor de compresibilidad del gas	0.83	-
Relación gas petróleo GOR (BT + H)	587.39	PCS/BlS
Gas total	247.06	MPCS
Gas en solución	50.75	MPCS
Gas libre	196.31	MPCS

En la tabla 13 se presentan los resultados de la cantidad de gas y propiedades PVT.

Se ha considerado el API de la mezcla de 27 grados y una temperatura de fondo de 226 grados Fahrenheit. Como resultado se obtuvo un factor volumétrico de petróleo de 1.0928 BY/BN, factor volumétrico de agua de 1 BY/BN y un factor volumétrico de gas de 0.925×10^{-3} PCY/PCS con un factor de compresión de 0.83 que se lo determino con la gráfica de anexo 5.

El pozo va a aportar un total de gas de 247.06 MPCS, 50.75 MPCS de gas en solución y 196.31 MPCS de gas libre.

Tabla 14. Porcentaje de gas a manejar por la bomba

Descripción	Resultados	Unidades
Volumen Total	803.86	BlS
Volumen de petróleo	462.83	BlS
Volumen de agua	132.03	BlS
Volumen de gas	209.05	BlS
Porcentaje de gas libre	26	%
Eficiencia del separador	85	%
Porcentaje de gas libre en el Intake	3.33	%

En la tabla 14 se presenta los resultados de la cantidad de gas que manejaría la bomba electrosumergible en el caso más extremo de producción que sería con sus dos válvulas al 100%. Se obtuvo un porcentaje

de gas libre del 26% lo que nos indica que la bomba debe llevar un separador de gas. Las bombas electro sumergibles pueden manejar un porcentaje menor o igual al 10% de gas libre en su interior. Con el uso del separador de gas se puede manejar sin ninguna dificultad ese porcentaje de gas. Teniendo en cuenta una eficiencia del separador del 85%, se obtuvo que el porcentaje de gas a manejar en el interior de la bomba de 3.9%.

Tabla 15. Determinación de las etapas y el motor de la bomba

Descripción	Resultados	Unidades
Levantamiento / etapa	28	pies/etapa
Potencia / etapa	0.20	hp/ etapa
Potencia requerida	52	hp
Potencia del motor	62.4	hp
TDH	7 723.01	pies
Número de etapas	276	etapas

(Schlumberger, 2017)

En la tabla 15 se presenta los parámetros para determinar el número de etapas requeridas para vencer la altura de 7 723.01 pies y también los parámetros para seleccionar un motor que pueda dar energía a la bomba.

El número de etapas es el resultado de la relación entre el TDH y el levantamiento por etapa. Para este caso tenemos se levanta 28 pies por etapa, para vencer los 7 723.01 se requiere de 276 etapas.

Para poder llevar el fluido a superficie es necesario suministrar energía a la bomba, para lo cual se requiere una potencia mínima de 52 caballos. A la potencia de 52 Hp se le ha incrementado un 20% más, debido a que es necesario que el motor sea capaz de mover todos los componentes de la bomba. Dentro de este 20% más de potencia se incluye la energía necesaria para poder mover los sellos, separador de gas y poder vencer la inercia de los ejes en el momento de arranque de la bomba electrosumergible.

El motor que cumple con los requerimientos más cercanos es el motor de la serie de 540 SK de la compañía Schlumberg sus características se detallan en la tabla 16.

Tabla 16. Características de operación del motor 456 PK

Motor serie 540 SK Schlumberg		
Descripción	Valor	Unidad
Potencia	63	HP
Voltaje	917	Voltios
Amperaje	41.5	Amperios
Longitud	10.2	pies
Peso	638	libras

3.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.

3.3.1 GRÁFICA IPR PARA LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

En la figura 13 se muestra la gráfica IPR para la completación inteligente.

