

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN  
NUEVO SISTEMA QUE PERMITA RECUPERAR SISTEMAS  
ELECTRO SUMERGIBLES SIN TALADRO.**

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

**JUAN PABLO SALINAS VILLACIS**  
juan-pablo.s@hotmail.com

**DIRECTOR: MSc. Álvaro V. Gallegos E.**  
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

**Quito, Agosto 2018**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Juan Pablo Salinas Villacis, declaro bajo juramento 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.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

JUAN PABLO  
SALINAS VILLACIS

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Juan Pablo Salinas Villacis, bajo mi supervisión.

---

MSc. Álvaro V. Gallegos E.

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por haberme dado la salud y vida para llegar a cumplir esta meta en mi vida.*

*A mi familia, por haberme apoyado durante todo este tiempo. A mis tíos y tías, que durante todo este tiempo me han sabido apoyar y siempre darme la mano en cualquier momento. En especial a mis tíos Edwin y Myriam, quienes siempre han estado junto a mi brindándome su apoyo en todo momento.*

*A la Escuela Politécnica Nacional y a los docentes de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos por haberme guiado durante este tiempo dándome los conocimientos necesarios para poder desempeñarme exitosamente en mi futura vida laboral.*

*Al ingeniero Álvaro Gallegos por su ayuda y guía durante la elaboración de este proyecto.*

*A los ingenieros, Luis Miguel Sandoval y Cristian Giol quienes siempre me brindaron su tiempo, ayuda, consejo y guía durante la realización de este proyecto. Mil gracias....*

*A Schlumberger-Ecuador que me dio la oportunidad de aprender nuevas cosas y desarrollar este proyecto y al personal de los diferentes segmentos quienes me brindaron su tiempo y ayuda técnica durante la realización de este proyecto.*

## **DEDICATORIA**

*El presente trabajo significa la culminación de una etapa en mi vida y una meta cumplida después de mucho esfuerzo y sacrificio. Lo dedico a mi madre Vilma y a mis abuelitos Julián y Beatriz, quienes son mi motor para seguir cumpliendo nuevas metas.*

## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN .....</b>	<b>I</b>
<b>CERTIFICACIÓN .....</b>	<b>II</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>IV</b>
<b>CONTENIDO .....</b>	<b>V</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>X</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>XI</b>
<b>PRESENTACIÓN .....</b>	<b>XII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>XIII</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE ECUACIONES .....</b>	<b>XVII</b>
<b>ÍNDICE DE ANEXOS.....</b>	<b>XVII</b>
<b>SIMBOLOGÍA.....</b>	<b>XIX</b>
<b>CAPITULO 1 MARCO TEÓRICO DEL NUEVO SISTEMA PARA LA RECUPERACIÓN DE EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES SIN TALADRO (ZEITECS). .....</b>	<b>20</b>
1.1.    DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA – ZEITECS .....	20
1.1.1.    ANTECEDENTES.....	21
1.2.    PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA ZEITECS EN SUPERFICIE.....	22
1.2.1.    TRANSFORMADOR REDUCTOR (SDT).....	22
1.2.2.    VARIADOR O CONTROLADOR DE FRECUENCIA (VSD) .....	23
1.2.3.    TRANSFORMADOR ELEVADOR (SUT) .....	23
1.2.4.    CAJA DE CONEXIONES O CAJA DE VENTEO .....	23
1.2.5.    CABEZAL BES.....	23
1.3.    PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA SUBSUELO.....	24
1.3.1.    COMPONENTES RECUPERABLES .....	25
1.3.1.1.    BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (BES) .....	25
1.3.1.1.1.    CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA BES.....	26

1.3.1.2.	PROTECTOR .....	27
1.3.1.3.	MOTOR .....	29
1.3.1.4.	SENSOR .....	29
1.3.1.5.	CONECTOR DEL MOTOR.....	30
1.3.1.5.1.	CONECTORES ELÉCTRICOS DE FONDO .....	31
1.3.1.6.	ENSAMBLAJE DE SELLO EXPANDIBLE (ESA) .....	31
1.3.2.	COMPONENTES SEMIPERMANENTES .....	32
1.3.2.1.	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	32
1.3.2.2.	CABLE DE POTENCIA .....	33
1.3.2.3.	ESTACIÓN DE ACOPLAMIENTO .....	34
1.4.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO ZEITECS.....	35
1.5.	MECANISMOS DE RECUPERACIÓN.....	36
1.6.	COMPARACIÓN GENERACIONAL DEL SISTEMA ZEITECS .....	37
1.7.	PRINCIPALES VENTAJAS DEL SISTEMA ZEITECS .....	38
1.8.	PRINCIPALES LIMITACIONES DEL SISTEMA ZEITECS .....	39
1.9.	IMPLEMENTACIONES PREVIAS.....	39
1.9.1.	INSTALACIÓN ZEITECS EN ECUADOR POZO CUYABENO 37D .....	39
1.9.1.1.	PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE POZO(S) CANDIDATO(S).....	39
1.9.1.2.	PRINCIPALES PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA INSTALACIÓN. ....	40
1.9.1.3.	LECCIONES APRENDIDAS.....	41
1.9.1.4.	CONCLUSIONES.....	41
1.9.2.	RECUPERACIÓN EQUIPO BES SIN TALADRO POZO CUYABENO 37D.....	44
1.9.2.1.	PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA RECUPERACIÓN DEL EQUIPO BES .....	44
1.9.2.2.	LECCIONES APRENDIDAS.....	44
1.9.2.3.	CONCLUSIONES.....	44
1.9.3.	INSTALACIÓN DEL NUEVO SISTEMA EN EL CONGO POZO FOKM 101 .....	45
1.9.3.1.	PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE POZO(S) CANDIDATO(S).....	45
1.9.3.2.	PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA INSTALACIÓN.....	46
1.9.3.3.	LECCIONES APRENDIDAS.....	47
1.9.3.4.	CONCLUSIONES.....	47
1.9.4.	INSTALACIÓN DEL NUEVO SISTEMA EN KUWAIT .....	50
1.9.4.1.	PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA INSTALACIÓN.....	50
1.9.4.2.	SOLUCIONES PROPUESTAS .....	51

1.9.4.3.	LECCIONES APRENDIDAS.....	53
1.9.4.4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	55
<b>CAPITULO</b>		<b>2</b>
<b>ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LOS EQUIPOS BES EN EL CAMPO JP.....</b>		<b>56</b>
2.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO JP .....	56
2.1.1.	ANTECEDENTES HISTÓRICOS .....	56
2.1.2.	LOCALIZACIÓN .....	56
2.1.3.	SUBCAMPOS DEL CAMPO JP.....	56
2.1.4.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	58
2.1.5.	PRINCIPALES ARENAS PRODUCTORAS .....	58
2.1.6.	PROPIEDADES PVT .....	60
2.2.	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS .....	61
2.2.1.	POZOS PRODUCTORES.....	62
2.2.2.	POZOS INYECTORES Y RE-INYECTORES .....	62
2.2.3.	POZOS CERRADOS.....	63
2.3.	ÍNDICE DE FALLA (IF) .....	64
2.3.1.	ÍNDICE DE FALLA MÓVIL (IFM).....	64
2.4.	TIEMPO OPERATIVO EQUIPOS BES “ <i>RUN LIFE</i> ”.....	67
2.5.	PRINCIPALES CAUSAS DE INTERVENCIONES EN POZOS .....	69
2.5.1.	INTERVENCIONES DEBIDO A FALLAS MECÁNICAS .....	70
2.5.2.	ACCIONES TOMADAS FRENTE A FALLAS MECÁNICAS .....	72
2.5.3.	INTERVENCIONES DEBIDO A FALLAS ELÉCTRICAS.....	72
2.5.3.1.	ACCIONES TOMADAS FRENTE A FALLAS ELÉCTRICAS.....	73
2.5.4.	INTERVENCIONES DEBIDO A CONDICIONES DE RESERVORIO .....	74
2.5.4.1.	ACCIONES TOMADAS FRENTE PROBLEMAS DEBIDO A CONDICIONES DEL RESERVORIO .....	75
2.6.	CONDICIÓN DE DOWNTHRUST EQUIPOS BES .....	76
2.6.1.	ACCIONES TOMADAS FRENTE CONDICIÓN DE DOWNTHRUST. ....	77
<b>CAPITULO 3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.....</b>		<b>78</b>
3.1.	IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA APLICACIÓN DE LA NUEVA TECNOLOGÍA ZEITECS.....	78



3.1.1.	LIMITACIONES POR COMPORTAMIENTO DE RESERVORIO .....	79
3.1.2.	PRINCIPALES CONSIDERACIONES DE GEOMETRÍA DEL POZO .....	80
3.1.3.	PRINCIPALES CONSIDERACIONES DE INTEGRIDAD MECÁNICA DEL POZO .....	80
3.1.4.	ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	81
3.1.5.	ANÁLISIS NODALES .....	81
3.1.5.1.	CURVA IPR (“ <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i> ”) .....	81
3.1.5.2.	ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO PSEUDO-ESTABLE.....	82
3.1.5.3.	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD IP .....	83
3.1.5.4.	ECUACIÓN DE VOGEL.....	84
3.1.5.5.	IPR COMPUESTO .....	85
3.1.6.	DISEÑO MECÁNICO DE LA COMPLETACIÓN.....	86
3.1.7.	BHA DE COMPLETACIÓN Y MÉTODOS PARA CONTROL DEL POZO. ....	87
3.1.7.1.	OPCIÓN 1: BHA + PACKER + FCV ENCAPSULADA.....	87
3.1.7.2.	OPCIÓN 2: BHA + PACKER + SFIV.....	89
3.1.7.3.	OPCIÓN 3: BHA + FCV/SFIV SIN PACKER .....	91
3.1.7.4.	CONSIDERACIONES TAMAÑO EQUIPOS BES .....	93
3.1.7.5.	CABEZAL DEL POZO .....	93
3.1.7.6.	MECANISMO DE RECUPERACIÓN DE EQUIPOS BES. ....	94
3.2.	ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS .....	95
3.2.1.	JP-014 .....	96
3.2.2.	JP-016 .....	101
3.2.3.	JP-001 .....	106
3.2.3.1.	ANTECEDENTES DEL POZO.....	106
3.2.3.2.	UBICACIÓN DEL POZO .....	106
3.2.3.3.	HISTÓRICO PRODUCCIÓN .....	107
3.2.3.4.	PARÁMETROS PVT .....	108
3.2.3.5.	PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	109
3.2.3.6.	CURVA IPR.....	110
3.2.3.7.	ESTADO MECÁNICO .....	111
3.2.4.	JP-006 .....	115
3.2.4.1.	ANTECEDENTES DEL POZO.....	115
3.2.4.2.	UBICACIÓN DEL POZO.....	115
3.2.4.3.	HISTÓRICO PRODUCCIÓN .....	116

3.2.4.4.	PARÁMETROS PVT .....	117
3.2.4.5.	PARÁMETROS PETROFÍSICOS .....	118
3.2.4.6.	CURVA IPR.....	120
3.2.4.7.	ESTADO MECÁNICO POZO .....	121
3.3.	JERARQUIZACIÓN DE POZOS CANDIDATOS .....	125
3.4.	PROCEDIMIENTO GENÉRICO PARA LA INSTALACIÓN Y RECUPERACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS.....	125
3.5.	PLAN DE CONTINGENCIA Y MITIGACIÓN DE RIESGOS .....	128
3.6.	INDICADORES DE GESTIÓN .....	131
3.7.	EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	133
3.7.1.	VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	133
3.7.2.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	134
3.7.3.	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PRI) .....	135
3.7.4.	CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO .....	135
3.7.4.1.	CONSIDERACIONES TÉCNICAS.....	135
3.7.4.2.	CONSIDERACIONES DE COSTOS Y AHORRO .....	136
3.7.4.3.	CONSIDERACIONES DE EVALUACIÓN .....	137
3.7.5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	139
3.7.6.	RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	140
<b>CAPITULO 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>142</b>
4.1.	CONCLUSIONES.....	142
4.2.	RECOMENDACIONES.....	144
<b>GLOSARIO.....</b>		<b>145</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>154</b>
<b>ANEXOS.....</b>		<b>156</b>

## RESUMEN

En el presente trabajo se propone presentar, describir y evaluar la factibilidad para la aplicación de la nueva tecnología Zeitecs, tecnología que permite la recuperación de equipos BES sin la necesidad del uso de un taladro. Para este fin se empezará describiendo los principales componentes del sistema tanto en superficie como en fondo, mencionando sus principales ventajas y limitaciones, comparando las mejoras con respecto a sus previas generaciones y dando a conocer algunas implementaciones previas locales e internacionales, en las cuales se incluye los principales resultados obtenidos de la aplicación del sistema, los principales problemas presentados y las lecciones aprendidas.

Posteriormente, se presenta una descripción general del campo JP, campo considerado para la evaluación de una posible aplicación de la tecnología Zeitecs. Se indica la condición de los pozos, el índice de falla de los equipos BES, el tiempo promedio de vida operativa de los equipos BES y se presenta un resumen de las principales causas de las últimas intervenciones realizadas y las principales acciones tomadas.

Seguidamente se presenta un diagrama de flujo propuesto, en donde se describe el proceso a llevarse a cabo para la selección de posibles pozos candidatos para una aplicación de la tecnología Zeitecs e indicando en cada etapa del proceso las principales consideraciones técnicas a tomarse en cuenta. Posterior a ello se prosigue al análisis de cuatro (4) pozos genéricos en donde se evalúa la factibilidad como posibles pozos candidatos para la aplicación de la tecnología Zeitecs, se establece los diferentes escenarios y consideraciones económicas y por último se presenta los resultados económicos, conclusiones y recomendaciones.

Palabras clave: Zeitecs, Taladro de reacondicionamiento, Sistemas de levantamiento artificial, Bombeo Electrosumergible.

## **ABSTRACT**

The purpose of this document is to present, describe and evaluate the feasibility for the application of the new shuttle technology Zeitecs, which enables standard ESPs to be 'shuttled' through, tubing on wireline, coiled tubing or sucker rods and plugged into a downhole docking station without the need of a rig. We will start by describing the main system components both surface and downhole components, the main advantages and limitations, the improvements with the previous generations and some previous local and international implementations, where its included the main results obtained from the implementation of Zeitecs, the main problems faced, and the lessons learned.

Then a general description of the JP field is presented. This field is considered for the evaluation of a possible Zeitecs technology application. Also, is included the well condition, the failure index of ESP systems, the average run life of the ESPs systems, a summary of the main causes of workover interventions sample and the main actions taken.

Next, a proposed work flow diagram is presented, which describes the process to be carried out for the selection of possible wells candidates for Zeitecs technology application. The main technical considerations to be taken in mind are described at each stage of the process. Afterwards, four (4) generic wells are evaluated for a possible Zeitecs technology application, the different scenarios and economic considerations are established and finally the economic results, conclusions and recommendations are presented.

## **PRESENTACIÓN**

Actualmente para la recuperación de los sistemas de levantamiento artificial tipo BES se necesita la presencia de un taladro de reacondicionamiento, involucrando costos, tiempo y producción diferida. Adicionalmente, si se consideraría el tiempo de respuesta para realizar un trabajo en un pozo en espera de reacondicionamiento, este puede variar dependiendo de la disponibilidad del taladro, la magnitud y tipo de trabajo, la locación del pozo, etc., incrementado así las pérdidas por producción diferida.

Por lo que se presenta el presente trabajo, cuya finalidad es desarrollar un estudio de factibilidad técnica y económica para evaluar del nuevo sistema Zeitecs que permite recuperar equipos BES sin la necesidad de un taladro, buscando reducir costos, tiempo y producción diferida.

En el primer capítulo se presenta un marco teórico del sistema Zeitecs, describiendo sus componentes, ventajas, limitaciones, lecciones aprendidas de implementaciones previas.

En el segundo capítulo se presenta el análisis de las principales causas de fallas en los equipos BES del campo JP, describiendo causas raíces, índices de fallas y principales acciones tomadas.

En el tercer capítulo se presenta el proceso para la selección de pozos candidatos para la aplicación de la tecnología Zeitecs, describiendo condiciones de reservorio, geometría del pozo, estado mecánico, análisis petrofísicos, análisis nodales, opciones de BHA de completación.

Finalmente en el cuarto capítulo se presenta conclusiones y recomendaciones.

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. 1. Distribución de instalaciones del sistema Zeitecs a nivel mundial. ....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 1. 2. Esquema del equipo de superficie sistema BES .....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1. 3. Principales componentes del ensamblaje recuperable .....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 1. 4. Principales componentes del ensamblaje semipermanente .....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 1. 5. Etapas de una bomba BES para flujo mixto y radial. ....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 1. 6. Curvas y zonas características de una bomba electrosumergible. ....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 1. 7. Protector equipo BES.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 1. 8. Motor de fondo equipo BES .....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 1. 9. Sensor de fondo.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 1. 10. Conector del motor.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 1. 11. Conectores eléctricos .....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 1. 12. Ensamblaje de Sello Sistema Zeitecs .....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 1. 13. Cable de potencia redondo y plano .....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 1. 14. Estación de acoplamiento Zeitecs (Tercera Generación) .....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 1. 15. Tamaño estación de acoplamiento (Generaciones 1/2 vs 3) .....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 1. 16. Distribución de los mecanismos de recuperación considerando capacidad de arrastre e inclinación del pozo.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 1. 17. Configuración de fondo pozo CUYABENO 37D .....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 1. 18. Configuración de fondo pozo FOKM 101.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 1. 19. Daño presentado en los sellos Standard pozo Kuwait.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 1. 20. Daño presentado en los sellos de copa pozo Kuwait.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 1. 21. Diagrama de la segunda solución propuesta.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 1. 22. Resultados de la implementación de camisa.....</i>	<i>55</i>

<i>Figura 2. 1. Ubicación del Bloque JP.</i> .....	57
<i>Figura 2. 2. Histórico de producción mensual del Campo JP (junio-2017)</i> .....	58
<i>Figura 2. 3. Distribución de métodos de producción Campo JP (junio-2017).</i> .....	62
<i>Figura 2. 4. Distribución de los pozos inyectores y re-inyectores del Campo JP. (Junio-2017).</i>	
<i>Fuente: (Shaya Ecuador S.A, 2017)</i>	
<i>Modificado por: Juan Pablo Salinas V.</i> .....	63
<i>Figura 2. 5. Distribución de las causas de pozos cerrados Campo JP</i> .....	64
<i>Figura 2. 6. Método de suavización de series.</i> .....	65
<i>Figura 2. 7. Distribución de las causas generales de intervención pozos.</i> .....	70
<b>Figura 2. 8. Distribución de intervenciones debido a causas mecánicas</b> .....	70
<i>Figura 2. 9. Principales componentes afectados de la bomba BES</i> .....	71
<i>Figura 2. 10. Distribución de los problemas presentados en la tubería.</i> .....	71
<i>Figura 2. 11. Distribución de intervenciones debido a causas eléctricas.</i> .....	73
<b>Figura 2. 12. Distribución de intervenciones debido a condiciones de reservorio.</b> .....	75
<i>Figura 2. 13. Histórico de la condición de downthrust y upthrust de los equipos BES SLB. (Junio 2017).</i> .....	77
<i>Figura 3. 1. Flujograma de proceso de selección de pozos candidatos</i> .....	79
<i>Figura 3. 2. Curva IPR.</i> .....	82
<i>Figura 3. 3. Curva IPR por método de IPR compuesto</i> .....	86
<i>Figura 3. 4. Válvula FCV</i> .....	88
<i>Figura 3. 5. Válvula SFIV y bola de sellado</i> .....	90
<i>Figura 3. 6. Principales componentes cabezal modificado para la aplicación de la tecnología Zeitecs</i> .....	94
<i>Figura 3. 7. Ubicación propuesta pozo JP-014</i> .....	97
<i>Figura 3. 8. Pronostico declinación de producción de petróleo pozo JP-014</i> .....	99
<i>Figura 3. 9. Ubicación propuesta pozo JP-016</i> .....	102
<i>Figura 3. 10. Pronostico declinación de producción de petróleo JP-016.</i> .....	104
<i>Figura 3. 11. Ubicación pozo JP-001.</i> .....	107
<i>Figura 3. 12. Historial de producción del pozo JP-001</i> .....	108

<i>Figura 3. 13. Registro eléctrico a la profundidad de los reservorios hollín inferior y hollín superior.</i> .....	110
<i>Figura 3. 14. Curva IPR Hollín Inferior + Hollín Superior condición actual (26 junio del 2017).</i> .....	111
<i>Figura 3. 15. Ubicación pozo JP-006</i> .....	116
<i>Figura 3. 16. Historial de producción del pozo JP-006</i> .....	117
<i>Figura 3. 17. Registro eléctrico del pozo JP-006 zona Hollín Superior</i> .....	119
<i>Figura 3. 18. IPR actual y esperada Hollín Superior pozo JP-006</i> .....	120
<i>Figura 3. 19. Características del cabezal pozo JP-006</i> .....	123
<i>Figura 3. 20. Matriz de análisis de riesgos.</i> .....	129
<i>Figura 3. 21. Escenarios para análisis económico</i> .....	136

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. 1. Especificaciones técnicas del sistema Zeitecs.</i> .....	35
<i>Tabla 1. 2. Comparación tercera generación sistema Zeitecs vs previas generaciones.</i> .....	37
<i>Tabla 1. 3. Criterio de selección de pozos candidatos y parámetros pozo Cuyabeno 37D.</i> .....	40
<i>Tabla 1. 4. Criterio de selección de pozos candidatos – FOKM 101</i> .....	45
<i>Tabla 2. 1. Campos del Campo JP</i> .....	57
<i>Tabla 2. 2. Características litológicas de las principales arenas productoras del bloque Auca.</i> .....	59
<i>Tabla 2. 3. Resumen propiedades PVT arenas Campo JP</i> .....	61
<i>Tabla 2. 4. Índice de falla mensual e índice de fallas en año móvil.</i> .....	66
<i>Tabla 2. 5. Tiempo operativo mensual y año móvil para equipos BES SLB Y BHI y tiempo operativo objetivo.</i> .....	68
<i>Tabla 3. 1. Coordenadas UTM ubicación pozo JP-014</i> .....	96
<i>Tabla 3. 2. Coordenadas UTM ubicación pozo JP-014</i> .....	97
<i>Tabla 3. 3. Generalidades de objetivos primario y secundarios pozo JP-014</i> .....	97
<i>Tabla 3. 4. Distribución de tubería de revestimiento pozo JP-014</i> .....	99



<i>Tabla 3. 5. Coordenadas UTM ubicación pozo JP-016 .....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 3. 6. Objetivos primarios y secundarios pozo JP-016 .....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 3. 7. Generalidades de objetivos primario y secundarios pozo JP-016.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 3. 8. Distribución de tubería de revestimiento pozo JP-016.....</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 3. 9. Coordenadas UTM ubicación pozo JP-001 .....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 3. 10. Presiones de reservorio HI &amp; HS JP-001.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 3. 11. Parámetros PVT pozo JP-001 .....</i>	<i>109</i>
<i>Tabla 3. 12. Resumen parámetros petrofísicos del pozo JP-001 .....</i>	<i>110</i>
<i>Tabla 3. 13. Características generales de las tuberías de revestimiento y producción, pozo JP-001 .....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 3. 14. Resumen registro direccional a profundidad de Tope Liner y perforados JP-001 .....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 3. 15. Características Cabezal Pozo JP-001 .....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 3. 16. Coordenadas UTM ubicación pozo JP-006 .....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 3. 17. Presión de reservorio Hollín Superior JP-006.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 3. 18. Parámetros PVT pozo JP-006.....</i>	<i>118</i>
<i>Tabla 3. 19. Resumen parámetros petrofísicos del pozo JP-006 .....</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 3. 20. Características de los tubulares, pozo JP-006.....</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 3. 21. Resumen registro direccional a profundidad de Tope Liner y perforados JP-006 .....</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 3. 22. Indicadores de gestión propuestos para aplicación tecnología Zeitecs .....</i>	<i>131</i>
<i>Tabla 3. 23. Cuadro resumen de parámetros para evaluación económica aplicación Zeitecs. ....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla 3. 24. Estimación de producción en los pozos analizados. ....</i>	<i>139</i>
<i>Tabla 3. 25. Ejemplo modelo evaluación económica pozo JP-016, completación con SFIV + Packer. ....</i>	<i>139</i>
<i>Tabla 3. 26. Resultado análisis económico pozo JP-016 .....</i>	<i>140</i>
<i>Tabla 3. 27. Resultado análisis económico pozo JP-014 .....</i>	<i>141</i>
<i>Tabla 3. 28. Resultado análisis económico pozo JP-006 .....</i>	<i>141</i>
<i>Tabla 3. 29. Resultado análisis económico pozo JP-001 .....</i>	<i>141</i>

## ÍNDICE DE ECUACIONES

<i>Ecuación 2. 1. Índice de falla .....</i>	<i>64</i>
<i>Ecuación 2. 2. Promedio móvil.....</i>	<i>65</i>
<i>Ecuación 2. 3. Índice de falla año móvil .....</i>	<i>66</i>
<i>Ecuación 2. 4. Tiempo operativo “Run Life” .....</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 2. 5. Tiempo operativo “Run Life” promedio .....</i>	<i>67</i>
<i>Ecuación 3. 1. Flujo pseudo-estable con daño = 0 .....</i>	<i>83</i>
<i>Ecuación 3. 2. Flujo pseudo-estable con daño <math>\neq 0</math>.....</i>	<i>83</i>
<i>Ecuación 3. 3. Índice de productividad.....</i>	<i>84</i>
<i>Ecuación 3. 4. Vogel para flujo bajo punto de burbuja.....</i>	<i>84</i>
<i>Ecuación 3. 5. Ecuación de IP para <math>P_{wf} \geq P_b</math> .....</i>	<i>85</i>
<i>Ecuación 3. 6. Ecuación de IP para <math>P_{wf} &lt; P_b</math> .....</i>	<i>85</i>
<i>Ecuación 3. 7. Valor Actual Neto (Van). .....</i>	<i>133</i>
<i>Ecuación 3. 8. Tasa interna de retorno (TIR). .....</i>	<i>134</i>
<i>Ecuación 3. 9. Periodo de recuperación de inversión (PRI).....</i>	<i>135</i>

## ÍNDICE DE ANEXOS

<i>Anexo 2. 1. Pozos inyectoros y reinyectores Campo JP .....</i>	<b><i>¡Error! Marcador no definido.</i></b>
<i>Anexo 2. 2. Índice de falla mensual y año móvil, Pozos activos con BES y numero de fall mensuales a (Enero 2016-Junio 2017) .....</i>	<b><i>¡Error! Marcador no definido.</i></b>
<i>Anexo 2. 3. Tiempo operativo (Run Life) de los equipos BES, y tiempo operativo objetivo 2020 (Enero 2016-Junio 2017).....</i>	<b><i>¡Error! Marcador no definido.</i></b>
<i>Anexo 2. 4. Tiempo de vida operativa de equipos BES año móvil Campo JP (Enero 2016-Junio 2017) y tiempo de vida operativo objetivo. ....</i>	<b><i>¡Error! Marcador no definido.</i></b>
<i>Anexo 3. 1. Geometrias de Pozo.....</i>	<b><i>¡Error! Marcador no definido.</i></b>
<i>Anexo 3. 2. Especificaciones técnicas válvula FCV. ¡Error! Marcador no definido.</i>	<b><i>¡Error! Marcador no definido.</i></b>
<i>Anexo 3. 3. Opción 1 BHA de completación +FCV+ Packer + encapsulado . ¡Error! Marcador no definido.</i>	<b><i>¡Error! Marcador no definido.</i></b>

Anexo 3. 4. Especificaciones técnicas de la válvula SFIV. .... **¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 5. Opcion 2: BHA de completación con packer y válvula SFIV. ....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 6. Opcion 3: BHA de completación con válvulas SFIV ó FCV libres.  
.....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 7. Sarta para utilizarse en la recuperación de equipos BES con unidad de Coiled tubing. ....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 8. Topes estimados de formaciones Pozo JP-014... **¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 9. Plan direccional: Survey pozo JP-014..**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 10. Topes estimados de formaciones Pozo JP-016. **¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 11. Diagrama mecánico pozo JP-001.....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 12. Survey pozo JP-001 .....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 13. Registro de cementación pozo JP-001 ..... **¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 14. Diagrama mecánico pozo JP-006.....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 15. Survey pozo JP-006.....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 16. Registro de cementación pozo JP-006..... **¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 17. Análisis de Riesgos .....**¡Error! Marcador no definido.**

Anexo 3. 18. Analisis economico detallado por pozo ..... **¡Error! Marcador no definido.**

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	Gravedad Especifica en grados API	
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo	$L^3$
BAPD	Barriles de Agua por Día	$L^3/t$
BFPD	Barriles de Fluido por Día	$L^3/t$
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	$L^3/t$
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos	%
F	Grados Fahrenheit	T
Ft	Pies	L
H Neto	Espesor Neto de la Formación	L
ID	Diámetro interno	L
In	Pulgadas	L
K	Permeabilidad Efectiva	$L^2$
MD	Profundidad Verdadera	Ft
NPT	Siglas en inglés para hacer referencia al tiempo no productivo (Non-Productive Time)	
OD	Diámetro externo	L
Pb	Presión de Burbuja	$M/Lt^2$
PIP	Presión De Fluido en el Intake	$M/Lt^2$
Ppm	Partes por millón	
Pr	Presión de Yacimiento	$M/Lt^2$
PRI	Periodo de Recuperación de Inversión	T
Psi	Libra por pulgada cuadrada	$M/Lt^2$
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Pwh	Presión de Cabeza	$M/Lt^2$
Pwf	Presión de Fondo Fluyente	$M/Lt^2$
Q	Caudal de Fluido	$L^3/t$
Qo	Caudal de Petróleo	$L^3/t$
Rd	Radio de Petróleo Drenado	L
RCB	Relación Costo Beneficio	
S	Daño de Formación (Skin)	
TIR	Tasa Interna de Retorno	%
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
VAN	Valor Actual Neto	
Uo	Viscosidad del Petróleo	$M/Lt$
WO	Trabajo de Reacondicionamiento	

# CAPITULO 1

## MARCO TEÓRICO DEL NUEVO SISTEMA PARA LA RECUPERACIÓN DE EQUIPOS ELECTROSUMERGIBLES SIN TALADRO (ZEITECS).

### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA – ZEITECS

Como los reservorios de hidrocarburos se depletan y pierden su energía natural para producir fluidos a superficie, tecnologías para levantamiento artificial se han vuelto esencial para mantener la producción de hidrocarburos. Con frecuencia los equipos BES son seleccionados como el método de levantamiento artificial óptimo para un campo/pozo en particular, sin embargo, normalmente son corridos unidos en la tubería de producción y su vida operacional limitada requiere frecuentemente intervenciones con taladro de reacondicionamiento para reemplazar los sistemas dañados. Esto incurre en producción diferida significativa, aumento de los costos operativos y paro no deseado en las operaciones. **(Blum Carlos et al, 2013)**

El interés en métodos alternativos para el despliegue de bombas electro sumergibles ha crecido en los últimos años. Los principales enfoques son disminuir el tiempo de intervención y costos del taladro de reacondicionamiento, reemplazar el uso de taladros en áreas medioambientales sensibles o áreas donde el acceso a pozos sea limitado. Decidir sobre la solución más técnica y económicamente efectiva es crítico para el éxito definitivo del operador. **(Bebak K.T. & Wisnewski Matt, 2011).**

El sistema es una nueva tecnología de conectores eléctricos, que se acoplan y desacoplan entre sí con relativa facilidad, soportan las condiciones de fondo de pozo y permite la recuperación de equipos electrosumergibles sin la necesidad de utilizar un taladro.

El sistema Zeitecs comprende dos principales ensamblajes: Semipermanente y Recuperable. Para el primer despliegue o corrida del sistema se utiliza un taladro de reacondicionamiento, que baja los componentes semipermanentes unidos o

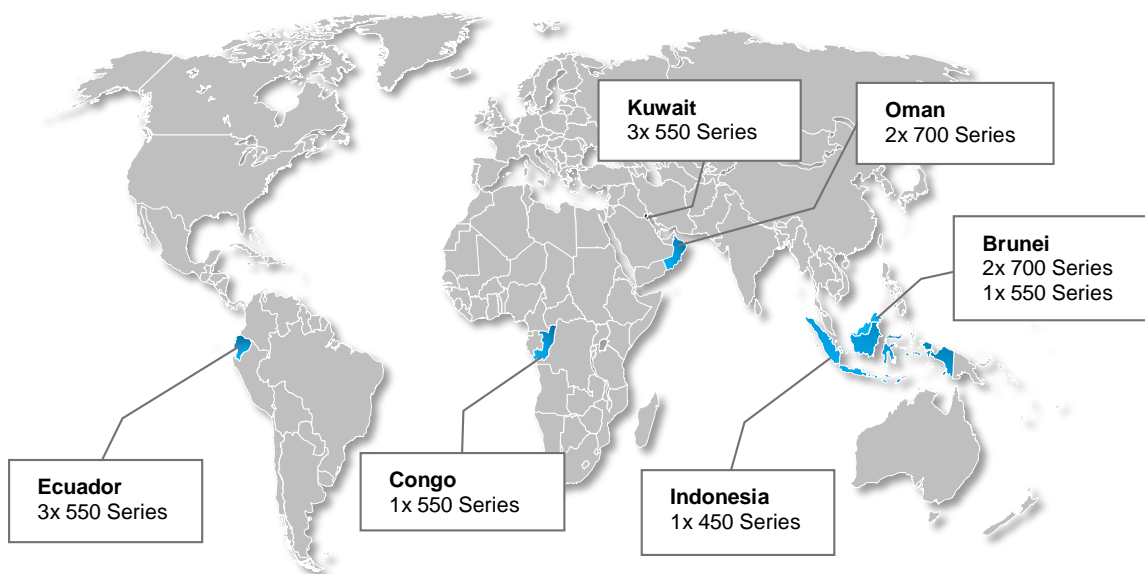
conectados a la tubería de producción, mientras los componentes recuperables se corren dentro de la tubería de producción.

Actualmente se cuenta con la tercera generación del sistema, presentando destacables ventajas sobre sus predecesoras (generaciones 1 y 2). Entre estas ventajas sobresalen la evolución de la estación de acoplamiento y la posibilidad de acceder al reservorio para realizar trabajos de reacondicionamiento, una vez extraído el equipo BES, mediante un pasaje o abertura presente en la estación de acoplamiento.

### 1.1.1. ANTECEDENTES

Hasta mayo del 2017, 13 sistemas Zeitecs para la recuperación de equipos electrosumergibles sin taladro han sido instalados exitosamente, en diferentes países alrededor del mundo.

En la figura 1.1. se puede observar la distribución de diferentes instalaciones del sistema Zeitecs a nivel mundial.



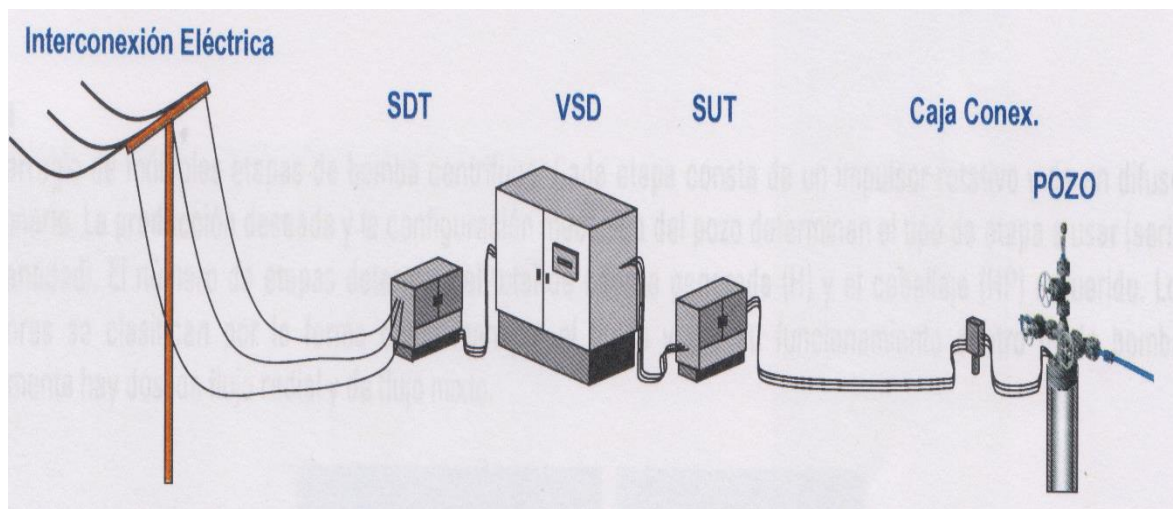
**Figura 1. 1.** Distribución de instalaciones del sistema Zeitecs a nivel mundial.

**Fuente:** (SCHLUMBERGER, Mayo 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

## 1.2. PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA ZEITECS EN SUPERFICIE

Para la aplicación del sistema Zeitecs para la recuperación de equipos BES sin taladro no se utiliza ningún equipo adicional en superficie, solamente los equipos comúnmente utilizados en un sistema BES convencional. En la figura 1.2 se presenta las facilidades en superficie que se utiliza normalmente en un sistema de bombeo electrosumergible.



**Figura 1. 2.** Esquema del equipo de superficie sistema BES.

**Fuente:** (E. Rubiano, 2015, pág. 25).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.2.1. TRANSFORMADOR REDUCTOR (SDT<sup>1</sup>)

Equipo de superficie que se encarga de reducir el voltaje de la línea de alta tensión al voltaje requerido en la entrada del variador o controlador de frecuencia de voltaje constante (480Volt). En caso de que se tenga un generador no es necesario el transformador reductor SDT. (E. Rubiano, 2015, pág. 25)

---

<sup>1</sup> SDT: Siglas que hacen referencia al transformador reductor por su nombre en inglés “*Step Down Transformer*”.

