



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

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

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN
DEL SISTEMA INTELLIZONE PARA MAXIMIZAR EL
CONTROL EFICIENTE DE PRODUCCIÓN HASTA EN 2
ARENISCAS EN EL ACTIVO SHUSHUFINDI.**

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

IVÁN ALEXANDER AGUILAR GUERRERO

DIRECTOR: ING. EDWIN PLÚAS NOLIVOS, Msc

Quito, Julio 2016

© Universidad Tecnológica Equinoccial, 2016
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

PROYECTO DE TITULACIÓN


DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1500729684
APELLIDO Y NOMBRES:	Aguilar Guerrero Iván Alexander
DIRECCIÓN:	Díaz de la Madrid Y Juan Acevedo
EMAIL:	Ivanchoagui_10@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	02 5113-983
TELÉFONO MOVIL:	0985900045

DATOS DE LA OBRA	
TITULO:	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA INTELLIZONE PARA MAXIMIZAR EL CONTROL EFICIENTE DE PRODUCCIÓN HASTA EN 2 ARENISCAS EN EL ACTIVO SHUSHUFINDI."
AUTOR O AUTORES:	Iván Alexander Aguilar Guerrero
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	14 de Junio de 2016
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Edwin Plúas Nolivos, Msc
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Petróleos
RESUMEN:	El presente trabajo de titulación consistió en realizar un análisis técnico económico de la implementación del sistema Intellizone para maximizar el control eficiente de producción hasta en 2 areniscas en el activo Shushufindi. Para llevar a cabo este análisis se tomaron cinco pozos donde se instaló el sistema Intellizone, dichos pozos son: SSF-136D, SSF-145D, SSF-146D, SSF-205D y SSF-208D.

	<p>Dentro del Capítulo I se detallan el objetivo general, los objetivos específicos, el problema y la justificación para llevar a cabo el presente trabajo de titulación teniendo en cuenta factores técnicos, económicos, ambientales y políticos.</p> <p>En el Capítulo II se desarrolló el marco teórico, el mismo que contiene un detalle del bombeo Electrosumergible, así como también contiene una descripción del sistema Intellizone, se describen sus componentes, principio de funcionamiento, el proceso de selección para un pozo candidato, ventajas, desventajas y una breve comparación con un sistema de completación dual.</p> <p>En el Capítulo III se analiza técnicamente los pozos intervenidos con el sistema Intellizone y se llevó a cabo un análisis de la producción antes y después de instalar el sistema. También se realiza el cálculo de la bomba electrosumergible para producir las dos arenas de forma conjunta en el pozo SSF-208D.</p> <p>En el Capítulo IV se realizó el análisis económico, en base a dos escenarios; el primero con el precio del crudo a la fecha de implementación del sistema Intellizone en los pozos y el segundo escenario con el precio del crudo a Junio de 2016.</p> <p>Finalmente, el en Capítulo V se encuentran las conclusiones y recomendaciones de acuerdo a los analizado durante la realización del presente trabajo de titulación.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Intellizone, Completación Inteligente, Shushufindi, Campos Maduros, BES</p>

	analyzed during the course of this work degree
KEYWORDS	Intellizone, Intelligent Completion, Shushufindi, Matures Fields, BES

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

f. 

AGUILAR GUERRERO IVÁN ALEXANDER

C.I: 150072968-4

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **AGUILAR GUERRERO IVÁN ALEXANDER**, CI 150072968-4 autor del proyecto titulado: **“Análisis Técnico Económico de la implementación del Sistema Intellizone para maximizar el control eficiente de producción hasta en 2 areniscas en el Activo Shushufindi.”**, previo a la obtención del título de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

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

Quito,.....

f: _____



AGUILAR GUERRERO IVÁN ALEXANDER

C.I. 150072968-4

DECLARACIÓN

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

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



Iván Alexander Aguilar Guerrero

C.I. 150072968-4

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título "**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA INTELLIZONE PARA MAXIMIZAR EL CONTROL EFICIENTE DE PRODUCCIÓN HASTA EN 2 ARENISCAS EN EL ACTIVO SHUSHUFINDI.**", que para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Iván Alexander Aguilar Guerrero**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.



Ing. Edwin Plúas Nolivos

Director del Trabajo

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres, quienes con su esfuerzo y esmero han hecho de mí una persona de bien y han sido mi pilar fundamental para alcanzar este objetivo académico.