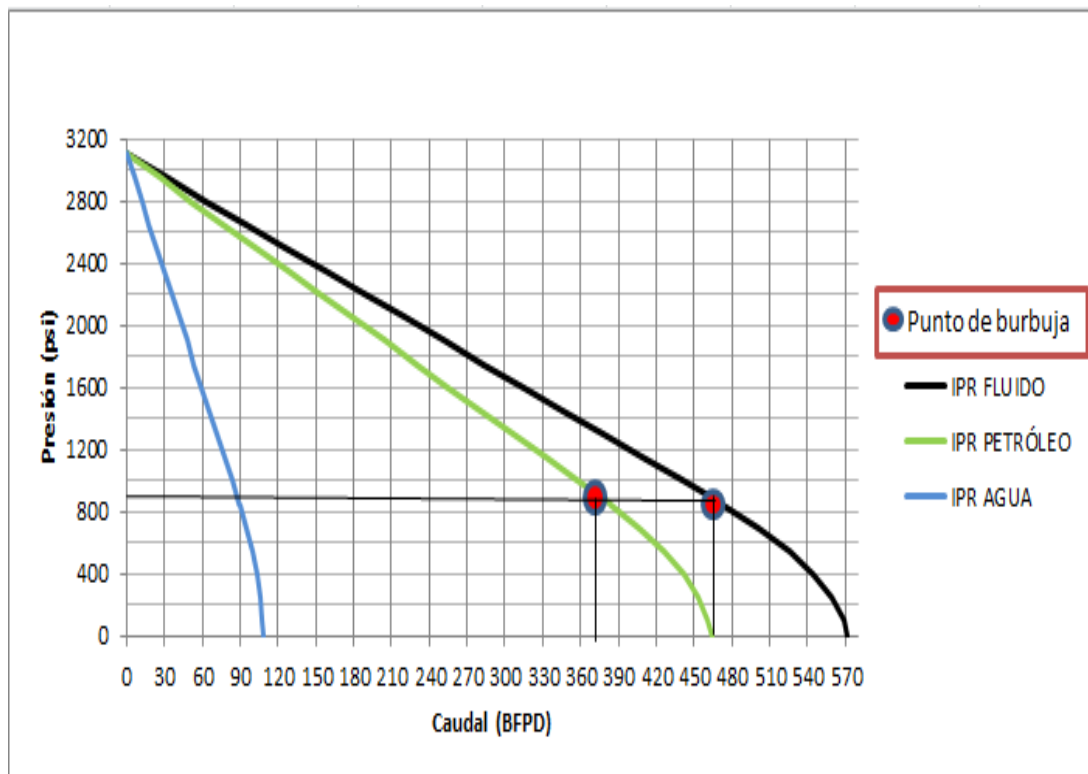


Figura 13. IPR completación inteligente pozo xx

La completación inteligente tiene un índice de productividad de 0,21 BIs/ día/ psi que de acuerdo a la tabla 3, se considera al pozo como mal productor. Este índice no indica que por cada psi que se varíe en la presión se tendrá 0,21 barriles de fluido. A las condiciones descritas anteriormente el pozo aporta un caudal máximo de 572 barriles de fluido es decir agua y petróleo.

Aportará un caudal máximo de 464 barriles de crudo y 108 barriles de agua, el punto de burbuja se tendrá 464 barriles fluido, 384 de petróleo y 90 de agua.

3.3.2 ANÁLISIS DE LA DECLINACION DEL CAMPO XX

Tabla 17. Declinación de producción del campo xx

AÑO	Q(BPPD)
2009	31 025
2010	28 284
2011	21 351
2012	16 378
2013	11 811
2014	8 983
2015	7 029
2016	5 545
2017	4 480
2018	3 637
2019	2 991
2020	2 501
2021	2 045
2022	1 703

En la tabla 17 se muestran los valores de producción diaria del campo XX a diferentes años, estos valores de producción comprenden las estimaciones desde el año 2009 hasta el año 2022.

Hasta el año 2009 el campo XX tenía un porcentaje de declinación del 9%. A partir del año 2010 está declinación incrementa drásticamente debido a que en ese año se inician actividades de fracturamiento hidráulico y también se realizó reentradas en algunos pozos. Con estos trabajos la producción del campo aumento, pero el porcentaje de declinación promedio aumento al 26%, esta declinación se puede observar de mejor manera en la figura 14 donde se representa gráficamente la estimación de producción.

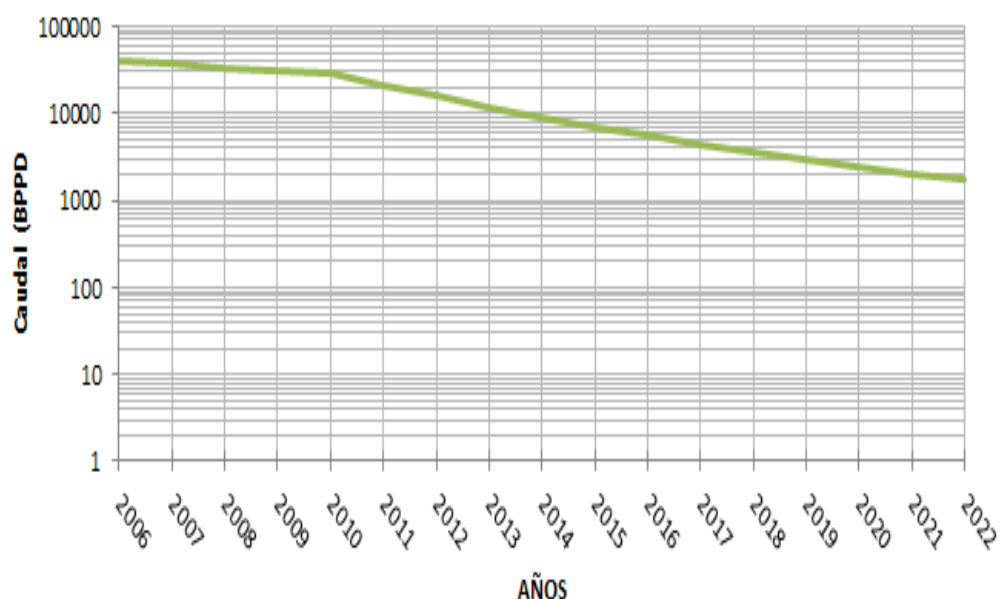


Figura 14. Estimación de la producción campo xx

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se realizó con la finalidad de saber si es o no factible la implementación de una completación inteligente en el pozo XX.