### **1.2.2. VARIADOR O CONTROLADOR DE FRECUENCIA (VSD<sup>2</sup>)**

Es el equipo encargado de controlar la frecuencia de trabajo del motor de la bomba. Su funcionamiento permite operar las bombas a diferentes frecuencias. De esta manera, de acuerdo con las condiciones de operación del pozo y sin necesidad de sacar el equipo de fondo es posible ajustar las condiciones de superficie (corriente, frecuencia, amperaje) que generen el desempeño óptimo del equipo de subsuelo. La capacidad del variador o controlador viene dada en KVA (Relación Kilovoltio-Amperio), indicando la relación máxima que soporta el equipo. (E. Rubiano, 2015, pág. 25)

### **1.2.3. TRANSFORMADOR ELEVADOR (SUT<sup>3</sup>)**

Equipo de superficie que se encarga de incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia (VSD) hasta el voltaje nominal requerido por el motor de subsuelo, para que opere eficientemente. (E. Rubiano, 2015, pág. 25)

### **1.2.4. CAJA DE CONEXIONES O CAJA DE VENDEO**

Es una caja que se instala cerca al cabezal del pozo y en la cual se une el cable de potencia que suministra la energía al motor con cable que viene del equipo de superficie.

Su principal función es ventear cualquier migración de gas proveniente del pozo a través de la chaqueta de caucho del cable. (E. Rubiano, 2015, pág. 25)

### **1.2.5. CABEZAL BES**

Es un dispositivo que soporta el peso del equipo de subsuelo y permite el control del pozo en la sección anular y en el tubing. Su configuración permite instalar el cable de potencia manteniendo la hermeticidad y el control de los fluidos.

---

<sup>2</sup> VSD: Siglas que hacen referencia al variador o controlador de frecuencia por su nombre en inglés “*Variable Speed Drive*”.

<sup>3</sup> SUT: Siglas que hacen referencia al transformador elevador por su nombre en inglés “*Step Up Transformer*”.



Nota: Para el caso estudiado y aplicación de la tecnología Zeitecs se requiere una modificación al cabezal del pozo, debido a que la tubería de producción a ser empleada es de mayor tamaño que la normalmente utilizada, esto para permitir el paso del equipo BES al momento de ser recuperado. Esta condición se explica con mayor detalle en el capítulo tres (3) del presente trabajo.

### 1.3. PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA SUBSUELO

El nuevo sistema Zeitecs para la recuperación de equipos BES sin taladro consta principalmente de dos ensamblajes de subsuelo: Recuperable y Semipermanente como se muestra en las figuras 1.3. y 1.4.



**Figura 1. 3.**  
componentes del  
recuperable.  
**Fuente:** (Wetzel  
**Modificado por:**  
Salinas V.

Principales  
ensamblaje

J., 2017)  
Juan Pablo

**Figura 1. 4.** Principales componentes del ensamblaje semipermanente.

**Fuente:** (Wetzel J., 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.3.1. COMPONENTES RECUPERABLES

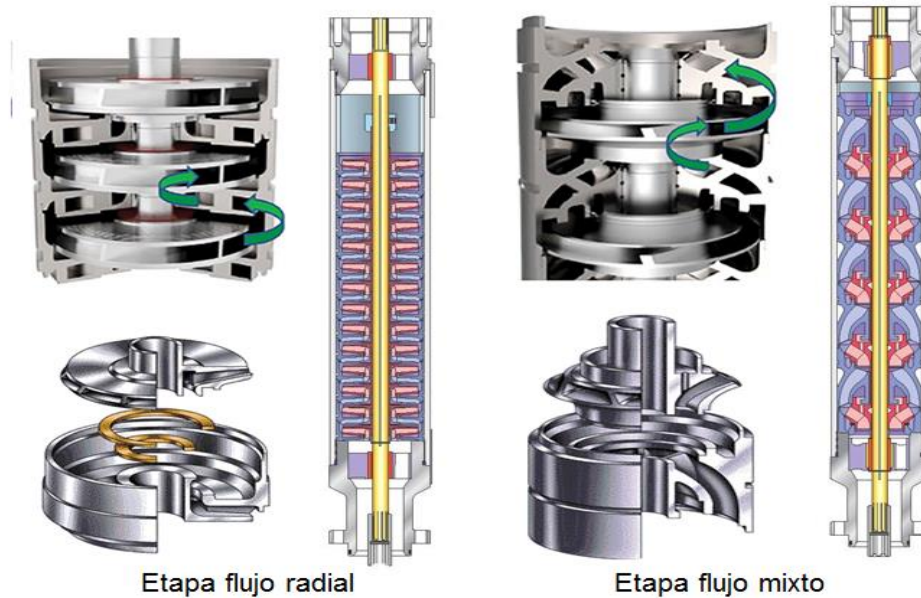
Los principales componentes recuperables sin taladro son: sensor, motor, protector, separador de gas, bomba electrosumergible. Además, incluye conectores eléctricos del motor en la parte inferior del ensamblaje y un sello expandible (ESA<sup>4</sup>) en la parte superior.

#### 1.3.1.1. BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (BES)

Es una bomba centrífuga en un arreglo de múltiples etapas. Cada etapa consta de un impulsor rotativo y de un difusor estacionario. La producción deseada, la configuración mecánica del pozo, entre otros parámetros determinan el tipo, serie y cantidad de etapas a usar utilizadas. El número de etapas determina el total de cabeza generada (H) y la potencia (HP) requerida. Las etapas se clasifican por la forma como manejan el fluido y por su funcionamiento dentro de la bomba, básicamente existen dos, de flujo radial y flujo mixto. (E. Rubiano, 2015). En la figura 1.5 se muestra las etapas de una bomba para flujo radial y mixto.

---

<sup>4</sup> ESA: Acrónimo para referirse al ensamblaje de sello expandible, debido a su nombre en inglés “*Expandible Seal Assembly*”.



**Figura 1. 5.** Etapas de una bomba BES para flujo mixto y radial.

**Fuente:** (Tech New Mexico, 2014).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 1.3.1.1.1. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA BES

Son curvas que describen la relación entre la eficiencia, la carga o altura, potencia de bomba electrosumergible y caudal de fluido.

**Curva de Potencia:** Es la curva que representa la cantidad de HP requeridos por cada etapa para poder levantar la columna de fluido.

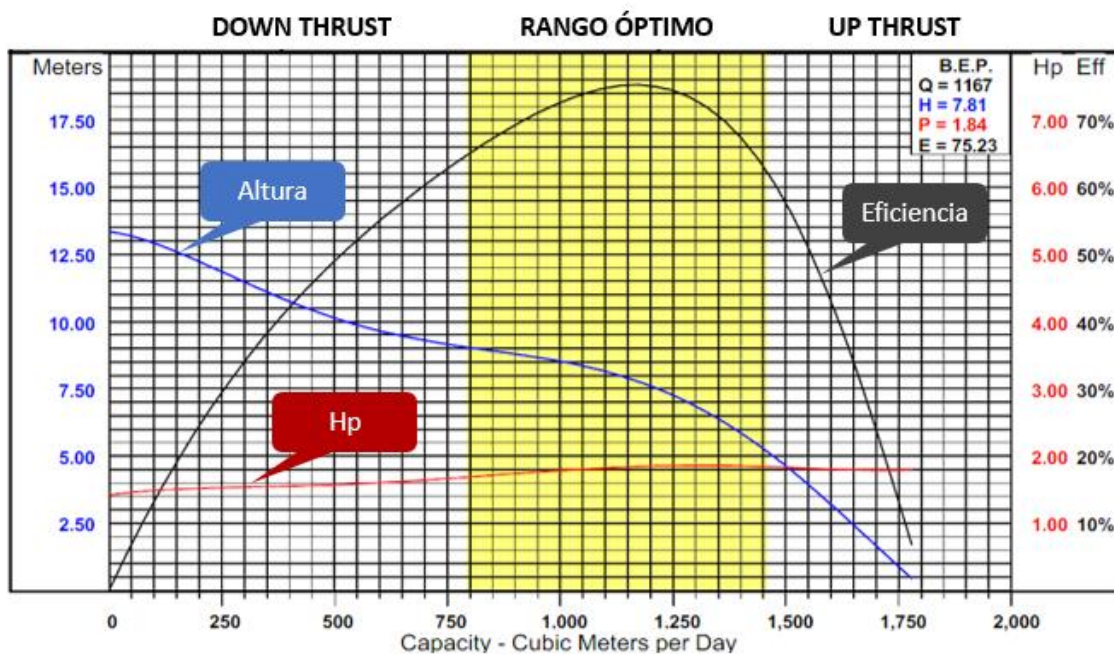
**Curva de altura de columna (Head):** Es la curva que representa la altura que puede levantar cada etapa a un determinado caudal.

**Curva de eficiencia de la bomba:** Es la curva que indica la eficiencia de la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica para cada etapa a un caudal determinado.

**Zonas características:** Con las curvas características de una bomba BES se presentan tres zonas principales:

- La zona de rango optimo: Es el intervalo en donde la bomba trabaja con mayor eficiencia.
- La zona de empuje descendente o downthrust: Es el intervalo a la izquierda del rango optimo, en este sector la bomba opera a menor caudal, causando un desgaste en la bomba por empuje descendente y se da cuando el impeler fricciona al difusor en su parte inferior.
- La zona de empuje ascendente o upthrust: En cambio es el intervalo a la derecha del rango optimo, en este sector la bomba opera a mayor caudal, causando un desgaste en la bomba por empuje ascendente y se da cuando el impeler fricciona al difusor en su parte superior.

En la figura 1.6 se puede observar las curvas y zonas características de una bomba electro sumergible.



**Figura 1. 6.** Curvas y zonas características de una bomba electrosumergible.

**Fuente:** (Escalante S, 2015).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.3.1.2. PROTECTOR

Está conformado por un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de laberintos y/o de bolsa (sello positivo) por donde circula un aceite dieléctrico. En la cámara superior el aceite dieléctrico se contamina con fluido de producción y en la cámara inferior el aceite dieléctrico del sello se mezcla con aceite dieléctrico del motor. En la figura 1.7 se puede observar el diagrama de un protector de equipos BES. El protector es un elemento muy importante en el sistema, pues su buen funcionamiento determinará la vida del motor. Sus principales funciones son:

- Conectar la bomba al motor mediante unos acoples que se colocan sobre el eje del motor y sobre el eje de la bomba.
- Evitar que el esfuerzo axial producido por el empuje de las etapas en la bomba y la cabeza del fluido sobre el eje de la mismo pase al motor.
- Evitar que el fluido del pozo ingrese al motor.
- Permitir la expansión del aceite dieléctrico de los motores debido al incremento de la temperatura cuando el motor está trabajando.
- Permitir el balance de las presiones entre el anular y el interior del motor, evitando colapsos o estallidos del mismo. (E. Rubiano, 2015)



**Figura 1. 7.** Protector equipo BES.  
**Fuente:** (ALS Schlumberger, 2017).  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.3.1.3. MOTOR

Es el elemento encargado de suministrar la potencia necesaria para mover la bomba. Utiliza el principio básico de los motores de inducción magnética. Por lo tanto, su configuración general está constituida por un estator, un rotor y elementos mecánicos para su funcionamiento. En la figura 1.8 se presenta un esquema de un motor BES. (E. Rubiano, 2015)



**Figura 1. 8.** Motor de fondo equipo BES.

**Fuente:** (Schlumberger, Schlumberger: High-Efficiency ESP Motors, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.3.1.4. SENSOR

El sensor de fondo es un dispositivo electrónico que puede soportar las condiciones de presión y temperatura del fondo de pozo, este dispositivo envía señales a superficie mediante el cable eléctrico, señales con información de las medidas de presiones de succión y descarga, temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión, medidas de vibración del equipo, etc. En la figura 1.9. se puede observar un sensor de fondo.



**Figura 1. 9.** Sensor de fondo.

**Fuente:** (Schlumberger, Schlumberger: ESP downhole monitoring system, 2015).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 1.3.1.5. CONECTOR DEL MOTOR

Se instala en la base del ensamblaje recuperable. Posee tres (3) conectores eléctricos machos (enchufes) y una lanza de alineación que permite alinear automáticamente los conectores machos con los conectores hembra de la estación de acoplamiento, logrando así una correcta conexión. Estos componentes se los puede observar en la figura 1.10.



**Figura 1. 10.** Conector del motor.

**Fuente:** (Wetzel J., 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Un componente clave del conector del motor son los conectores eléctricos de fondo, estos dispositivos son el pilar y eje principal para el funcionamiento de todo este nuevo sistema.



### 1.3.1.5.1. CONECTORES ELÉCTRICOS DE FONDO

Los conectores eléctricos de fondo son componentes tecnológicos que usan tecnología largamente probada en ambientes marinos, consisten en un conjunto de resortes cargados con sellos aislantes móviles conteniendo aceite dieléctrico. En todas las conexiones, todas las superficies críticas están limpias, lubricadas y aisladas para garantizar la integridad eléctrica y la fiabilidad del sistema a largo plazo. Al desconectarse, los componentes se cierran y sellan para evitar la contaminación, ya que los conectores están equilibrados en presión, no hay tendencia natural a que los fluidos del pozo ingresen a los conectores.

En la figura 1.11. se puede observar los dos conectores que forman parte del sistema.



**Figura 1. 11.** Conectores eléctricos.  
**Fuente:** (Wetzel J., 2017).  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.3.1.6. ENSAMBLAJE DE SELLO EXPANDIBLE (ESA)

El ensamble de sello expandible se lo puede observar en la figura 1.12. Es un ensamblaje especial que:

- Incorpora dos (2) empacadores tipo copa para proveer el aislamiento necesario entre la entrada de la bomba y la descarga, previniendo así la recirculación.



- Incorpora sujetadores para engancharse en las paredes de la tubería de producción, transfiriendo parte de las fuerzas reactivas de la BES a la tubería de producción, previniendo alguna compresión indebida de la bomba.
- Soporta expansiones y contracciones térmicas, removiendo las cargas axiales de la BES.
- Incorporar un niple para pruebas de presión y un bypass para permitir el drenaje del fluido durante las operaciones de recuperación del sistema.



**Figura 1. 12.** Ensamblaje de Sello Sistema Zeitecs.

**Fuente:** (Wetzel J., 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.3.2. COMPONENTES SEMIPERMANENTES

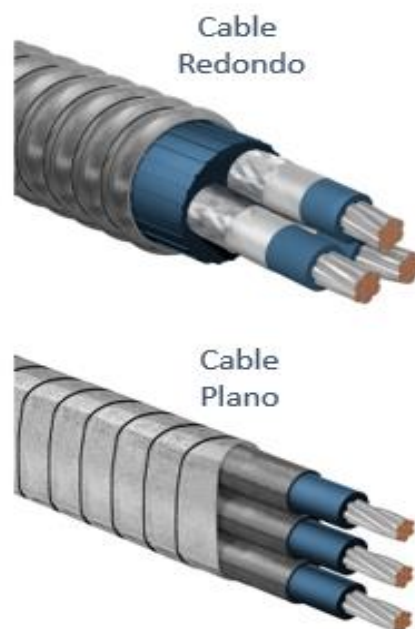
Los componentes semipermanentes son bajados o corridos con taladro, los principales son: tubería de producción con el cable de potencia sujetado en el exterior y una estación de acoplamiento, la cual va conectada en la parte inferior del ensamble.

#### 1.3.2.1. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Es un arreglo de tubulares, generalmente resistentes a la corrosión y a esfuerzos de compresión y tensión. Su objetivo primordial es permitir el transporte hasta superficie de los fluidos producidos del yacimiento. La tubería de producción se ensambla generalmente con otros componentes de la completación para conformar la sarta de producción.

### 1.3.2.2. CABLE DE POTENCIA

Es un arreglo de cables trifásicos que permite transmitir la potencia necesaria desde superficie hasta el motor de la bomba electrosumergible en el fondo del pozo. Además, permite transmitir a superficie las señales de presión, temperatura y demás variables que se registran en el sensor de fondo. Los cables de potencia pueden ser redondos o planos, envueltos en diferentes tipos de materiales como: acero galvanizado, acero inoxidable y demás, la elección de uno u otro depende del espacio anular disponible, las condiciones de fondo de pozo, la fidelidad del sistema energético disponible, etc. En la Figura 1.13. se puede observar los dos tipos cables potencia más utilizados.

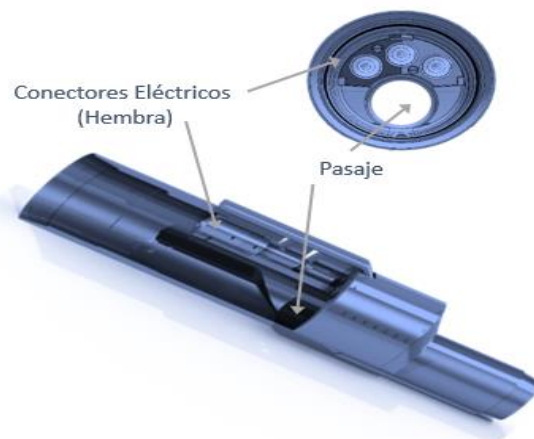


**Figura 1. 13.** Cable de potencia redondo y plano.  
**Fuente:** (Schlumberger, Schlumberger: ESP system cables, 2017).  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.3.2.3. ESTACIÓN DE ACOPLAMIENTO

Es un dispositivo conectado en la parte inferior de la tubería de producción y es en donde el cable de potencia ingresa para suministrar energía al sistema. Posee tres (3) conectores eléctricos de fondo tipo hembra que, al conectarse con los conectores del motor, proveen la energía necesaria al motor BES. También tiene una superficie de aterrizaje para soportar el peso del ensamblaje recuperable y las fuerzas reactivas generadas por la BES.

En la tercera generación de la estación de acoplamiento se presentan mejoras con respecto a sus anteriores generaciones tales como: un pasaje o abertura que permite el acceso al reservorio, una caja de conexión que protege exteriormente a la conexión entre el cable de potencia y la estación de acoplamiento contra las condiciones de fondo y por último se logró reducir la longitud de la estación de conexión de 16.1Ft. a 5.3 Ft. Estas mejoras se pueden observar en las figuras 1.14 y 1.15.

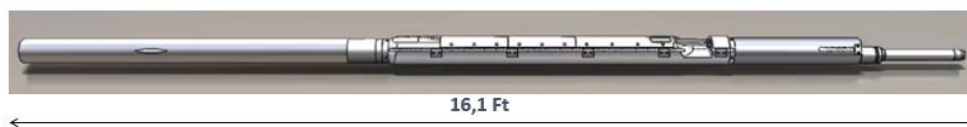


**Figura 1. 14.** Estación de acoplamiento Zeitecs (Tercera Generación).

**Fuente:** (Wetzel J., 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Estación de Acoplamiento (Generaciones previas 1/2)



Estación de Acoplamiento (Generación 3)



**Figura 1. 15.** Tamaño estación de acoplamiento (Generaciones 1/2 vs 3).

**Fuente:** (Artificial Lift Schlumberger, 2016).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 1.4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO ZEITECS

El nuevo sistema Zeitecs posee varias series, que, dependiendo de las características del pozo, condiciones económicas, disponibilidad y demás se selecciona la más adecuada. En la tabla 1.1. se indican las especificaciones técnicas de cada una de las series disponibles.

**Tabla 1. 1.** Especificaciones técnicas del sistema Zeitecs.

Parámetros	Unidades	Serie 700**	Serie 550	Serie 450/500
Máx. Tamaño del motor/BES	SERIES	562	456 / 400	338 / 375
Max. Caudal	BFPD	12000	6000	3000
Máx. Potencia Motor BES	HP	800	600	~250
Min. Tamaño de tubería de revestimiento requerido	In	9 5/8 (53.5 #) *	7 5/8" / 7 (26#)	7 (35#)
Min. Tamaño de tubería de producción requerido	In	7 (29#)	5 1/2 (17#)	5" / 4 1/2 (12.6#)
Max. OD Componentes Semipermanentes	In	8.390	6.210	5.542
Max. OD Componentes Recuperables	In	6.055	4.767	3.823
OD de los Packer Flexibles Tipo Copa	In	6.330	5.010	4.120
Max. Tamaño del Cable (Para el Min. Tamaño de tubería de revestimiento)	TIPO	AWG#2(flat)	AWG#4(flat)	AWG#4(flat)
Metalurgia (especial o según requerimiento)	TIPO	13Cr	13Cr	13Cr
OD pasaje (Agujero) (BES removida)	In	1 11/16" (3.5" +) **	2.992"	2.115"

Inclinación Max. Pozo (sin o con asistencia para asentamiento de bomba)	GRADOS	~ 55 / 90+	~ 40 / 90+	~ 40 / 90+
Fración libre de Gas (sin o con manejador de gas)	%	20 / 60+	20 / 60+	20 / 60+
Max. profundidad de asentamiento de la bomba (TVD)	FT	11,500	11,500	11,500
Max. Temperatura	F	300	300	300

\*\* En desarrollo de la 3ra Generación. Disponible sólo 2da Generación.

\* Limpieza especial requerida

**Fuente:** (Wetzel J., 2017).

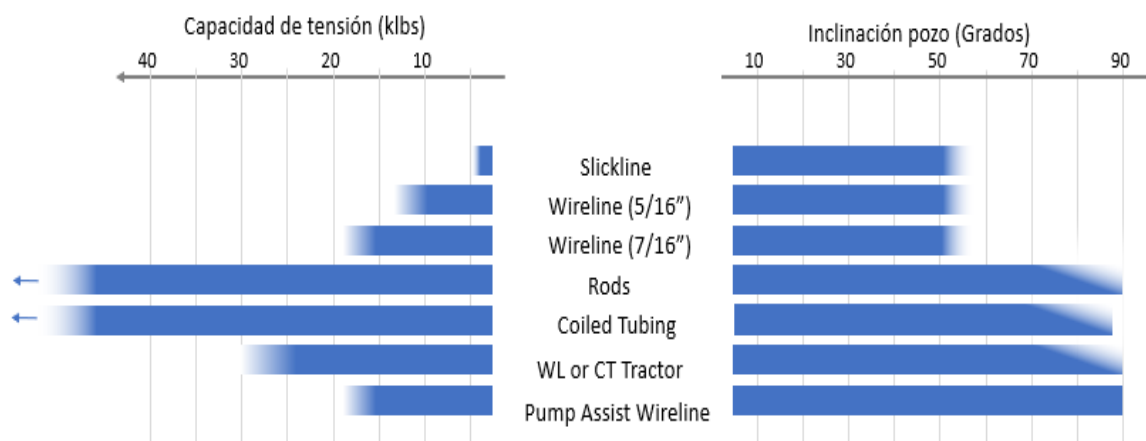
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Nota: En este estudio se evaluará el equipo serie 550 de tercera generación, debido a la disponibilidad de este equipo en Ecuador.

### 1.5. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN

Existen varias opciones en lo que respecta a mecanismos utilizados para la ejecución de trabajos de recuperación y despliegue del equipo BES con el nuevo sistema Zeitecs, la selección y utilización de uno u otro depende de la capacidad de tensión requerida, de la configuración y geometría del pozo. Entre los principales métodos utilizados se encuentra el uso de unidades con cable ("*wireline*"), unidades de tubería flexible (CT) y varilleros.

En la figura 1.16. se presenta un gráfico referencial del tipo de mecanismo a utilizar considerando la capacidad de tensión requerida e inclinación del pozo.



**Figura 1. 16.** Distribución de los mecanismos de recuperación considerando capacidad de arrastre e inclinación del pozo.

**Fuente:** (Wetzel J., 2017).



**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Nota: Como mecanismo seleccionado para recuperación del sistema se prefirió el uso de unidades de tubería flexible. Los motivos y la configuración de fondo propuesta para recuperar el equipo Zeitecs se detalla en el capítulo tres (3) del presente estudio.

### 1.6. COMPARACIÓN GENERACIONAL DEL SISTEMA ZEITECS

En la tabla 1.2 se puede observar una comparación general entre las generaciones previas del sistema Zeitecs (generaciones 1 y 2) con respecto a la generación actual (generación 3).

**Tabla 1. 2.** Comparación tercera generación sistema Zeitecs vs previas generaciones.

Previas Generaciones (1/2)	GEN 3
	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• No posee abertura para acceso al reservorio</li> <li>• Longitud de la estación de acoplamiento 16.1 ft.</li> <li>• Uso de penetradores externos para conexión del cable de potencia con la estación de acoplamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posee abertura en estación de acoplamiento para acceso de reservorio y ejecución de trabajos de estimulación, re-cañoneo.</li> <li>• Longitud de la estación de acoplamiento reducida a 5.3 ft.</li> <li>• Uso de caja de conexiones para la conexión del cable de potencia con la estación de acoplamiento.</li> <li>• Optimización de los materiales de los conectores de fondo enfocado a la reducción de costos manteniendo la integridad y confiabilidad de los conectores.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación de lanza de alineación para mejorar tiempo y precisión en la conexión de los conectores.</li> <li>• Nuevo ensamblaje de sello que incorpora niple de prueba permite expansiones y contracciones térmicas y puede ser directamente acoplado a la descarga de la bomba, etc.</li> </ul>
--	---

**Fuente:** (Wetzel J., 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

## 1.7. PRINCIPALES VENTAJAS DEL SISTEMA ZEITECS

Las principales ventajas del nuevo sistema Zeitecs para la recuperación de equipos electrosumergibles son:

- Compatible con equipos standard: motores y variadores de frecuencia.
- Reducir gastos operativos (OPEX).
- Permitir una rápida respuesta ante una falla del equipo (Ensamble recuperable)
- Permitir intervenciones rápidas y económicas para reemplazo de equipos BES dañados.
- Minimizar la producción diferida.
- Enfocar la disponibilidad de taladro a intervenciones críticas.
- Reducir riesgos y exposiciones HSE<sup>5</sup>
- Facilitar mantenimientos preventivos programados.
- Optimizar operaciones mediante sistema “*plug & play*”<sup>6</sup>.
- Permitir intervenciones en el reservorio (mediante pasaje en la estación de conexión).

---

<sup>5</sup> HSE: Siglas que hacen referencia al sistema de Salud, Seguridad y Medio Ambiente, por su nombre en inglés “*Health, Security & Enviroment*”.

<sup>6</sup> *Plug & Play*: Término que hace referencia a sistemas que permiten una rápida conexión y puesta en marcha.

- Permitir el cambio del equipo BES si las condiciones del yacimiento cambian con respecto a las iniciales.
- Permitir correr un equipo de sacrificio, para limpiar de arena

## **1.8. PRINCIPALES LIMITACIONES DEL SISTEMA ZEITECS**

Para la utilización del nuevo sistema, se debe tomar en cuenta ciertas condiciones que limitan su uso, sin embargo, estas limitaciones pueden ser corregidas, mitigadas o incluso eliminadas durante la etapa de diseño. Las principales limitaciones del sistema son:

- No soporta pozos con altas producciones de arena y sólidos.
- Si el cable de potencia llega a dañarse, o si existiera un daño en la tubería, se debe extraer el sistema completo con taladro.
- Hasta la fecha la tercera generación del sistema solo se encuentra disponible para las series 450/500/550.

## **1.9. IMPLEMENTACIONES PREVIAS**

De las instalaciones previas del nuevo sistema Zeitecs en Ecuador, El Congo y en Kuwait se destacan importantes puntos, tales como: las consideraciones para la selección de pozos candidatos, los principales problemas presentados durante la instalación, lecciones aprendidas y conclusiones. Estos puntos son de enorme importancia y ayuda, debido a que proveen importante información a tomar en consideración durante las etapas de diseño, planificación y ejecución. Logrando así prevenir problemas ya presentados.

### **1.9.1. INSTALACIÓN ZEITECS EN ECUADOR POZO CUYABENO 37D**

#### **1.9.1.1. PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE POZO(S) CANDIDATO(S)**

Durante el proceso de selección de pozo(s) candidato(s), se consideró los parámetros presentados en la tabla 1.3.



De un portafolio de pozos, fue seleccionado el pozo Cuyabeno 37D como el candidato más idóneo para la prueba tecnológica.

**Tabla 1. 3.** Criterio de selección de pozos candidatos y parámetros pozo Cuyabeno 37D.

Parámetros	Unidades	Cuyabeno 37D
– Poso sin flujo natural	s/u	Yes
– Gran tamaño de la tubería de revestimiento	in.	9 5/8" 47#
– Moderada inclinación del pozo	Grados	31.56 (máx.)
– Baja tortuosidad del pozo	Grados/100ft	2.05 (máx.)
– Profundidad de asentamiento moderada	Ft	≈ 6900
– Moderado caudal de producción	BPPD	1500
– Bajo GOR	SCF / STB	226
– Baja fracción de volumen libre en la entrada de la bomba.	% (v/v)	0.1
– Moderada densidad de petróleo	°API	25.3
– Moderada viscosidad	Cp.	1.03
– Moderada temperatura de fondo	°C	220
– Baja producción de sólidos	mg/l	Mínimo
– Baja producción de parafinas/asfáltenos.	mg/l	Ninguna
– Mínimo H <sub>2</sub> S	ppm	Ninguna

**Fuente:** (Blum, y otros, 2013).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 1.9.1.2. PRINCIPALES PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LA INSTALACIÓN.

Los principales problemas presentados durante la primera instalación del sistema Zeitecs (Primera generación) en Latinoamérica fueron:

- El deslizamiento de los protectores del cable al estar bajando la tubería de producción de 5 ½", lo cual causó daños significativos en el cable de potencia.
- En los chequeos de rutina se encontró que una sección de la bomba tenía alta resistencia a rotar y fue necesario utilizar un reemplazo de la bomba.

### **1.9.1.3. LECCIONES APRENDIDAS**

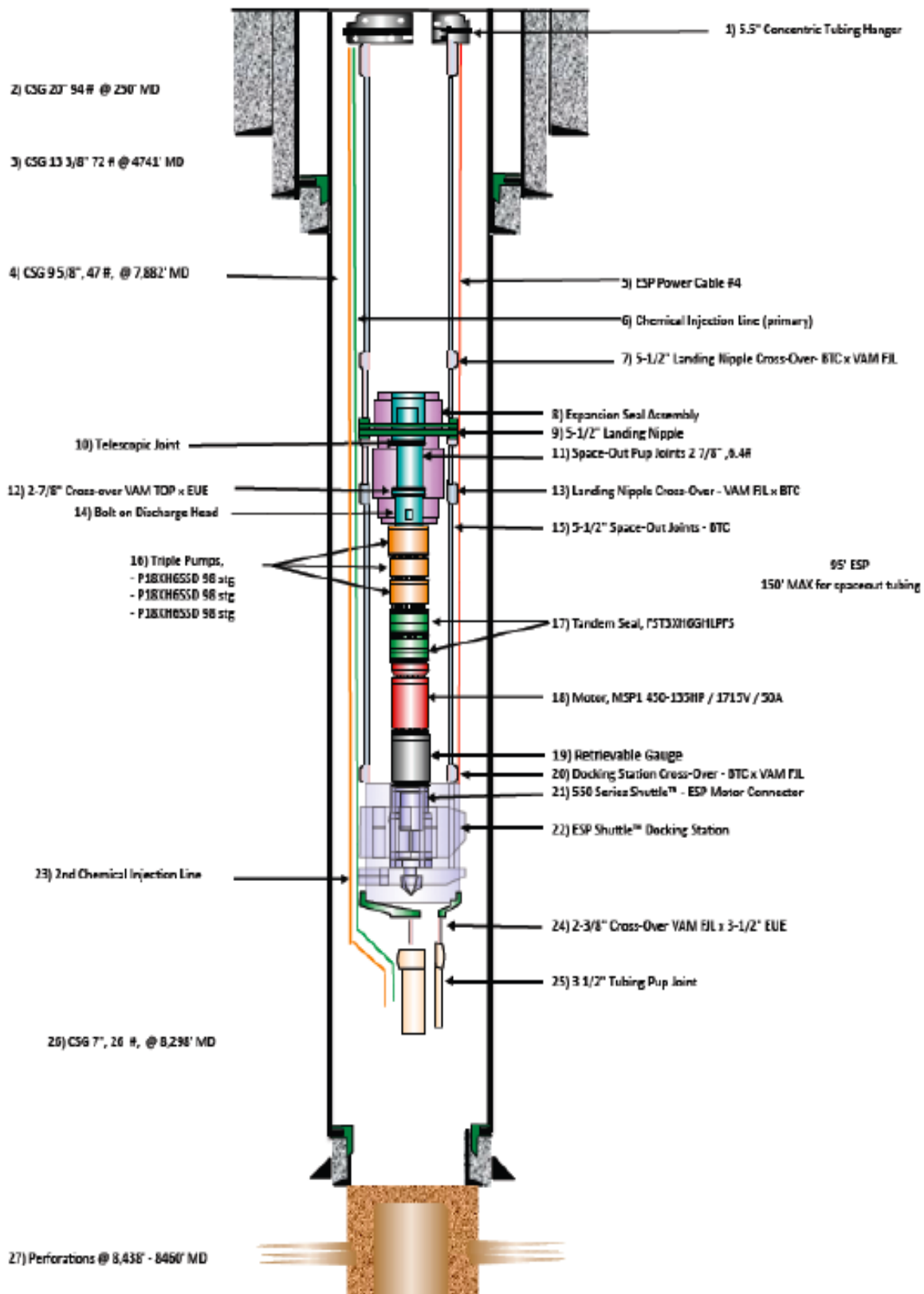
- Es importante una adecuada selección de sujetadores, correctamente diseñados y probados, para evitar que ocurra cualquier daño en el cable, garantizando la durabilidad del sistema.

### **1.9.1.4. CONCLUSIONES**

- El primer sistema Zeitecs en Latinoamérica para la recuperación de equipos BES sin taladro fue exitosamente instalado en Ecuador en el pozo CUYABENO 37D. El diagrama mecánico final, donde se muestra la configuración de la completación de fondo del pozo CUYABENO 37D se presenta en la figura 1.17.
- En la instalación y en los trabajos adicionales para solucionar los inconvenientes presentados, se requirió que los conectores machos del conector de motor y los conectores hembra de la estación de acopamiento se conecten, un total de 9 ocasiones, y en cada ocasión la conexión fue exitosa.
- Sin considerar tiempos no productivos (NPT), la instalación del sistema Zeitecs para la recuperación de equipos BES sin taladro tuvo una duración de 3 días, 2 horas y 30 minutos.
- Considerando tiempos no productivos (NPT) la duración de la instalación asciende a 8 días 7 horas, siendo las principales causas de NPT:

- El deslizamiento de los protectores del cable dañó al cable de potencia, lo que provocó que se extrajera y reemplazara toda la sarta de producción.
- Problemas con las bajas lecturas de la integridad eléctrica y los trabajos para la identificación del problema y su solución.
- Espera por reemplazo de la bomba debido a la resistencia a rotar de una sección de la bomba.

## Well: CUYABENO 37



**Figura 1. 17.** Configuración de fondo pozo CUYABENO 37D.  
Fuente: (Blum, y otros, 2013).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

## **1.9.2. RECUPERACIÓN EQUIPO BES SIN TALADRO POZO CUYABENO 37D**

El pozo Cuyabeno 37D estuvo produciendo hasta el 4 de diciembre de 2012, cuando el equipo se paró debido a una falla eléctrica. Inmediatamente se notificó de la falla al proveedor del sistema y los planes de respuesta fueron puestos en acción inmediatamente. Previamente por información obtenida de fondo se había notado que, el equipo BES instalado en el Cuyabeno 37D estaba trabajando fuera de su rango óptimo, esto fue atribuido a la falta de información correctamente validada cuando se realizó el diseño de la bomba.

### **1.9.2.1. PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA RECUPERACIÓN DEL EQUIPO BES**

Los principales problemas presentados durante la primera recuperación del equipo BES sin taladro fueron:

- La falta de disponibilidad de equipo BOP por parte del proveedor de los servicios de tubería flexible (Coiled Tubing), causó una demora de 5 días, hasta poder encontrar un adecuado equipo BOP. Afectando así al tiempo de respuesta.
- Durante la recuperación del sistema fallado, el ESA<sup>7</sup> salió sin dos (2) de sus sellos, por lo que se realizó operaciones de pesca para recuperar los sellos.

### **1.9.2.2. LECCIONES APRENDIDAS**

- Establecer opciones de respuesta, con proveedores de servicios de tubería flexible (Coiled Tubing), previniendo disponibilidad de equipos.

### **1.9.2.3. CONCLUSIONES**

---

<sup>7</sup> ESA: Expansion Seal Assembly

- Se encontró que fluido del pozo había invadido el sello de la BES, el motor y el conector del motor y se descubrió que una de las juntas de plomo en el puerto de llenado del motor no había sido ajustada adecuadamente. Siendo esta la causa principal de la falla.
- La inesperada falla del sistema BES, dio la oportunidad de reemplazar el equipo BES con un equipo rediseñado para las condiciones imperantes del reservorio.
- Sin considerar NPT, la intervención sin taladro tuvo una duración de 1 días, 21 horas y 15 Minutos. Una gran diferencia en comparación con los trabajos convencionales con taladro, los cuales tienen una duración de alrededor de 4-6 días.
- Considerando NPT la duración de la instalación asciende a 2 días 9 horas 45 minutos, siendo las principales causas de NPT:
  - Espera por entrega de equipos
  - Mala operación de la grúa
  - Espera de personal e instrucciones.

### **1.9.3. INSTALACIÓN DEL NUEVO SISTEMA EN EL CONGO POZO FOKM 101**

#### **1.9.3.1. PRINCIPALES CONSIDERACIONES PARA SELECCIÓN DE POZO(S) CANDIDATO(S)**

Para la apropiada prueba de la tecnología Zeitecs, un proceso de selección de candidatos fue llevado a cabo, tomando en cuenta las consideraciones expresadas en la tabla 1.4.