Iván Aguilar G.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer primeramente a Dios, por haberme mostrado la luz y la guía en este largo camino.

De la misma manera agradecer a todos mis familiares quienes de una u otra manera me supieron brindar su apoyo incondicional y me confortaron en los momentos más difíciles.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial y sus prestigiosos docentes por el conocimiento y el apoyo brindado para alcanzar un paso más en mi vida académica.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y en especial al Ing. Edwin Plúas por toda la apertura, la paciencia, la guía y el tiempo brindado para la realización del presente trabajo

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
CAPÍTULO I	3
INTRODUCCIÓN	3
1.1. PROBLEMA	3
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	5
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1. MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	7
2.1.1. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	7
2.1.1.1. Principio De Funcionamiento	8
2.1.1.2. Equipo De Superficie	10
2.1.1.3. Equipo De Fondo.....	10
2.2. SISTEMA INTELLIZONE	11
2.2.1. INTRODUCCIÓN	11
2.2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	12
2.2.3. COMPONENTES	13
2.2.3.1. Medidores de Presión y Temperatura.....	14
2.2.3.2. Packers o Empacadores de Aislamiento Anular	15
2.2.3.3. Sensor de Posición Absoluta	15
2.2.3.4. Unidad de Control y Operación de Superficie.....	15
2.2.3.5. Software de Visualización de Control	15
2.2.3.6. Válvulas de Control de Flujo en Fondo.....	16
2.2.4. PRINCIPIO DE OPERACIÓN.....	16
2.2.5. PROCESO DE SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO.....	18
2.2.6. PROCEDIMIENTO GENERAL DE CORRIDA DE LA COMPLETACIÓN.....	21

2.3.	VENTAJAS	22
2.4.	DESVENTAJAS	23
2.5.	COMPLETACIÓN DUAL VS SISTEMA INTELLIZONE	24
CAPÍTULO III.....		25
ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS INTERVENIDOS CON EL SISTEMA INTELLIZONE EN EL CAMPO SHUSHUFINDI		25
3.1.	GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI	25
3.1.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	25
3.1.1.1.	Coordenadas del Campo	25
3.1.2.	ESTRATIGRAFÍA.....	26
3.1.2.1.	Basal Tena.....	27
3.1.2.2.	Arenisca U	27
3.1.2.2.1.	U Superior.....	27
3.1.2.2.2.	U Inferior	27
3.1.2.3.	Arenisca T.....	28
3.1.2.3.1.	T Superior	28
3.1.2.3.2.	T Inferior.....	28
3.1.3.	CONSIDERACIONES DE PRODUCCIÓN	29
3.2.	SHUSHUFINDI 136 D.....	30
3.3.	SHUSHUFINDI 145 D.....	34
3.4.	SHUSHUFINDI 146 D.....	38
3.5.	SHUSHUFINDI 205 D.....	42
3.6.	SHUSHUFINDI 208 D.....	45
3.7.	EJEMPLO DE SELECCIÓN DE LA BOMBA BES PARA PRODUCIR DEL POZO SSF – 208 D	49
3.7.1.	DATOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO	49
3.7.2.	CAUDAL MÁXIMO DE EXTRACCIÓN (POTENCIAL DE PRODUCCIÓN).....	50
3.7.3.	PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA	50
3.7.4.	CORRECCIÓN DEL FLUIDO A MANEJAR POR LA PRESENCIA DE GAS	52
3.7.5.	PORCENTAJE DE GAS LIBRE A LA ENTRADA DE LA BOMBA	