Para realizar el análisis económico de este proyecto se lo hizo en base al precio actual del barril de crudo West Texas Intermediate (WTI) que a la fecha del 01 de octubre del 2018 era de \$73.71 dólares por barril. Este crudo es en el cual se basa para desglosar el costo de crudo del Ecuador. El desglose se lo realizó teniendo en cuenta el precio de penalización que tiene el crudo ecuatoriano. Esta penalización considera grado API, cantidad de azufre, salinidad entre otros factores. El costo de penalización es de 9 dólares por barril. También se consideró los costos operativos en superficie, dentro de estos costos se incluye tratamiento del crudo y transporte por oleoducto, este costo tiene un precio de 20\$ por barril. En la tabla 18 se puede observar cual será la ganancia para la empresa operadora.

Tabla 18. Costo de barril de petróleo

Costo actual del petróleo (WTI)	Penalización del crudo ecuatoriano	Costo de operaciones	Ganancia
\$73.71	\$ 9	\$20	\$44.71

3.4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE MEDIANTE TIR Y VAN

El análisis económico se lo realizó usando los indicadores económicos TIR y VAN. Dentro de este análisis se consideró el aporte de producción de la completación inteligente, declinación de producción del campo xx y una tasa de descuento del 12%, la misma que es establecida por Petroamazonas para sus proyectos.

Tabla 19. Análisis económico completación inteligente

Inversión		\$ -2.392.255,68			
Ganancia por barril		\$ 44,71			
Declinación		26,00%			
VAN		\$-208.687,92			
TIR		8%			
Periodo (años)	Producción anual (BPPA)	Egresos	Ingresos	Flujo de caja	Saldo
1	36437	\$ 728.732,91	\$ 1.629.082	\$ 900.350	\$ -1.491.906
2	28118	\$ 562.366,20	\$ 1.257.170	\$ 694.803	\$ -797.103
3	21699	\$ 433.980,32	\$ 970.163	\$ 536.183	\$ -260.920
4	16745	\$ 334.904,41	\$ 748.679	\$ 413.774	\$ 152.854
5	12922	\$ 258.447,11	\$ 577.759	\$ 319.311	\$ 472.166

En la tabla 19 se presentan los resultados económicos mediante TIR Y VAN obtenidos para la implementación de la completación inteligente en el pozo xx.

Los costos para implementar la completación inteligente se detallan en el anexo 6. Esta completación tiene una inversión de \$ 1,822,255.65 dólares más el trabajo de fracturamiento \$ 570 000 dólares se tiene una inversión de \$ 2,392,255.68 dólares. Teniendo en cuenta el incremento de 112.53 barriles diarios y una declinación anual del 26% se ha calculado la producción dentro de los años posteriores. También se calculó los egresos e ingresos en base al decline de la producción. La inversión de este proyecto se recuperaría en un plazo de 44 meses.

Al tener un TIR menor que el establecido por la empresa operadora se genera un VAN negativo. Los indicadores descritos anteriormente indican que el implementar una completación inteligente en el pozo xx no es económicamente factible.

3.4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA REPARACIÓN DE LA COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA.

Al no ser factible la instalación de la completación inteligente en el pozo xx, se propone la reparación de la completación actual, en la tabla 20 se presenta los resultados del análisis económico mediante TIR y VAN.

Tabla 20. Análisis económico para la completación dual concéntrica

Inversión	\$ -1.719.029,84				
Ganancia por barril	\$ 44,71				
Declinación	26,00%				
VAN	\$ 4.044.296,33				
TIR	115%				
Periodo (años)	Producción anual (BPPA)	Egresos	Ingresos	Flujo de caja	Saldo
1	96171	\$ 1.923.423,46	\$ 4.299.813	\$ 2.376.390	\$ 657.360
2	74216	\$ 1.484.313,83	\$ 3.318.184	\$ 1.833.870	\$ 2.491.230
3	57273	\$ 1.145.451,12	\$ 2.560.656	\$ 1.415.205	\$ 3.906.434
4	44197	\$ 883.949,36	\$ 1.976.069	\$ 1.092.119	\$ 4.998.554
5	34107	\$ 682.147,37	\$ 1.524.940	\$ 842.793	\$ 5.841.347