**Tabla 1. 4.** Criterio de selección de pozos candidatos – FOKM 101.

#### **Consideraciones**

- Tamaño de tubería de revestimiento 9 5/8"
- Desviación del pozo < 45° @ profundidad de asentamiento BES
- Pozo sin producción de arena
- Pozo sin problemas con parafinas, asfáltenos, escala, corrosión.
- Bajo GOR
- Fácil acceso al cabezal
- Plataforma con suficiente espacio para desplegar una unidad de cable ("wireline").
- Caudal de 1000 a 10000 BFPD

**Fuente:** (Rizza, y otros, 2013).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Todos los pozos de ENI Congo, completados con BES fueron considerados durante el proceso de selección. El resultado fue la selección el pozo FOKM 101 como mejor candidato para la prueba tecnológica.

### **1.9.3.2. PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA INSTALACIÓN**

Durante las operaciones de instalación del nuevo sistema para la recuperación de equipos BES se presentaron los siguientes inconvenientes:

- Una vez corrida y asentada la BES a la profundidad de asentamiento, se prosiguió a la liberación de la herramienta GS con el mecanismo de liberación existente, sin éxito. Por lo que se prosiguió a extraer todo el ensamblaje recuperable dejando en fondo el semipermanente. Este problema fue asociado a la longitud y la inercia de las varillas tanto como la habilidad del equipo para liberar la carga reduciendo así el impacto axial requerido para cortar los pines de la herramienta GS.

- ENI Congo optó por utilizar un sensor permanente de presión y temperatura de cuarzo ubicado sobre el DSP<sup>8</sup>. Requiriendo el uso de una sola línea de ¼” hasta superficie. El uso del sensor permanente debajo de la BES presentó problemas de interferencias en la transmisión. Siendo los niveles ruido de la BES la causa raíz del problema de comunicación.

### **1.9.3.3. LECCIONES APRENDIDAS**

- Se diseñó y utilizó un nuevo ensamblaje para la liberación de la herramienta GS, en este ensamblaje se incluyó un dispositivo de centralización para asegurar la transmisión de la carga del impacto axial a los pines de corte de la herramienta GS. Además, se utilizó una varilla pulida en superficie apoyada por abrazaderas de fricción para una rápida liberación del peso de las varillas asegurando un máximo impacto en fondo.
- Los niveles ruido de la BES podrían ser reducidos mediante la filtración de la señal en la entrada del “ASU”.

### **1.9.3.4. CONCLUSIONES**

- En el pozo FOAK 101 se realizó exitosamente la primera instalación Offshore del sistema para recuperar equipos BES sin taladro de a nivel mundial. La configuración mecánica final del pozo se puede observar en la figura 1.18.
- Sin considerar NPT, la instalación del equipo tuvo una duración de 4 días, 11 horas y 50 Minutos.
- Considerando NPT la duración de la instalación asciende a 14 días 0 horas y 30 minutos siendo las principales causas: inconvenientes con el clima,

---

<sup>8</sup> DSP: Deep Set Packer



espera por componentes de reemplazo y por problemas al correr y sacar las varillas del pozo.

- El análisis económico dio como resultado un impacto positivo en el uso de la tecnología en todos los pozos donde la accesibilidad y costos de taladro son las principales preocupaciones.

## FOKM 101

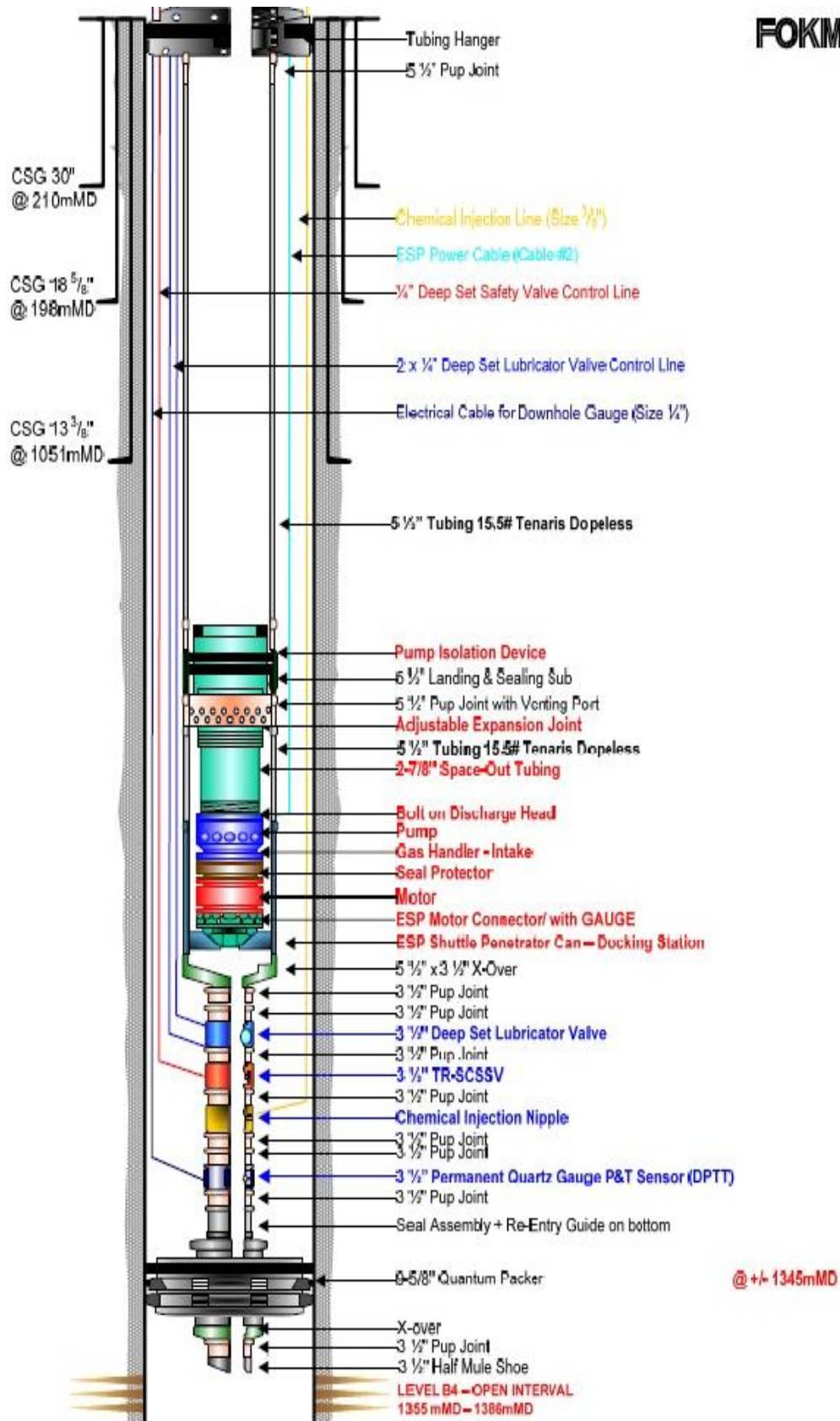


Figura 1. 18. Configuración de fondo pozo FOKM 101.  
Fuente: (Rizza, y otros, 2013).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 1.9.4. INSTALACIÓN DEL NUEVO SISTEMA EN KUWAIT

##### 1.9.4.1. PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA INSTALACIÓN

- *Falla de los Sellos Standard*

Durante el proyecto piloto a finales de junio del 2013, se presentó un problema con los sellos standard del SSA<sup>9</sup>. Después de haber extraído el sistema, se evidenció que los sellos del SSA se encontraban totalmente dañados como se los puede observar en la figura 1.19.



**Figura 1. 19.** Daño presentado en los sellos Standard pozo Kuwait.  
**Fuente:** (Bouhanna, Al-Shammari, AL-Fadli, Mali, & AL-Jasmi, 2014).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Pedazos de caucho fueron perdidos en el pozo y posiblemente estaban depositados en la estación de conexión, afectando la conexión eléctrica, por lo que se realizó varios intentos con herramientas de unidad de cable para recuperar los pedazos de los sellos dañados.

- *Falla de los Sellos de Copa*

---

<sup>9</sup> SSA: Hace referencia al ensamble de sellos por su nombre en inglés “*Slip Lock Assembly*”

Como solución ante el problema presentado con los sellos standard, se los reemplazó con sellos de copa, sin embargo, se presentó el mismo problema que con los sellos anteriores. Se produjo un gran *overpull*<sup>10</sup> (mayor a 10000 lb), incluso a una baja velocidad 15ft/min. Una vez el equipo BES en superficie se encontró que



los sellos de copa fueron severamente dañados como se puede observar en la figura 1.20.

**Figura 1. 20.** Daño presentado en los sellos de copa pozo Kuwait.  
**Fuente:** (Bouhanna, Al-Shammari, AL-Fadli, Mali, & AL-Jasmi, 2014).  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 1.9.4.2. SOLUCIONES PROPUESTAS

- *Primera solución propuesta*

Se propuso bajar el sistema BES en dos partes, las cuales serían ensambladas con un PBR<sup>11</sup>, como una herramienta de separación. La primera parte consistiría en el

<sup>10</sup> Overpull: La cantidad de fuerza que debe ser ejercida en un tubo para tirar de él hacia arriba, por encima y más allá de su propio peso, debido al arrastre y otras fuerzas.

<sup>11</sup> PBR: Dispositivo que sirve como una herramienta de separación, permite remover la tubería de producción, mientras se deja un agujero pulido y se asegura un ensamble de sello en el Packer.

conector del motor, protector y la bomba incluyendo la parte superior del PBR, y en la segunda parte se encontraría el ESA<sup>12</sup>.

Desafortunadamente después del análisis de la solución propuesta, se encontró limitaciones en la misma, las cuales son que:

- Debido al poco peso de la línea de la unidad de cable, después de correr la primera parte, sería difícil insertar la segunda parte en el agujero pulido.
- Durante la recuperación del equipo BES, existe el riesgo de que la parte superior quede pegada en el agujero pulido, por lo tanto, las dos partes se moverán juntas y probablemente en el camino hacia arriba, parte inferior del sistema se caiga, causando un daño serio en el sistema de completación.

- *Segunda solución propuesta*

Después de un segundo análisis, se determinó que la causa raíz del problema fue que los sellos de copa previenen la recirculación del fluido dentro de la tubería de producción de 5 1/2", y toda la cabeza de presión hidrostática es soportada por estos sellos, generándose así un gran "overpull" al momento de tratar de extraer el ensamble recuperable, conduciendo a una pega del sistema.

Para reducir la cabeza de presión hidrostática durante la recuperación del equipo BES, se debe tener un dispositivo que permita la circulación del fluido sobre y debajo del ensamble con los sellos de copa. Esto se puede dar mediante el uso de una camisa de 2 7/8" ajustada a una tubería entre ensamblaje de sello y la cabeza de descarga. La configuración de esta solución se la puede observar en la figura 1.21. En caso de que exista un mal funcionamiento de la camisa, un agujero puede ser creado en la tubería que esta sobre la camisa, usando herramientas de la unidad de cable.

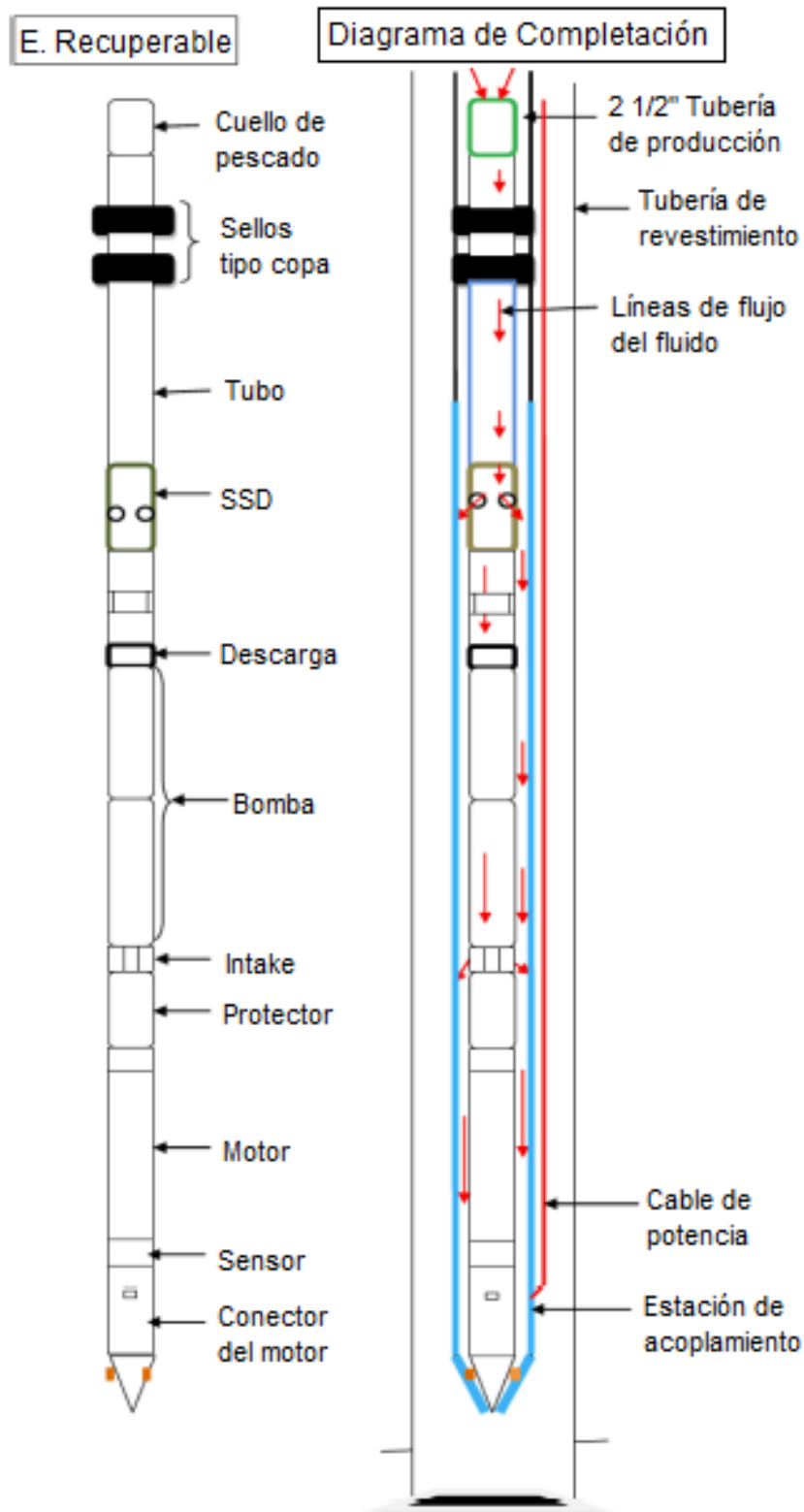
---

<sup>12</sup> ESA: Siglas para referirse al ensamble de sellos expandibles

### **1.9.4.3. LECCIONES APRENDIDAS**

- Una vez implementada la camisa en el ensamblaje recuperable, se bajó y conectó el sistema, después con la intención de probar la solución se prosiguió a extraer el sistema, por lo que se aplicó tensión con unidad de cable y todo el

ensamblaje recuperable fue desasentado y recuperado con normalidad. Como se puede observar en la figura 1.22.



**Figura 1. 21.** Diagrama de la segunda solución propuesta.  
**Fuente:** (Bouhanna, Al-Shammari, AL-Fadli, Mali, & AL-Jasmi, 2014).  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.



Previo a ser corrido en el pozo



Equipo despupes de haber sido extraído usando camisa

**Figura 1. 22.** Resultados de la implementación de camisa.  
**Fuente:** (Bouhanna, Al-Shammari, AL-Fadli, Mali, & AL-Jasmi, 2014).  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 1.9.4.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Después de haber solucionado los problemas de la pega del sistema mediante la implementación de una camisa, el proyecto fue considerado como una prueba exitosa.
- Después de 6 ocasiones de haber asentado, conectado y extraído el ensamblaje recuperable, la confiabilidad y robustez de los conectores eléctricos de fondo fue probada.
- La recuperación de equipos BES mediante unidades de cable es un paso en el cambio del manejo del ciclo de vida de los equipos BES y en los modelos de operación.



## **CAPITULO 2**

### **ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LOS EQUIPOS BES EN EL CAMPO JP.**

#### **2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO JP**

##### **2.1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS**

El Campo JP empezó su historia productiva con la perforación del pozo exploratorio JP-01 en 1970, realizado por el consorcio C-T que confirmó la presencia de volúmenes comerciales de hidrocarburo en el área. Este descubrimiento dio paso más tarde al desarrollo y descubrimiento de nuevos campos productores que actualmente forman parte del Bloque JP.

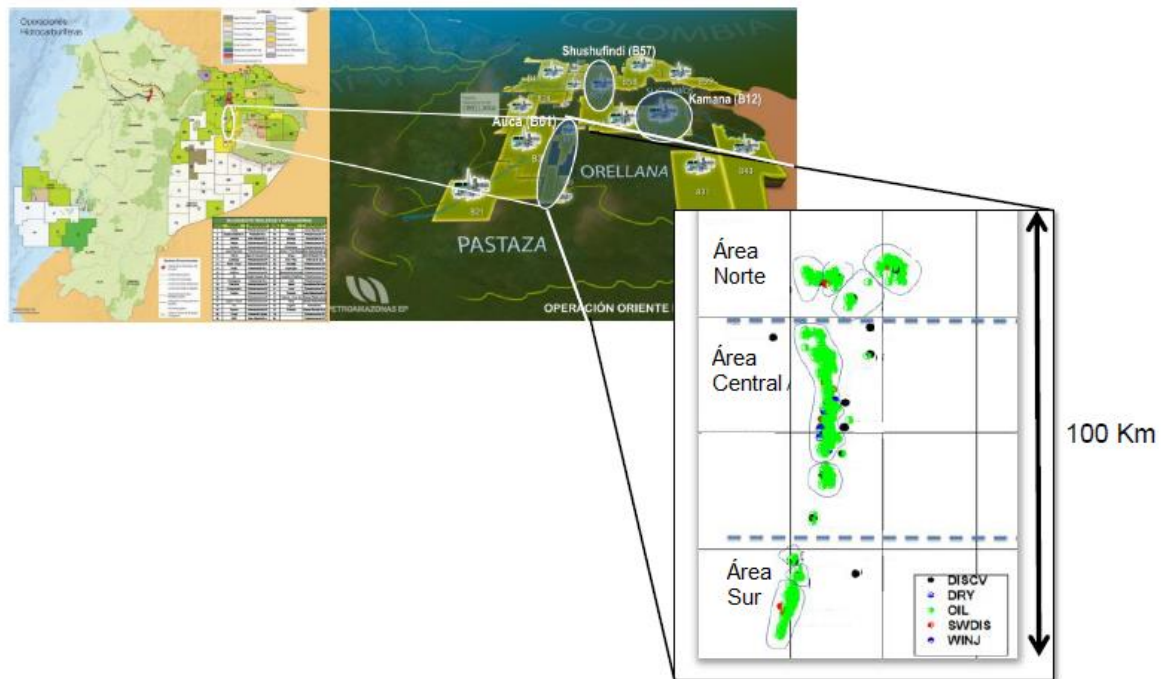
En 11 de diciembre de 2015, la empresa pública PETRO EP, a través de su gerente, firma con representantes de la empresa prestadora de servicios SH-ECUADOR S.A., un contrato de servicios específicos con financiamiento para que la misma intervenga en el Bloque JP. Además, se establece que la empresa pública PETRO EP continuará siendo operador del Bloque JP. (Petroamazonas EP, 2016)

##### **2.1.2. LOCALIZACIÓN**

El Bloque JP, se encuentra ubicado en la región Oriental o Amazónica, al nororiente del Ecuador, en la provincia de Orellana, en el corredor Sacha-Shushufindi en la cuenca oriente, tiene una extensión de  $783 \text{ km}^2$ . Está constituido por tres (3) áreas principales: Norte, Centro y Sur. En la figura 2.1 se puede observar la ubicación del Bloque JP.

##### **2.1.3. SUBCAMPOS DEL CAMPO JP**

A junio del 2017, el Bloque JP está conformado por 17 campos expresados en la tabla 2.1. De entre todos estos, el campo JP es el más grande y representativo, por lo cual fue el considerado para este estudio.



**Figura 2. 1.** Ubicación del Bloque JP.  
**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017).  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

**Tabla 2. 1.** Campos del Bloque JP

Área	Campo	Inicio Producción
<b>Área Norte</b>	Serpiente	Feb-81
	Mulebra	
	Arana	Oct-91
	Yula	Dec-80
<b>Área Central</b>	JP	<b>Abr-75</b>
	Mara	Sep-81
	Poli	Jul-92
	Congo	Feb-94
	Congo Sur	Abr-95
	Azul	Feb-12
	Pita	Abr-13
	Noa	Mar-14
Satura	Jun-14	

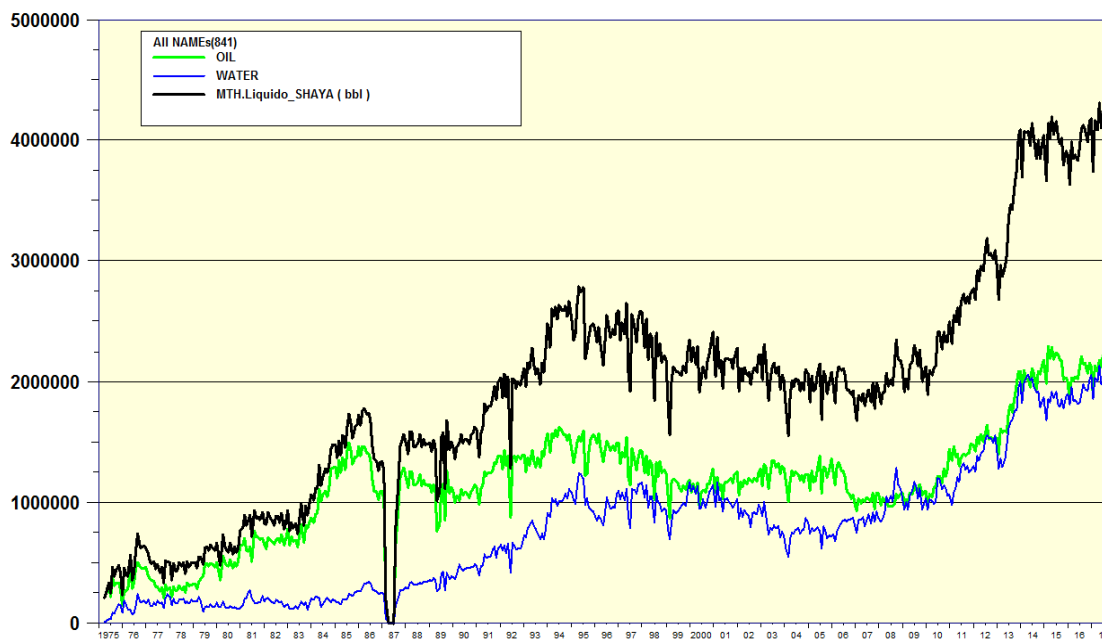
<b>Área Sur</b>	Cona	Oct-83
	Rumiñahui	
	Azul Sur	Sep-14
	Amarillo	Jan-97

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 2.1.4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El Campo JP empezó su producción y desarrollo en el año 1970, hasta alcanzar un pico de producción en el año 2015 de 73.6K BPPD. A junio 2017 se tiene una producción de alrededor de 70KBPPD. En la figura 2.2 se puede observar el historial de producción mensual del Campo JP. (Shaya Ecuador S.A, 2017).



**Figura 2. 2.** Histórico de producción mensual del Campo JP (junio-2017).

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 2.1.5. PRINCIPALES ARENAS PRODUCTORAS

La producción en el Campo JP proviene principalmente de las formaciones Napo, Hollín y Tena. Las características litológicas de estas formaciones se las puede observar en la tabla 2.2.

**Tabla 2. 2.** Características litológicas de las principales arenas productoras del Campo JP.

		Edad	Formación	Litología	Ambiente
MESOZOICO CRETÁCEO		PALEOCENO	Tena	<b>Tena Superior</b> Consiste en arcillolitas rojas e intercalaciones de areniscas de grano más grueso.	Medio continental de abanico aluvial <sup>13</sup> distal <sup>14</sup> .
		MAASTRICHTIANO		<b>Tena Inferior</b> Consiste en arcillolitas <sup>15</sup> rojas e intercalaciones de areniscas de grano fino.	
				<b>Basal Tena</b> Arenisca café oscura, café clara, hialina <sup>16</sup> , TRNSL <sup>17</sup> -TRNSP <sup>18</sup> , suelta, cuarzosa, grano medio, e/p grueso, subangular – sub-redondeado, pobre porosidad inferida.	Sistema deltaico <sup>19</sup> y fluvial progradacional <sup>20</sup>
		CAMPANIANO	Napo Superior	<b>Caliza M1:</b> Caliza lodosa - e/p empaquetada, crema moteada con gris clara, crema, gris oscura moteada con crema, mod <sup>21</sup> dura-suave, sub-blocosa <sup>22</sup> .	Plataforma marina de intervalos transgresivos <sup>23</sup> carbonatados.
		SANTONIANO			
		CONIACIANO			
		TURONIANO	Napo Medio	<b>Caliza M2:</b> Caliza empaquetada - e/p granular, gris oscura moteada con crema, gris clara moteada con crema, suave-mod dura, sub-blocosa.	Plataforma marina de intervalos transgresivos carbonatados.
				<b>Caliza A:</b> Caliza empaquetada - granular, crema, gris clara, crema moteada con gris, mod dura blocosa.	Plataforma marina abierta
		CENOMANIANO	Napo Inferior	<b>Arenisca U superior:</b> Arenisca: gris verdosa, TRNSL, consolidada-friable <sup>24</sup> , cuarzosa, grano fino-muy fino, sub-redondeado - redondeado, mod selección, abundante matriz arcillosa, cemento calcáreo,	Plataforma marina estuarina y planicie costanera

<sup>13</sup> Abanico aluvial: Acumulación de materiales detríticos en forma de abanico o segmento de cono, depositada por una corriente fluvial o torrencial, en sectores donde hay un cambio brusco de la pendiente, como es el límite entre una montaña y una llanura adyacente.

<sup>14</sup> Distal: Término utilizado para referirse a los fragmentos componentes de las rocas sedimentarias cuya fuente de abastecimiento se encuentra muy distante de la cuenca de sedimentación. En general el término distal significa lejanía

<sup>15</sup> Arcillolitas: Roca sedimentaria de origen detrítico. Es una roca compacta, sin fisilidad (Capacidad que presentan algunas rocas de dividirse en planos paralelos), que está formada por partículas del tamaño de la arcilla.

<sup>16</sup> Hialina: Que tiene la apariencia del vidrio.

<sup>17</sup> TRNSL: Terminología utilizada en departamento de reservorios para hacer referencia a materiales translúcidos.

<sup>18</sup> TRNSP: Terminología utilizada en departamento de reservorios para hacer referencia a materiales transparentes.

<sup>19</sup> Deltaico: Depósito aluvial que se forma en la desembocadura de ciertos ríos y que tiene la forma de la letra griega delta.

<sup>20</sup> Progradación: Avance progresivo del talud continental o de un delta, mar adentro o, en su caso, hacia el interior de un lago. || 2.

Crecimiento gradual de un cuerpo sedimentario, en sentido frontal, hacia el interior de la cuenca.

<sup>21</sup> Mod: Hace referencia a moderada

<sup>22</sup> Blocosa: Estructura del suelo en forma de bloques

<sup>23</sup> Transgresivo: Avance de las aguas del mar sobre una región continental; da lugar a una secuencia de depósitos de medios progresivamente más profundos.

<sup>24</sup> Friable: Propiedad de los minerales y rocas de fragmentarse fácilmente, en algunos casos con la simple presión de los dedos.

ALBIANO	Hollín	Basal Napo	pobre porosidad inferida, con presencia de glauconita <sup>25</sup> , e/p inclusiones de micro piritita <sup>26</sup> .	
			<b>Arenisca U Inferior:</b> Arenisca café clara, gris clara, TRNSL, friable, cuarzosa, grano fino, sub-redondeado, E/p cemento calcáreo, regular porosidad inferida	Sistemas canalizados fluviales con influencia de marea
			<b>Caliza B:</b> Caliza empaquetada, gris clara moteada con gris oscura, gris moteada con crema, Mod dura, blocosa.	Plataforma marina somera <sup>27</sup> .
		<b>Arenisca T Superior:</b> Arenisca blanca, gris clara, café clara, TRNSL, friable, cuarzosa, grano fino, sub-redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, regular porosidad Inferida.	Plataforma marina somera.	
		<b>Arenisca T Inferior:</b> Arenisca: café clara, TRNSL, friable, cuarzosa, Grano fino-muy fino, sub-redondeado redondeado, Mod selección, e/p matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.	Sistemas fluviales con influencia estuarina <sup>28</sup> y/o mareal.	
APTIANO	Hollín	Hollín Superior	<b>Caliza C:</b> Caliza lodosa-empaquetada, gris, gris oscura, gris moteada con gris clara, suave mod dura sub blocosa.	Ambiente marino abiertas
			Arenisca: blanca, café, TRNSL, friable, cuarzosa, grano fino - medio, sub-redondeado - subangular, mod selección, e/p matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida,	Playa-deltaico-estuarino cubierto por facies de plataforma marina somera.
		Hollín Inferior	Arenisca café clara, blanca, hialina, TRNSL - TRNSP, suelta, cuarzosa, grano Medio - fino, subangular – sub-redondeado, Mod selección, e/p matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida,	Planicie aluvial de ríos entrelazados, progradantes <sup>29</sup> y diacrónicos <sup>30</sup> . Pasa progresivamente a ambientes distales de planicie aluvial costera tipo llanura.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

## 2.1.6. PROPIEDADES PVT

<sup>25</sup> Glauconita: Es un mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las micas.

<sup>26</sup> Micro piritita: Mineral constituido por sulfuro de hierro, de brillo metálico y color amarillo, que constituye una de las principales menas del hierro y se emplea principalmente en la fabricación del ácido sulfúrico.

<sup>27</sup> Somero: Que tiene poca profundidad.

<sup>28</sup> Estuarina: Arte final de los ríos, que es una zona donde se mezcla el agua dulce y la marina.

<sup>29</sup> Progradantes: Conjunto de cuerpos sedimentarios implicado en la progradación.

<sup>30</sup> Diacrónico: Que es de diferente edad que otro fenómeno análogo observado en otra región.

Del análisis de un grupo de muestras representativas de cada arena productora, tomadas de diferentes pozos del Campo JP se pudo obtener datos de las propiedades de la roca y fluidos. En la tabla 2.3. Se puede observar valores representativos de las propiedades de la roca y fluidos de las principales arenas productoras del Campo JP.

**Tabla 2. 3.** Resumen propiedades PVT arenas Campo JP

Propiedades	Arenas Productoras				
	Basal Tena	U inferior	T inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior
TEMPERATURA, °F	217	228	200	236	236
PI, PSIA	2515	4015	4015	4015	4515
PB, PSIA	535	445	905	190	195
RS SCF/STB	55	79	210	9	6
VISCOSIDAD @ PI, CP.	2,13	14,22	4,3	4,3	6,2
VISCOSIDAD @ PB, CP.	3,97	10,39	3,4	3,28	3,94
FACTOR VOLUMÉTRICO, DEL PETRÓLEO RB/STB	1,1079	1,1335	1,1086	1,1086	1,154
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	0,988	1,4889	1,315	0,8281	0,8281
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL AGUA	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Nota: Actualmente en las principales arenas productoras del Campo JP no se tiene registros de producción de arena.

## 2.2. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

A junio del 2017 existen un total de 424 pozos en el Campo JP. De este conjunto de pozos se tiene que: 231 pozos se encuentran en producción activa, 14 pozos son re-inyectores e inyectores y 179 se encuentran cerrados. A continuación, se detalla la condición actual de los pozos activos, inyectores, re-inyectores y cerrados.

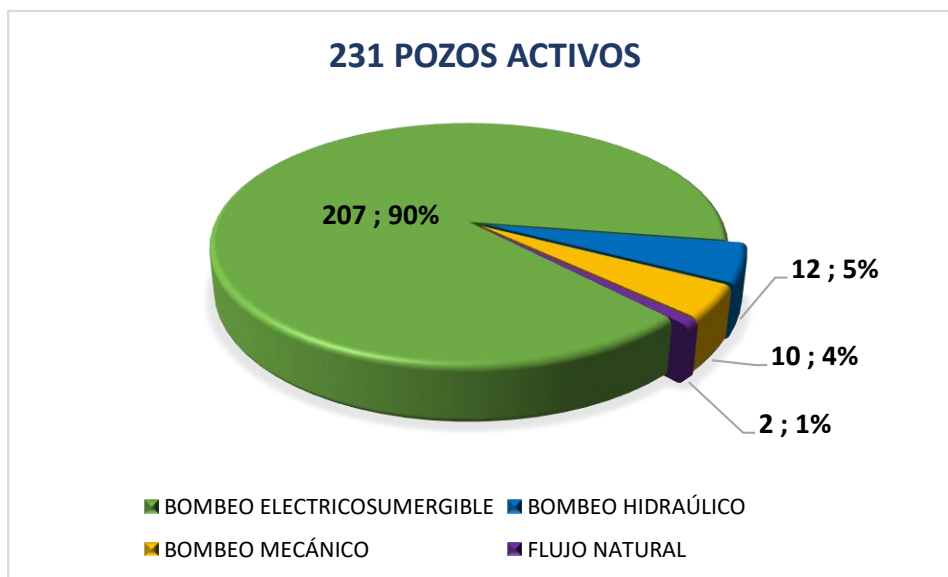
### 2.2.1. POZOS PRODUCTORES

A lo largo de la vida productiva del Campo JP, se ha ido perdiendo progresivamente la presión de los reservorios, siendo necesario utilizar métodos artificiales para poder extraer el hidrocarburo. En el Campo JP los principales métodos de levantamiento artificial son:

- Bombeo Electrosurgible
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Mecánico

A parte se tiene un mínimo número de pozos que producen por flujo natural, es decir que el reservorio posee la energía suficiente para poder transportar los fluidos desde el fondo del pozo a superficie.

En la Figura 2.3. se presenta la distribución de los principales métodos de producción en el Campo JP.



**Figura 2. 3.** Distribución de métodos de producción Campo JP (junio-2017).

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 2.2.2. POZOS INYECTORES Y RE-INYECTORES

Los pozos inyectoros son pozos que se utilizan con fines de recuperación secundaria o mejorada. Para mantener la presión del reservorio y/o mejorar la eficiencia de recobro del petróleo del reservorio.

Por el otro lado los pozos re-inyectoros son pozos que están destinados a la disposición del agua producida, en formaciones como Tiyuyacu, Hollín superior y Hollín inferior. El agua inyectada en estos pozos no interviene en un proceso de recuperación secundaria.

En la Figura 2.4. Se puede observar la distribución de los pozos inyectoros y re-inyectoros del Campo JP.



**Figura 2. 4.** Distribución de los pozos inyectoros y re-inyectoros del Campo JP. (Junio-2017).

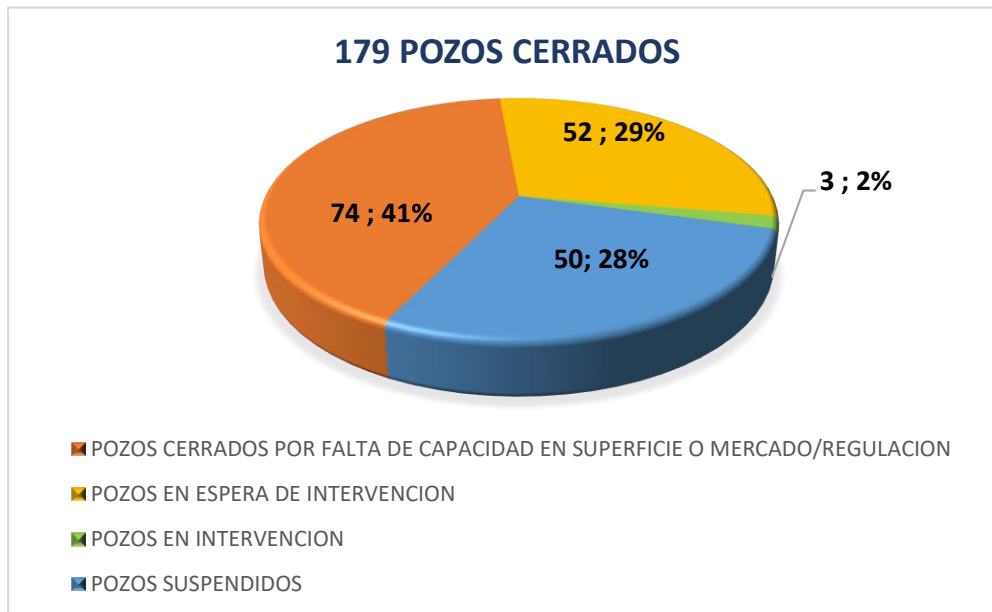
**Fuente: (Shaya Ecuador S.A, 2017)**  
**Modificado por: Juan Pablo Salinas V.**

En el anexo 2.1. se puede observar los pozos inyectoros y re-inyectoros. (junio 2017)

### 2.2.3. POZOS CERRADOS

A junio 2017 existe un total de 179 pozos que fueron cerrados debido a diversas circunstancias como se los puede observar en la gráfica 2.5.





**Figura 2. 5.** Distribución de las causas de pozos cerrados Campo JP (Junio-2017).

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Actualmente se está trabajando en medidas para contrarrestar varias de estas causas para poder retomar nuevamente la producción de estos pozos.