3.7.6.	CARGA DINÁMICA TOTAL (TDH).....	55
3.7.7.	SELECCIÓN DEL MODELO DE BOMBA	57
3.7.8.	DIMENSIÓN DE LA BOMBA (CÁLCULO DEL NUMERO DE ETAPAS)	59
3.7.9.	SELECCIÓN DEL MOTOR	59
3.7.10.	EFICIENCIA DE LA BOMBA.....	60
CAPITULO IV	61
ANÁLISIS ECONÓMICO	61
4.1.	INGRESOS	62
4.2.	EGRESOS	62
4.3.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	62
4.4.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	63
4.5.	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB).....	64
4.6.	CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	65
4.7.	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 136D.....	66
4.7.1.	COSTO DE PRODUCCIÓN (SSF – 136D):	68
4.7.2.	INGRESOS MENSUALES (SSF – 136D):	68
4.7.3.	FLUJO DE CAJA (SSF – 136D):.....	68
4.7.4.	VALOR ACTUAL NETO (VAN) - (SSF – 136D):	68
4.7.5.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) - (SSF – 136D):	69
4.7.6.	RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB)- (SSF – 136D):.....	69
4.8	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 145D.....	74
4.9	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 146D.....	78
4.10	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 205D.....	82
4.11	ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 208D.....	86
CAPÍTULO V	90
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
5.1	CONCLUSIONES	90
5.2	RECOMENDACIONES.....	91
BIBLIOGRAFÍA	92
ANEXOS	94

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Esquema Interno de una Bomba Electrosumergible	9
Figura 2. Esquema del Bombeo Electrosumergible	11
Figura 3. Componentes del Sistema Intellizone	14
Figura 4. Válvula de Control de Flujo	16
Figura 5. Esquema de Ciclado de Válvulas de Fondo	17
Figura 6. Mapa de trabajo para selección de un pozo candidato.	19
Figura 7. Ubicación Geográfica del Campo Shushufindi – Aguarico.....	25
Figura 8. Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi – Aguarico.....	26
Figura 9. Perfil del Pozo SSF – 136 D	31
Figura 10. Promedio de Producción: Completación Selectiva (JET) vs Intellizone.....	34
Figura 11. Ubicación del Pozo SSF - 145 D.....	35
Figura 12. Promedio de Producción Diaria: Completación Convencional (BES) vs Intellizone del pozo SSF – 145 D.....	38
Figura 13. Ubicación del Pozo SSFD - 146 D	39
Figura 14. Promedio de Producción Diaria: Completación Convencional (BES) vs Intellizone del Pozo SSF-146 D	41
Figura 15. Perfil Direccional Pozo SSF – 205 D.....	42
Figura 16. Promedio de Producción Diaria: Completación Dual vs Intellizone Pozo SSF-205 D	44
Figura 17. Ubicación del Pozo SSFD - 208 D	45
Figura 18. Perfil Direccional Pozo SSF – 208 D.....	46
Figura 19. Promedio de Producción Diaria: Completación Convencional (BES) vs Intellizone del Pozo SSF-146 D	48
Figura 20. Bomba DN 1800 a 60 Hz y 3500 rpm	58

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Intellizone instaladas en el Ecuador	13
Tabla 2. Comparación entre el Sistema Intellizone y la Completación Dual	24
Tabla 3. Coordenadas UTM	26
Tabla 4. Coordenadas SSF-136 D	30
Tabla 5. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF-136 D)	32
Tabla 6. Coordenadas SSF-145 D	35
Tabla 7. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF – 145D)	36
Tabla 8. Coordenadas SSF-146 D	38
Tabla 9. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF – 146D)	40
Tabla 10. Coordenadas SSF-205 D	42
Tabla 11. Coordenadas del pozo SSF – 208D	45
Tabla 12. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF – 208 D)	47
Tabla 13. Análisis de un Proyecto en base al VAN	63
Tabla 14. Análisis de un Proyecto en base al VAN	64
Tabla 15. Precio del Crudo al Implementar el Sistema Intellizone.....	65
Tabla 16. Inversión Inicial Pozo SSF – 136D	66
Tabla 17. Primer Año de Producción SSF – 136 D	67
Tabla 18. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Enero 2014)	72
Tabla 19. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)	73
Tabla 20. Inversión Inicial Pozo SSF – 145D	74
Tabla 21. Primer Año de Producción SSF – 145 D	75
Tabla 22. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Noviembre 2014)	76
Tabla 23. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)	77
Tabla 24. Inversión Inicial Pozo SSF – 146D	78
Tabla 25. Primer Año de Producción SSF – 146 D	79
Tabla 26. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Septiembre 2014)	80
Tabla 27. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)	81
Tabla 28. Inversión Inicial Pozo SSF – 205D	82
Tabla 29. Primer Año de Producción SSF – 205 D	83
Tabla 30. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Julio 2015)	84