En la tabla 20 se detalla los resultados del análisis económico para la completación dual concéntrica. Dentro de estos costos incluyen la reparación de la misma y el trabajo de fracturamiento hidráulico. La completación tiene un costo de \$ 1,149 029.04 dólares y el trabajo de fracturamiento un costo de \$ 570 000 dólares, en total la inversión es de \$ 1, 719 029.04 dólares. Teniendo en cuenta la declinación de producción del 26 % anual y un incremento de producción de alrededor de unos 300 barriles de petróleo por día se obtuvo un TIR de 115%. El TIR 115% indica que proyecto es rentable y se obtiene una ganancia de unos 4 millones de dólares en un periodo de 5 años. La inversión se recupera exactamente en 8 meses.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Del análisis de los yacimientos productores del pozo xx se concluye que Basal Tena tiene mejores condiciones petrofísicas pero hollín presenta un mayor espesor de la zona de pago.
- Debido a que el yacimiento Basal Tena no posee un acuífero activo su producción declina bruscamente y con rapidez.
- Para que la completación inteligente produzca simultáneamente de los dos yacimientos la presión de Hollín debe ser ecualizada a la presión de Basal Tena.
- La bomba D725N con 276 etapas es la bomba seleccionada para llevar a superficie la producción conjunta de los dos yacimientos.
- Con el análisis de producción de la completación inteligente se observa un índice de productividad 0,21 Bls/ día/ psi, por lo que el pozo continua en el rango de un pozo con baja productividad.
- El análisis económico indicó una tasa interna de retorno más baja que la del mercado por lo tanto proyecto no es viable económicamente.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar estudios para implementar un proyecto de recuperación secundaria con el fin de restablecer presión al yacimiento Basal Tena.
- Se recomienda realizar estudios para proponer un intervalo de cañoneo en los yacimientos U y T del pozo xx.
- Se recomienda realizar estudios para la implementación de completaciones inteligentes de 3 zonas en el campo xx.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de control y regulación de hidrocarburos. (2015). *Resultado de terminación y pruebas iniciales*. Quito: Control técnico de exploración y explotación.
- Agencia de control y regulación de hidrocarburos. (2015). *Ubicación de los pozos campo Palo Azul*. Quito: Departamento de geología y exploración.
- Agencia de control y regulación de hidrocarburos. (2015). *Ubicación geográfica del campo Palo Azul*. Quito: Departamento de geología y exploración.
- 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 Amazonia Ecuatoriana*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Aponte, E. (29 de Enero de 2018). *Finanzas 96*. Recuperado el 2018 de Septiembre de 10, de https://www.finanzas9y6.com/tir-o-vpn-cual-es-mejor-para-tomar-decisiones-de-inversion/?fbclid=IwAR1v7QA_RJKYiXQuYCGSzHezfLVKYMMHHyEiLSvuYOULsUcJKNk_ZW0BobM
- Chanchay, J., & Rumipamba, L. (2007). *Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Chavez, L., & López, L. (2009). *Terminación de pozos en aguas profundas*. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Duran, J. (2010). *Aplicación de la tecnología de completación inteligente en procesos de inyección de agua*. Maracaibo: Universidad de Zulia. Recuperado el 07 de Enero de 2018
- Frías, R. A. (2010). *Criterios de selección y control de arenas en la terminación de pozos inteligentes*. México DF: UNAM.
- Galvis, A. (2014). *Curvas IPR*. Bucaramanga: Universidad de Santander.
- Gao, C. H., & Yoshikito, E. (2007). *A Literature Review on Smart Well Technology*. Oklahoma City: Society of Petroleum Engineers.
- Ibrahim, M. E., & Al-Mutari, A. M. (2014). *Three- Zone Commingled and controlled production using Intelligent Completion*. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers.

- Konopczynski, M. (2012). *ESPs and Intelligent Completions*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- López, A. S. (2009). *Análisis de alternativas para incrementar la producción en pozos fracturados del campo Palo Azul*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Palencia, M., & Ángel, F. (2011). *Evaluación de la factibilidad técnico-económica del uso de las completaciones inteligentes en los campos zapatos mata-r*. Caracas: Universidad de Oriente.
- Petroamazonas. (2015). *Solicitud de actualización de la tasa de producción*. Quito: Petroamazonas.
- Petroproducción. (2015). *Columna estratigráfica Cuenca Oriente del Ecuador*. Quito: Petroproducción.
- Pinto, C., Jr, M. S., & Izetti, R. (2016). *Integrated Multizone Low-Cost Intelligent Completions*. Río de Janeiro: Society of Petroleum Engineers.
- Robayo, J. B. (2018). *Optimización de la producción del campo Palo Azul mediante fracturamiento hidráulico mediante el modelo PKN*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Rodríguez, L. B. (01 de Marzo de 2016). *Worldpress*. Obtenido de <https://misapuntesyacimientos.wordpress.com/2016/03/14/funcin-en-vba-para-el-calculo-de-z-dranchuk-y-abou-kassem/>
- Salazar, O. A. (2013). *Análisis para determinar el uso de los modificadores de permeabilidad relativa en la formación Napo de la Cuenca Oriente del Ecuador*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Schlumberger. (Marzo de 2008). *Manejo automatizado de pozos*. Oklahoma City: Schlumberger. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/spr08/terminaciones_inteligentes.pdf
- Schlumberger. (2014). *Shushufindi: El renacimiento de un gigante*. Quito: Schlumberger.
- Schlumberger. (2015). *Terminaciones Inteligentes Modulares*. Oklahoma: Schlumberger.
- Schlumberger. (2017). *Well Completations and Productivity*. Houston, Texas: Schlumberger.
- Schlumberger. (04 de Julio de 2018). *Oilfield Glossary*. Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/buildup_test.aspx