### 2.3. ÍNDICE DE FALLA (IF)

EL índice de falla expresa la frecuencia con que ocurre una falla en un equipo en un periodo de tiempo. Es obtenido como la relación entre el número de fallas presentadas y el promedio de pozos activos o productores, calculado generalmente para periodos mensuales.

$$IF = \frac{\sum Fallas}{\overline{PA}}$$

**Ecuación 2. 1.** Índice de falla

Dónde:

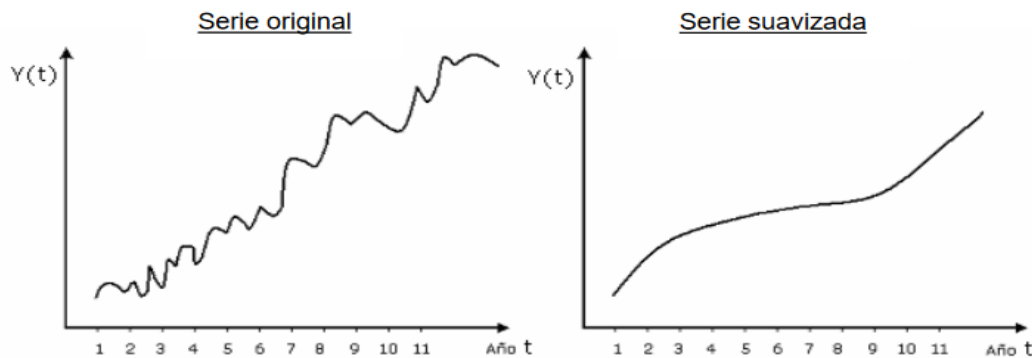
$IF$ : Índice de falla (fallas/pozo).

$\sum Fallas$ : Total de fallas presentadas.

$\overline{PA}$ : Promedio número de pozos activos.

#### 2.3.1. ÍNDICE DE FALLA MÓVIL (IFM)

Para el cálculo del índice de falla móvil se introduce el concepto de promedio móvil simple, el cual es una forma de visualizar la tendencia de una curva mediante el suavizamiento de la serie. La idea central es definir a partir de la serie observada una nueva serie que suavice los efectos ajenos a la tendencia (estacionalidad, efectos aleatorios), de manera que se pueda determinar la dirección de la tendencia. En la figura 2.6. se puede observar el método de suavización de series.



**Figura 2. 6.** Método de suavización de series.

**Fuente:** (Galbiati, 2012)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Matemáticamente el promedio móvil está expresado como:

$$PM = \frac{\sum(n \text{ valores de datos más recientes})}{n}$$

**Ecuación 2. 2.** Promedio móvil

Dónde:

*PM*: Promedio móvil.

*n*: Indicador de cuantos periodos se tomará para el cálculo del PM.

Se denomina móvil debido a que según se vaya adquiriendo nueva información para alimentar la serie, se reemplaza el dato más antiguo por el nuevo dato, es decir el promedio se modificara a medida que se vaya agregando nueva información a la serie.

Para el cálculo del índice de falla móvil se toma como referencia un periodo anual ( $n=12$ ), en el cual se realiza un promedio de los 12 índices de fallas mensuales más recientes. Matemáticamente está expresado como:

$$IF_{\text{año móvil}} = \frac{IF_n + IF_{n-1} + IF_{n-2} + \dots + IF_{n-11}}{12}$$

**Ecuación 2. 3. Índice de falla año móvil**

Dónde:

$IF_{\text{año móvil}}$ : Promedio año móvil ( $n = 12$ ).

$IF$ : Índice de falla mensual.

En la tabla 2.4. se presenta el resumen del cálculo del índice de falla mensual y el índice de fallas en año móvil.

**Tabla 2. 4.** Índice de falla mensual e índice de fallas en año móvil. (Enero 2016 - Junio 2017).

Mes	Fallas Mensuales	Pozos Operativos	Índice de fallas mensuales	Índice de fallas año móvil
1-Ene-15	10	219	0.55	-
1-Feb-15	4	218	0.22	-
1-Mar-15	7	220	0.38	-
1-Abr-15	8	222	0.43	-
1-May-15	8	221	0.43	-
1-Jun-15	7	224	0.38	-
1-Jul-15	4	228	0.21	-
1-Ago-15	5	227	0.26	-
1-Sep-15	4	235	0.20	-
1-Oct-15	4	235	0.20	-
1-Nov-15	0	232	0.00	-
1-Dic-15	2	236	0.10	-
1-Ene-16	9	239	0.45	0.27
1-Feb-16	6	240	0.30	0.28
1-Mar-16	10	243	0.49	0.29
1-Abr-16	4	235	0.20	0.27
1-May-16	9	228	0.47	0.27
1-Jun-16	12	233	0.62	0.29
1-Jul-16	9	233	0.46	0.32
1-Ago-16	5	235	0.26	0.31
1-Sep-16	5	238	0.25	0.32
1-Oct-16	16	242	0.79	0.37
1-Nov-16	9	237	0.46	0.41
1-Dic-16	1	244	0.05	0.40
1-Ene-17	7	245	0.34	0.39
1-Feb-17	9	246	0.44	0.40

1-Mar-17	9	244	0.44	0.40
1-Abr-17	3	232	0.16	0.39
1-May-17	14	233	0.72	0.42
1-Jun-17	7	231	0.36	0.39

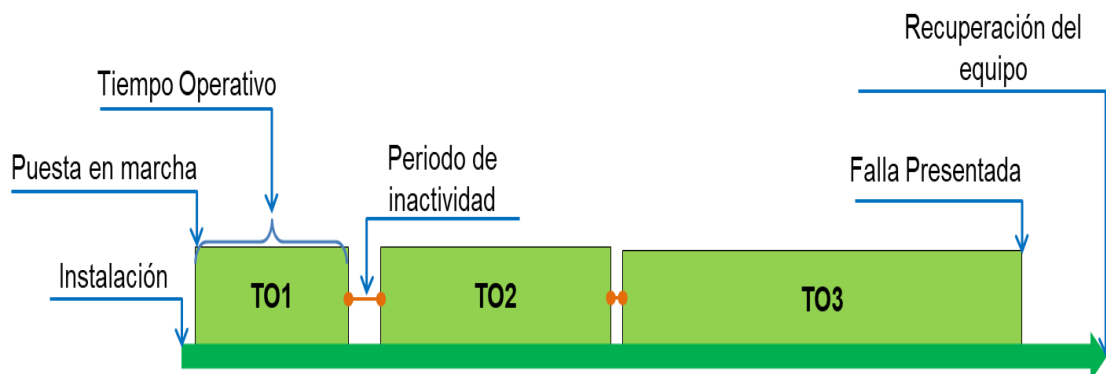
**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

En el anexo 2.2. se presenta el gráfico con índice de fallas mensual y anual desde enero 2016 hasta junio 2017.

#### 2.4. TIEMPO OPERATIVO EQUIPOS BES “*RUN LIFE*”

El tiempo operativo “*run life*” de los equipos BES es el tiempo que el sistema BES ha estado realizando correctamente su función dentro del pozo, desde su instalación hasta que presenta una falla. Para un conjunto de pozos en un campo en específico se introduce el término “*run life promedio*” que corresponde al valor promedio del tiempo operativo “*run life*” de todos los equipos BES.



$$RL = TO_1 + TO_2 + TO_3 + \dots + TO_n$$

**Ecuación 2. 4.** Tiempo operativo “*Run Life*”

$$RL_{avg} = \frac{\sum_{i=0}^n RL_i}{n}$$

**Ecuación 2. 5.** Tiempo operativo “*Run Life*” promedio

Dónde:

*RL*: Tiempo operativo “*Run Life*” para 1 pozo (días).

$RL_{avg}$ : Tiempo operativo “Run Life” promedio para un conjunto de pozos (días).

$n$ : Total de equipos que están siendo evaluados.

Nota: Por motivos prácticos en el cálculo del tiempo operativo (run life) de los equipos BES se consideró un tiempo operativo continuo sin tiempos de inactividad. Esto debido a que los tiempos de inactividad del equipo BES en relación con el tiempo total (desde que el equipo BES fue instalado hasta que presentó la falla) son muy pequeños y no tienden a influenciar mayormente en el cálculo final.

En la tabla 2.5. se presenta el resumen del tiempo operativo “Run life” mensual y año móvil de los sistemas BES de las compañías SLB Y BH en el Campo JP, desde enero 2016 hasta junio 2017y el tiempo operativo “Run life” objetivo.

**Tabla 2. 5.** Tiempo operativo “Run life” mensual y año móvil para equipos BES SLB Y BHI y tiempo operativo objetivo. (Enero 2016 - Junio 2017).

MESES	Run Life SLB (Días)	Run Life BHI (Días)	Run Life Promedio (Días)	Run Life SLB A. Móvil (Días)	Run Life BHI A. Móvil (Días)	Run Life Promedio A. Móvil (Días)	Run Life Objetivo (Días)
Jan-15	208	655	432	-	-	-	-
Feb-15	15	847	431	-	-	-	-
Mar-15	86	454	270	-	-	-	-
Apr-15	125	714	420	-	-	-	-
May-15	408	360	384	-	-	-	-
Jun-15	265	677	471	-	-	-	-
Jul-15	138	173	156	-	-	-	-
Aug-15	439	304	372	-	-	-	-
Sep-15	132	354	243	-	-	-	-
Oct-15	126	1053	590	-	-	-	-
Nov-15	365	365	365	-	-	-	-
Dec-15	652	517	585	-	-	-	1000
Jan-16	420	544	482	264	530	397	1000
Feb-16	835	489	662	333	500	416	1000
Mar-16	228	553	391	344	509	427	1000
Apr-16	368	764	566	365	513	439	1000
May-16	346	803	575	360	550	455	1000
Jun-16	339	770	555	366	557	462	1000

<b>Jul-16</b>	284	557	421	378	589	484	1000
<b>Aug-16</b>	302	1458	880	366	686	526	1000
<b>Sep-16</b>	855	410	633	427	690	558	1000
<b>Oct-16</b>	398	831	615	449	672	561	1000
<b>Nov-16</b>	199	845	522	436	712	574	1000
<b>Dec-16</b>	416	2067	1242	416	841	628	1000
<b>Jan-17</b>	201	703	452	398	854	626	1000
<b>Feb-17</b>	484	983	734	368	895	632	1000
<b>Mar-17</b>	368	854	611	380	920	650	1000
<b>Apr-17</b>	841	895	868	419	931	675	1000
<b>May-17</b>	390	1017	704	423	949	686	1000
<b>Jun-17</b>	594	1103	849	444	977	711	1000

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

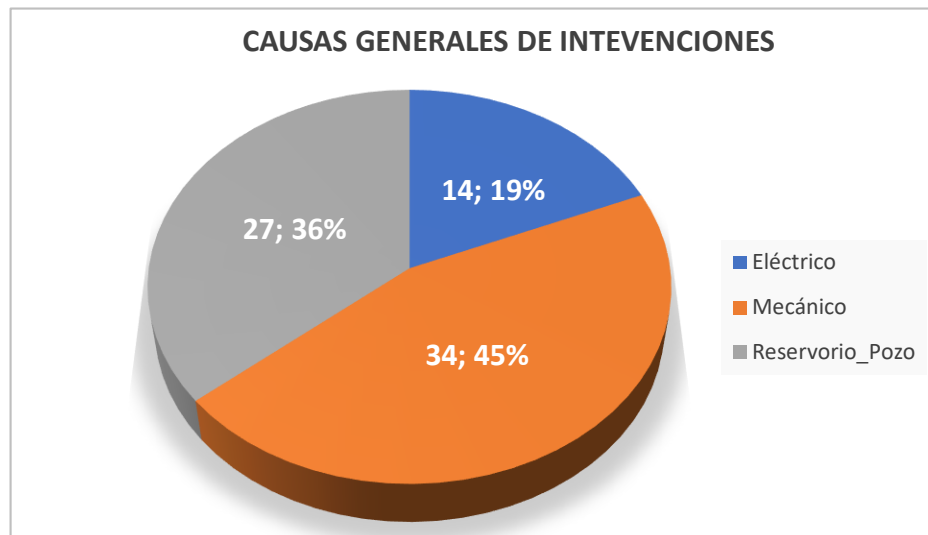
En los anexos 2.3. y 2.4. se presenta las gráficas del tiempo operativo mensual y año móvil para los equipos BES de las compañías SLB y BH en el Campo JP desde enero 2016 hasta junio 2017.

## 2.5. PRINCIPALES CAUSAS DE INTERVENCIONES EN POZOS

Para un análisis de las principales causas de intervenciones en pozos con bombas BES se ha tomado una muestra representativa de 75 intervenciones. Para la selección de esta muestra se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Intervenciones realizadas en el periodo: Enero 2016 - Junio 2017.
- Equipos BES con una vida operativa menor a 365 días.
- Poseer una completa caracterización de la causa de la intervención.

A este conjunto de intervenciones se las clasificó dependiendo del motivo general por el cual se dio la intervención, teniendo que 34 intervenciones se dieron debido a problemas mecánicos, 14 debido a problemas eléctricos y 27 debido a condiciones de reservorio. En la figura 2.7. Se muestra la distribución de las causas generales de intervenciones de la muestra analizada.



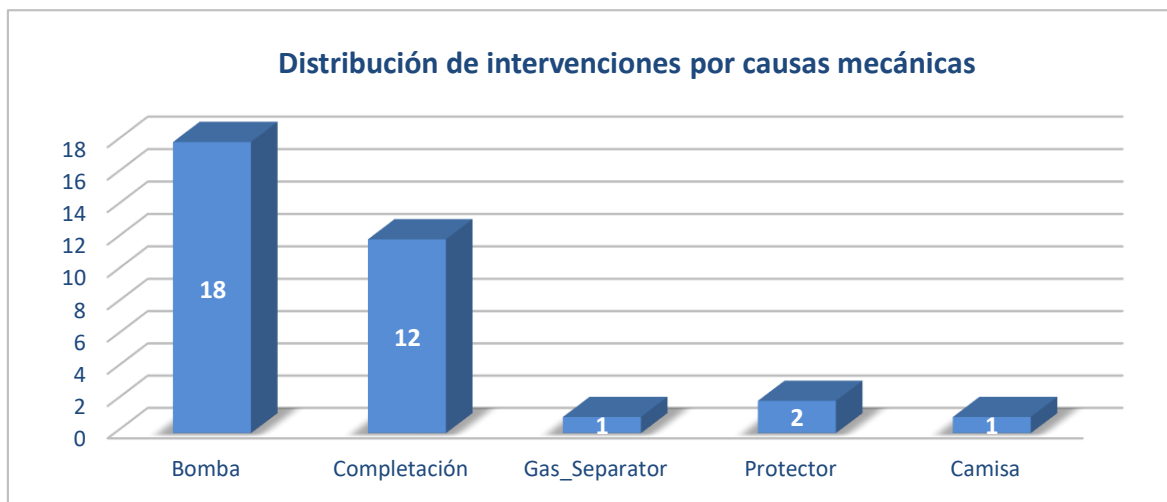
**Figura 2. 7.** Distribución de las causas generales de intervención pozos.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 2.5.1. INTERVENCIONES DEBIDO A FALLAS MECÁNICAS

De las 34 intervenciones debido a causas mecánicas se identificó que la mayoría fue debido a daños producidos en la bomba, seguido por afectaciones en la tubería y en menor porcentaje debido a daños en el separador, protector y en la camisa. En la gráfica 2.8. se puede observar la distribución de las causas mecánicas.



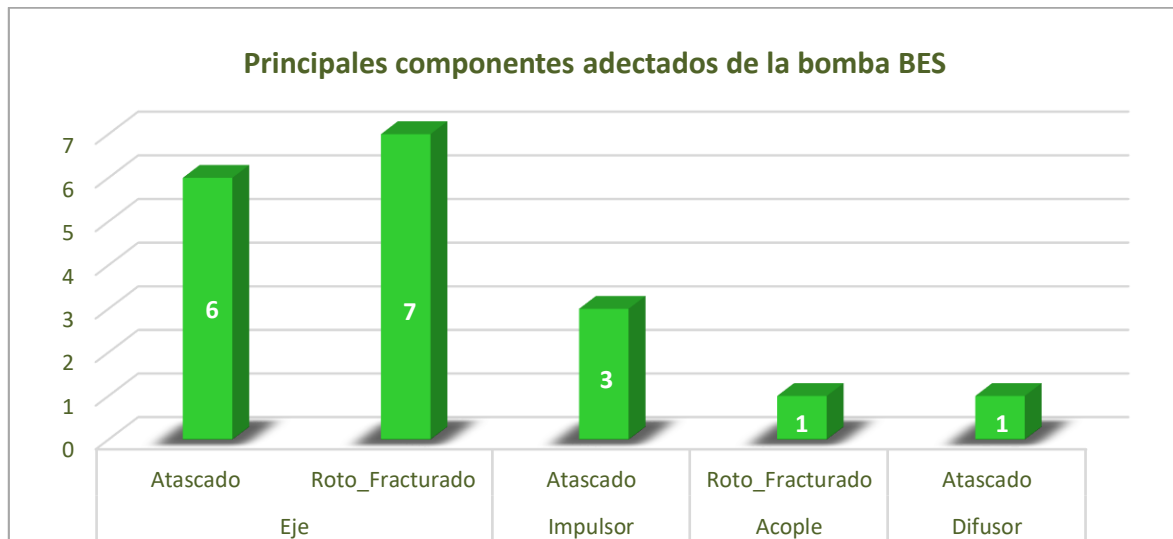
**Figura 2. 8.** Distribución de intervenciones debido a causas mecánicas

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Las 18 intervenciones realizadas por problemas en la bomba fueron clasificadas dependiendo del componente afectado, logrando así concluir que la mayoría de

daños se produjeron en el eje de la bomba, seguido los daños en el impulsor y difusor. En la gráfica 2.9. se puede observar los principales componentes afectados de la bomba.

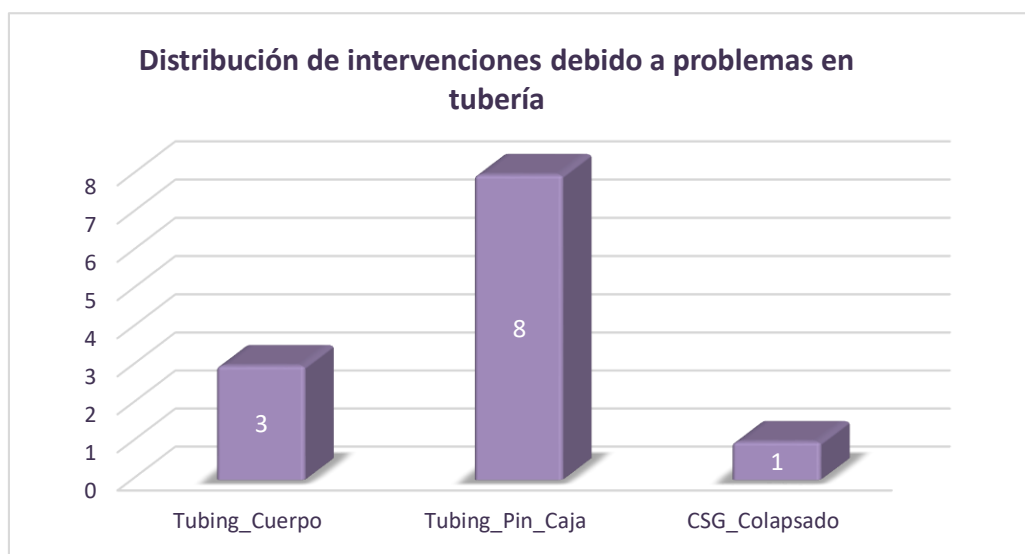


**Figura 2. 9.** Principales componentes afectados de la bomba BES.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Las 12 intervenciones realizadas por problemas de tubería fueron debido principalmente daños en la rosca de la tubería, daños en el cuerpo de la tubería y por colapso de la tubería de revestimiento. En la gráfica 2.10. se puede observar la distribución de los problemas presentados en la tubería.



**Figura 2. 10.** Distribución de los problemas presentados en la tubería.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.



### 2.5.2. ACCIONES TOMADAS FRENTE A FALLAS MECÁNICAS

Las intervenciones por causas mecánicas se debieron a problemas que se presentaron en la bomba y en la tubería por lo que se tomó las siguientes medidas:

Nota: •: Implementado/En proceso

○: Pendiente/Analizando

Con respecto a problemas en la bomba:

- Estabilización ARZ<sup>31</sup> de bombas instaladas desde diciembre 2016.
- Control de calidad en operaciones y procedimientos de levantamiento artificial en campo.
- Nueva estructura de ALS para operaciones de campo.
- Uso de bombas BES estabilizadas en todas las futuras instalaciones.
- Evaluar posibilidad de aplicación de etapas mixtas.

Con respecto a problemas en la tubería:

- Inspección de tubería en todas las operaciones OPEX.
- Uso de Power Tong con grabador electrónico en todas las tuberías en operaciones OPEX.
- Auditoría del proceso de gestión de tuberías en el Campo JP.
- Análisis de la aplicación de tubería TENARIS BLUE en el Campo JP.

Entre las principales nuevas tecnologías propuestas para la reducción de intervenciones debido a causas mecánicas se encuentran:

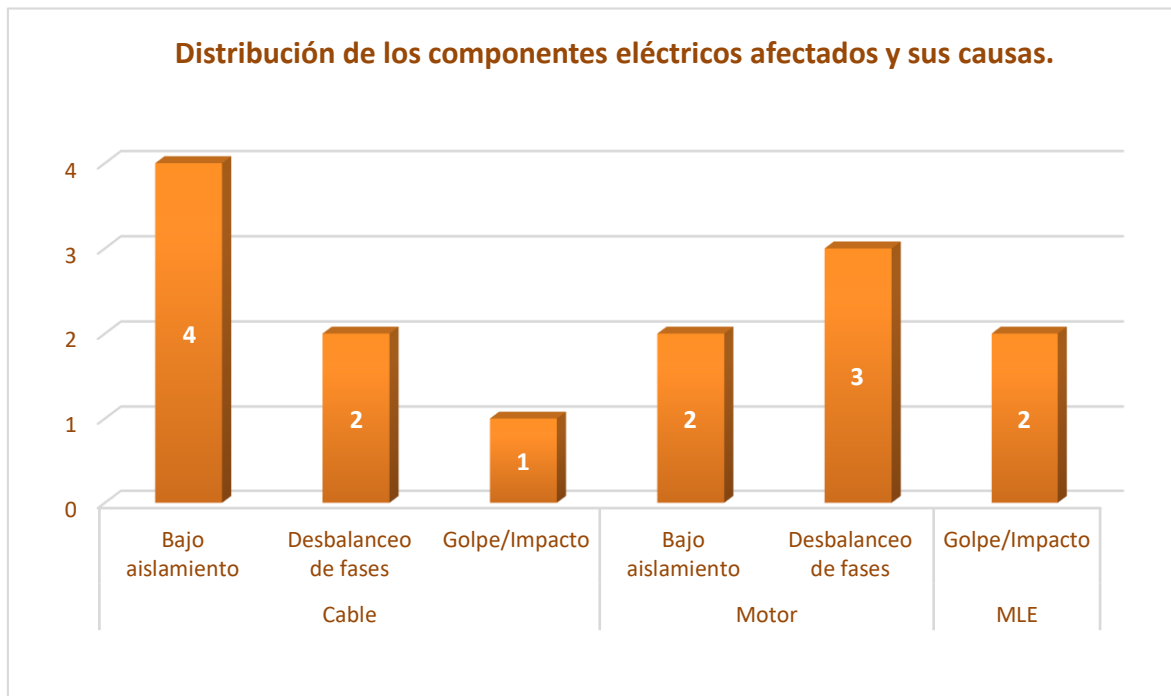
- ARZ/RC 1000
- ZEITECS
- TENARIS BLUE

### 2.5.3. INTERVENCIONES DEBIDO A FALLAS ELÉCTRICAS

---

<sup>31</sup> Es un material de alta resistencia utilizado para la construcción de bombas electrosumergibles que están destinadas a ser utilizadas en pozos corrosivos o abrasivos. Se denomina ARZ por su nombre en inglés” *Abrasive Resistance Zirconium*”

En las 14 intervenciones debido a causas eléctricas se identificaron que los principales componentes eléctricos afectados fueron: el cable de potencia, el MLE y el motor de la BES. Las causas principales de estos daños fueron por impactos en el cable, bajo aislamiento y fases desbalanceadas. En la figura 2.11. se ilustra la distribución de los componentes eléctricos afectados y sus causas.



**Figura 2. 11.** Distribución de intervenciones debido a causas eléctricas.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 2.5.3.1. ACCIONES TOMADAS FRENTE A FALLAS ELÉCTRICAS

Las principales medidas tomadas para contrarrestar problemas eléctricos como los presentados anteriormente en la figura 2.11. son:

Nota: •: Implementado/En proceso

○: Pendiente/Analizando

- Procedimiento personalizado para la corrida (velocidad) de equipos BES el campo JP.
- Implementación de TDAS (Tubular Design & Analysis System Software).

- Uso de Gyro para corrida de equipos BES en nuevos pozos y en WO cuando sea necesario.
- Control de calidad en operaciones y procedimientos de levantamiento artificial en campo.
- Nueva estructura de ALS para operaciones de campo.

Entre las principales nuevas tecnologías propuestas para la reducción de intervenciones debido causas eléctricas se encuentran:

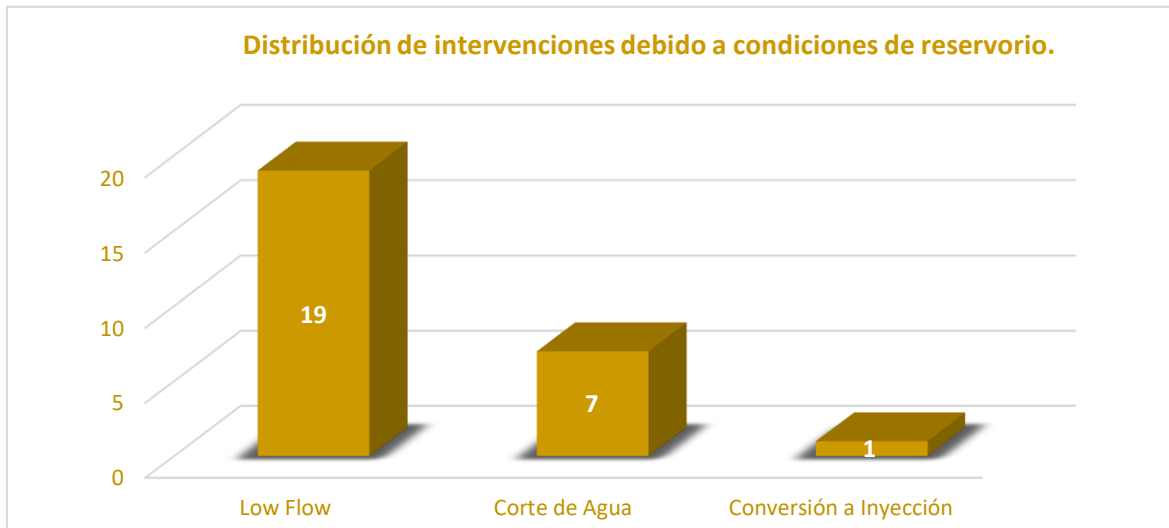
- GYRO
- TDAS Software

#### **2.5.4. INTERVENCIONES DEBIDO A CONDICIONES DE RESERVORIO**

Se identificó que, de las 27 intervenciones de pozo realizadas debido a las condiciones de reservorio, la mayoría fue debido a condiciones de:

- Bajo caudal o “*Low Flow*”
- Condiciones de alto BSW
- Una por conversión a inyector.

Todas estas afectaciones fueron previamente identificadas y se prosiguió al apagado manual de todos estos pozos. En la figura 2.12. se observa la distribución de intervenciones debido a condiciones de reservorio.



**Figura 2. 12.** Distribución de intervenciones debido a condiciones de reservorio.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### **2.5.4.1. ACCIONES TOMADAS FRENTE PROBLEMAS DEBIDO A CONDICIONES DEL RESERVORIO**

Las principales medidas tomadas para contrarrestar problemas debido a las condiciones del reservorio como los presentados anteriormente en la figura 2.12. son:

Nota: ●: Implementado/En proceso

○: Pendiente/Analizando

- Instalación de bombas BES SLIM para pozos de bajo flujo.
- Reuniones semanales con el operador del campo JP para un mejoramiento continuo.
- Cañoneo con desplazamiento de fluido con Nitrógeno para reducción de la presión hidrostática.
- Establecer un nuevo procedimiento de control de pozos para pozos de baja presión.
- Establecer procedimiento específico de puesta en marcha equipos BES.
- Instalación de bombas con un amplio rango de funcionamiento.

- Instalación de bombas hidráulicas para sistemas SRP en pad de pozos.
- Incrementar el número de Bombas BES SLIM.
- Identificar candidatos donde equipos BES puede ser instalados bajo las perforaciones.
- Instalación de Y-TOOL donde sea necesario.
- Monitoreo en tiempo real de los parámetros de equipos BES.

Entre las principales nuevas tecnologías propuestas para la reducción de intervenciones debido a problemas por condición del reservorio se encuentran:

- Bomba BES de bajo caudal.
- Zeitecs (Cambiar equipos BES cuando cambian condiciones del reservorio, si es requerido realizar trabajos de estimulación a pozos o trabajos de recañoneo)
- Uso de bombas RC1000 que tienen un amplio rango para manejo de caudal.

## **2.6. CONDICIÓN DE DOWNTHRUST EQUIPOS BES**

Un estudio realizado a una muestra de 37 intervenciones realizadas en 2016, se encontró que:

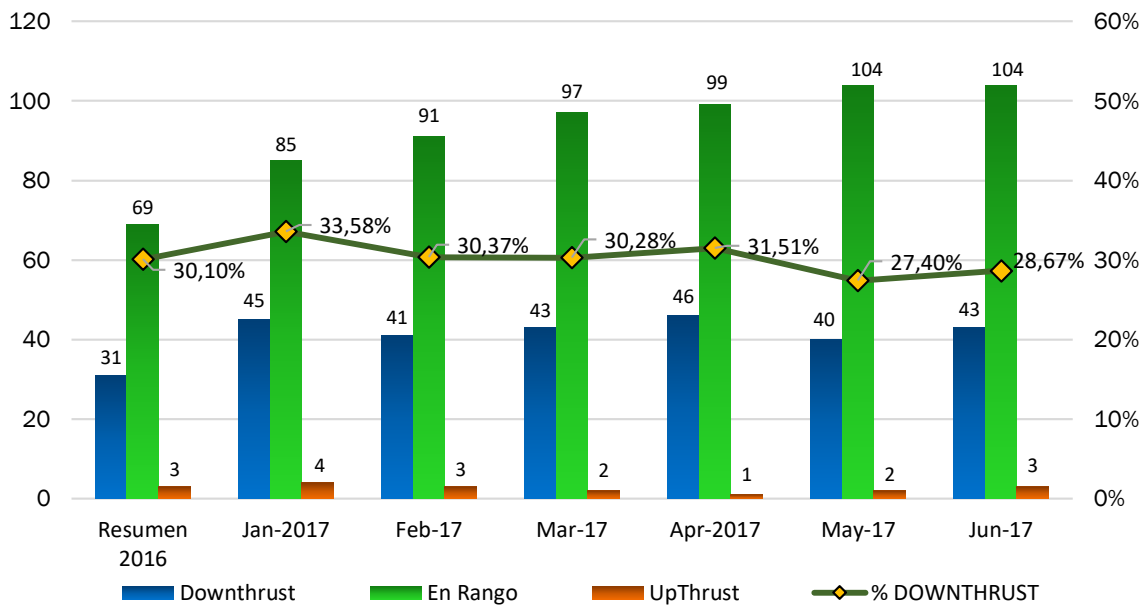
- 20 pozos estaban trabajando fuera de sus condiciones óptimas, se encontraban en condición de downthrust.
- 8 pozos fallaron debido a condiciones de downthrust.
- El reporte DIFA<sup>32</sup> indicó que existía evidencia que las operaciones en condición de downthrust influenciaron directamente a la falla.
- Los pozos que estaban operando bajo una eficiencia del 25% fallaron dentro de un rango de 10 a 120 días.

---

<sup>32</sup> DIFA: Siglas que hacen referencia al análisis de fallas por medio del desmantelamiento e inspección del equipo por su nombre en inglés “*Dismantle Inspection Failure Analysis*”

- Factores adicionales como bloqueo por gas, sólidos y condiciones de bajo caudal (LOW FLOW) también contribuyeron a la falla prematura de los equipos. (Shaya Ecuador S.A, 2017).

En la gráfica 2.13. se puede observar un diagrama histórico de la condición de downthrust y upthrust de los equipos BES SLB hasta junio 2017.



**Figura 2. 13.** Histórico de la condición de downthrust y upthrust de los equipos BES SLB. (Junio 2017).

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 2.6.1. ACCIONES TOMADAS FRENTE CONDICIÓN DE DOWNTHRUST.

Diferentes acciones fueron tomadas para mitigar los factores que contribuyan a la falla prematura de los equipos, tales como:

Nota: •: Implementado/En proceso

○: Pendiente/Analizando

- Plan de monitoreo de sólidos
- Programa de limpieza de pozo mejorado (a partir del plan de monitoreo de sólidos).
- Monitoreo constante de los parámetros de los equipos BES

- Liberación del gas del anular
- Uso tecnología ZEITECS. (Posibilidad de cambiar los equipos cuando se encuentren en condiciones fuera de las óptimas, maximizando la vida operativa del equipo)

### **CAPITULO 3**

## **SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.**

### **3.1. IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA APLICACIÓN DE LA NUEVA TECNOLOGÍA ZEITECS.**

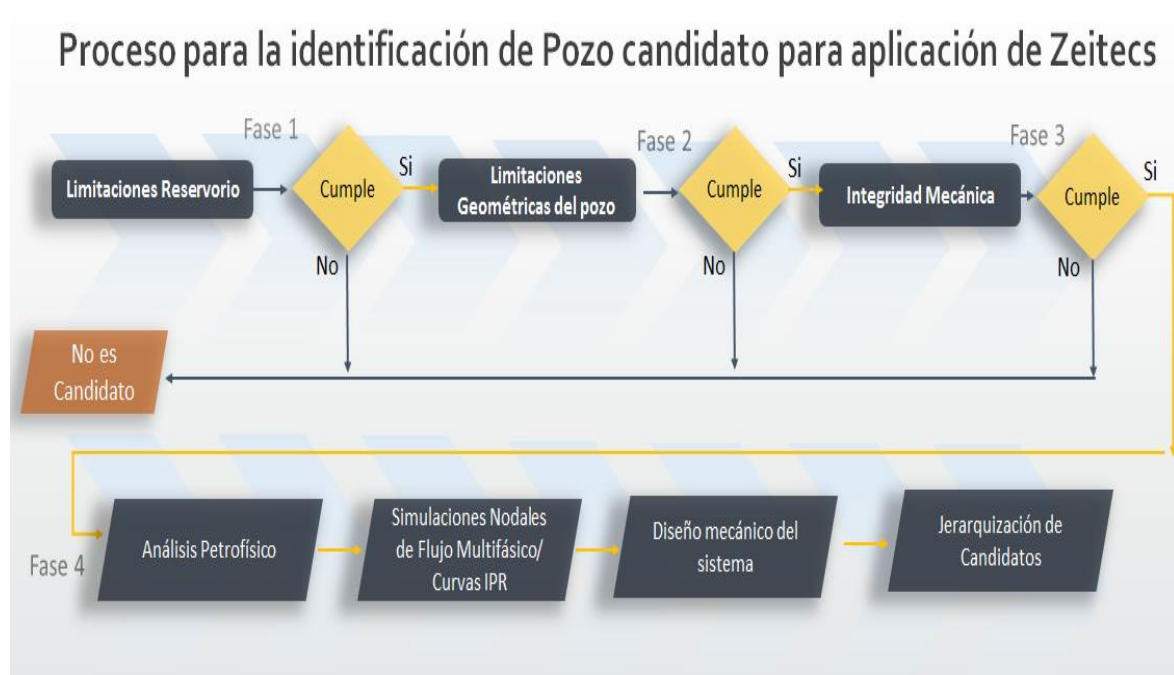
Para la selección y jerarquización de los pozos más adecuados para la aplicación de la tecnología Zeitecs, se estableció un flujograma para el proceso de selección de candidatos, indicando las principales consideraciones técnicas a tomarse en cuenta. Este proceso se encuentra dividido en cuatro fases principales y en cada una de estas fases se aplica un filtro técnico en específico que permite identificar si los pozos analizados cumplen o no con los parámetros requeridos. Al final del proceso se establece los posibles pozos más idóneos para la aplicación de la tecnología.

La primera fase consiste en evaluar las limitaciones presentadas por parte del reservorio, siendo principalmente analizados los parámetros como la producción de arena, parafinas, asfáltenos, temperatura de fondo, GOR, y ciertas condiciones adicionales que se explican en la sección de limitaciones por comportamiento del reservorio. La segunda fase se enfoca en analizar la geometría del pozo, características como la inclinación del pozo y DLS<sup>33</sup> son analizadas. En la tercera fase en cambio se analiza la integridad mecánica de los pozos siendo los principales parámetros analizados: la condición de la tubería de revestimiento, condición del cemento, compatibilidad del tamaño de tubería de revestimiento del

---

<sup>33</sup> DLS: Siglas que hacen referencia al cambio angula o pata de perro por su nombre en inglés: *Dog Leg Severity*

pozo con el OD máximo de los componentes de la tecnología Zeitecs. Finalmente, en la cuarta fase se realiza la revisión petrofísica, se genera el modelo de



productividad del pozo, se grafica la curva IPR para la zona de interés, se efectúa un diseño preliminar de la completación para el pozo y finalmente se procede con la jerarquización de los pozos de donde se selecciona los mejores pozos para ser considerados como candidatos para la prueba de la tecnología. El proceso anteriormente descrito se lo representa en la figura 3.1.