Tabla 31. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)	85
Tabla 32. Inversión Inicial Pozo SSF – 208D	86
Tabla 33. Primer Año de Producción SSF – 208 D	87
Tabla 34. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Diciembre 2014)	88
Tabla 35. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)	89

ÍNDICE DE ANEXOS

PÁGINA

ANEXO 1. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSF - 136 D	95
ANEXO 2. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD – 136 D)	96
ANEXO 3. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 145 D	97
ANEXO 4. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD – 145 D)	98
ANEXO 5. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 146 D	99
ANEXO 6. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD – 146 D)	100
ANEXO 7. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 205 D	101
ANEXO 8. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD – 205 D)	102
ANEXO 9. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 208 D	103
ANEXO 10. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD – 208 D)	104
ANEXO 11. Visita a las Instalaciones - Pozo Shushufindi 205-D	105
ANEXO 12. Visita a las Instalaciones - Pozo Shushufindi 145-D	106
ANEXO 13. Visita a las Instalaciones de Ensamblaje del Sistema Intellizone	107

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
Ecuación 1. Porcentaje de Incremento Inicial de Producción	33
Ecuación 2. Índice de Productividad del Pozo	50
Ecuación 3. Gravedad Específica de la Mezcla	50
Ecuación 4. Gravedad Específica del Petróleo	51
Ecuación 5. Gradiente de Presión de la Mezcla	51
Ecuación 6. Caída de Presión entre la arena (promedio) y la entrada de la bomba	51
Ecuación 7. Presión a la Entrada de la Bomba	52
Ecuación 8. Volumen Total de Gas	52
Ecuación 9. Razón de Solubilidad del Gas	52
Ecuación 10. Volumen de Gas en Solución	53
Ecuación 11. Volumen de Gas Libre	53
Ecuación 12. Factor Volumétrico del Gas	53
Ecuación 13. Volumen de Gas Manejado por la Bomba	53
Ecuación 14. Factor Volumétrico del Petróleo	54
Ecuación 15. Volumen de Petróleo Manejado por la Bomba	54
Ecuación 16. Volumen de Agua Manejado por la Bomba	54
Ecuación 17. Volumen Total de Fluido Manejado por la Bomba	54
Ecuación 18. Porcentaje de Gas Libre a la Entrada de la Bomba	55
Ecuación 19. Carga Dinámica Total	55
Ecuación 20. Levantamiento Neto de Fluido (pies)	55
Ecuación 21. Presión de Cabeza (pies)	56
Ecuación 22. Ecuación de Hazen Williams para el Diferencial de Presión por Fricción	56
Ecuación 23. Pérdida de Carga por Fricción en el Interior de la Tubería	57
Ecuación 24. Número de Etapas de la Bomba	59
Ecuación 25. Eficiencia de la Bomba	59
Ecuación 26. Eficiencia de la Bomba	60
Ecuación 27. Declinación Exponencial	62
Ecuación 28. Valor Actual Neto (VAN)	63
Ecuación 29. Tasa Interna de Retorno (TIR)	64
Ecuación 30. Relación Costo - Beneficio	64
Ecuación 31. Costos de Producción Mensuales	68
Ecuación 32. Ingresos Mensuales	68
Ecuación 33. Flujo de Caja	68
Ecuación 34. Ingresos Actualizados	70
Ecuación 35. Egresos Actualizados	70

RESUMEN

El presente trabajo de titulación consistió en realizar un análisis técnico económico de la implementación del sistema Intellizone para maximizar el control eficiente de producción hasta en 2 areniscas en el activo Shushufindi. Para llevar a cabo este análisis se tomaron cinco pozos donde se instaló el sistema Intellizone, dichos pozos son: SSF-136D, SSF-145D, SSF-146D, SSF-205D y SSF-208D.

Dentro del Capítulo I se detallan el objetivo general, los objetivos específicos, el problema y la justificación para llevar a cabo el presente trabajo de titulación considerando factores técnicos, económicos, ambientales y políticos.

En el Capítulo II se desarrolló el marco teórico, el mismo que contiene un detalle del bombeo Electrosumergible, así como también contiene una descripción del sistema Intellizone, se describen sus componentes, principio de funcionamiento, ventajas, desventajas y una breve comparación con un sistema de completación dual.