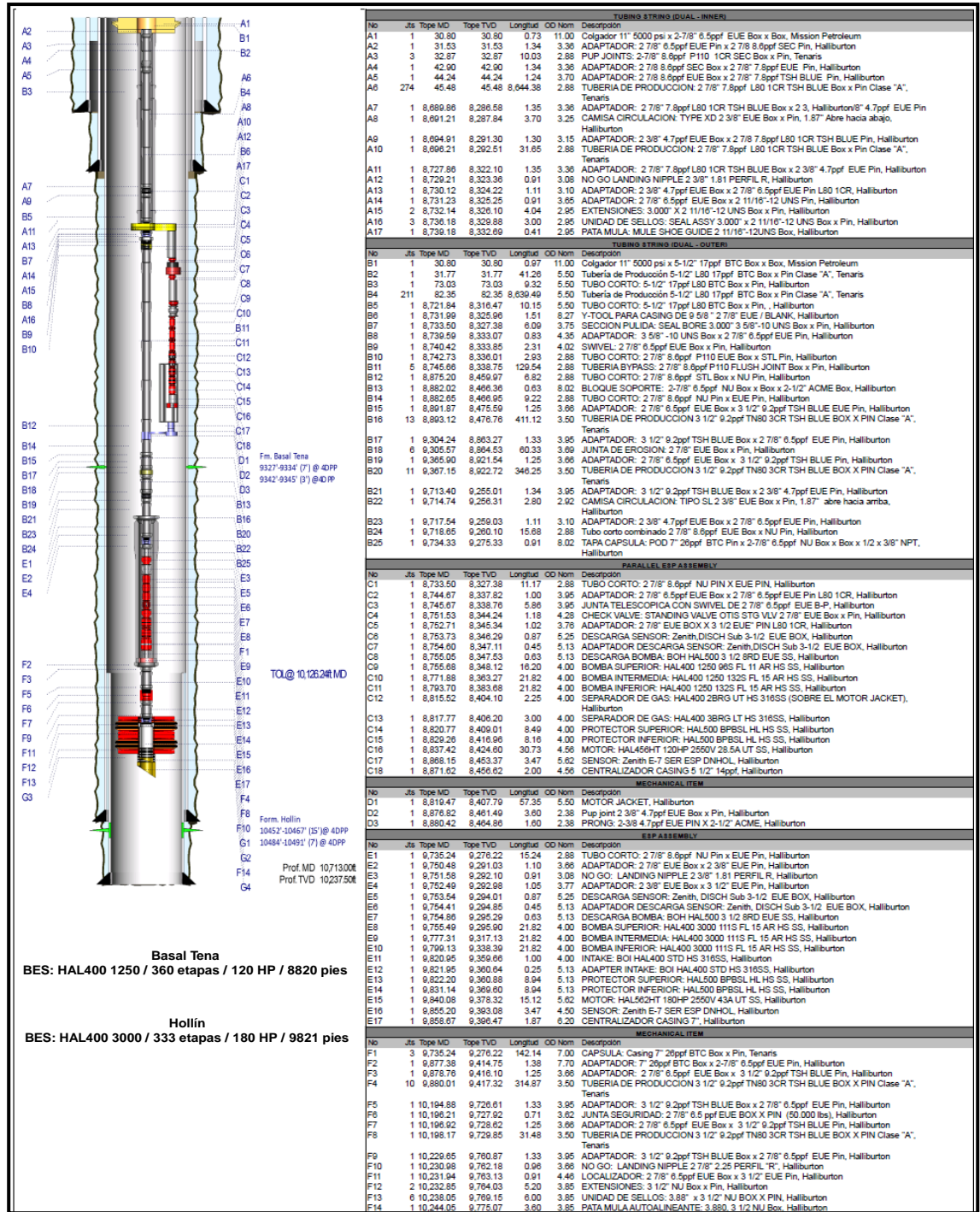
- Schorn, P. (2008). *Intelligently Using Intelligent Completions*. Alemania: Leistritz.
- Secretaria de Hidrocarburos. (2015). *Solicitud de fijación de tasa*. Quito: Secretaria de hidrocarburos.
- Serrano, E. B. (Agosto de 2013). *Terminaciones inteligentes*. México D.F: Universidad autónoma de México. Obtenido de <http://www.oilproduction.net/files/Terminaciones%20Inteligentes%20Tesis.pdf>
- Torres, G. (Febrero de 2016). *Estudio de factibilidad técnico-económica para la implementación de completaciones inteligentes en el campo AT del Oriente Ecuatoriano*. Quito: Universidad central del Ecuador.