**Figura 3. 1.** Flujograma del proceso de selección de pozos candidatos.

**Fuente:** (ADT Schlumberger, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.1.1. LIMITACIONES POR COMPORTAMIENTO DE RESERVORIO

En la primera etapa se analiza las características del reservorio, los parámetros recomendados para la aplicación de la tecnología Zeitecs, y ciertos parámetros adicionales para así poder optar por los principales pozos que cumplen con las consideraciones establecidas. Estas consideraciones son:

- \_ Bajo GOR.
- \_ Mínima producción de arena/sólidos.
- \_ Mínima producción de parafinas/asfaltenos/escala.



- \_ Mínima producción de H<sub>2</sub>S.
- \_ Pozos cuya zona productora sea de alta presión.
- \_ Pozos que por su condición requieran o necesiten trabajos de estimulaciones a futuro.
- \_ Pozos que con el tiempo cambien su régimen de flujo, es decir que aumenta o disminuye su producción.
- \_ Se recomienda pozos recientemente perforados para minimizar cualquier problema con la corrida de la tecnología en el pozo y minimizar cualquier impacto en la producción. Sin embargo, esta consideración no es limitante para el análisis en pozos existentes, debido a que, dependiendo de las condiciones del pozo, la tecnología puede brindar igual valor a un pozo existente.

### **3.1.2. PRINCIPALES CONSIDERACIONES DE GEOMETRÍA DEL POZO**

En esta etapa se considera características presentadas durante la etapa de construcción de los pozos. Los parámetros principalmente analizados son:

- \_ Baja severidad de dobleces pata de perro (DLS).
- \_ Recomendado  $DLS < 2$  en la sección donde se vaya a asentar el equipo BES.
- \_ Máxima inclinación recomendada del pozo: 60 grados.

### **3.1.3. PRINCIPALES CONSIDERACIONES DE INTEGRIDAD MECÁNICA DEL POZO**

Un siguiente punto importante en la selección de pozos candidatos es la revisión de la condición mecánica del pozo, donde se revisa principalmente aspectos como condición de la tubería de revestimiento, condición del cemento, máximo OD de la tecnología Zeitecs y su compatibilidad con los tamaños de las tuberías de revestimiento de 9 5/8" y 7" comprobando así si existe alguna limitación o restricción en la tubería al correr la tecnología.

Los parámetros analizados fueron:

- \_ Máximo OD de componentes Semi-permanentes: 6.210".
- \_ Mínimo tamaño de tubería de revestimiento requerido para aplicación de la tecnología Zeitecs 7 5/8" 45.3lb/ft (ID=6.435").
  - o El mínimo tamaño quiere decir que la zona donde vaya a quedar instalado Zeitecs debe ser mayor a 7 5/8", para este estudio, el sistema Zeitecs se ubicaría en la sección de 9 5/8", la cual tiene configuración de tubería de 47 lb/ft (ID=8.681") y/o de 53 lb/ft (ID=8.500").
- \_ Condición de la tubería de revestimiento.
- \_ Condición del cemento en la sección de los perforados.

### **3.1.4. ANÁLISIS PETROFÍSICO**

Una vez confirmado los pozos considerados con mayor posibilidad para la aplicación de la tecnología se prosigue con la fase cuatro. Al inicio de esta fase se realiza una revisión de la petrofísica de los pozos para poder reconfirmar los datos de saturación de agua, porosidad y permeabilidad absoluta.

### **3.1.5. ANÁLISIS NODALES**

En esta etapa se procede con el análisis nodal y elaboración de las curvas IPR (*"Inflow Performance Relationship"*) para conocer el comportamiento actual de los pozos analizados.

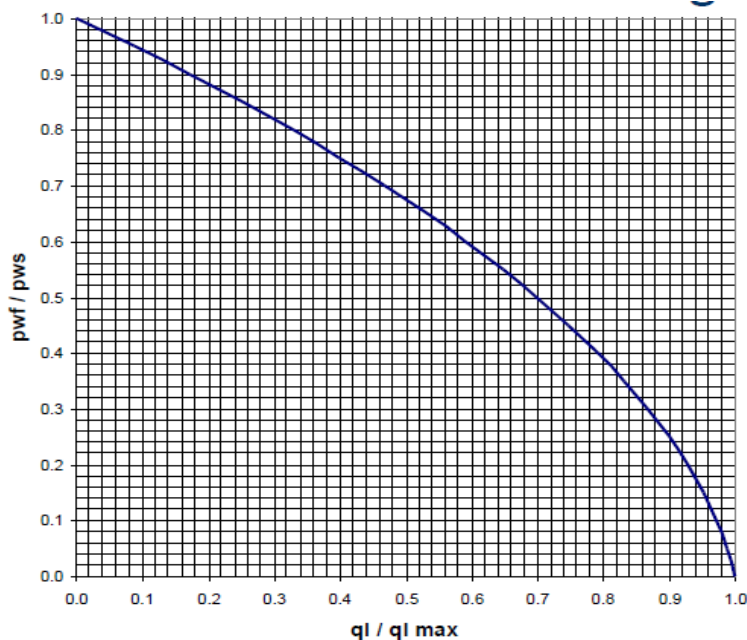
#### **3.1.5.1. CURVA IPR (*"INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP"*)**

El IPR se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación.

El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio de reservorio y la presión atmosférica. El caudal correspondiente a la presión atmosférica como

presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo,  $Q_{\max}$ , mientras que el caudal a la presión promedio de reservorio en fondo, es siempre cero. (Hirschfeldt M, 2008) En la figura 3.2 se presenta una curva IPR.

Dependiendo de las condiciones del reservorio, tipo de fluido, régimen de flujo y demás consideraciones, existen varias ecuaciones para representar las curvas IPR. En este estudio se describe solamente los métodos mediante la ecuación de Darcy para flujo pseudo estable y la ecuación de Vogel.



**Figura 3. 2.** Curva IPR.  
**Fuente:** (Hirschfeldt M, 2008)  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.1.5.2. ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO PSEUDO-ESTABLE

La ecuación de Darcy considera que se tiene flujo monofásico, es decir que la presión promedio del reservorio y la presión de fondo fluyente son mayores que la presión de burbuja. De la ecuación general de Darcy se presentan tres (3) soluciones una para flujo estable, una para pseudo-estable y una para transitorio. Siendo el flujo pseudo-estable el considerado para el desarrollo en este estudio.

El flujo pseudo-estable considera que el reservorio tiene límites y que no se tiene una fuente de energía que mantenga la presión constante en borde exterior del

área de drenaje por lo que la presión en diferentes puntos del reservorio declina en función del tiempo, a un caudal constante. Las ecuaciones planteadas para este régimen de flujo son las siguientes:

Para daño = 0,

$$\bar{P}_r - P_{wf} = \frac{141.2 q_o \beta_o \mu_o}{k_o h} [\ln(X) - 0.75]$$

**Ecuación 3. 1.** Flujo pseudo-estable con daño = 0

Para daño ≠ 0,

$$\bar{P}_r - P_{wf} = \frac{141.2 q_o \beta_o \mu_o}{k_o h} [\ln(X) - 0.75 + s]$$

**Ecuación 3. 2.** Flujo pseudo-estable con daño ≠ 0

Dónde:

$q_o$ : Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día).

$\bar{P}_r$ : Presión promedio del reservorio, (PSI).

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente, (PSI).

$k$ : Permeabilidad efectiva del petróleo (mD).

$h$ : Espesor neto de la formación, (Ft).

$\beta_o$ : Factor volumétrico de petróleo, (bbl/std bbl).

$\mu_o$ : Viscosidad de petróleo, (cp).

$X$ : Calculada dependiendo de las formas y posiciones del pozo con respecto al área de drenaje. Para este estudio se trabaja asumiendo flujo radial, con  $X = \frac{r_e}{r_w}$ , sin embargo, si se requiriera otra configuración, en el anexo 3.1 se presenta los diferentes valores de  $X$  a utilizar.

### 3.1.5.3. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD IP

El índice de productividad representa una aproximación para describir el comportamiento de un pozo. Se define como la relación existente entre el caudal

de fluido y el diferencial de presión entre la presión promedio de reservorio y la presión de fondo fluyente.

$$IP = \frac{q}{\bar{P}_r - P_{wf}} = \frac{k_o h}{\beta_o \mu_o [\ln(X) - 0.75]}$$

### Ecuación 3. 3. Índice de productividad

Dónde:

$IP$ : Índice de productividad, (BFPD/PSI)

$q$ : Caudal de fluido que ingresa al pozo, (BFPD).

$\bar{P}_r$ : Presión promedio del reservorio, (PSI).

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente, (PSI).

Dependiendo del índice de productividad se puede tener una referencia de la productividad del pozo como se puede observar a continuación:

Baja Productividad:	$IP < 0.5$
Productividad Media:	$0.5 < IP < 1$
Alta Productividad:	$1 < IP < 2$
Excelente Productividad:	$IP > 2$

#### 3.1.5.4. ECUACIÓN DE VOGEL

Cuando la presión promedio del reservorio declina y cae debajo del punto de burbuja, se presenta la liberación del gas, dando paso a un flujo bifásico (líquido + gas). En esta condición es recomendado utilizar la ecuación de Vogel, que está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2$$

### Ecuación 3. 4. Vogel para flujo bajo punto de burbuja.

Dónde:

$q_o$ , caudal de producción

$q_{max}$ , caudal de producción cuando  $P_{wf} = 0$

$P_{wf}$ , presión de fondo fluyente

$\bar{P}_r$ , presión promedio del reservorio

### 3.1.5.5. IPR COMPUESTO

El IPR compuesto, es una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza la ecuación de Vogel. (Hirschfeldt M, 2008)

Para el desarrollo de la IPR se tiene las siguientes ecuaciones:

- Para  $P_{wf} \geq P_b$  :

$$q_o = IP(\bar{P}_r - P_{wf})$$

#### **Ecuación 3. 5.** Ecuación de IP para $P_{wf} \geq P_b$

Dónde:

$q_o$ : Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (BPPD).

$IP$ : Índice de Productividad, (BPPD/PSI).

$\bar{P}_r$ : Presión promedio del reservorio, (PSI).

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente, (PSI).

- Para  $P_{wf} < P_b$  :

$$q_o = q_b + \left( \frac{IP \times P_b}{1.8} \right) \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

#### **Ecuación 3. 6.** Ecuación de IP para $P_{wf} < P_b$

Dónde:

$q_b$  = Caudal cuando se alcanza la presión de burbuja  $IP \times (\bar{P}_r - P_b)$ , (BPPD)

$q_o$ : Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (BPPD).

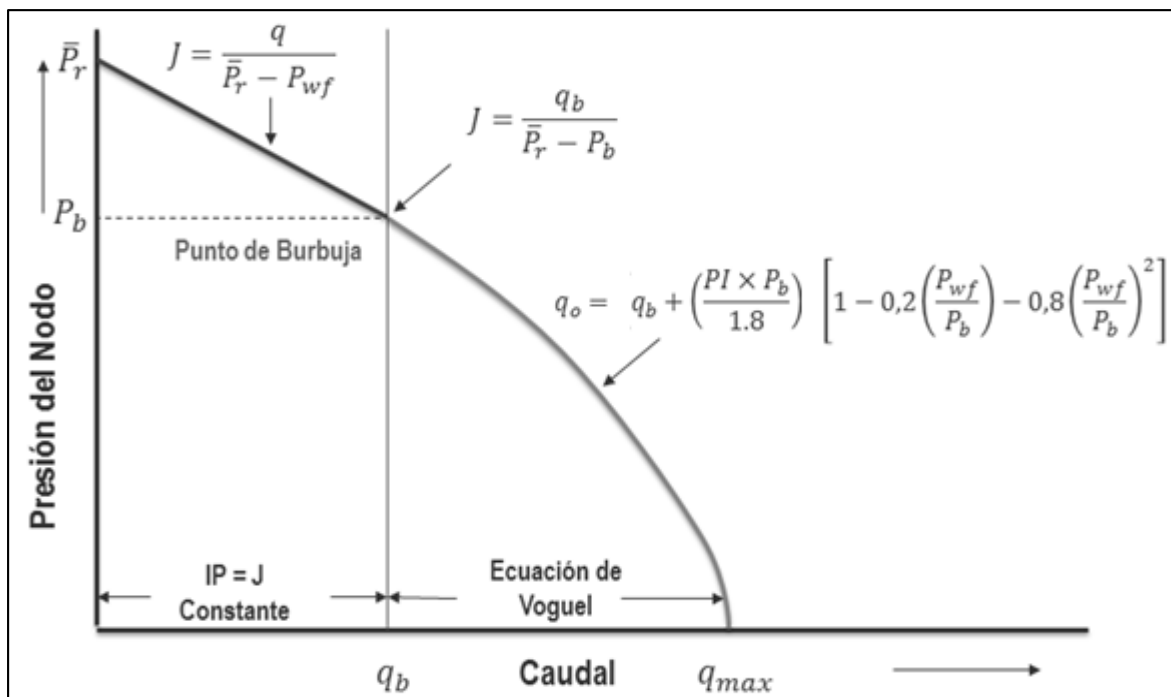
$P_b$ : Presión de Burbuja, (PSI).

$IP$  Índice de Productividad, (BPPD/PSI).

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente, (PSI).

En la figura 3.3. se puede observar una curva IPR general realizada por medio del método de IPR compuesto.

NOTA: En el presente estudio el desarrollo de las curvas IPR se realiza mediante el método de IPR compuesto, anteriormente descrito.



**Figura 3. 3.** Curva IPR por método de IPR compuesto.

**Fuente:** (Paz J., 2016)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.1.6. DISEÑO MECÁNICO DE LA COMPLETACIÓN

En esta etapa, se analiza y presenta:

- Opciones de BHA de completación y métodos para el control del pozo.

- Consideraciones tamaños equipos BES compatibles.
- Configuración del cabezal del pozo.
- Mecanismos de recuperación de equipos BES.

### **3.1.7. BHA DE COMPLETACIÓN Y MÉTODOS PARA CONTROL DEL POZO.**

Para la completación de pozos con tecnología Zeitecs se presentaron tres (3) opciones de configuración del BHA. Estas opciones fueron:

- I. BHA de completación con Quantum Packer + válvula de control (FCV) encapsulada.
- II. BHA de completación con Quantum Packer + válvula de control (SFIV).
- III. BHA de completación sin Packer + válvula de control (FCV ó SFIV)

#### **3.1.7.1. OPCIÓN 1: BHA + PACKER + FCV ENCAPSULADA**

##### **Descripción:**

Esta opción de BHA de completación cuenta con una tubería de producción a la cual se encuentra unido el ensamble semi-permanente de la tecnología Zeitecs, bajo este ensamble se encuentra un encapsulado que en su interior contiene a la tubería de producción conectada a la válvula FCV (*“Flow Control Valve”*) y asentado un tapón en la parte inferior. Adicionalmente, en la parte inferior de la completación se cuenta con un niple para inyección de químicos y un quantum Packer.

Se propone como opción para el control del pozo el uso de una válvula FCV (*“Flow Control Valve”*) que tiene un funcionamiento parecido al de una camisa. De manera general, la válvula puede ser abierta o cerrada por medio de dos líneas hidráulicas controladas desde superficie, permitiendo así la comunicación entre el espacio anular (espacio entre la tubería de producción y el encapsulado) y el interior de la tubería producción. En la figura 3.4. se puede observar la válvula FCV. En el anexo 3.2. se presenta las características técnicas de la válvula FCV.



En esta configuración de BHA de completación se propone utilizar las siguientes líneas:

Una (1) línea para suministro de energía eléctrica a la BES (cable de potencia).

Dos (2) líneas hidráulicas para el control de la abertura y cierre de la válvula FCV.

Una (1) línea hidráulica utilizada para la inyección de químicos.



**Figura 3. 4.** Válvula FCV

**Fuente:** (Schlumberger, 2010)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

**Beneficios:**

Como principales beneficios de esta opción de BHA de completación se tiene:

- \_ Completo control para abrir o cerrar la válvula FCV desde superficie.
- \_ Encapsulado que protege a la tubería de revestimiento, cables y capilares de corrosión y gas.
- \_ Experiencia previa en el uso de encapsulados, empleados en completaciones duales.
- \_ Válvula FCV tiene un menor precio que otras válvulas evaluadas.
- \_ Al incluir un packer, este ayudará a la parte de estándares de control de pozos, actuando como una barrera mecánica y previniendo la producción de algún fluido por el espacio anular.
- \_ Al utilizar packer, el control del pozo durante intervenciones se llevaría a cabo solo mediante la apertura o cerrado de la válvula FCV

**Inconvenientes:**

Los principales inconvenientes identificados son:

- \_ Acceso a zonas bajas requiere que unidad de tubería flexible (Coiled Tubing) retire el tapón debajo de válvula SFIV, caso contrario no es posible el acceso. (presencia de sólidos/arena es posible en el cuello de pesca).
- \_ Acceso a las zonas bajas de la completación es restringida al ID mínimo (2.169") del niple del No-Go de 2.25" debajo de la válvula.

### **Recomendaciones:**

Las principales recomendaciones para la corrida de este BHA de completación son:

- \_ Previo a recuperar el equipo BES o el tapón de fondo se recomienda lavar su cabeza de pesca por posible depositación de basura.
- \_ Al utilizar packer no se lograría ventear el gas producido, por lo que se recomienda zonas con bajos valores de GOR, valores que puedan manejar los equipos BES.

En el anexo 3.3. se puede observar el diagrama del BHA de completación propuesto como opción 1 para producir una zona.

#### **3.1.7.2. OPCIÓN 2: BHA + PACKER + SFIV**

##### **Descripción:**

Esta opción de BHA de completación igualmente cuenta con una tubería de producción a la cual se encuentra unido el ensamble semi-permanente de la tecnología Zeitecs. En esta opción no se cuenta de un encapsulado, sino que bajo el ensamble semi-permanente se encuentra conectada una válvula *SFIV* (“*Surface Formation Isolation Valve*”) y por debajo de esta válvula se encuentran un niple de inyección de químicos y un Packer.

Se propone como opción para el control del pozo el uso de una válvula *SFIV* (“*Surface Formation Isolation Valve*”). De manera general, es una válvula de bola que se abre o se cierra dependiendo de la necesidad, controlando así el paso del fluido por la tubería de producción. La válvula es controlada desde superficie por

medio de dos líneas hidráulicas. En la figura 3. 5. se puede observar la válvula SFIV. En el anexo 3.4. se presenta las características técnicas de la válvula SFIV.

Como líneas propuestas a utilizar en la sarta de completación se tiene:

Una (1) Línea para suministro de energía eléctrica a la BES (cable de potencia).

Dos (2) líneas hidráulicas para el control de la abertura y cierre de la válvula FCV.

Una (1) línea hidráulica utilizada para la inyección de químicos.



**Figura 3. 5.** Válvula SFIV y bola de sellado.

**Fuente:** (Schlumberger, 2017).

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### **Beneficios:**

Como principales beneficios de esta opción de BHA de completación se tiene:

- \_ Completo control de la apertura y cierre de la válvula desde superficie.
- \_ Prueba de presión de la sarta de completación contra la SFIV mientras se prueba la válvula de control.
- \_ Al utilizar packer, el control del pozo durante intervenciones se llevaría a cabo mediante la apertura o cerrado de la válvula SFVI
- \_ Acceso seguro a la sección baja de la completación sin necesidad de retirar ningún tapón.
- \_ Al incluir un packer, este ayudará a la parte de estándares de control de pozos, actuando como una barrera mecánica y previniendo la producción de algún fluido por el espacio anular.
- \_ Ahorro en costos del fluido de control.

#### **Inconvenientes:**

Los principales inconvenientes identificados son:

- \_ SFIV tiene un costo mayor que la FCV.
- \_ No se cuenta con disponibilidad inmediata de SFIV.
- \_ Al incluir un packer, este ayudará a la parte de estándares de control de pozos, actuando como una barrera mecánica y previniendo la producción de algún fluido por el espacio anular.
- \_ Al utilizar packer, el control del pozo durante intervenciones se llevaría a cabo solo mediante la apertura o cerrado de la válvula SFIV

### **Recomendaciones:**

Las principales recomendaciones para la corrida de este BHA de completación son:

- \_ Previo a recuperar el equipo BES se recomienda lavar su cabeza de pesca por posible depositación de basura.
- \_ Al utilizar packer no se lograría ventear el gas producido, por lo que se recomienda zonas con bajos valores de GOR, valores que puedan manejar los equipos BES.

En el anexo 3.5. se puede observar el diagrama del BHA de completación propuesto como opción 2 para producir de dos (2) zonas.

### **3.1.7.3. OPCIÓN 3: BHA + FCV/SFIV SIN PACKER**

#### **Descripción:**

Es esta opción igual que las anteriores se cuenta con tubería de producción y conectada a esta, se encuentra la estación de acoplamiento de la tecnología Zeitecs. En esta opción se propone utilizar una válvula FCV (*"Flow control valve"*) ó una válvula SFIV (*"Surface Formation Isolation Valve"*), pero en esta ocasión sin el uso de encapsulado ni packer. La válvula se encontraría ubicada por debajo de la estación de acoplamiento, controlando la entrada de fluido a la tubería de producción. Como se había explicado anteriormente si se utiliza la válvula FCV se necesitaría incluir un tapón en la parte inferior, para asegurar la entrada de fluido por la válvula. Pero si se utiliza la válvula SFIV el tapón no es necesario. Para el

uso de una u otra válvula se utilizaría las mismas líneas hidráulicas para su control desde superficie y para la inyección de químicos se propone un punto de inyección.

Como líneas propuestas a utilizar en la sarta de completación se tiene:

Una (1) línea para suministro de energía eléctrica a la BES (cable de potencia).

Dos (2) líneas hidráulicas para el control de la abertura y cierre de la válvula FCV ó SFIV.

Una (1) línea hidráulica utilizada para la inyección de químicos.

### **Beneficios:**

Como principales beneficios de esta opción de BHA de completación se tiene:

- \_ Costos menores a las dos opciones anteriores.
- \_ Completo control de la apertura y cierre de la válvula desde superficie.
- \_ Configuración BHA de fondo de menor complejidad que las dos opciones anteriores.
- \_ Al no utilizar packer se lograría el venteo del gas producido por el espacio anular
- \_ Si se utilizara SFIV se tendría acceso a la sección baja de la completación sin necesidad de retirar ningún tapón.
- \_ No se utilizaría un dispositivo de inyección de químicos, solamente se establecería un punto de inyección en el estabilizador con la línea de inyección.

### **Inconvenientes:**

Los principales inconvenientes identificados son que:

- \_ Si se utilizara válvula FCV, se requeriría que unidad de tubería flexible (Coiled Tubing) retire el tapón, caso contrario no es posible el acceso al reservorio. Además, el acceso de equipos es restringido al ID mínimo (2.169") del niple del No-Go de 2.25" debajo de la válvula.
- \_ SFIV tiene un costo mayor que la FCV.

- \_ Al no utilizar packer, para el control de pozos, se necesitaría inyectar fluido por el anular, estableciendo así una barrera que prevenga la producción de algún fluido por el espacio anular.

### **Recomendaciones:**

Las principales recomendaciones para la corrida de este BHA de completación son:

- \_ Previo a recuperar el equipo BES o el tapón de fondo se recomienda lavar su cabeza de pesca por posible depositación de basura.

En el anexo 3.6. se puede observar el diagrama del BHA de completación propuesto como opción 3 para producir de 1 zona.

Nota: En este estudio, se considera todas las opciones anteriormente descritas en el análisis económico para una posible aplicación de la tecnología Zeitecs.

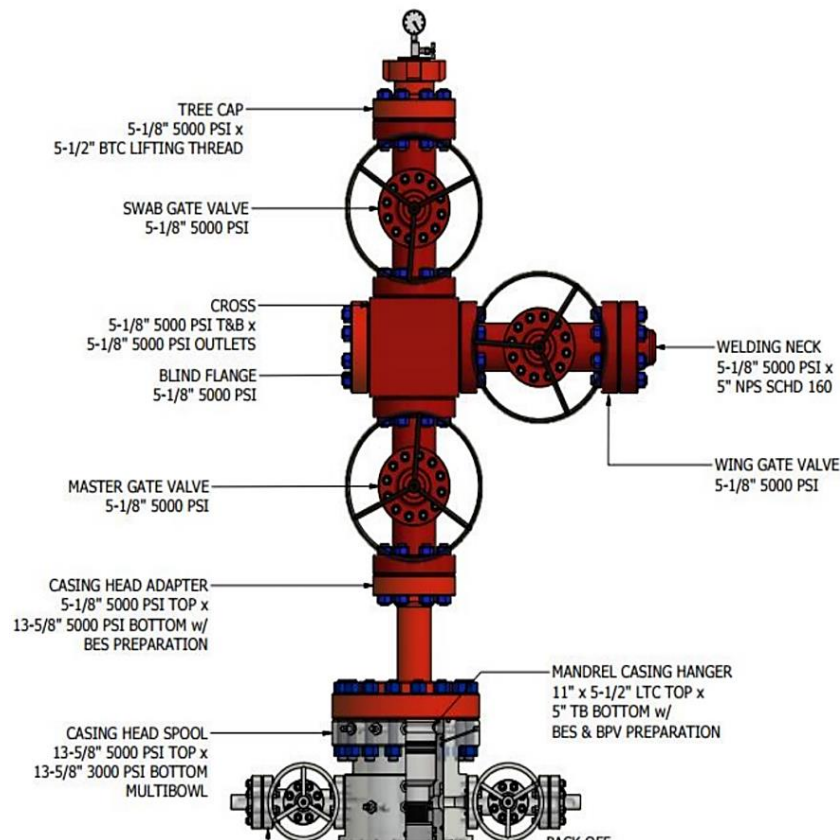
#### **3.1.7.4. CONSIDERACIONES TAMAÑO EQUIPOS BES**

Por el tamaño del equipo Zeitecs que está siendo analizado (series 550, tercera generación), se necesita utilizar tubería de producción de 5 ½" 17 lb/ft. Esta consideración conlleva a que se deba utilizar equipos BES cuyo máximo OD sea menor al ID de la tubería de producción de 5/12" 17 lb/ft (ID=4.892"). Bajo esta condición se tiene que los equipos BES compatibles para poder ser corridos con el equipo Zeitecs sean los equipos con bombas series 400, y motores series 456, es decir cuyos máximos OD sean 4" y 4.56". Igualmente, los demás componentes del sistema de bombeo electrosumergible deben estar acorde a esa condición.

#### **3.1.7.5. CABEZAL DEL POZO**

Para la aplicación de la tecnología Zeitecs es necesario que el cabezal a utilizar este configurado de manera tal, que permita el paso del ensamblaje recuperable con el equipo BES a través de la válvula maestra y posea un arreglo de válvulas 5-1/8" 5000 psi. Adicionalmente en esta configuración el colgador deberá soportar

una tubería de producción de 5 ½" 17 lb/ft. El esquema del cabezal propuesto se puede observar en la figura 3. 6.



**Figura 3. 6.** Principales componentes cabezal modificado para la aplicación de la tecnología Zeitecs

**Fuente:** Schlumberger, 2017.

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.1.7.6. MECANISMO DE RECUPERACIÓN DE EQUIPOS BES.

Como principal mecanismo para la recuperación de equipos BES se prefirió utilizar la unidad de tubería flexible, debido a que la unidad puede manejar pesos mayores en caso de alguna eventualidad durante la recuperación del equipo BES, permite la limpieza de basura depositada en la cabeza del pescado antes de extraer el sistema BES y además con el mismo equipo, si se requiere, se puede realizar trabajos de estimulación, squeeze o re-cañoneo una vez extraído el sistema BES.

En el anexo 3.7 se presenta la propuesta de la sarta para utilizarse en la recuperación del equipo BES con unidad de tubería flexible.

### 3.2. ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS

Se dio la apertura y oportunidad a analizar a cuatro (4) pozos para una posible aplicación de la tecnología Zeitecs. Se consideró estos pozos, debido a :

- Son pozos que se utiliza o planea utilizar bombeo electrosumergible como sistema levantamiento artificial.
- Las condiciones de alta presión del yacimiento (Hollín Superior) permiten que el equipo BES pueda ser asentado en la sección de 9 5/8". Por condiciones de sumergencia de bomba BES.
- Son pozos con bajos registros de GOR
- Son pozos planeados a ser perforados o a realizarse trabajos de reacondicionamiento (re-cañoneo, estimulación).
- Son pozos cuyo estado mecánico es bueno.
- No tienen registros de producción de sólidos.
- En condiciones futuras podrían necesitar trabajos de reacondicionamiento (estimulación, re-cañoneo).

De ser posible la aplicación de la nueva tecnología en los pozos, ayudarían a evaluar el verdadero valor añadido de la nueva tecnología para el desarrollo de las operaciones de cambio de equipo BES en el campo y a futuro con los resultados obtenidos poder tomar decisiones sobre la aplicación de estos nuevos sistemas.

Los pozos considerados son:

- JP-014 (Nuevo)
- JP-016 (Nuevo)
- JP-001 (Existente)
- JP-006 (Existente)



Nota: Los pozos anteriormente establecidos se los considera pozos genéricos cuyo fin es ayudar en la evaluación de una posible aplicación de la tecnología Zeitecs.

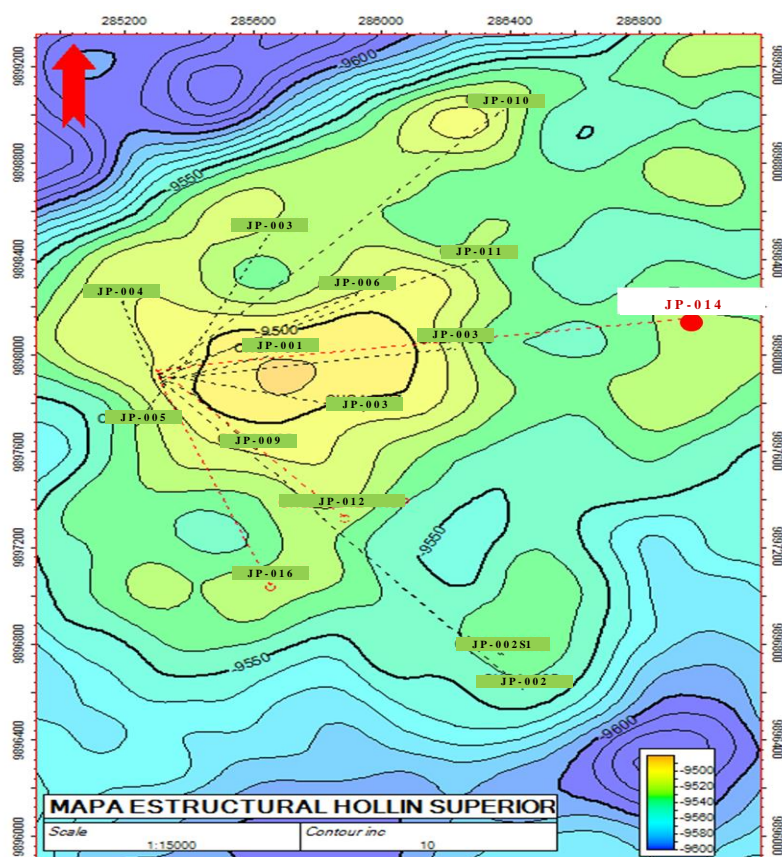
### 3.2.1. JP-014

El pozo JP-014 es un pozo que está planificado ser perforado en la plataforma JP Sur-A001, y ser un pozo productor, direccional, con perfil tipo “J” modificado. Se estima que el pozo se encuentre ubicado en las coordenadas UTM presentadas en la tabla 3.1. En la figura 3.9. se puede observar la ubicación del pozo JP-014.

**Tabla 3. 1.** Coordenadas UTM ubicación pozo JP-014

	COORDENADAS DE SALIDA	COORDENADAS DE LLEGADA
N (m)	9897932.68	9898150.00
E (m)	285304.05	286930.00

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.



**Figura 3. 7.** Ubicación propuesta pozo JP-014.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

El pozo está planeado ser construido en 4 secciones (de 26", 16", 12 ¼" y 8 ½") hasta alcanzar una profundidad total de 12362' MD/10783.74' TVD, cumpliendo con los objetivos primarios y secundarios presentados en la tabla 3.2.

**Tabla 3. 2.** Coordenadas UTM ubicación pozo JP-014

Objetivo	Arenisca	Tope formación MD ( ft )	Tope formación TVD ( ft )
Primario	Hollín Superior	12150	10584
Secundario	T Inferior	11966	10413
Secundario	U Inferior	11677	10150
Secundario	U Superior	11587	10069

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas

Los topes y bases estimados de las areniscas se los obtuvo mediante el anexo 3.8. donde se aprecia los topes estimados de todas las formaciones que se planea atravesar durante la perforación.

Las características generales de los objetivos primario y secundarios se presentan en la tabla 3. 3.

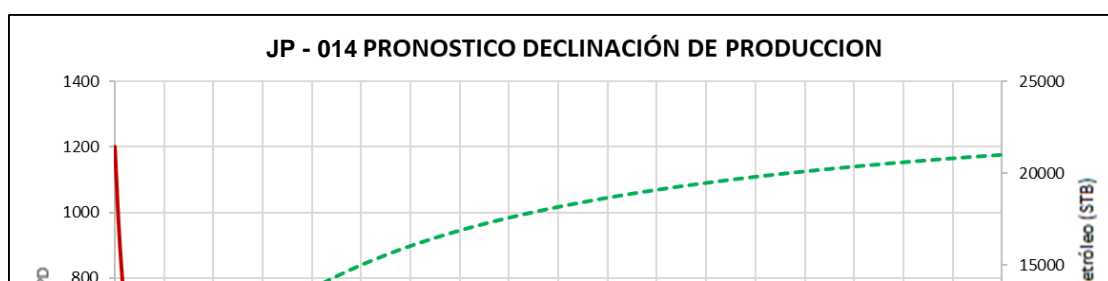
**Tabla 3. 3.** Generalidades de objetivos primario y secundarios pozo JP-014

<b>Reservorio</b>	Arenisca U Superior	Arenisca U inferior	Arenisca T inferior	Arenisca Hollín Superior
<b>Objetivo</b>	Secundario	Secundario	Secundario	Primario
<b>Espesor de Pago</b>	5-10	10-15	10-15	15-20

Anticipado (ft)				
<b>Litología (**)</b>	Arenisca cuarzosa, café clara, hialina, translúcida a transparente, friable, de grano fino, sub redondeado a redondeada, moderada clasificación, matriz arcillosa, cemento calcáreo, buena porosidad inferida, Con presencia de glauconita. Pobre a regular manifestación de Hidrocarburo.	Arenisca cuarzosa, café clara, café oscura, hialina translúcida, friable, tamaño de grano fino, subredondeado, moderada selección, matriz arcillosa. Pobre – Regular manifestación de hidrocarburo.	Arenisca cuarzosa, café clara, café oscura, hialina, transparente a translúcida, friable, tamaño de grano fino a medio, subredondeado, moderada selección, matriz arcillosa. Pobre – Regular manifestación de hidrocarburo.	Arenisca cuarzosa, blanca a café clara, translúcida a subtransparente, friable, de grano medio, sub redondeado a redondeada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento calcáreo, buena porosidad inferida, Con presencia de glauconita. Regular manifestación de Hidrocarburo.
<b>Presión de Reservorio (psi)</b>	2000	2200-3000	3300-3600	4000-4300
<b>Grado API del petróleo anticipado (60°F)</b>	18	16.5	19.0	33
<b>Pozo en producción más cercano</b>	JP-002S1	JP-005	JP-002S1	JP-007
<p>(*) <b>Referencia de Presiones:</b> Análisis de presiones Shaya luego de XPT JP-009 (septiembre 2016)</p> <p>(**) <b>Referencia Litológica:</b> Pozo JP-011; JP-008,</p>				

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Modificada por:** Juan Pablo Salinas V.

Según el pronóstico de producción provisto por ingeniería se estima que el aporte inicial para la arenisca hollín superior sea de 1400 BFPD, 1200 BPPD y BSW 14%. En la figura 3.8. se puede observar la curva de declinación de la producción de petróleo del pozo JP-014.



**Figura 3. 8.** Pronostico declinación de producción de petróleo pozo JP-014.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborada por:** Juan Pablo Salinas V.

El registro de desviación del pozo (“*survey*”) presentado en el plan direccional para el pozo JP-01 muestra que se tiene planeado manejar DLS de 1.10, y una inclinación máxima de 34.7 grados durante la perforación del pozo. Sin embargo, estos valores varían durante la ejecución de la perforación, por lo que deben ser verificados con los registros de desviación del pozo (“*survey*”) una vez perforado el pozo. El registro de desviación del pozo (“*survey*”) planeado para el pozo JP-014 se presenta en el anexo 3.9

Las tuberías de revestimiento planeadas a utilizarse durante la ejecución de la perforación son nuevas, siendo su distribución presentada en la tabla 3.4.