En el Capítulo III se analiza técnicamente los pozos intervenidos con el sistema Intellizone y se llevó a cabo un análisis de la producción antes y después de instalar el sistema. Se realiza el cálculo de la bomba BES para producir las dos arenas de forma conjunta en el pozo SSF-208D.

En el Capítulo IV se realizó el análisis económico, en base a dos escenarios; el primero con el precio del crudo a la fecha de implementación del sistema Intellizone en los pozos y el segundo escenario con el precio del crudo a Junio de 2016.

Finalmente, el en Capítulo V se encuentran las conclusiones y recomendaciones en base a lo analizado en el presente trabajo de titulación.

ABSTRACT

This degree work was to conduct an economic technical analysis of the implementation of Intellizone system to maximize efficient production control up to 2 sandstones in the active Shushufindi. To perform this analysis Intellizone five wells where the system was installed, took these wells are: SSF-136D, SSF-145D, SSF-146D, 205D and SSF-SSF-208D.

In Chapter I the overall objective, specific objectives, the problem and detailed justification for carrying out this work titration taking into account technical, economic, environmental and political.

In Chapter II the theoretical framework was developed, it contains a detail of the electrosumergible pumping and also contains a description of Intellizone system, its components, operating principle, describes the selection process for a candidate well, advantages, disadvantages and a brief comparison with a dual completion.

In Chapter III it is technically analyzed wells operated with Intellizone system and conducted an analysis of production before and after installing the system. Also calculating the electric submersible pump is performed to produce the two arenas together in the SSF-208D.

In Chapter IV economic analysis was performed, based on two scenarios; the first with the oil price at the date of implementation of the system Intellizone wells and the second with the oil price to June 2016.

Finally, in Chapter V are the conclusions and recommendations according to the analyzed during the course of this work degree

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA

A lo largo de la historia del campo petrolero Shushufindi se han presentado una completación de sus pozos con objetivos hacia una sola arena ya sea la U o la arena T, también se han realizado completaciones selectivas cuando ambas arenas han sido explotadas de forma secuencial. Las últimas completaciones dentro del campo incluyen camisas deslizantes para permitir la producción secuencial a través del tiempo. En el 2012 se utilizaron completaciones duales concéntricas que fueron empleadas en 4 pozos, pero esta tecnología involucraba un alto riesgo en las operaciones por su complejidad y por poseer numerosos accesorios, además si se deseaba realizar trabajos futuros para la remoción de escala, tratamientos ácidos o algún otro trabajo que requiera la intervención del pozo, esta sería realmente complicada, con gran cantidad de equipo en superficie y de muy alto costo. Adicionalmente si se presentaba algún problema con el sistema de levantamiento artificial (BES) se requeriría sacar la completación entera para corregir el problema, lo que acarrearía pérdida de producción y un mayor tiempo de Workover.

La producción de este campo proveniente de una sola arena, no permite mantener la tasa de producción diaria, si se tiene en cuenta que es un campo con una larga vida y donde la curva de declinación está bastante avanzada. Es por ello que el manejo de un sistema compacto de completación inteligente dentro del campo Shushufindi sería de gran ayuda para mantener un adecuado control y maximizar la producción, ya que esta nueva configuración de pozos es completa, integrada e inteligente y nos permite el control de flujo proveniente de múltiples zonas.

Con el uso de la Intellizone se puede maximizar el recobro de hidrocarburos mediante la configuración de las mejores opciones de completación de pozos, el control del flujo, y el drenaje del yacimiento de la manera más eficiente y efectiva. El sistema Intellizone es más fácil de diseñar, más rápido de ejecutar, más simple de controlar y más confiable para la vida productiva del pozo ayudando así a incrementar la producción y el recobro de los yacimientos, tanto en pozos nuevos como en pozos maduros.

1.2. JUSTIFICACIÓN

A lo largo de la historia los seres humanos hemos mantenido una curiosidad natural de conocer más allá de lo que ven nuestros ojos, en el caso de los yacimientos de petróleo en el subsuelo se ha visto la necesidad de saber lo que sucede bajo la superficie es por ello que se ha recurrido al uso de herramientas conducidas por cable, tuberías flexibles o sartas de perforación con el objetivo de medir y registrar todo aquello que no podemos observar en forma directa.