ANEXOS

ANEXOS

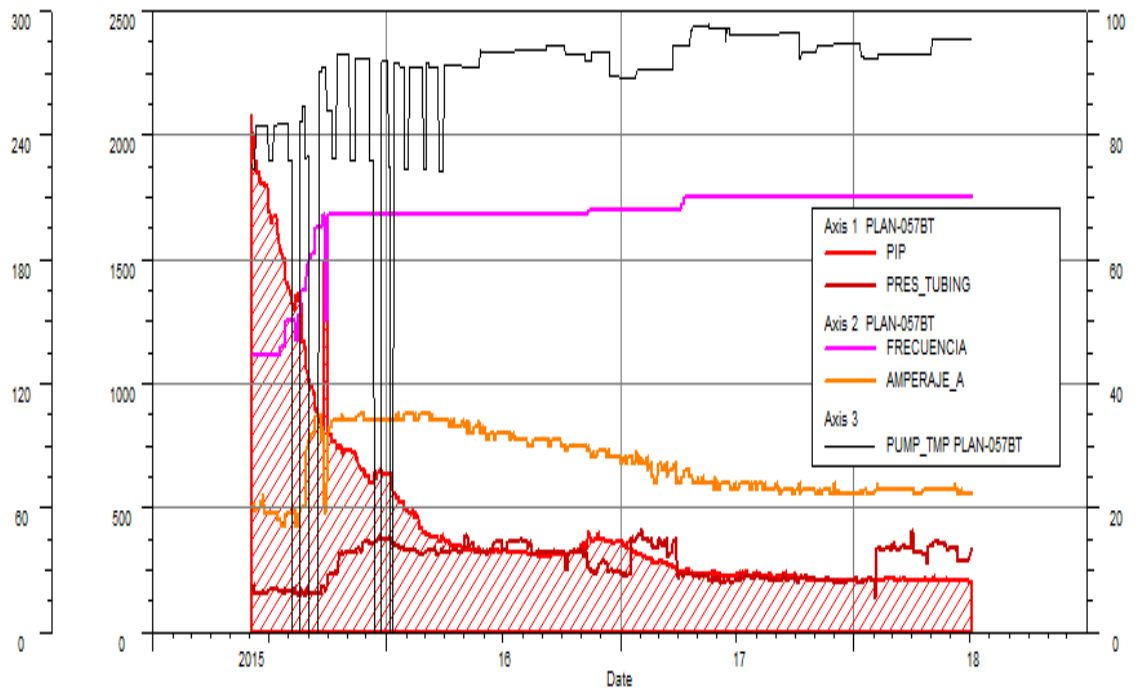
ANEXO 1.

DIAGRAMA DE LA COMPLETACION ACTUAL DE POZO XX



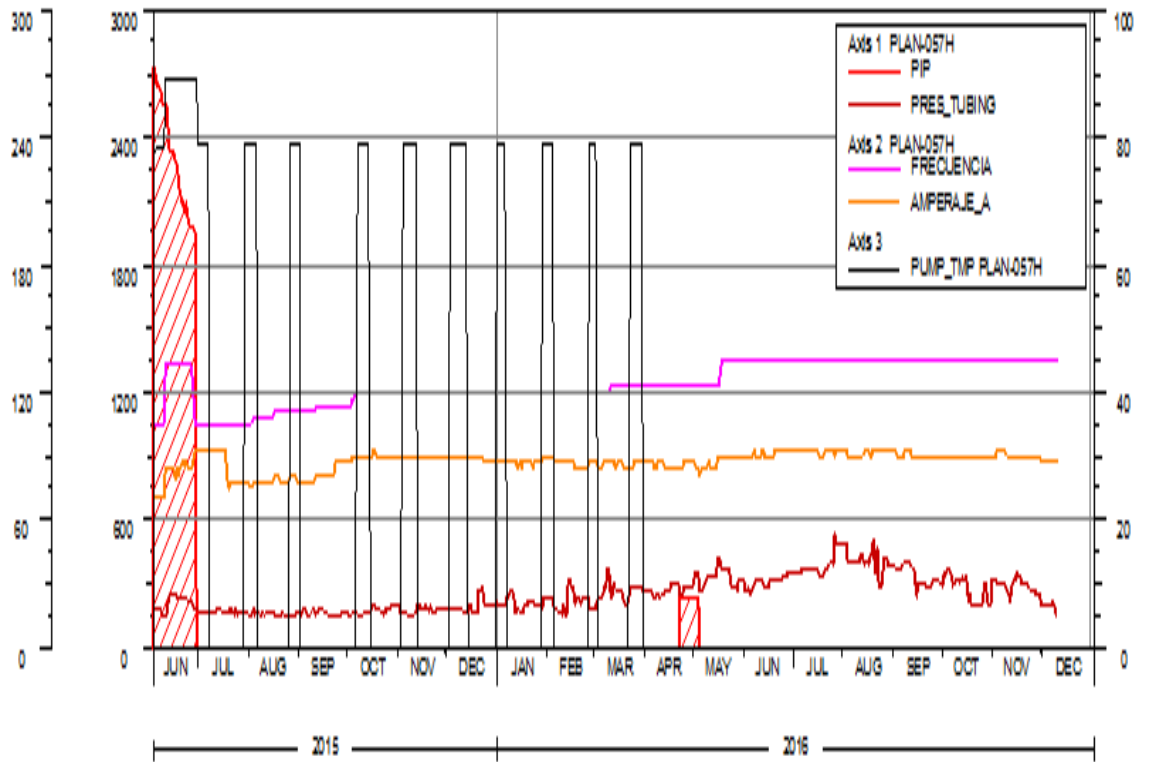
ANEXO 2.

CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE BASAL TENA



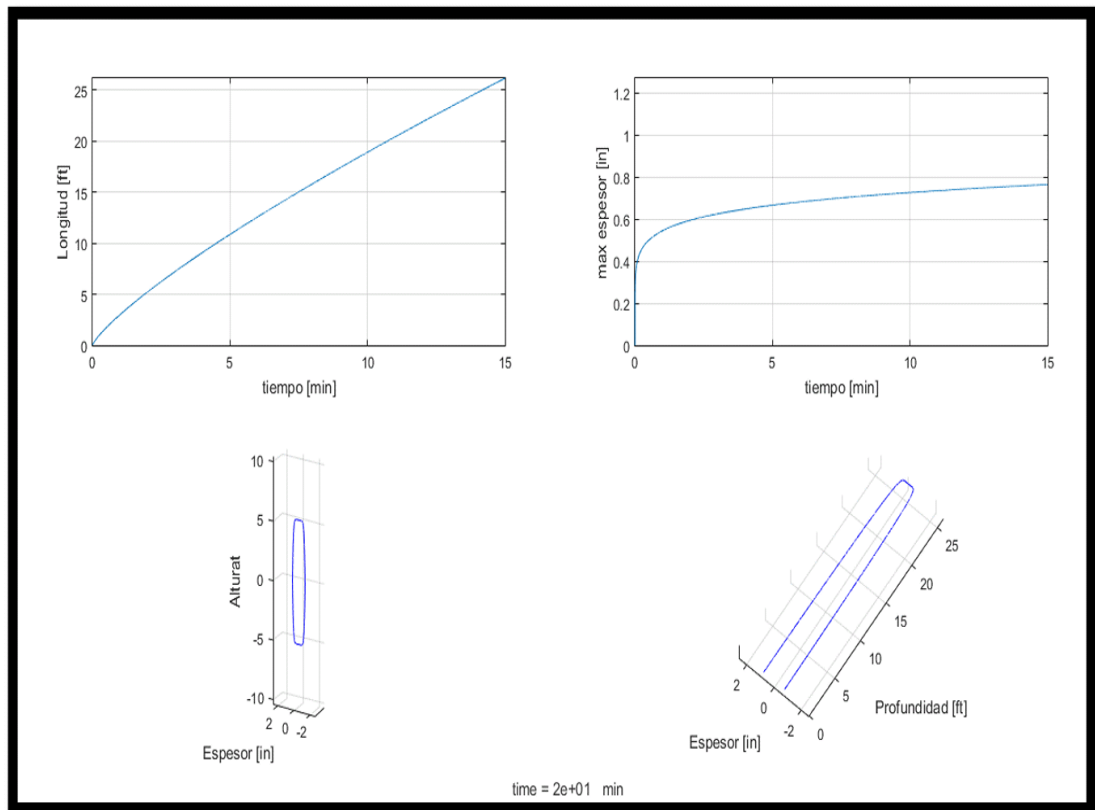
ANEXO 3.

CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE HOLLÍN



ANEXO 4.