**Tabla 3. 4.** Distribución de tubería de revestimiento pozo JP-014

OD (in)	Grado	Lb/pie	Conexión	ID (in)	Drift (in)	P. Interna (Psi)	Resist. colapso (psi)	Resist. tensión (Klbs)	Prof. pies MD	
20	K-55	94	BTC	19.124	18.397	2110	520	1479	0	250
13 3/8	K-55	54.5	BTC	12.615	12.459	2730	1130	1038	0	1800
13 3/8	K-55	68	BTC	12.415	12.259	3451	1943	1300	1800	3300

13 3/8	K-55	72	BTC	12.347	12.290	3700	2230	1973	3300	6960
9 5/8	N-80	47	BTC	8.681	8.525	6870	4750	1086	0	7800
9 5/8	N-80	53.5 (SD)	BTC	8.535	8.5	7930	6620	1244	7800	11540
7 (L)	P-110	29 (SD)	BTC	6.276	6.125	11220	8530	955	11340	12362

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificada por:** Juan Pablo Salinas

Analizando la información anteriormente descrita del pozo JP-014, se puede resumir que:

- \_ El objetivo primario del pozo JP-014 es la arenisca hollín superior cuya presión de reservorio es de alrededor de 4300 psi.
- \_ Caso que no se produzca del objetivo primario se deberá analizar si la presión del objetivo secundario permite que la bomba ubicada en la sección de 9 5/8" trabaje en condiciones óptimas de sumergencia.
- \_ El pozo JP-014 tiene esperado una producción de 1400 BFPD, 1200 BPPD y BSW de 14%.
- \_ Al correr la tecnología Zeitecs con un máximo OD de 6.210", no podría ingresar en la sección de 7" (ID = 6.276"), por lo que debe ser asentado en la sección de 9 5/8" en donde se tiene una configuración de tubería de 47 lb/ft (ID = 8.681") y 53.5lb/ft SD (ID = 8.535").
- \_ La tubería de producción que se utilizaría es de 5 ½ 17 lb/ft en lugar de la tubería de 3 ½ 9.3 lb/ft, que normalmente es utilizada. Esto para que el sistema Zeitecs con la bomba BES pueda ingresar en el interior de la tubería.
- \_ Como la tubería de producción a utilizarse es de 5 ½ 17lb/ft, el cabezal a emplearse debe tener la configuración descrita anteriormente el literal de configuración de cabezal.

- La información direccional del pozo debe ser verificada una vez perforado el pozo, para confirmar que el sector en la sección de 9 5/8", tenga condiciones adecuadas para poder asentar el equipo Zeitecs con bomba BES, se recomienda valores bajos de DLS y que este sector sea de sección vertical.
- Como es un pozo nuevo, se espera que se encuentre en muy buenas condiciones mecánicas, sin embargo, se debe revisar los registros de cementación del pozo para confirmar el estado y condición del cemento en la zona de interés.

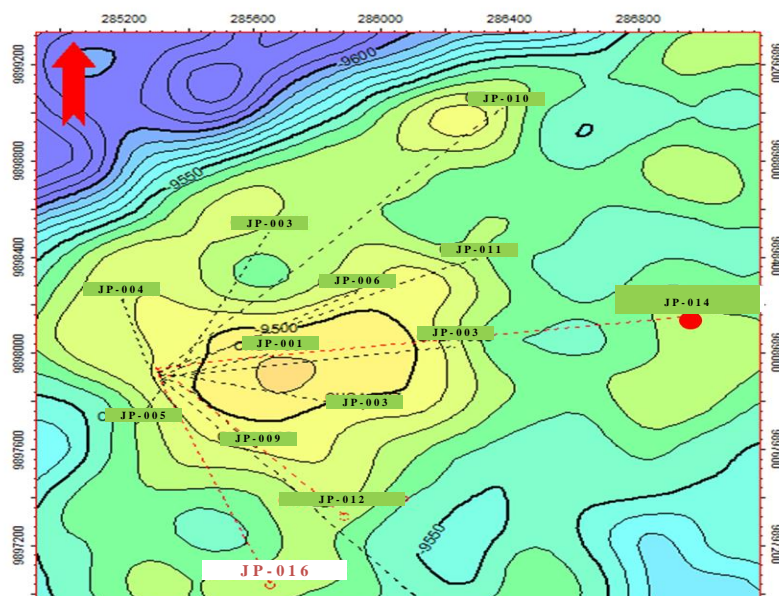
### 3.2.2. JP-016

El pozo JP-016 es un pozo que está planificado ser perforado en la plataforma JP Sur-A001, y ser un pozo productor, direccional, con perfil tipo "J" modificado. Se estima que el pozo se encuentre ubicado en las coordenadas UTM presentadas en la tabla 3.5. En la figura 3.9. se puede observar la ubicación del pozo JP-016.

**Tabla 3. 5.** Coordenadas UTM ubicación pozo JP-016

	COORDENADAS DE SALIDA	COORDENADAS DE LLEGADA
N (m)	9897943.91	9897050.00
E (m)	285299.82	285650.00

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.



**Figura 3. 9.** Ubicación propuesta pozo JP-016.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

El pozo planea alcanzar una profundidad total de 11449' MD/10834' TVD, cumpliendo con los objetivos primarios y secundarios presentados en la tabla 3.6

**Tabla 3. 6.** Objetivos primarios y secundarios pozo JP-016

Objetivo	Arenisca	Tope formación MD ( ft )	Tope formación TVD ( ft )
Secundario	Hollín Inferior	11232	10620
Primario	Hollín Superior	11174	10563
Secundario	T Inferior	11007	10399
Secundario	U Inferior	10743	10143
Secundario	U Superior	10655	10059

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas

Los topes y bases estimados de las areniscas se los obtuvo mediante el anexo 3.10. donde se aprecia los topes estimados de todas las formaciones.

Las características generales de los objetivos primario y secundarios se presentan en la tabla 3.7.

**Tabla 3. 7.** Generalidades de objetivos primario y secundarios pozo JP-016

Reservorio	Arenisca U Superior	Arenisca U inferior	Arenisca T inferior	Arenisca Hollín Superior	Arenisca Hollín

					Inferior
<b>Objetivo</b>	Secundario	Secundario	Secundario	Primario	Secundario
<b>Espesor de Pago Anticipado (ft)</b>	5-10	10-15	10-15	15-20	10-15
<b>Litología (**)</b>	Arenisca cuarzosa, café clara, hialina, translúcida a transparente, friable, de grano fino, sub redondeado a redondeada, moderada clasificación, matriz arcillosa, cemento calcáreo, buena porosidad inferida, Con presencia de glauconita. Pobre a regular manifestación de Hidrocarburo.	Arenisca cuarzosa, café oscura, translúcida, friable, tamaño de grano fino, subredondeado, moderada selección, matriz arcillosa. Pobre – Regular manifestación de hidrocarburo.	Arenisca cuarzosa, café clara, café oscura, hialina, translúcida, friable, tamaño de grano fino subredondeado, moderada selección, matriz arcillosa. Pobre – Regular manifestación de hidrocarburo.	Arenisca cuarzosa, blanca a café clara, translúcida a subtransparente, friable, de grano medio, sub redondeado a redondeada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento calcáreo, buena porosidad inferida, Con presencia de glauconita. Regular manifestación de Hidrocarburo.	Arenisca cuarzosa, café clara, blanca translúcida opaca, friable a suelta, de grano fino a medio, subredondeado a redondeada, moderada selección regular e/p matriz arcillosa, cemento no visible, regular porosidad inferida. Regular manifestación de Hidrocarburo.
<b>Presión de Reservorio (psi)</b>	2000	2200-3000	3300-3600	4000-4300	4300-4500
<b>Grado API del petróleo anticipado (60°F)</b>	18	16.5	19.0	33	33
<b>Pozo en producción más cercano</b>	JP-002S1	JP-005	JP-002S1	JP-007	JP-001
<p>(*) <b>Referencia de Presiones:</b> Análisis de presiones Shaya luego de XPT JP-009 (septiembre 2016)</p> <p>(**) <b>Referencia Litológica:</b> Pozo JP-011; JP-008,</p>					

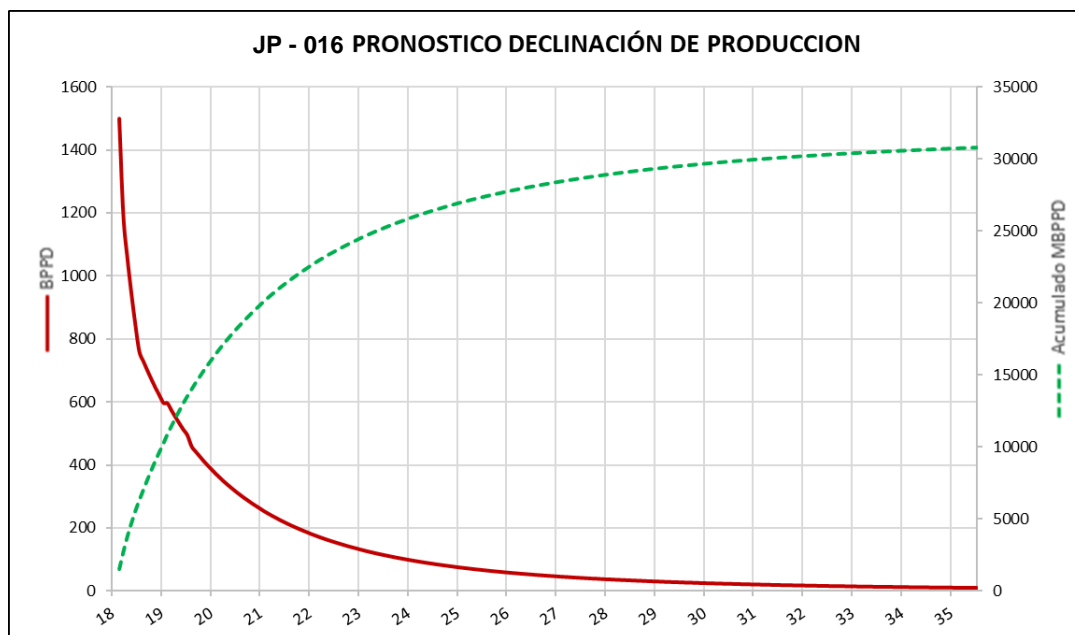
**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificada por:** Juan Pablo Salinas

Según el pronóstico de producción provisto por ingeniería se estima que el aporte inicial del pozo JP-016 en la arenisca hollín superior sea de 2000 BFPD, 1500 BPPD



y BSW 25%. En la figura 3.10. se puede observar la curva de declinación de la producción de petróleo del pozo JP-016.



**Figura 3. 10.** Pronostico declinación de producción de petróleo JP-016.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

Información sobre el aspecto direccional del pozo, se encuentra en etapa de planificación. Sin embargo, aun con los datos planificados, esta información debe ser verificada una vez perforado el pozo, para poder confirmar las condiciones reales de pozo.

La distribución de tuberías de revestimiento y definición de sus profundidades igualmente se encuentra en etapa de planeación, sin embargo, según los estándares utilizados en la construcción de pozos, se tendría considerado a utilizarse las tuberías propuestas en la tabla 3.8. Sin embargo, estos valores deben ser confirmados una vez perforado el pozo.

**Tabla 3. 8.** Distribución de tubería de revestimiento pozo JP-016

OD (in)	Lb/pie	Conexión	ID (in)	Drift (in)
20	94	BTC	19.124	18.397
13 3/8	54.5	BTC	12.615	12.459
13 3/8	68	BTC	12.415	12.259
13 3/8	72	BTC	12.347	12.290
9 5/8	47	BTC	8.681	8.525

9 5/8	53.5 (SD)	BTC	8.535	8.5
7 (L)	29 (SD)	BTC	6.276	6.125

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificada por:** Juan Pablo Salinas

Analizando la información anteriormente descrita del pozo JP-016, se puede resumir que:

- \_ El pozo JP-016 tiene cuatro (4) objetivos secundarios y uno (1) primario, siendo este último la arenisca Hollín Superior con una presión de reservorio de alrededor de 4500 psi
- \_ Caso que no se produzca del objetivo primario se deberá analizar si la presión del objetivo secundario permite que la bomba ubicada en la sección de 9 5/8" trabaje en condiciones óptimas de sumergencia.
- \_ El pozo JP-016 se tiene esperado una producción inicial de 2000 BFPD, 1500 BPPD y un BSW de 25%.
- \_ Al correr la tecnología Zeitecs con un máximo OD de 6.210", no podría ingresar en la sección de 7" (ID = 6.276"), por lo que debe ser asentado en la sección de 9 5/8" en donde se tiene una configuración de tubería de 47 lb/ft (ID = 8.681") y 53.5 SD (ID = 8.535").
- \_ La tubería de producción que se utilizaría es de 5 ½ 17 lb/ft en lugar de la tubería de 3 ½ 9.3 lb/ft, que normalmente es utilizada. Esto para que el sistema Zeitecs con la bomba BES pueda ingresar en el interior de la tubería.
- \_ Como la tubería de producción a utilizarse es de 5 ½ 17lb/ft, el cabezal a emplearse debe tener la configuración descrita anteriormente el literal de configuración de cabezal.
- \_ La información direccional del pozo debe ser verificada una vez perforado el pozo, para confirmar que el sector en la sección de 9 5/8", tenga condiciones adecuadas para poder asentar el equipo Zeitecs con bomba BES, se recomienda valores bajos de DLS y que este sector sea de sección vertical.
- \_ Como es un pozo nuevo, se espera que se encuentre en muy buenas condiciones mecánicas, sin embargo, se debe revisar los registros de

cementación del pozo para confirmar el estado y condición del cemento en la zona de interés.

### 3.2.3. JP-001

#### 3.2.3.1. ANTECEDENTES DEL POZO

El pozo JP-001 es un pozo tipo “S” que fue perforado entre agosto y septiembre de 2014 e inmediatamente completado para producir la arena Hollín Inferior intervalo de 10744´ a 10754´ (10 ft) con sistema de bombeo Hidráulico.

En mayo del 2016, se realizó el trabajo de reacondicionamiento 02 con objetivo de re-disparar el intervalo de Hollín Inferior 10744´-10754´ (10´) MD y apertura de intervalos adicionales de la arena Hollín Superior de 10718´-10744´ (26´) MD para producir en conjunto las dos arenas mediante bombeo electrosumergible. La producción después del trabajo de reacondicionamiento 02 al 14 de mayo del 2016 fue: BFPD = 2864, BPPD = 1432, BSW = 50%.

La producción del pozo muestra una considerable declinación en el aporte de fluido, siendo el 19 de diciembre del 2016: BFPD = 765, BPPD = 275, BSW = 64%.

En vista de la declinación de producción del pozo, se decide proponer el trabajo de re-disparos a los intervalos actualmente abiertos de Hollín Inferior y de Hollín Superior. Este trabajo está planeado a realizarse a inicios del 2018.

#### 3.2.3.2. UBICACIÓN DEL POZO

El pozo JP-001 se encuentra ubicado en la parte sur de la estructura, con las coordenadas UTM presentadas en la tabla 3.9. En la figura 3.11. se puede observar la ubicación del pozo JP-001.

**Tabla 3. 9.** Coordenadas UTM ubicación pozo JP-001

	COORDENADAS DE SALIDA	COORDENADAS DE LLEGADA
N (m)	9897895.13	9897992.64

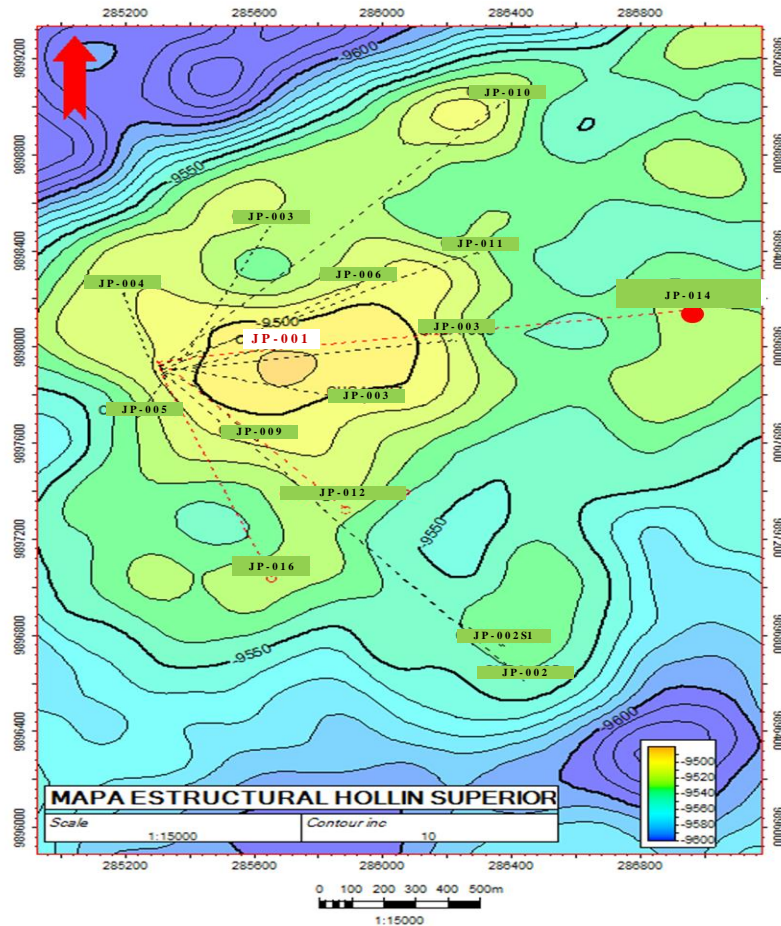
E (m)

285318.01

285659.80

Fuente: (Shaya Ecuador S.A, 2017)

Elaborado por: Juan Pablo Salinas V.



**Figura 3. 11.** Ubicación pozo JP-001.

Fuente: (Shaya Ecuador S.A, 2017)

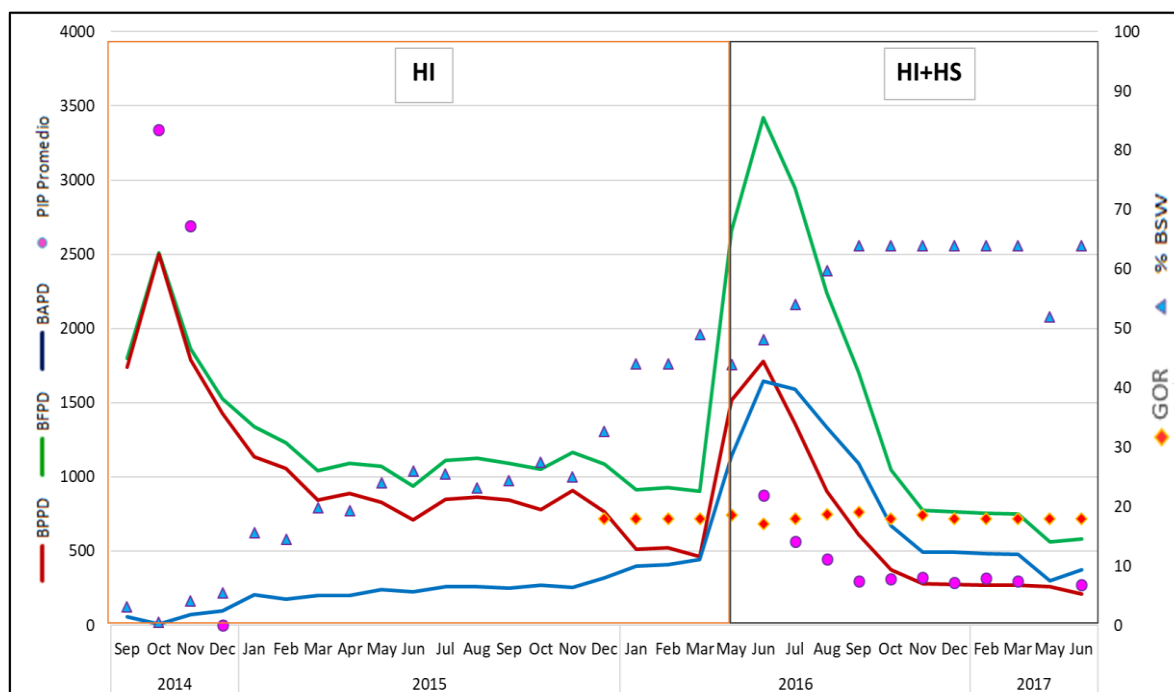
Modificado por: Juan Pablo Salinas V.

### 3.2.3.3. HISTÓRICO PRODUCCIÓN

El pozo JP-001, empezó a producir en septiembre del 2014 del reservorio Hollín inferior, con caudal inicial de 1564 BFPD con 1533 BPPD y 2% de BSW, más tarde el 2 de marzo del 2016 se tenía una producción de 929 BFPD con 502 BPPD y 46% de BSW.

Después del trabajo de reacondicionamiento 02, se empieza a producir conjuntamente de las arenas hollín Inferior y hollín Superior con un aporte de 2,864 BFPD, 1,432 BPPD y 50% BSW, prueba del 14 de mayo del 2016.

Durante finales del 2016 se ve que la producción ha venido declinando considerablemente. La prueba realizada al 26 de junio de 2017 muestra que la producción es de 582 BFPD, 209.52 BPPD y 64% BSW. Los últimos registros del GOR muestran que se ha mantenido bajo en un promedio de 18 Scf/Stb. En la figura 3.12. se presenta historial de producción del pozo JP-001.



**Figura 3. 12.** Historial de producción del pozo JP-001

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.2.3.4. PARÁMETROS PVT

Para la presión promedio del reservorio de las arenas Hollín Inferior y Hollín Superior se tomó como referencia el registro tomado el 18 de septiembre del 2016 en el pozo vecino JP-009. En la tabla 3.10. se presenta el resumen de presiones de reservorio para el pozo JP-001.

**Tabla 3. 10.** Presiones de reservorio HI & HS JP-001

Presión de reservorio pozo JP-001		
Arena	Presión promedio reservorio	Unidades
Hollín superior	4360	Psi

Hollín inferior	4600	Psi
-----------------	------	-----

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

Al no tener información PVT exclusiva para el pozo JP-001 se tomó como referencia la información PVT del pozo CNA-004 para la arena Hollín superior y los datos PVT del pozo CNA-001 para la arena Hollín Inferior. En la tabla 3.11. se presenta los parámetros PVT considerados para el pozo JP-001.

**Tabla 3. 11.** Parámetros PVT pozo JP-001

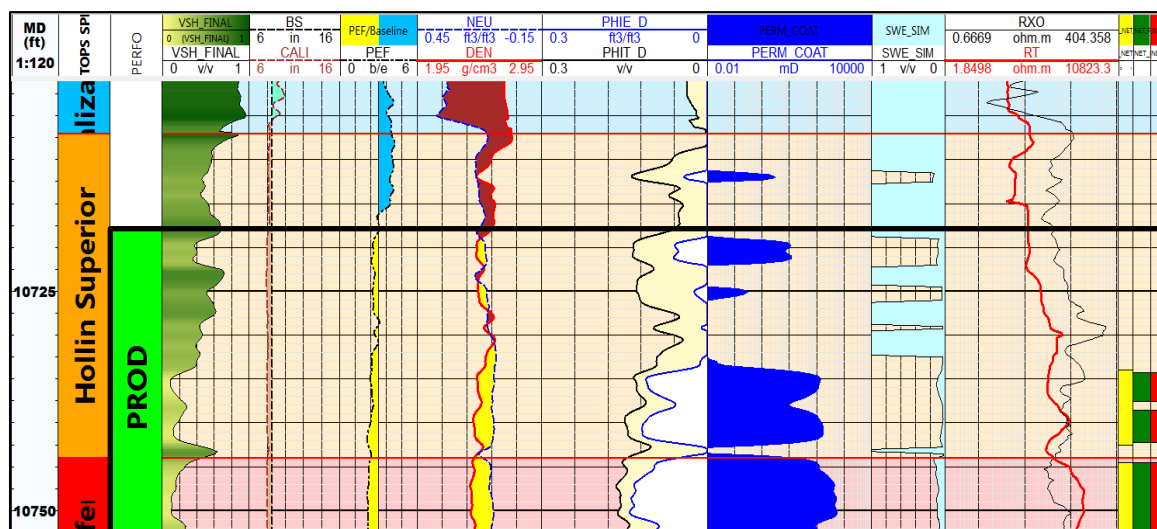
Parámetros	Unidades	Hollín Superior	Hollín Inferior
<b>Fuente</b>		CNA-004	CNA-001
<b>Fecha</b>	dd/mm/aa	27-Jul-85	27-Jul-85
<b>Temperatura reservorio</b>	°F	230	199
<b>Presión burbuja</b>	Psia	170	65
<b>Rs</b>	SCF/STB	33	9
<b>Viscosidad petróleo @ Pi</b>	Cp	2.88	1.86
<b>Viscosidad petróleo @ Pb</b>	Cp	2.12	1.43
<b>FVF</b>	RB/STB	1.1920	1.1090
<b>Gravedad específica gas</b>	-	0.8858	1.1227
<b>Gravedad específica agua</b>	-	1.02	1.03
<b>API</b>	°API	32.6	32.6

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V

### 3.2.3.5. PARÁMETROS PETROFÍSICOS

En la figura 3.13, se puede observar el registro eléctrico a la profundidad de los reservorios hollín inferior y hollín superior y en la tabla 3.12. se presenta el resumen de los parámetros de porosidad, saturación de agua y permeabilidad considerados para el pozo JP-001.



**Figura 3. 13.** Registro eléctrico a la profundidad de los reservorios hollín inferior y hollín superior.

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V

**Tabla 3. 12.** Resumen parámetros petrofísicos del pozo JP-001

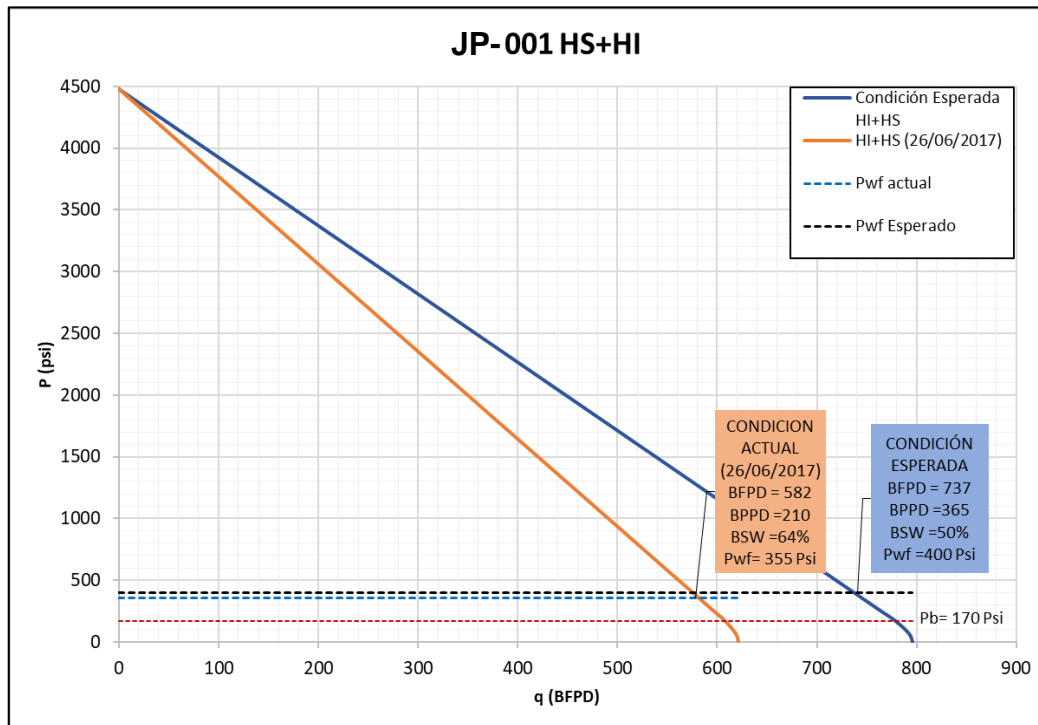
Parámetros		
Arena	HS	HI
Espesor zona de pago	26	55
Porosidad ( $\phi$ ), % Promedio	12	14.2
Saturación de Agua ( $S_w$ ), %	18.6	12.2
Permeabilidad Absoluta (mD)	130	470

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.2.3.6. CURVA IPR

Para la elaboración de la curva IPR del pozo JP-001, se utilizó una presión promedio de reservorio de 4480 psi y la prueba de producción del 26 de junio de 2017, donde se registró 582 BFPD, 210 BPPD y 64% BSW (HS: 233 BFPD, 84 BPPD, 64% BSW y HI: 349 BFPD, 126 BPPD, 64 % BSW). Adicionalmente se utilizó 355 psi de presión de fondo fluyente, presión corregida a profundidad media de los perforados de 10,577 ft TVD mediante presión de intake 275 y el gradiente de presión. En la figura 3.14. se presenta la curva IPR a la condición actual, condición con información del 26 de junio del 2017.

Adicionalmente se presenta la curva IPR esperada después del trabajo de reacondicionamiento, esta curva fue calculada a partir de los datos de la condición esperada de: 737 BFPD, 365 BPPD, 50% BSW una presión de fondo fluyente de 400 Psi y conservando la presión de reservorio de 4480 Psi. En la figura 3.15 se presenta la curva IPR esperada en comparación con la actual.



**Figura 3. 14.** Curva IPR Hollín Inferior + Hollín Superior condición actual (26 junio del 2017).

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

De los cálculos anteriores se obtuvo un índice de productividad de 0.14 para el fluido, y 0.05 BPPD/PSI para petróleo, con información de la prueba de producción del 15 de julio del 2017. Para la condición esperada se obtiene un índice de productividad de 0.2 para el fluido y 0.1 para el petróleo.

### 3.2.3.7. ESTADO MECÁNICO

En la tabla 3.13. se presenta las principales características de la tubería de revestimiento y de producción del pozo JP-001. Esta información fue obtenida del diagrama mecánico actual del pozo, el cual se puede observar en el anexo 3.11.



**Tabla 3. 13.** Características generales de las tuberías de revestimiento y producción, pozo JP-001

<b>DATOS TUBERÍA DE REVESTIMIENTO</b>			
<b>OD (in)</b>	<b>Peso (lb/ft)</b>	<b>ID(in)</b>	<b>Profundidad (ft)</b>
20	94	19.124	0 - 201
13 3/8	54.5 / 68	12.615 / 12.415	0 – 6566
9 5/8	47 / 53.5	8.681 / 8.535	0 - 10023
7	29 / 26	6.184 / 6.276	9871 – 11538
<b>DATOS TUBERÍA DE PRODUCCIÓN</b>			
<b>OD (in)</b>	<b>Peso (lb/ft)</b>	<b>ID(in)</b>	<b>Profundidad (ft)</b>
3 1/2	9.3	2.992	10546.9

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

Del registro direccional del pozo presentado en el anexo 3.12. se puede observar que en la sección de 9 5/8” a la profundidad del tope del liner se tiene valores bajos de DLS e inclinación. En la tabla 3.14. se presenta el resumen de los valores de DLS e inclinaciones a diferentes profundidades.

**Tabla 3. 14.** Resumen registro direccional a profundidad de Tope Liner y perforados JP-001

<b>MD (ft)</b>	<b>TVD (ft)</b>	<b>Inclinación (Grados)</b>	<b>DLS (°/100ft)</b>	<b>Observaciones</b>
9687	9524.293	0.2	0.248	
9784	9621.293	0.2	0.164	
9879	9716.292	0.15	0.146	Tope Liner
9948	9785.292	0.23	0.214	
10115	9952.291	0.1	0.109	
10178	10015.29	0.09	0.032	
10301	10138.29	0.06	0.074	
10397	10234.29	0.31	0.307	
10491	10328.29	0.41	0.201	
10588	10425.29	0.28	0.143	
10675	10512.29	0.3	0.398	
10779	10616.28	0.34	0.05	Perforados
10875	10712.28	0.35	0.29	
10970	10807.28	0.4	0.107	
11065	10902.28	0.54	0.156	

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

El pozo JP-001 es un pozo relativamente nuevo, y mecánicamente se encuentra en buenas condiciones para ejecución de trabajos de reacondicionamiento. Los registros de cemento muestran buenas condiciones de cemento en la zona de

las arenas hollín superior y hollín inferior. En el anexo 3.13. se puede observar el registro de cemento de la zona analizada.

Las principales características del cabezal actual del pozo JP-001 se presentan en la tabla 3.15.

**Tabla 3. 15.** Características Cabezal Pozo JP-001

SECCIÓN "A"	
MARCA	MISSION PETROLEUM
MODELO	SLIP LOCK
CONEXIÓN INFERIOR	13-3/8"
CONEXIÓN SUPERIOR	13-5/8"3000
SALIDAS LATERALES	2" LP
SECCIÓN "B"	
MARCA	MISSION PETROLEUM
MODELO	BRIDA
CONEXIÓN INFERIOR	13-5/8"3000
CONEXIÓN SUPERIOR	13-5/8"5000
SALIDAS LATERALES	2EA VÁLVULAS 2-1/16" 5000 PSI BRIDA
X-MAS TREE	
MARCA	MISSION PETROLEUM
MODELO	BRIDA
VÁLVULA MASTER	3-1/8" 5000 PSI
TEE / CROSS	3-1/8" 5000 PSI
VÁLVULA WING IZQ.	N/A
VÁLVULA WING DER.	3-1/8" 5000 PSI
VÁLVULA SWAP	3-1/8" 5000 PSI
TREE CAP	3-1/8" 5000 PSI X 3-1/2" EUE
TUBING HEAD ADAPTER	13-5/8"5000 X 3-1/8" 5000
ADICIONALES	MULTIPACK 2-1/4" UNC X 3/8" NPT CONECTOR BES 2-3/8" NC

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

Analizando la información anteriormente descrita del pozo JP-001, se puede resumir que:

- \_ El pozo JP-001 se encuentra produciendo actualmente de las formaciones hollín inferior 10744'-10754' (10') MD y hollín superior 10718'-10744' (26') MD. Cuyas presiones de reservorio promedio son 4600 y 4360 respectivamente (Referencia tomada del registro de presión del 18 de septiembre del 2016 en el pozo vecino JP-009).
- \_ Se planea realizar un trabajo de reacondicionamiento al pozo JP-001 a inicios del 2018 para re-cañonear los intervalos actualmente abiertos de hollín superior e inferior mejorando la producción del pozo.
- \_ La prueba de producción al 26 de junio muestra que la producción es de 582 BFPD, 209.52 BPPD y 64% BSW. Después del trabajo de reacondicionamiento se tiene esperado una producción de 737 BFPD, 365 BPDD con un BSW de 50%.
- \_ Según las últimas pruebas de producción del pozo JP-001, se han registrados valores bajos de GOR, en un promedio de 18 Sct/Stb.
- \_ Para la aplicación de la tecnología Zeitecs la tubería de producción actual de 3 1/2" 9.3lb/ft , necesitaría ser reemplazada por tubería de 5 1/2" 17lb/ft. Esto para que el sistema Zeitecs con la bomba BES pueda ingresar en el interior de la tubería de producción.
- \_ No existe ninguna restricción por parte del tamaño de la tubería de revestimiento de 9 5/8", debido a que su diámetro interno (47 lb/ft ID = 8.681" y 53.5 ID = 8.535") es mayor al máximo OD de la tecnología Zeitecs (Estación de acoplamiento OD = 6.210").
- \_ Se necesitaría realizar una modificación al cabezal del pozo JP-001, de modo que permita el paso del ensamblaje recuperable con el equipo BES, el colgador deberá soportar una tubería de producción de 5 1/2" 17 lb/ft en lugar de la tubería de 3 1/2 9.3lb/ft.
- \_ El pozo JP-001 fue perforado en entre agosto y septiembre del 2014, mecánicamente se encuentra en buenas condiciones y los registros de cemento muestran buenas condiciones de cemento en la zona de las arenas hollín superior y hollín inferior.
- \_ Del registro direccional del pozo se puede observar que en la sección de 9 5/8" a la profundidad del tope del liner, sector donde se planearía asentar el sistema Zeitecs con el equipo BES. tiene valores bajos de DLS e inclinación.

### 3.2.4. JP-006

#### 3.2.4.1. ANTECEDENTES DEL POZO

El pozo JP-006 es un pozo tipo “S” que fue perforado direccionalmente entre junio y julio del 2016 alcanzando una profundidad final de 11,310’ MD (10,839’ TVD). Se dispara y pone a producir la arena Hollín Superior en los intervalos 11040’-11045’ (5’) MD y 11053’-11070’ (17’) MD mediante bombeo electrosumergible.

Actualmente el equipo BES se encuentra apagado por sobre corriente y con un potencial problema mecánico en fondo. Con objetivo de optimizar la producción en el pozo se propuso re-disparar la arenisca “H Superior” en el intervalo 11,040’ – 11,045’ (5’) MD y 11,053’ – 11,070’ (17’) MD y realizar una estimulación matricial. Se espera realizar el este trabajo de reacondicionamiento a inicios del 2018.

#### 3.2.4.2. UBICACIÓN DEL POZO

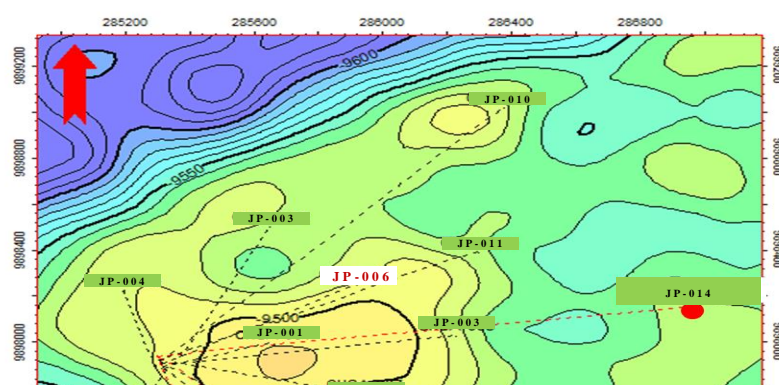
El pozo JP-006 se encuentra ubicado en la parte central de la estructura, con las coordenadas UTM presentadas en la tabla 3.16. En la figura 3.16. se puede observar la ubicación del pozo JP-006.