Dentro de la Industria petrolera, ya no se trata solo de satisfacer nuestra curiosidad natural, si no que se considera económicamente imprescindible comprender y controlar lo que ocurre en nuestro yacimiento, el ignorar este comportamiento puede resultar sumamente costoso. Afortunadamente en el ámbito de la producción de hidrocarburos se han desarrollado dispositivos que nos permiten monitorear los pozos desde la superficie, además efectuar un control remoto del flujo que proviene de las zonas de interés y se dirige al pozo y la tubería de producción, estos dispositivos son conocidos como completaciones inteligentes (Intellizone). A medida que los pozos producen el fluido que se encuentran en los yacimientos, los sensores ubicados en el fondo realizan mediciones en tiempo real, dichas mediciones se pueden ingresar a los programas computacionales para realizar un análisis del yacimiento y de las operaciones de producción. Gracias a estos avances en la tecnología de completaciones, la industria petrolera puede incrementar o acelerar la recuperación de los yacimientos al mismo tiempo que se

minimizan los riesgos, los costos de levantamiento artificial y las intervenciones de pozo.

Económicamente la producción petrolera ha sido el pilar de nuestro país, convirtiéndose así en los últimos años en la base económica del Ecuador. Es por ello que mediante la aplicación del sistema Intellizone se busca incrementar la producción del campo Shushufindi, esto nos ayudara a incrementar los recursos y las posibilidades de desarrollo de nuestro país.

Técnicamente la aplicación del sistema Intellizone es sumamente viable para las condiciones del campo, ya que es uno de los mecanismos más convenientes para producir de varias arenas en forma simultánea, así también la geometría y los parámetros de fondo de pozo nos motivan a la implementación de este sistema para maximizar de forma efectiva la producción de hidrocarburos.

Ambientalmente la aplicación del sistema Intellizone no ha visto barreras ya que sus componentes son amigables con el medio y a su vez gracias al control en superficie de las operaciones de producción se puede controlar eficazmente el pozo y ayudar a la prevención y control de incidentes que no están exentos dentro de nuestra industria.

Políticamente existen normativas que respaldan el trabajo dentro de los campos maduros trabajando por producción incremental, es así que la implementación del sistema Intellizone ayuda al cumplimiento de los objetivos planteados para mantener la producción del país mediante el control eficiente de la producción de nuestros campos petroleros.

1.3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar técnica y económicamente la implementación del sistema Intellizone con la finalidad de maximizar el control eficiente de producción hasta en 2 areniscas en el activo Shushufindi

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar las propiedades de las areniscas productoras que van a ser completadas con el sistema Intellizone dentro del proyecto.
2. Determinar las adecuadas condiciones técnicas y económicas para la implementación del sistema Intellizone en el activo Shushufindi.
3. Detallar un procedimiento idóneo para la implementación de la completación inteligente con el Sistema Intellizone.
4. Identificar las ventajas obtenidas al usar la completación con el sistema Intellizone para los pozos dentro del activo Shushufindi.
5. Demostrar la factibilidad de la aplicación del sistema Intellizone para la completación de pozos en el activo Shushufindi.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un método de Levantamiento Artificial tiene el objetivo de aportar la energía que el reservorio necesita para hacer que los fluidos lleguen a superficie. La depletación de dichos reservorios puede haberse dado por la pérdida natural de presión de los mismos, o porque desde un inicio la energía natural de pozo no fue capaz de levantar los fluidos desde el fondo de pozo.

Todo método de Levantamiento Artificial debe estar estrictamente ligado a aprovechar de la mejor manera la poca energía que posee el reservorio en fondo y a la vez ayudar a mejorar la curva de producción y la vida útil del pozo. Dentro de los distintos métodos de levantamiento artificial tenemos:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Hidráulico
- Gas Lift
- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo por Cavidades Progresivas

2.1.1. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El presente trabajo tiene un enfoque especial a este método de levantamiento, ya que toda completación con Intellizone consta de una bomba electrosumergible, la cual es la encargada de llevar la producción de crudo hasta la superficie.