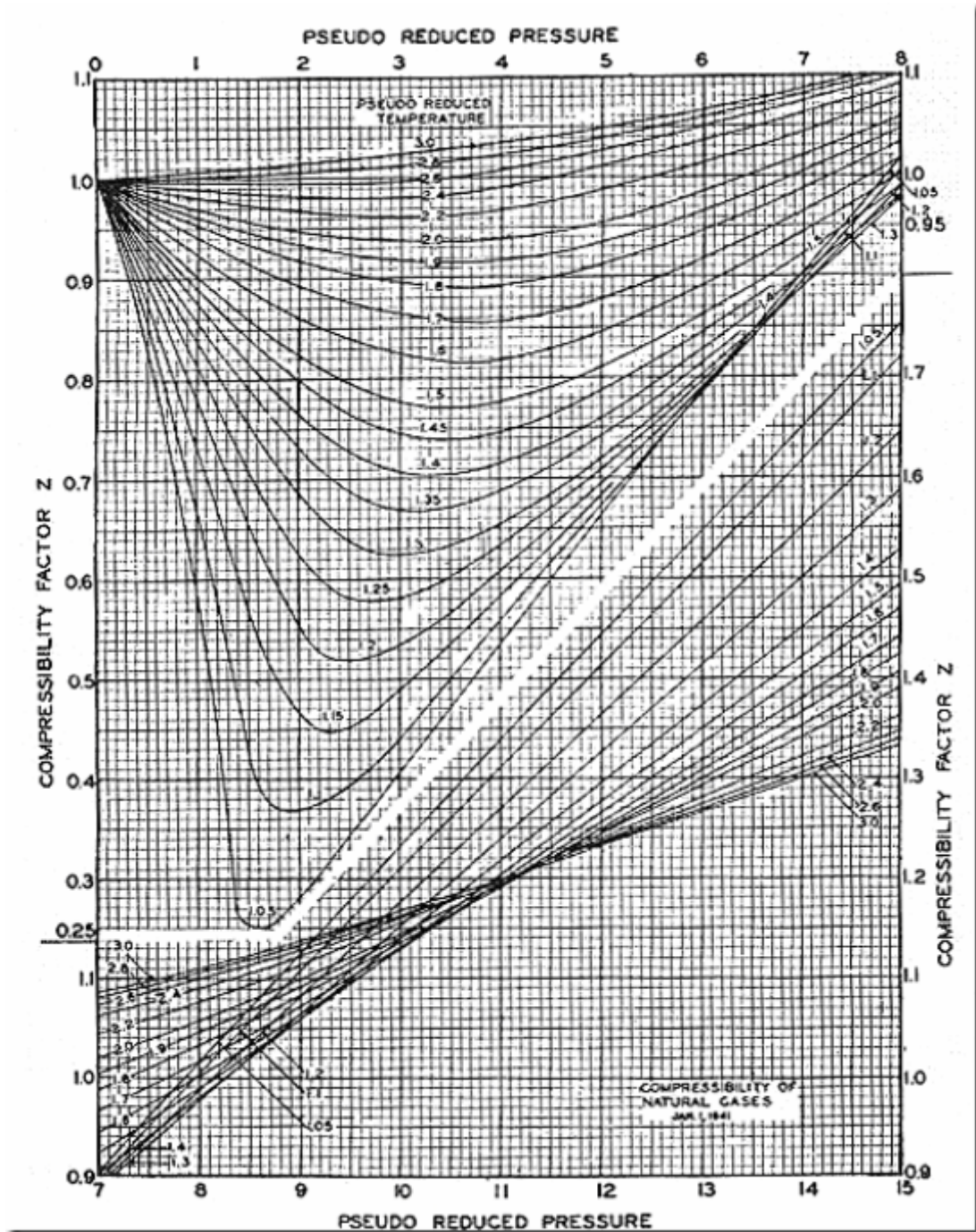
MODELO PKN DE FRACTURA YACIMIENTO HOLLÍN



(Robayo, 2018)

ANEXO 5.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z



(Rodríguez, 2016)

ANEXO 6.

COSTOS COMPLETACIÓN INTELIGENTE

DESCRIPCIÓN	VALOR U (USD)	CANTIDAD	UNIDAD	TOTAL (USD)
Costos torre de workover				
Movilización entre locaciones	\$ 10.800,00	1	Día	\$ 10.800,00
Tarifa diaria del taladro	\$ 9.600,00	7	EA	\$ 67.200,00
Completación inteligente				
Tubería y accesorios	\$ 390,00	350	EA	\$ 136.500,00
Materiales de Wireline	\$ 5.000,00	1	EA	\$ 5.000,00
Equipo de fondo de completación inteligente	\$ 800.000,00	1	EA	\$ 800.000,00
Equipo de superficie de completación inteligente	\$ 80.000,00	1	EA	\$ 80.000,00
Equipo de cabezal Inteligente	\$ 122.000,00	1	EA	\$ 122.000,00
Renta de equipos y herramientas	\$ 23.000,00	1	EA	\$ 23.000,00
Químicos	\$ 9.000,00	1	EA	\$ 9.000,00
Tubería de producción 3 - 1/2, L80, EUE	\$ 26,60	290	EUE	\$ 7.714,00
Servicio de cable eléctrico	\$ 150,00	192	Horas	\$ 28.800,00
Equipo bomba electrosumergible	\$ 300.000,00	1	EA	\$ 300.000,00
Cable eléctrico tipo 4	\$ 2,00	8000	pies	\$ 16.000,00
Renta de unidad de Wireline + vaccum	\$ 5.000,00	1	EA	\$ 5.000,00
Supervisión e instalación de equipo BES	\$ 3.000,00	1	EA	\$ 3.000,00
Costo operacionales				
Operador de completamiento	\$ 1.000,00	7	dia	\$ 7.000,00
Operador de BES	\$ 1.000,00	3	dia	\$ 3.000,00
Operador Auxiliar	\$ 1.000,00	3	dia	\$ 3.000,00
			SUBTOTAL	\$ 1.627.014,00
			IVA 12%	\$ 195.241,68
			TOTAL	\$ 1.822.255,68