**Tabla 3. 16.** Coordenadas UTM ubicación pozo JP-006

	COORDENADAS DE SALIDA	COORDENADAS DE LLEGADA
N (m)	9897898.96	9898251.02
E (m)	285316.68	285922.59

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

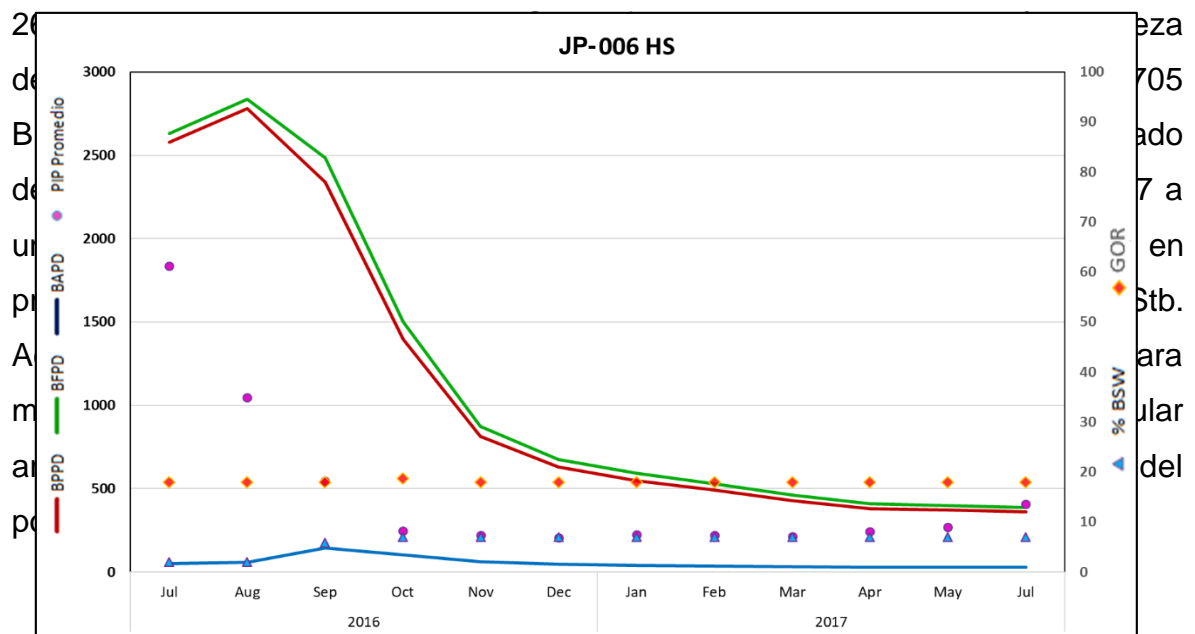
**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.



**Figura 3. 15.** Ubicación pozo JP-006.  
**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.2.4.3. HISTÓRICO PRODUCCIÓN

El pozo JP-006, empezó su producción en julio del 2016 con aporte del reservorio Hollín superior, la prueba al 16 de julio del 2016 indico una producción inicial de



**Figura 3. 16.** Historial de producción del pozo JP-006

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

#### 3.2.4.4. PARÁMETROS PVT

La presión promedio de reservorio para arena Hollín Superior se tomó como referencia del registro tomado al pozo vecino JP-003. En la tabla 3.17. se puede observar el valor tomado como presión de reservorio del pozo JP-006.

**Tabla 3. 17.** Presión de reservorio Hollín Superior JP-006

<b>Presión de reservorio pozo JP-006</b>		
<b>Arena</b>	<b>Presión promedio reservorio</b>	<b>Unidades</b>
Hollín superior	4500	Psi

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Al no tener información PVT exclusiva para el pozo JP-006 se tomó como referencia la información PVT del pozo CNO-004 para la arena Hollín superior. En la tabla 3.18. se presenta los parámetros PVT considerados.

**Tabla 3. 18.** Parámetros PVT pozo JP-006

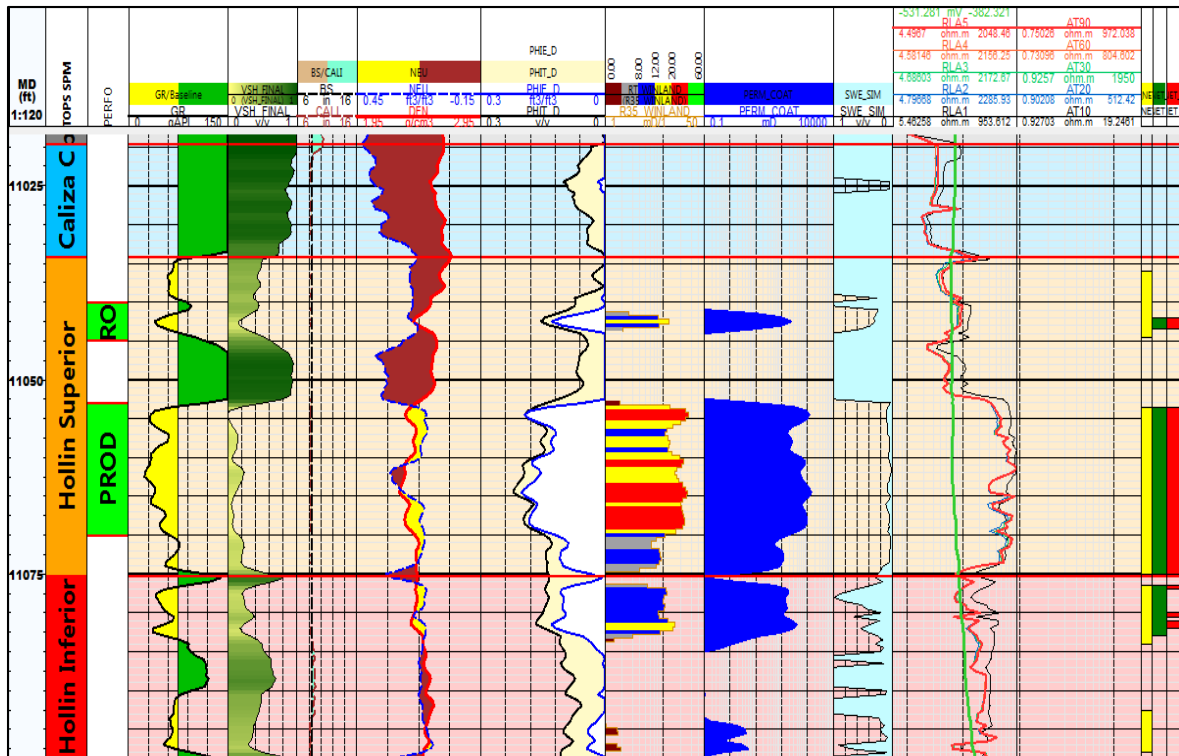
Parámetros	Unidades	Hollín Superior
Fecha	dd/mm/aa	27-Jul-85
Temperatura reservorio	°F	230
Presión burbuja	Psia	170
Rs	SCF/STB	33
Viscosidad petróleo @ Pi	Cp	2.88
Viscosidad petróleo @ Pb	Cp	2.12
FVF	RB/STB	1.1920
Gravedad específica gas	-	0.8858
Gravedad específica agua	-	1.02
API	°API	32.6

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V

### 3.2.4.5. PARÁMETROS PETROFÍSICOS

En la figura 3.18, se puede observar el registro eléctrico a la profundidad del reservorio hollín superior y en la tabla 3.19 se presenta el resumen de los parámetros de porosidad, saturación de agua y permeabilidad considerada para el pozo JP-006.



**Figura 3. 17.** Registro eléctrico del pozo JP-006 zona Hollín Superior  
**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

**Tabla 3. 19.** Resumen parámetros petrofísicos del pozo JP-006

Parámetros	
Arena	HS
Espesor zona de pago	16
Porosidad ( $\phi$ ), %	16.2
Saturación de Agua ( $S_w$ ), %	6.6
Permeabilidad Absoluta (mD)	587

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.



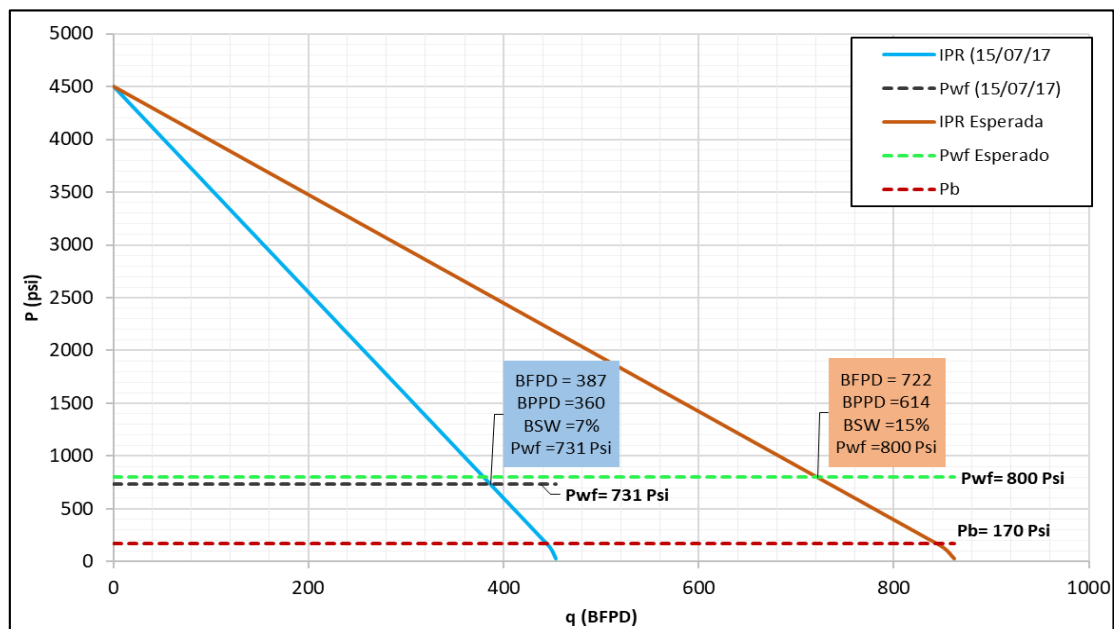
### 3.2.4.6. CURVA IPR

Para la elaboración de la curva IPR del pozo JP-006, se utilizó la presión promedio de reservorio de 4,500 para la arena Hollín Superior y la prueba de producción del 15 de Julio de 2017, donde se registró 387 BFPD, 360 BPPD, 7 % de BSW, y 407 psi de presión de Intake. Además, se utilizó 731 psi de presión de fondo fluyente, (presión corregida a profundidad media de los perforados de 10,590 ft TVD mediante gradiente de presión).

Adicionalmente se presenta la curva IPR esperada después del trabajo de reacondicionamiento, esta curva fue calculada a partir de los datos de la condición esperada de: 722 BFPD, 614 BPPD, 15% BSW una presión de fondo fluyente de 800 Psi y conservando la presión de reservorio de 4500 Psi.

En la figura 3.19. se presenta las curvas IPR de la condición actual y la esperada para el pozo JP-006.

**Figura 3. 18.** IPR actual y esperada Hollín Superior pozo JP-006



**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)  
**Realizado por:** Juan Pablo Salinas V.

De los cálculos anteriores se obtuvo un índice de productividad de 0.1 para el fluido, y 0.095 BPPD/PSI para petróleo, con información de la prueba de producción del

15 de julio del 2017. Para la condición esperada se obtiene un índice de productividad de 0.2 para el fluido y 0.17 para el petróleo.

### 3.2.4.7. ESTADO MECÁNICO POZO

En la tabla 3.20. se presenta las principales características de la tubería de revestimiento y de producción del pozo JP-006. Esta información fue obtenida del diagrama mecánico actual del pozo, el cual esta se puede observar en el anexo 3.14.

**Tabla 3. 20.** Características de los tubulares, pozo JP-006

DATOS TUBERÍA DE REVESTIMIENTO			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
20	94	19.124	0 - 291
13 3/8	54.5 / 68 / 72	12.615 / 12.415 / 12.347	0 – 6619
9 5/8	47 / 53.5	8.681 / 8.500	0 - 10472
7	29	6.184	10265 – 11305
DATOS TUBERÍA DE PRODUCCIÓN			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID(in)	Profundidad (ft)
3 1/2	9.3	2.992	10103

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

Del registro direccional del pozo presentado en el anexo 3.15. se puede observar que en la sección de 9 5/8" a la profundidad del tope del liner se tiene valores bajos de DLS e inclinación. En la tabla 3.21. se presenta el resumen de los valores de DLS e inclinaciones a diferentes profundidades.

**Tabla 3. 21.** Resumen registro direccional a profundidad de Tope Liner y perforados JP-006

MD (ft)	Inclinación (°)	TVD (ft)	DLS (°/100ft)	Observaciones
9960,32	0,03	9489,55	0,08	
10055,54	0,08	9584,77	0,05	
10150,44	0,06	9679,67	0,13	
10245,38	0,04	9774,61	0,07	Tope Liner
10339,87	0,06	9869,10	0,08	

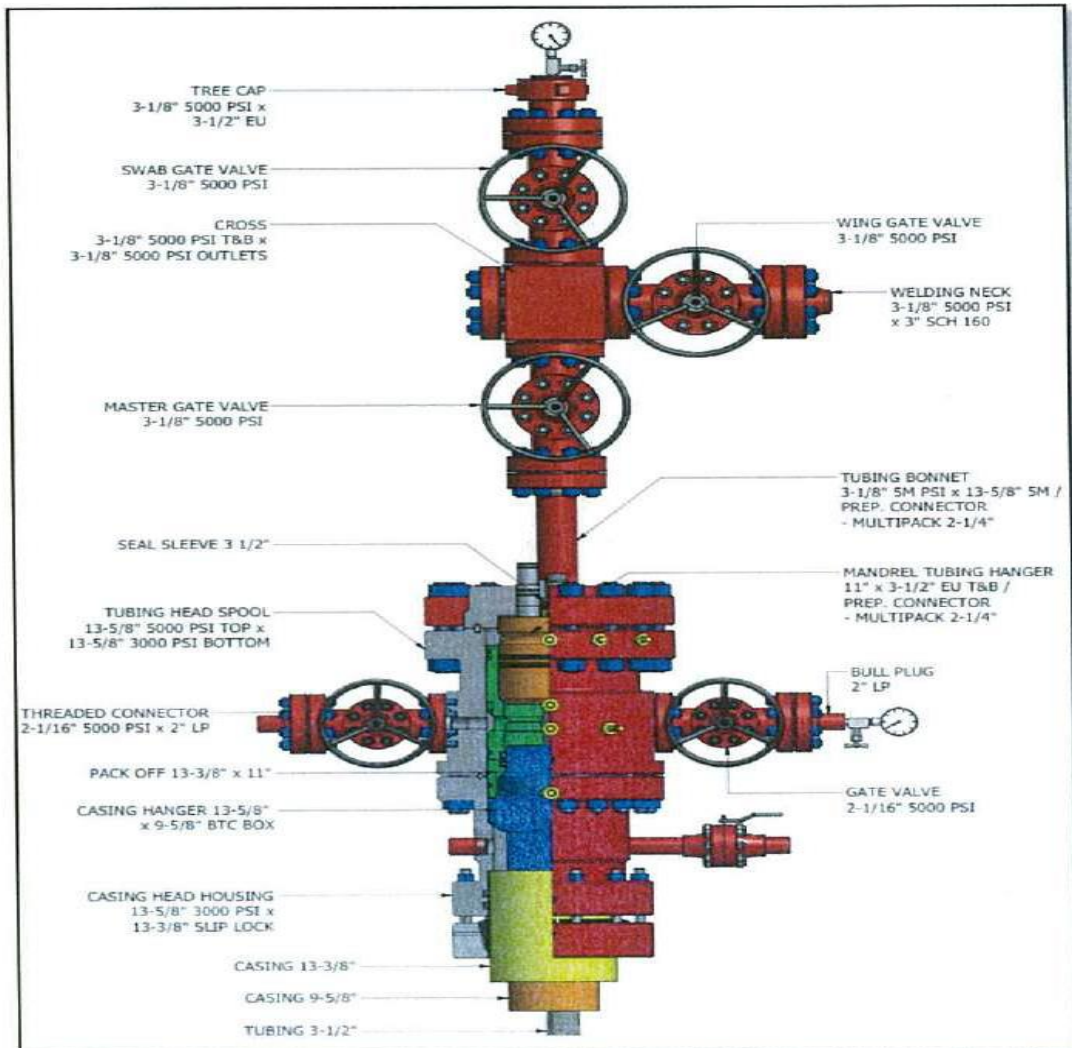
10430,27	0,00	9959,50	0,07	
10570,10	0,23	10099,33	0,16	
10664,63	0,29	10193,86	0,06	
10758,79	0,32	10288,02	0,22	
10854,40	0,44	10383,62	0,25	
10949,24	0,32	10478,46	0,14	
11043,22	0,63	10572,44	0,52	Perforados
11138,68	0,68	10667,89	0,07	
11232,95	0,46	10762,16	0,24	

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

El pozo JP-006 es un pozo relativamente nuevo, y mecánicamente se encuentra en buenas condiciones para ejecución de trabajos de reacondicionamiento. Los registros de cemento muestran buenas condiciones de cemento en la zona de hollín superior. En el anexo 3.16. se puede observar el registro de cemento de la zona analizada.

Las principales características del cabezal actual del pozo JP-001 se presentan en la figura 3.20.



**Figura 3. 19.** Características del cabezal pozo JP-006

**Fuente:** (Shaya Ecuador S.A, 2017)

**Modificado por:** Juan Pablo Salinas V.

Analizando la información anteriormente descrita del pozo JP-006, se puede concluir que:

- \_ El pozo JP-006 es un pozo tipo "S", perforado entre junio y julio del 2016 llegando a una profundidad de 11,310' MD.
- \_ El pozo JP-006 produce de la formación hollín superior en el intervalo 11,040' – 11,045' (5') MD y 11,053' – 11,070' (17') con una presión promedio de

reservorio de 4500 (Referencia tomada del registro de presión del pozo vecino JP-003).

- \_ El pozo actualmente se encuentra apagado por sobre corriente y con un potencial problema mecánico en fondo.
- \_ Se planea realizar un trabajo de reacondicionamiento a inicios del 2018 con objetivo de optimizar la producción en el pozo. En este trabajo se propone re-cañonear la arenisca "H Superior" en el intervalo 11,040' – 11,045' (5') MD y 11,053' – 11,070' (17') MD y realizar una estimulación matricial.
- \_ La prueba de producción del 15 de julio del 2017 muestra que la producción es de 387 BFPD, 360 BPPD y 7% BSW. Después del trabajo de reacondicionamiento se tiene esperado una producción de: 722 BFPD, 614 BPPD, 15% BSW.
- \_ Según las pruebas de producción durante el tiempo que ha venido produciendo el pozo JP-006 se han registrados valores bajos de GOR, en un promedio de 18 Sct/Stb
- \_ Para la aplicación de la tecnología Zeitecs se necesitaría reemplazar la tubería de producción actual de 3 1/2" 9.3lb/ft por tubería de 5 1/2" 17lb/ft. Esto para que el sistema Zeitecs con la bomba BES pueda ingresar en el interior de la tubería de producción.
- \_ No existe ninguna restricción por parte del tamaño de la tubería de revestimiento de 9 5/8", debido a que su diámetro interno (47 lb/ft ID = 8.681" y 53.5 SD ID = 8.535") es mayor al máximo OD de la tecnología Zeitecs (Estación de acoplamiento OD = 6.210").
- \_ Se necesitaría realizar una modificación al cabezal del pozo JP-006, de modo que permita el paso del ensamblaje recuperable con el equipo BES, y el colgador deberá soportar una tubería de producción de 5 1/2" 17 lb/ft en lugar de la tubería de 3 1/2 9.3lb/ft.
- \_ El pozo JP-006 fue perforado en julio del 2016, mecánicamente se encuentra en buenas condiciones y los registros de cemento muestran buenas condiciones de cemento en la zona de hollín superior.

- \_ Del registro direccional del pozo se puede observar que en la sección de 9 5/8" a la profundidad del tope del liner, sector donde se planearía asentar el sistema Zeitecs con el equipo BES. tiene valores bajos de DLS e inclinación.

### **3.3. JERARQUIZACIÓN DE POZOS CANDIDATOS**

Con el análisis descrito anteriormente, se pudo observar que no se tendría restricciones para una posible aplicación de la tecnología Zeitecs en los pozos. Por lo que para una jerarquización de los mismos se consideró los caudales esperados, de si necesitaba cambios adicionales como el reemplazo de tubería de producción y la modificación del cabezal. Con estas consideraciones se pudo obtener el siguiente orden:

- \_ JP-016
- \_ JP-014
- \_ JP-006
- \_ JP-001

### **3.4. PROCEDIMIENTO GENÉRICO PARA LA INSTALACIÓN Y RECUPERACIÓN DE LA TECNOLOGÍA ZEITECS**

De manera general, el proceso a llevarse a cabo durante la corrida de la completación del pozo e instalación de la tecnología Zeitecs se describe a continuación tanto para la aplicación en un pozo nuevo como en uno ya existente. De igual manera se describe el procedimiento genérico para la recuperación del equipo para las opciones con y sin packer.

#### **Instalación pozo nuevo:**

- Correr de BHA de acondicionamiento.
- Tomar de registro de cementación.
- Cañonear los intervalos de interés.
- Realizar prueba de producción del pozo.

- Bajar BHA de completación. (Si se requiere quantum Packer bajar completación inferior y después superior)
- Remover BOP.
- Instalar del cabezal.
- Realizar prueba de arranque y producción
- Liberación del equipo.

#### **Instalación pozo existente:**

- Mover equipo de reacondicionamiento al pozo.
- Abrir camisa de circulación localizada por encima de la bomba BES.
- Controlar pozo con fluido de control.
- Retirar de completación existente.
- Limpiar y acondicionar el pozo.
- Realizar trabajo adicional si fuese necesario. (Estimulación matricial, re-cañoneo, fracturamiento, etc.)
- Realizar prueba de producción (si se requiere).
- Bajar BHA de completación. (Si se requiere quantum Packer bajar completación inferior y después superior)
- Remover BOP
- Instalar del cabezal
- Realizar prueba de arranque y producción
- Liberación del equipo

#### **Recuperación equipo BES con sistema Zeitecs completación sin Packer:**

- Movilización de unidad de tubería flexible al pozo.
- Apagado del equipo fondo (BES + Zeitecs)
- Inyección de fluido por el espacio anular para asegurar control de pozo en el anular.
- Cierre de válvula hidráulica del control de flujo (FCV ó SFIV)
- Instalación BOP

- Realizar corrida de limpieza para eliminar posibles basuras en el cuello de pescado del equipo.
- Recuperar equipo BES + Zeitecs.
- Si utiliza válvula FCV y se requiere realizar un trabajo de reacondicionamiento (estimulación matricial, re-cañoneo, squeeze) se debe retirar tapón de fondo. Se recomienda realizar corrida de limpieza previa para eliminar posibles basuras sobre tapón.
- Caso que se realice el paso anterior y habiendo terminado el trabajo de reacondicionamiento, se debe bajar e instalar nuevamente el tapón sobre niple de asentamiento.

Nota: Si se utiliza válvula SFIV los dos pasos anteriores no son necesarios, debido a que solo se necesita abrir la válvula SFIV desde superficie para que pueda pasar el BHA de tubería de flexible para realizar trabajos de reacondicionamiento.

- Bajar y asentar equipo BES + Zeitecs en estación de acoplamiento.
- Realizar prueba de arranque y producción.
- Cierre de válvula hidráulica del control de flujo (FCV ó SFIV)
- Remover BOP
- Liberación del equipo.

Nota: Si se instalara la válvula SFIV en lugar de FCV no se requiere tapón, es decir no se necesitaría realizar corridas para recuperarlo y volver a instalarlo.

### **Recuperación equipo BES con sistema Zeitecs Completación con Packer:**

- Movilización de unidad de tubería flexible al pozo.
- Apagado del equipo fondo (BES + Zeitecs)
- Cierre de válvula hidráulica del control de flujo (SFIV/FCV)
- Instalación BOP
- Realizar corrida de limpieza para eliminar posibles basuras en el cuello de pescado del equipo.
- Recuperar equipo BES + Zeitecs.



- Si utiliza válvula FCV y se requiere realizar un trabajo de reacondicionamiento (estimulación matricial, re-cañoneo, squeeze) se debe retirar tapón de fondo. Se recomienda realizar corrida de limpieza previa para eliminar posibles basuras sobre tapón.
- Caso que se realice el paso anterior y habiendo terminado el trabajo de reacondicionamiento, se debe bajar e instalar nuevamente el tapón sobre niple de asentamiento.

Nota: Si se utiliza válvula SFIV los dos pasos anteriores no son necesarios, debido a que solo se necesita abrir la válvula SFIV desde superficie para que pueda pasar el BHA de tubería de flexible para realizar trabajos de reacondicionamiento.

- Bajar y asentar equipo BES + Zeitecs en estación de acoplamiento.
- Realizar prueba de arranque y producción.
- Cerrar válvula SFIV/ FCV
- Remover BOP.
- Liberación del equipo.

Nota: En la completación con Packer no se necesitaría realizar la inyección de fluido por anular debido al uso de Packer para el control del pozo en el espacio anular.

### **3.5. PLAN DE CONTINGENCIA Y MITIGACIÓN DE RIESGOS**

El plan de riesgos y contingencia de riesgos propuesto en este estudio fue realizado con base en la herramienta de control de riesgo y análisis de peligros (HARC<sup>34</sup>). Esta herramienta ayuda a determinar el riesgo potencial inicial y residual de cada actividad de un proyecto, describir los diferentes peligros que pueden presentarse, establecer las posibles consecuencias, identificar la población afectada, y plantear las diferentes medidas de mitigación y prevención para reducir a lo mínimo posible el riesgo residual. El riesgo inicial y residual de cada actividad es determinado mediante la matriz de riesgo presentada en la figura 3.21.

Matriz de Análisis de Riesgo

PROBABILIDAD	5. Muy Alta	5	10	15	20	25
	4. Alta	4	8	12	16	20
	3. Media	3	6	9	12	15
	2. Baja	2	4	6	8	10
	1. Muy Baja	1	2	3	4	5
			1. Ligera	2. Serio	3. Mayor	4. Catastrófico
SEVERIDAD						

**Figura 3. 20.** Matriz de análisis de riesgos.

**Fuente:** (Schlumberger, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

Las principales actividades analizadas durante la evaluación de riesgos fueron las relacionadas con la instalación y posterior recuperación del equipo Zeitecs. Entre las principales actividades consideradas están:

#### **Durante instalación:**

- Preparación del equipo previo a su envío a locación (taladro).
- Recepción e inspección del equipo en el pozo.
- Preparación maquinaria (spooler, grúa) previa a la intervención.

---

<sup>34</sup> HARC: Siglas que hacen referencia al control de riesgo y análisis de peligros por su nombre en inglés “Hazard Analysis and Risk Control”

- Levantamiento / Izaje del ensamblaje semi-permanente al taladro junto con herramientas para su instalación, levantamiento y colgamiento de la polea para cable BES.
- Montaje de componentes semipermanentes.
- Levantamiento e instalación válvula de control FCV ó SFIV
- Levantamiento / Izaje del ensamblaje recuperable al taladro
- Montaje de componentes recuperables (Conector del motor, Equipo BES, tubería hasta ESA).
- Revisión de integridad eléctrica conectores de fondo macho y hembra.
- Corrida de cable de potencia de la bomba BES y líneas de inyección en la tubería de producción.
- Prueba de presión a tubería de producción de 5 1/2” y ESA.
- Prueba de integridad en el cable de potencia BES

**Durante recuperación:**

- Recuperación equipo BES + Zeitecs
- Manejo de válvula SFIV-FCV
- Recuperación e instalación tapón de fondo

**Consideraciones adicionales:**

- Cañoneo de intervalos
- Limpieza del pozo
- Instalación cabezal del pozo

Como resultado del plan de prevención y mitigación se obtuvo un riesgo residual aceptable en todas las actividades consideradas durante la instalación y recuperación del sistema Zeitecs.

En el anexo 3.17 se presenta a detalle el plan de contingencia y mitigación de riesgos de todas las actividades anteriormente descritas.

### 3.6. INDICADORES DE GESTIÓN

Para este estudio se generó una propuesta de indicadores que permiten medir la efectividad, eficiencia, productividad y resultados de la tecnología Zeitecs en los pozos. Esta medición se debe realizar de manera individual y colectiva para todos los pozos en los que se planearía aplicar la tecnología Zeitecs. La evaluación de estos indicadores realizada pozo a pozo permitirá identificar las áreas de mejora e implementar las medidas necesarias en subsiguientes pozos con el fin de poder alcanzar los objetivos establecidos. La Tabla 3.22. muestra los indicadores considerados los cuales incluyen el área de salud seguridad, medio ambiente, planeación, ejecución, cierre y seguimiento.

**Tabla 3. 22.** Indicadores de gestión propuestos para aplicación tecnología Zeitecs

INDICADORES DE GESTIÓN PROPUESTOS TECNOLOGÍA ZEITECS		
<b>1. Salud, Seguridad y Ambiente</b>		
– Sin registros incidentes mayores o catastróficos durante la planificación y ejecución	S/N	-
– Sin reportes de no-conformidades en la gestión de la movilización	S/N	-
– Cero LTI's <sup>35</sup>	S/N	-
– Cero CMS <sup>36</sup> AA's <sup>37</sup>	S/N	-
– Sin incidentes ambientales CMS	S/N	-
– RIR's <sup>38</sup> / OIs <sup>39</sup> presentados por pozo?	S/N	-
Porcentaje alcanzado   Sección 1	/100%	-
Porcentaje alcanzado   Total	/20%	-
<b>2. Planeamiento</b>		
– Revisar el alcance del trabajo y los criterios de éxito con el operador y la compañía prestadora de servicios del campo.	S/N	-
– Socialización del proyecto a personal de campo y oficinas (Operador + Prestadora de servicios).	S/N	-
– Actualización semanal del proyecto, reunión semanal de seguimiento (incluido el plan de acción).	S/N	-

<sup>35</sup> LTI's: Hace referencia a un accidente o enfermedad resultantes de una situación relacionada con el trabajo o de una exposición en el entorno de trabajo que supone pérdida de días de trabajo después del día del accidente. Sus siglas se deben a su nombre en inglés "Lost Time Incident".

<sup>36</sup> CMS: Hace referencia a eventos catastróficos, mayores y serios.

<sup>37</sup> AA's: Hace referencia a accidentes automovilísticos.

<sup>38</sup> RIR's: Hace referencia a reportes de identificación de riesgo por su nombre en inglés: Risk Identification Reports.

<sup>39</sup> OIs: Hace referencia a la captura de una novedad durante la ejecución de los trabajos por su nombre en inglés Obsevation and intervention

– Evaluación de riesgos (HARC <sup>40</sup> ) con todas las partes involucradas y plan de contingencia.	S/N	-
– Completion well on paper (CWOP <sup>41</sup> )	S/N	-
– SIT <sup>42</sup> para equipos Zeitecs (superficie + subsuelo).	S/N	-
– Distribución del programa del pozo a todas las partes claves involucradas (Dos semanas antes de la instalación).	S/N	-
– Reunión preliminar de trabajo (1 semana antes de la instalación).	S/N	-
Porcentaje alcanzado   Sección 2	/100%	-
Porcentaje alcanzado   Total	/20%	-
<b>3. Ejecución</b>		
– Reporte diario de operaciones (SQ, HSE) en el sitio del trabajo (taladro)	S/N	-
– Seguimiento de la política de la gestión del cambio (MOC <sup>43</sup> )	S/N	-
– Preparación del equipo in situ según manual de operaciones de CPS, ALS y SPM.	S/N	-
– Tiempo no productivo (NPT) <= 5%	[ % ]	-
– Sin corridas adicionales (miss runs) debido al personal o al equipo.	S/N	-
– Confirmación de integridad eléctrica en los equipos eléctricos de fondo y superficie. (Zeitecs + BES)	S/N	-
– Disponibilidad de parámetros de fondo (Hz, Amp, PIP, PD, Ti, Tm, etc.)	S/N	-
– Completa funcionalidad y operabilidad de la válvula hidráulica ( FCV ó SFIV)	S/N	-
– Pozo arranca según el procedimiento operativo acordado con SHAYA	S/N	-
Porcentaje alcanzado   Sección 3	/100%	-
Porcentaje alcanzado   Total	/20%	-
<b>4. Cierre</b>		
– EOWR <sup>44</sup> enviado a la prestadora de servicios no más de dos (2) semanas después de la instalación de Zeitecs	S/N	-
– Revisión del pozo / proyecto realizado dentro de los 30 días posteriores a la instalación de Zeitecs.	S/N	-
– Captura de todas las lecciones aprendidas más relevantes del proyecto y subirlas a Quest <sup>45</sup> .	S/N	-
– Cierre del ciclo de conocimiento para la gestión de riesgos (Risk Management Knowledge cycle)	S/N	-
– Presentación de toda la información técnica a SHAYA (programas, dibujos, SIT), 2 semanas después de la instalación	S/N	-
Porcentaje alcanzado   Sección 4	/100%	-
Porcentaje alcanzado   Total	/20%	-

<sup>40</sup>Q-HARC: Hace referencia a al análisis de peligros y control de riesgos e incluyendo análisis de calidad.

<sup>41</sup> CWOP: Es un ejercicio muy importante que analiza cada paso del proceso completación del pozo para generar ideas para mejorar la comunicación, la seguridad, la eficiencia y el rendimiento general, lo que finalmente resulta en una reducción de los riesgos

<sup>42</sup> SIT: Hace referencia al sistema o método para la transmisión de información como parámetros de frecuencia, amperaje, temperatura del equipo BES.

<sup>43</sup> MOC: Hace referencia a la gestión del cambio por su nombre en inglés *Management of change*

<sup>44</sup> EWOR: Hace referencia al reporte final del pozo, donde se describe todas las actividades realizadas en el pozo. Sus siglas se deben a su nombre en inglés End Of Well Report.

<sup>45</sup> Quest: Es una aplicación web utilizada para recopilar información sobre Calidad, Salud, Seguridad, Seguridad y Medio Ambiente.

5. Seguimiento (hasta 1 mes después de instalación)		
– Monitoreo de las condiciones del sistema (BES + Zeitecs).	S/N	-
– Equipo BES opera dentro de los rangos óptimos de diseño	S/N	-
– Correcto funcionamiento de la válvula de control (SFIV). (si es utilizada)	S/N	-
– Ninguna pérdida de producción de petróleo debido al mal funcionamiento de Zeitecs	S/N	-
– Completo proceso de capacitación del sistema Zeitecs al personal de campo (Operador + Prestador de servicios).	S/N	-
– Presentación de resultados del proyecto a personal de campo y oficinas (Operador + Prestador de servicios).	S/N	-
Porcentaje alcanzado   Sección 5	/100%	-
Porcentaje alcanzado   Total	/20%	-
Porcentaje Total Alcanzado /100%		-
Consideraciones: Si = 1; No = 0		

**Fuente:** (Schlumberger, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para determinar si la implementación de la tecnología Zeitecs genera valor, se ha evaluado su instalación dentro de los 4 pozos analizados, calculando en cada pozo los indicadores económicos: valor actual neto, tasa interna de retorno y el periodo de recuperación de la inversión.

#### 3.7.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un indicador económico que consiste en la suma de los valores actualizados al presente de los flujos netos de caja de un proyecto o inversión. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en número de unidades monetarias (euros, dólares, pesos, etc).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)^1} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

**Ecuación 3. 7.** Valor Actual Neto (Van).

Dónde:

$F_t$ : Flujo de caja en el periodo  $t$ :

$t$ : Periodo en evaluación.

$k$ : tasa de actualización o descuento.

$I_0$ : Inversión inicial ( $t=0$ )

Los criterios de evaluación para determinar la aceptación de un proyecto en función del VAN son los siguientes:

$VAN > 0$ : Indica que el proyecto puede ser aceptado ya que al efectuarse la inversión se obtendría ganancias.

$VAN = 0$ : El proyecto generara ingresos igual al 10% esperado.

$VAN < 0$ : Indica que el proyecto no debería ser aceptado ya que al efectuarse la inversión se obtendría pérdidas.

### 3.7.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de rentabilidad que posee un proyecto. Indica la máxima rentabilidad que se puede obtener en un proyecto o inversión. El TIR se obtiene igualando el valor actual neto (VAN) a cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

**Ecuación 3. 8.** Tasa interna de retorno (TIR).

Dónde:

$TIR$ : Tasa interna de retorno.

$F_t$ : Flujo de caja en el periodo  $t$ :

$t$ : Periodo en evaluación.

$I_0$ : Inversión inicial ( $t=0$ )

Los criterios de evaluación para determinar la aceptación de un proyecto en función del TIR son los siguientes, donde “ $k$ ” es la tasa de actualización del proyecto.

$TIR > k$ : Indica que el proyecto de inversión debería ser aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión

$TIR = k$ : El proyecto de inversión generara ingresos al 10% esperado.

$TIR < k$ : El proyecto debería rechazarse ya que no se alcanzaría la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

La tasa de actualización utilizada para la comparación del TIR es:  $k = 25\%$ .

### 3.7.3. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PRI)

El periodo de recuperación de la inversión para un proyecto es el periodo de tiempo necesario para recuperar el capital inicial la inversión.

$$PRI = a + \frac{I_0 - b}{Ft}$$

#### **Ecuación 3. 9.** Periodo de recuperación de inversión (PRI)

Dónde:

$PRI$ : Periodo de recuperación de la inversión.

$a$ : Número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial.

$b$ : Suma de los flujos hasta el final del periodo “a”.

$I_0$ : Inversión inicial (t=0)

$Ft$ : Valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

En la evaluación de una inversión o proyecto es preferible que el periodo de recuperación de la inversión sea lo menor posible. Para este estudio se considera que el proyecto es atractivo si el PRI es menor a 5 años.

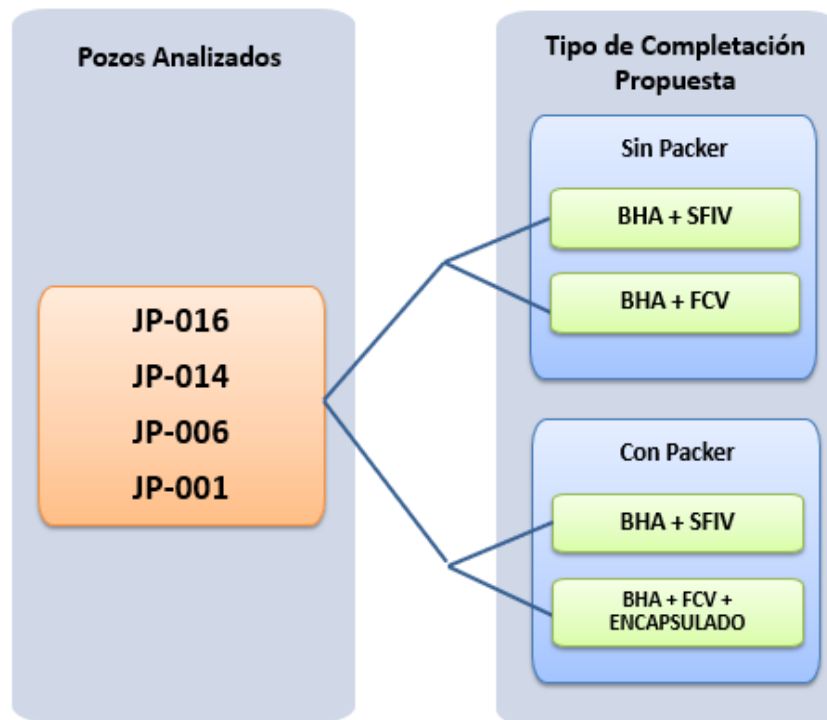
### 3.7.4. CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 3.7.4.1. CONSIDERACIONES TÉCNICAS

- \_ Zeitecs es una tecnología que permite recuperar equipos electrosumergibles sin la necesidad de un taladro. Logrando así, un ahorro de tiempo, dinero y reducción de producción diferida (anticipo de producción).



- \_ Para la aplicación de la tecnología Zeitecs se estableció 4 diferentes escenarios de completación de fondo, los cuales contaron con diferentes tipos de configuración y costos. Estos escenarios fueron aplicados a cada uno de los pozos analizados como se la puede observar en la figura 3.22.



**Figura 3. 21.** Escenarios para análisis económico  
**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.7.4.2. CONSIDERACIONES DE COSTOS Y AHORRO

- \_ Para la aplicación de la tecnología Zeitecs se consideraron los costos adicionales que implicaría la implementación de la tecnología Zeitecs con respecto a la instalación de un sistema BES simple. Entre los costos asociados se encuentran:
- Costo de la tecnología Zeitecs.
  - El diferencial de costos por uso de tubería de producción de 5 ½ 17 lb/ft, en lugar de tubería de producción de 3 ½” 9.3lb/ft.
  - El diferencial de costos por uso de cabezal modificado en lugar del convencional.

- Costos asociados a cada tipo de configuración de completación de fondo, en donde se incluye costos de los diferentes equipos como: válvulas de control, líneas de control, Packers, etc.
- Se establece una contingencia del 5% del costo total.

— Los ahorros e ingresos generados por la aplicación de la tecnología Zeitecs son:

- Ahorro en tiempo y dinero por uso de unidad de tubería flexible, en lugar de taladro para la recuperación y despliegue de equipos BES.
- Ingresos por la puesta en marcha del pozo más rápido, es decir un anticipo de producción (reducción de producción diferida).
- Dependiendo de la configuración de la completación de fondo a utilizar se obtendría un ahorro por el no uso de fluido de control.
- Ahorro por cambio de cable de potencia de la BES una (1) vez.

En la tabla 3.23 se presenta se presenta los valores de las consideraciones de costo y ahorro anteriormente descritas.

### **3.7.4.3. CONSIDERACIONES DE EVALUACIÓN**

- La evaluación económica se realizó para 5 años.
- Se consideró un tiempo de vida operativo del equipo BES de 444 días (junio 2017). Es decir que se tiene un total de 4 intervenciones para la recuperación de equipo BES durante los 5 años evaluados.
- El tiempo estimado para el cambio de una bomba BES es: 7 días con taladro y 2 días con unidad de tubería flexible. Es decir, se tiene 5 días de ahorro.
- Se contempló una tarifa de 24 USD por barril de petróleo producido.
- Las tasas de producción para cada uno de los pozos analizados fueron proporcionadas por el departamento de reservorios.

- \_ El proyecto se consideraría económicamente viable si se obtiene un VAN positivo, TIR igual o mayor al 20% y un PRI menor a 5 años.
- \_ Los impuestos considerados en el análisis económico fueron: el 15% anual de impuesto a las utilidades y el 22% anual de impuesto a la renta. El impuesto se aplica al ingreso obtenido por la producción anticipada después de cada cambio de equipo BES.

**Tabla 3. 23.** Cuadro resumen de parámetros para evaluación económica aplicación Zeitecs.

CONSIDERACIONES PARA EVALUACIÓN ECONÓMICA APLICACIÓN TECNOLOGÍA ZEITECS		
Costo tecnología Zeitecs	USD	328,975.50
Costo del cabezal convencional	USD	17,500.00
Costo de cabezal modificado	USD	65,270.00
Costo de tubería de producción de 3 1/2" 9.3 lb/ft	USD/FT	11.29
Costo de tubería de producción de 5 1/2" 17lb/ft	USD/FT	13.46
Costo de válvula de control (SFIV)	USD	176,939.20
Costo de válvula de control (FCV)	USD	129,439.19
Costo de líneas de control hidráulicas	USD	99,600.00
Costo de encapsulado	USD	16,428.14
Costo de Packer	USD	44,132.67
Costo diario de taladro (750HP)	USD/ Día	51,539.71
Costo diario de unidad de tubería flexible (CT)	USD/ Día	51,254.73
Costo fluido de control	USD	19,800.00
Ahorro cable de potencia BES	USD	95,000.00
Tiempo taladro ahorrado	Día	5
Tiempo pulling BES con unidad tubería flexible	Día	2
Tarifa	USD/BPPD	24
Impuesto Utilidades	%	15
Impuesto Renta	%	22

**Fuente:** (Schlumberger, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

**Tabla 3. 24.** Estimación de producción en los pozos analizados.

Año	Pozo			
	JP-016 BPPD	JP-014 BPPD	JP-001 BPPD	JP-006 BPPD
Inicial	1500	1200	365	614
2	553	319	230	361
3	317	200	142	221
4	202	137	94	145
5	136	100	65	99

**Fuente:** (Schlumberger, 2017)

**Elaborado por:** Juan Pablo Salinas V.

### 3.7.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica se realizó a cada uno de los pozos analizados para cada una de las diferentes configuraciones de completación expuestas anteriormente. En la tabla 3.25 se puede apreciar la evaluación económica realizada al pozo JP-016 con la completación que cuenta la válvula SFIV + Packer.

**Tabla 3. 25.** Ejemplo modelo evaluación económica pozo JP-016, completación con SFIV + Packer.

PARÁMETROS	UNIDADES	TOTALES	AÑOS				
			1	2	3	4	5
<b>Costos</b>							
Costo tecnología Zeitecs	KUSD	<b>-328.98</b>	-328.98				
Diferencial Modificación de Cabezal	KUSD	<b>-47.77</b>	-47.77				
Diferencial en tubería de producción	KUSD	<b>-22.13</b>	-22.13				
Válvula de control SFIV	KUSD	<b>-221.07</b>	-221.07				
Líneas de control	KUSD	<b>-99.60</b>	-99.60				
Contingencia	KUSD	<b>-35.98</b>	-35.98				
<b>Costo total implementación / pozo</b>	<b>KUSD</b>		-755.53				
<b>Costo acumulado</b>	<b>KUSD</b>	-755.53	-755.53	-755.53	-755.53	-755.53	-755.53
<b>Ahorros</b>							
Ahorro tiempo taladro	KUSD	1030.79		257.70	257.70	257.70	257.70

Ahorro CT/Taladro	KUSD	2.28		0.57	0.57	0.57	0.57
Ahorro fluido de control WO	KUSD	79.20		19.80	19.80	19.80	19.80
Ahorro cable BES	KUSD	95.00		0.00	95.00	0.00	0.00
<b>Ahorro/ Pulling</b>	<b>KUSD</b>			<b>278.07</b>	<b>373.07</b>	<b>278.07</b>	<b>278.07</b>
<b>Ahorro acumulado</b>	<b>KUSD</b>	<b>1207.27</b>		<b>278.07</b>	<b>651.14</b>	<b>929.21</b>	<b>1207.27</b>
<b>Impacto Producción</b>							
Tasa de producción anticipada	BPPD		0.00	552.85	316.76	202.14	136.07
Total producción /pozo	BPPD			2764.27	1583.81	1010.71	680.37
Tarifa	\$/bbl			24.00	24.00	24.00	24.00
<b>Ingresos producción</b>	<b>KUSD</b>		<b>0.00</b>	<b>66.34</b>	<b>38.01</b>	<b>24.26</b>	<b>16.33</b>
<b>Ingresos acumulados</b>	<b>KUSD</b>	<b>144.94</b>		<b>66.34</b>	<b>104.35</b>	<b>128.61</b>	<b>144.94</b>
<b>Impuestos</b>							
Impuesto Utilidades 15 %	KUSD		0.00	-9.95	-5.70	-3.64	-2.45
Impuesto Renta 22 %	KUSD		0.00	-12.41	-7.11	-4.54	-3.05
<b>Total Impuestos</b>	<b>KUSD</b>		<b>0.00</b>	<b>-22.36</b>	<b>-12.81</b>	<b>-8.17</b>	<b>-5.50</b>
<b>Impuestos Acumulados</b>	<b>KUSD</b>	<b>-48.84</b>	<b>0.00</b>	<b>-22.36</b>	<b>-35.17</b>	<b>-43.34</b>	<b>-48.84</b>
<b>Beneficio Neto Anual</b>							
<b>BN Acumulado</b>	<b>KUSD</b>		<b>-755.53</b>	<b>322.05</b>	<b>398.27</b>	<b>294.15</b>	<b>288.89</b>
<b>Factor de descuento</b>			<b>0.95</b>	<b>0.87</b>	<b>0.79</b>	<b>0.72</b>	<b>0.65</b>
<b>BN Descontado</b>	<b>KUSD</b>		<b>-720.37</b>	<b>279.15</b>	<b>313.83</b>	<b>210.72</b>	<b>188.14</b>
<b>BN Descontado Acumulado</b>	<b>KUSD</b>		<b>-720.37</b>	<b>-441.22</b>	<b>-127.39</b>	<b>83.33</b>	<b>271.46</b>

Resultados Económicos	
<b>VAN</b>	<b>271.46</b>
<b>TIR</b>	<b>27%</b>
<b>PRI</b>	<b>3.12</b>

El modelo de evaluación económica anteriormente expuesto en la tabla 3.25. puede ser adaptado a todos los pozos analizados y con los diferentes tipos de configuración de completación de fondo. En el anexo 3.18. se puede apreciar la evaluación económica de todos los pozos analizados.

### 3.7.6. RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA

De la corrida económica realizada con las consideraciones e información anteriormente descrita se logró obtener los resultados presentados en las tablas 3.26, 3.27, 3.28 y 3.29.

**Tabla 3. 26.** Resultado análisis económico pozo JP-016

Indicadores Económicos		JP-016			
		SFIV + Packer	SFIV sin Packer	FCV + Packer + Encapsulado	FCV sin Packer / sin Encapsulado
VAN	KUSD	271.46	255.81	302.57	303.36
TIR	%	27%	27%	30%	32%
PRI	Años	3.12	3.10	3.01	2.94

Elaborado por: Juan Pablo Salinas V.

Tabla 3. 27. Resultado análisis económico pozo JP-014

Indicadores Económicos		JP-014			
		SFIV + Packer	SFIV sin Packer	FCV + Packer + Encapsulado	FCV sin Packer / sin Encapsulado
VAN	KUSD	242.39	226.73	273.50	274.29
TIR	%	25%	25%	28%	29%
PRI	Años	3.22	3.21	3.11	3.02

Elaborado por: Juan Pablo Salinas V.

Tabla 3. 28. Resultado análisis económico pozo JP-006

Indicadores Económicos		JP-006			
		SFIV + Packer	SFIV sin Packer	FCV + Packer + Encapsulado	FCV sin Packer / sin Encapsulado
VAN	KUSD	230.36	214.70	261.47	262.25
TIR	%	24%	24%	27%	28%
PRI	Años	3.26	3.26	3.15	3.07

Elaborado por: Juan Pablo Salinas V.

Tabla 3. 29. Resultado análisis económico pozo JP-001

Indicadores Económicos		JP-001			
		SFIV + Packer	SFIV sin Packer	FCV + Packer + Encapsulado	FCV sin Packer / sin Encapsulado
VAN	KUSD	211.73	196.07	242.84	243.62
TIR	%	23%	23%	25%	27%
PRI	Años	3.32	3.32	3.21	3.13

Elaborado por: Juan Pablo Salinas V.

De acuerdo con la evaluación económica realizada, el proyecto es económicamente factible para todos los pozos evaluados con las consideraciones presentadas anteriormente.

## **CAPITULO 4**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1. CONCLUSIONES**

- \_ La nueva tecnología Zeitecs permite la recuperación de equipos electrosumergibles sin la necesidad del uso de un taladro, permitiendo principalmente el ahorro de tiempo de taladro y reduciendo la producción diferida.

\_ De las instalaciones previas a nivel mundial del sistema Zeitecs se identificó que los principales problemas durante la instalación se debieron a:

- El deslizamiento de los protectores del cable
- Un problema con herramienta que se utilizó para el asentamiento del ensamble recuperable del sistema Zeitecs.
- La rotura de sellos del estable recuperable del sistema Zeitecs durante su extracción del pozo.

Como principales soluciones se tomó las siguientes medidas:

- Una adecuada selección de sujetadores del cable.
- Se diseñó y utilizó un nuevo ensamblaje para el asentamiento del ensamble recuperable del sistema Zeitecs.
- Se utilizó sellos tipo copa y adicionalmente un dispositivo que permitió ecualizar las presiones durante la extracción del ensamble recuperable del sistema Zeitecs.

\_ En el campo JP, de las 75 intervenciones analizadas entre enero 2016 y junio 2017, se obtuvo que: 34 intervenciones (45%) se debieron a problemas mecánicos, 27 intervenciones (36%) se debieron a condiciones del reservorio y 14 intervenciones (19%) se debieron a problemas eléctricos en los equipos BES.

\_ Del análisis técnico se evidenció que la aplicación de la tecnología Zeitecs en los cuatro (4) pozos analizados es factible bajo las consideraciones de que:

- Se debe asegurar el suministro de energía para evitar algún daño en los componentes eléctricos del sistema.
- Se debe asegurar suficiente velocidad de flujo para evitar la depositación de finos o solidos sobre la descarga. Esto en caso de que se tenga formaciones con producción de solidos o finos.



- Se debe asegurar que el líquido pueda alcanzar la sección de 9 5/8", logrando buena sumergencia de bomba BES.
  - Si existiera algún daño en la tubería, en el cable o en los conectores de fondo se deberá extraer el sistema completo con taladro.
- Del plan de prevención y mitigación de riesgos se logro obtener un riesgo residual ACEPTABLE para la ejecución de las actividades de instalación y recuperación del sistema Zeitecs.
- Del análisis económico realizado se puede observar que, en todos los escenarios propuestos, el proyecto es viable. Siendo la opción de completación con válvula FCV sin Packer y sin encapsulado en donde se obtendría mayor VAN, TIR y menor PRI. Sin embargo, a pesar de que es la opción más atractiva se debe considerar los inconvenientes al no utilizar Packer como un posible daño a la formación por uso de fluido de control y tiempos asociados para el control del pozo.
- El pozo JP-016 es el pozo que presenta la mejor oportunidad para considerarse posible candidato para la aplicación de la tecnología Zeitecs.
- Se puede apreciar que existe un valor añadido a la tecnología para su aplicación en pozos que se los tiene que intervenir con frecuencia para restablecer la producción.

#### **4.2. RECOMENDACIONES**

- Se recomienda tener en cuenta las lecciones aprendidas de instalaciones previas y realizar la evaluación de riesgos correspondiente para ayudar a la ejecución de trabajos de una manera íntegra acorde a los tiempos.
- El análisis económico fue realizado solo considerado la vida operativa de los equipos BES (a junio del 2017). Adicionalmente, se puede obtener mayores beneficios si se considera la frecuencia con que se realizan trabajos de

estimulación, lo cual impactara en la recuperación de producción y el ahorro de la producción diferida (Producción incrementada después del trabajo de estimulación).

- \_ Es recomendable la aplicación de la tecnología Zeitecs, en etapas considerando una primera etapa en donde se utilice un arreglo de fondo menos complejo y posteriormente en función de los resultados considerar opciones de completación más complejas.
  
- \_ Adicionalmente se puede analizar la utilización de otras tecnologías combinadas con Zeitecs como por ejemplo BES con motores de imanes permanentes. Intellizone II.

## GLOSARIO

### A

**Ambiente sedimentario:** Son o fueron zonas de la superficie terrestre donde se acumularon o depositaron sedimentos.

**Angulo de desviación:** Normalmente abreviado como DLS por su nombre en inglés (“*Dog Leg Severity*”)

**Arcillolitas:** Roca sedimentaria, la cual no posee fisibilidad formada por partículas del tamaño de la arcilla.

**Arenisca:** Roca sedimentaria de tipo detrítico, formada por la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. Dependiendo de sus elementos y material cementante pueden denominarse: Arcosa (Predominio de cuarzo), Grauwaca (predominio de feldespatos), arcillosa (cementante arcilla), limosa (cementante limo), calcárea (cementante carbonatos), etc.

**ARZ:** Es un material de alta resistencia utilizado para la construcción de bombas sumergibles que están destinadas a ser utilizadas en pozos corrosivos o abrasivos. Se denomina ARZ por su nombre en inglés "Abrasive Resistance Zirconium"

**Asfáltenos:** Son compuesto aromáticos y nafténicos de gran peso molecular, insoluble en n-alcanos de cadena corta, pero soluble en sustancias aromáticas como el tolueno, xileno y benceno.

## B

**Barriles por día:** Unidad de medida utilizada para medir el caudal de un fluido.

**BHA:** Acrónimo para referirse a la configuración de equipos y herramientas de fondo de pozo.

**Bombas Electrosumergibles:** Sistema de levantamiento artificial que transforma energía eléctrica en mecánica para levantar fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. Se basa en la utilización de múltiples etapas que utilizan el principio de centrifugación para poder transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico.

**BOP:** Término que hace referencia al preventor de reventones por su nombre en inglés "Blow Out Preventer", es un mecanismo de válvulas instalado en el extremo superior del pozo, que permite controlar los desequilibrios de presión del pozo durante procesos de perforación, completación o reacondicionamiento.

**BSW:** Abreviatura para referirse al sedimento básico y agua, se mide a partir de una muestra de fluido de producción y representa el porcentaje en volumen de agua y sedimentos contenidos en el fluido de producción.

## C

**Cabezal del pozo:** Es un dispositivo que soporta el peso del equipo de subsuelo y permite el control del pozo en la sección anular y en el tubing. Su configuración

permite instalar el cable de potencia manteniendo la hermeticidad y el control de los fluidos

**Caja de venteo:** Es un punto en superficie donde se conecta el cable que suministra energía del equipo de superficie con el cable de potencia del motor de fondo. Este punto permite ventear a la atmosfera cualquier gas que fluya a través del cable, previniendo que este llegue al panel de control y exista alguna explosión.

**Caliza:** Es una roca sedimentaria, compuesta al menos por un 50% por carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ). La caliza pura es blanca, pero por su contenido en impurezas, como arcilla, óxido de hierro entre otros, hace que pueda tener color crema, rojizo o gris. Se la puede reconocer debido a dos principales características, es menos dura que el acero y reacciona con efervescencia en presencia de ácidos.

**Camisa de circulación:** Dispositivo que permite la comunicación entre el interior de la tubería de producción y el espacio anular. Normalmente se utilizan con fines de control de pozo durante una intervención.

**Cañoneo:** Proceso mediante el cual se realiza punzamientos a través la pared de la tubería de revestimiento, la capa de cemento y que se extienden dentro de la formación para crear un medio de comunicación entre el pozo y la zona de interés.

**Casing:** Término en inglés que indica una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. Constituye uno de los componentes estructurales más importantes del pozo y cumple con distintas funciones de envergadura: evitar que la pared de la formación se derrumbe en el interior del pozo, aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluido de formación, y proporcionar un medio seguro de control de los fluidos de formación y la presión a medida que se perfora el pozo. Normalmente conocida como tubería de revestimiento.

**Completación:** Término utilizado para describir los procesos y equipos para poner en producción un pozo, una vez terminada la etapa de perforación. Se emplea entre otros un conjunto de tuberías de producción y el equipo necesario para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas.

**CTU:** Abreviatura que hace referencia a la unidad de tubería flexible.

## D

**Darcy:** Es la unidad de medida utilizada para describir la permeabilidad de un medio poroso. Como el darcy es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en centésimas de darcy, es decir, milidarcys (0,001 darcy).

**Densidad:** Propiedad de una sustancia que describe la relación entre su masa y su volumen.

**Dieléctrico:** Hace referencia a un material que es mal conductor de electricidad.

**Difusor:** Es un componente estacionario de la bomba electrosumergible, que convierte la energía de alta velocidad y baja presión a una energía de alta presión y baja velocidad.

**DSL:** Hace referencia a un punto de un pozo en el que la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente. Es decir, el término se refiere a una sección del pozo que cambia de dirección con más rapidez que la anticipada o deseada, produciendo en general efectos colaterales perjudiciales. En los estudios de las trayectorias de los pozos, se efectúa un cálculo de la severidad del cambio angular (severidad de la pata de perro) que se expresa generalmente en grados cada 30 metros o cada 100 pies de longitud de pozo.

## E

**Edad Geológica:** representa el tiempo correspondiente a la duración de un piso, siendo los pisos conjuntos de estratos sucesivos definidos principalmente por criterios bioestratigráficos, es decir por conjuntos de fósiles consistentes.

**Empacadores:** Es un dispositivo utilizado para evitar el paso de fluidos al espacio anular o del espacio anular a la tubería de producción, dependiendo de la necesidad.

**ESA:** Acrónimo que hace referencia al ensamble de sellos expandibles.

**Escala:** Término que hace referencia al depósito de minerales generado en las tuberías y componentes de un pozo a medida que la saturación del agua producida es afectada por las variaciones de las condiciones de presión y temperatura.

**Estación de Acoplamiento:** Es un componente del ensamble semi-permanente del sistema Zeitecs que va acoplado a la tubería de producción, cuenta con conectores eléctricos húmedos que soportan las condiciones de fondo del pozo. Al

conectarse con el conector del motor proporcionan la energía necesaria para el funcionamiento del equipo BES.

**Estator:** Es la parte exterior del motor, rodea los rotores sin hacer contacto con ellos. Contiene unos devanados, los cuales generan un campo magnético al ser excitados con corriente eléctrica.

## F

**Flujograma:** Término conocido también como diagrama de flujo, es una muestra visual de una línea de pasos o acciones de un proceso determinado.

## G

**GOR:** Abreviatura de la relación de la cantidad de gas libre producido con respecto al petróleo producido.

## I

**Impulsor:** Es un componente de las etapas de la bomba BES, proporciona energía cinética al fluido antes de pasar al difusor.

**IP:** Abreviatura del índice de productividad, el cual es una medida del potencial de un pozo. Matemáticamente se calcula mediante la razón de la tasa de producción, en barriles fiscales por día a la presión diferencial entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluyente.

**IPR:** Abreviatura para referirse a la curva de comportamiento del pozo, la cual representa gráficamente la tasa de producción contra la presión de fondo fluyente de un pozo.

**Izaje:** Es una forma de levantar o mover objetos con ayuda de maquinaria o dispositivos, de una manera segura, y controlada.

## L

**Litología:** Es una ciencia parte de la geología, que estudia la composición, estructura y características de las rocas.

**Lutita:** Es una roca sedimentaria, fisible y prácticamente impermeable compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo.

**M**

**Mapa Estructural:** Un mapa que donde se representa las curvas de profundidad de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas es se muestran con claridad.

**MD:** Acrónimo que hace referencia a la profundidad medida normalmente medida en pies.

**Metalurgia:** Es la técnica de la obtención y tratamiento de los metales a partir de minerales metálicos. Además, estudia la producción de aleaciones y el control de calidad de los procesos.

**MLE:** Acrónimo que hace referencia al cable de extensión del motor, cable que se instala desde el motor hasta la conexión con el cable de potencia.

**N**

**NPT:** Acrónimo que hace referencia al tiempo no productivo durante la ejecución de una operación.

**O**

**Overpull:** Término inglés para referirse a la sobre tensión ejercida sobre un equipo o una herramienta. Esta tensión adicional aplicada no debe pasar del límite de tensión de la tubería, para evitar romperla.

**P**

**Parafínicos:** Grupo de hidrocarburos que comprende moléculas lineales con la fórmula  $C_nH_{2n+2}$ . Un compuesto de hidrocarburo que a menudo precipita en los componentes de producción como resultado de los cambios de temperaturas y presiones producidos en el sistema de producción. Las parafinas pesadas se encuentran presentes como sustancias cerosas que pueden acumularse en los componentes de la terminación y, si son severas, pueden restringir la producción.

**PBR:** Dispositivo que sirve como una herramienta de separación, permite remover la tubería de producción, mientras se deja un agujero pulido y se asegura un ensamble de sello en el Packer.

**Permeabilidad:** Es la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Se mide en Darcys , pero normalmente se utiliza mD ( $1D = 1000 \text{ mD}$ ).

**Permeabilidad Absoluta:** Es la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, obtenida cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca.

**Permeabilidad Relativa:** Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido (agua, gas o petróleo) con respecto a la permeabilidad absoluta de ese fluido.

**Pesca:** Son las operaciones realizadas con el fin de recuperar objetos, equipos o herramientas indeseables que se encuentran dentro de un pozo.

**Petrofísica:** Es la ciencia que estudia las propiedades físicas y químicas de las rocas, fluidos. Adicionalmente la interacción existente entre roca y fluido.

**PIP:** Acrónimo para referirse a la presión de entrada de la bomba electrosumergible.

**Power Tong:** Llaves autoblocantes de gran capacidad utilizadas para sujetar los componentes de la sarta de perforación/Producción y aplicar esfuerzo de torsión.

**Presión:** Es la fuerza aplicada por unidad de área. Normalmente medida en Psi.

**Presión de reservorio (Ps):** Es la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Para mayores distancias que re, la presión se mantiene constante. Este valor de presión se puede obtener de ensayos de formación tipo Build up o Drawdown.

**Presión de fondo Fluyente (Pwf):** Es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona de disparos, a condiciones de flujo.

**Presión Diferencial:** Es la variación de presión entre dos puntos, esta variación podría medirse entre las presiones externas e internas de una tubería o entre dos puntos a lo largo de cualquier trayecto de fluido, como dos puntos a lo largo del interior de una tubería.

**Presión Hidrostática:** Es la presión ejercida por la columna de un fluido.

**Producción Diferida:** Es el volumen de petróleo que por diversas circunstancias no se produce de acuerdo con el potencial esperado en un determinado momento.

## R

**Reacondicionamiento de pozo:** Son todas las operaciones que se lleva a cabo en un pozo para cambiar o transformar el estado o condición del mismo, buscando mejorar o recuperar el potencial del pozo.

**Re-cañoneo:** Es volver a realizar operaciones de cañoneo a un pozo.



**Rentabilidad:** Término que se refiere a los beneficios conseguidos o que pueden obtenerse procedentes de una inversión realizada con anterioridad.

**Rotor:** Es un loop de cobre, compuesto por muchas barras de cobre cortocircuitadas en los extremos por medio de un anillo de cobre, si lo ponemos en un sistema de potencia trifásico que puede crear un campo magnético y se hace fluir corriente por este, entonces podemos conseguir que el rotor gire.

## S

**Semipermanentes:** Término que hace referencia a los componentes del sistema Zeitecs que se encuentran enroscados o unidos a la tubería de producción.

**Squeeze:** Es el proceso de forzar una lechada de cemento dentro hoyos en el revestidor y cavidades detrás de este. Estas operaciones comúnmente se llevan a cabo para reparaciones o cambios en un pozo completado después de cierto tiempo.

**Sumergencia:** Diferencia en carga hidrostática entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido dinámico por encima de la bomba. La sumergencia de la bomba se monitorea continuamente para ajustar la tasa de flujo y evitar una condición de nivel agotado de la bomba.

**Surgencia:** Es el ingreso de un fluido de formación al pozo (agua, hidrocarburo gaseoso o líquido, etc.), debido a que la presión de los fluidos de formación supera a la presión generada por la columna hidrostática del fluido de perforación o matado.

**Survey:** Es el registro del pozo que por medio de instrumentos se mide los parámetros direccionales que definen la trayectoria del hoyo. Los principales parámetros direccionales son la dirección, inclinación y profundidad medida. El resto de los parámetros se calculan mediante ecuaciones matemáticas, con base en los parámetros principales.

## T

**TCP:** Abreviatura de operaciones de cañoneo realizadas con herramientas que se encuentran unidas a una tubería.

**Torre:** Término que hace referencia al equipo utilizado para realizar la operación es de perforación o reacondicionamiento. Dependiendo del destino del equipo incluye diferentes componentes.

**Tortuosidad:** Es una medida de la desviación respecto de una línea recta. Es la relación de la distancia real recorrida entre dos puntos, incluida cualquier curva encontrada, dividida por la distancia en línea recta.

**Transformador:** Es un aparato que permite elevar o reducir tensiones alternas. Consta, en esencia, de dos bobinas arrolladas a un mismo núcleo de hierro. La bobina o arrollamiento donde se aplica la fuerza electromotriz alterna exterior recibe el nombre de primario y la bobina en donde aquélla aparece ya transformada se denomina secundario.

**Tubing:** Término en inglés para indicar un tubular de pozo utilizado para producir los fluidos del yacimiento, normalmente conocido como tubería de producción.

**TVD:** Acrónimo en inglés que hace referencia a la profundidad vertical verdadera. Es la distancia vertical existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie.

## U

**Unidad Wireline:** Unidad utilizada para operaciones de intervención de pozos que se realizan con un alambre o cable de un solo filamento o multifilamento para intervención en pozos de petróleo o gas.

**UTM:** Hace referencia a el sistema de coordenadas universal transversal de Mercator por su nombre en inglés "Universal Transverse Mercator".

## V

**Válvula:** Es un dispositivo con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una o más piezas móviles que abren, cierran u obstruyen en forma parcial uno o más orificios o conductos.

**Variador de frecuencia:** Es un dispositivo electrónico que se encuentra en superficie y que sirve para cambiar o variar la frecuencia de operación del motor del sistema de bombeo electrosumergible.

**Varillero:** Unidad que se utiliza para realizar operaciones de reacondicionamiento en pozos que tengan un sistema de levantamiento artificial mecánico.

**Viscosidad:** Es una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

## BIBLIOGRAFÍA

- ADT Schlumberger. (2017).
- ALS Schlumberger, A. (2017). *Crisoil: Advanced Motor Protector-Schlumberger*. Obtenido de <http://www.crisoil.com/advanced-motor-protector-schlumberger.html>
- Aragon, K. (18 de Octubre de 2013). *Slideshare*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/kti0n/clase-n5-bes-pp-514>

- Artificial Lift Schlumberger. (Junio de 2016). Shuttle Component Animations.
- Blum, C., Jackson, J., Lenin, P., Garibay, N., Griffiths, N., Constante, L., & Padilla, E. (2013). Alternative Deployment of an ESP System in South America. *SPE*, 1-14.
- Bouhanna, M., Al-Shammari, M., AL-Fadli, A., Mali, V., & AL-Jasmi, A. (2014). Best Practice in the First Wireline Retrievable ESP Pilot Job in Kuwait. *IADC-SPE*, 1-10.
- Craft, B., & Hawkins Jr., M. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid: Editorial Tecnos.
- Da Silva, A. (1 de Septiembre de 2012). *La Comunidad Petrolera*. Obtenido de <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/dimensiones-de-la-permeabilidad.html>
- E. Rubiano. (2015). Análisis de comportamiento de pozos con sistemas de bombeo electrosumergible. Schlumberger.
- *Economía Simple*. (2016). Obtenido de <https://www.economiasimple.net/glosario/rentabilidad>
- Escalante S. (Septiembre de 2015). *EduBlog UNELLEZ: Bombeo Electrosumergible (BES)*. Obtenido de <http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-4-BES-SEP-2015.pdf>
- Galbiati, J. (2012). *Jorge Galbiati Riesco: Métodos elementales de procesamiento de series de tiempo*. Obtenido de [http://www.jorgegalbiati.cl/enero\\_07/Series.pdf](http://www.jorgegalbiati.cl/enero_07/Series.pdf)
- García, F. (18 de Agosto de 2013). *Gruas & Equipos Garcia*. Obtenido de <http://www.gruasyequiposgarcia.com/tag/que-es-el-izaje/>
- Graterol, M., & Vásquez, H. (04 de Marzo de 2013). *Uciencia*. Obtenido de <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Roca-Sedimentaria.-Caliza>
- Hernandez, M. (21 de Octubre de 2014). *Petrofísica para Todos*. Obtenido de <http://petrofisicaparatodos.blogspot.com/2014/10/concepto-de-petrofisica.html>
- Hirschfeldt M, R. R. (2008, Septiembre). Retrieved from Oilproduction: [http://oilproduction.net/files/conceptos\\_well\\_performance.pdf](http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf)
- Isaac. (2018). *Queestudia*. Obtenido de <https://queestudia.com/la-litologia/>
- Jimenez, O. (29 de Abril de 2013). *Scribd*. Obtenido de <https://www.scribd.com/doc/138570281/Presion-de-Fondo-Fluyendo>
- Lapeyrouse, N. (2002). *Fórmulas y cálculos para perforación, producción y reacondicionamiento*. Burlington: Elsevier Science.
- Madrid, C. (2012). *Portal del Petróleo*. Obtenido de <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bombeo-electrosumergible-diseno.html>
- Mendoza, I. (06 de Julio de 2015). *PerfoBlogger*. Obtenido de <http://perfob.blogspot.com/2015/07/que-es-el-canoneo-de-pozos.html>
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Paz J. (2016). Sistemas de Producción.
- Petroamazonas EP. (2016).
- *Petroblogger*. (1 de Noviembre de 2010). Obtenido de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/pesca-en-la-industria-petrolera/>
- Ramirez, H. (2 de Octubre de 2012). *Slideshare*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/leiru274/dielctricos>

- Rizza, G., Pilone, S., Bespalov, E., Drablier, D., Okasa, F., & Tita, G. (2013). Successful First Offshore Rigless Fully Retrievable ESP System Installation in Congo. *IPTC-SPE*, 1-11.
- RTE. (2007). Obtenido de <http://rte.mx/transformadores-elevadores-y-reductores-de-tension>
- Schlumberger. (2010). *Schlumberger: Flow Control Valve*. Obtenido de [http://www.slb.com/~media/Files/completions/product\\_sheets/intelligent\\_completions/intellizone\\_flow\\_control\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intelligent_completions/intellizone_flow_control_ps.pdf)
- Schlumberger. (2015). *Schlumberger: ESP downhole monitoring system*. Obtenido de [http://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/phoenix\\_xt150\\_ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/phoenix_xt150_ps.pdf)
- Schlumberger. (2017). *Schlumberger*. Obtenido de Oilfield Glossary: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog\\_leg.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dog_leg.aspx)
- Schlumberger. (2017). *Schlumberger: ESP system cables*. Obtenido de [http://www.slb.com/~media/Files/artificial\\_lift/product\\_sheets/rede-max-cables-ps.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/rede-max-cables-ps.pdf)
- Schlumberger. (2017). *Schlumberger: High-Efficiency ESP Motors*. Obtenido de [http://www.slb.com/services/production/artificial\\_lift/submersible/esp\\_components/high\\_efficiency\\_motors.aspx](http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/submersible/esp_components/high_efficiency_motors.aspx)
- Schlumberger. (2017). *Schlumberger: SFIV II*. Obtenido de [http://www.slb.com/~media/Files/completions/product\\_sheets/isolation\\_valves/sfi-v-ii\\_surface\\_controlled\\_isolation\\_valve.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/isolation_valves/sfi-v-ii_surface_controlled_isolation_valve.pdf)
- Schlumberger. (2018). *Schlumberger Oilfield Glossary*. Obtenido de <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- Shaya Ecuador S.A. (2017).
- Tech New Mexico. (2014). *Electrical Submersible Pump*. Obtenido de <http://slideplayer.com/slide/1636618/>
- Toro, C. (8 de February de 2010). *Proz*. Obtenido de [https://www.proz.com/kudoz/english\\_to\\_spanish/petroleum\\_eng\\_sci/3686335-blowout\\_preventer.html](https://www.proz.com/kudoz/english_to_spanish/petroleum_eng_sci/3686335-blowout_preventer.html)
- Uchoa, F. (19 de Diciembre de 2011). *Definición ABC*. Obtenido de <https://www.definicionabc.com/general/flujograma.php>
- Vera, R. (25 de Enero de 2013). *Ingeniería Petrolera*. Obtenido de <http://ingenieriaenpetroleo.blogspot.com/2013/01/empacadores-de-produccion.html>
- Wetzel J. (Marzo de 2017). Shuttle ESP: Why, What and How. Artificial Lift Solutions, Schlumberger.
- Wikipedia. (4 de Abril de 2018). *Wikipedia La enciclopedia libre*. Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Metalurgia>

## ANEXOS