Este es un sistema de levantamiento artificial que está diseñado para ser aplicado a pozos que poseen grandes volúmenes de crudo, reservorios potencialmente rentables o con grandes perspectivas y pozos profundos;

además su principal objetivo es manejar altas tasas de producción, las mismas que pueden ir desde los 200 a 10 000 BPPD. El mecanismo puede ser generalmente usado cuando un pozo posee los siguientes aspectos:

- Alto Índice de Productividad.
- Baja Presión de Fondo.
- Alta Relación Agua – Petróleo.
- Baja Relación Gas – Petróleo. (Se puede usar separador de gas)
- Temperaturas de Fondo de Hasta 350 °F
- Profundidades de 10 000 a 12 000 pies.
- Pozos verticales, desviados u Horizontales, teniendo en cuenta los DLS.

2.1.1.1. Principio De Funcionamiento

Las Bombas Electrosumergibles¹ (ESP, por sus siglas en inglés Electrical Submersible Pumps) están diseñadas en base a bombas centrifugas compuestas de varias etapas, apiladas una detrás de otras, las cuales constan de un impulsor giratorio y un difusor estacionario en cada una de las bombas. El Impulsor está formado por una serie de alabes que proporcionan energía cinética al fluido y el difusor es una serie de cámaras de diferente área que convierten la energía cinética de fluido en la presión necesario para llevar el mismo hasta la superficie.

La potencia para el funcionamiento de las bombas proviene de un motor eléctrico instalado en fondo, la energía eléctrica es llevada desde la superficie hasta el motor en fondo mediante un cable eléctrico que se acopla mediante grapas a la parte externa de la tubería de producción. El cambio de energía a presión se logra cuando el fluido que está siendo bombeado rodea el impulsor, y mientras este impulsor gira induce un movimiento al fluido.

¹ ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003

Para impartir el movimiento al fluido se tiene dos componentes principales, el movimiento desde el centro del impulsor hacia afuera el cual es causado por la fuerza centrífuga. El segundo componente es el otorgado por el movimiento en dirección tangencial al diámetro externo del impulsor; el resultado de unir estos dos componentes es la dirección real que toma el flujo.

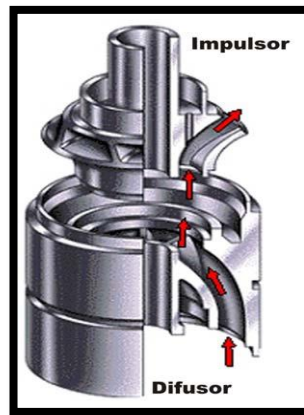


Figura 1. Esquema Interno de una Bomba Electrosumergible

(ADAIR, Paul. Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods. 2003)

El motor eléctrico que se usa en el sistema de levantamiento electrosumergible es un motor eléctrico de inducción bipolar trifásico, el cual opera a una velocidad común de 3 600 revoluciones por minuto (RPM), a una frecuencia de 60 Hz y 2 915 rpm a una frecuencia de 50 Hz. La parte interna de los motores está llena con un aceite dieléctrico especial para asegurar la lubricación adecuada de sus componentes y una buena conductividad termal. El voltaje de operación abarca un rango de entre 230 voltios o tan alto como 4 000 voltios y los requerimientos de amperaje están en un rango de entre 22 a 119 amperios.

La potencia que puede otorgar un motor eléctrico es proporcional al largo y al diámetro del mismo, los motores operan mediante el uso de una corriente alterna de tres fases la cual genera un campo magnético que gira a través del estator, dicho campo magnético rotativo genera una corriente de inducción en el rotor y establece un segundo campo magnético el cual es

atraído al campo magnético rotativo del estator induciendo al rotor y al eje a girar dentro del estator.

2.1.1.2. Equipo De Superficie

Es sumamente importante que previo a la instalación de un sistema de bombeo electrosumergible, se realice una análisis de las condiciones en superficies, ya que se necesita el fácil acceso a la red de energía eléctrica así como también el espacio adecuado para la disposición de los equipos, dentro de los cuales podemos tener:

- Ensamblaje de Cabeza de Pozo
- Variador de Frecuencia
- Transformador de Potencia
- Caja de Venteo
- Cable Eléctrico de Superficie
- Panel de Control

2.1.1.3. Equipo De Fondo

La característica principal de este sistema es que tanto la bomba como el motor están ubicados en el fondo de pozo y los mismos están energizados por medio de un cable eléctrico capaz de soportar las condiciones de presión y temperatura a lo largo y en el fondo del pozo. Los componentes se detallan en la Figura 2 y son:

- Bomba
- Camisa de la Bomba
- Separador de Gas
- Unidad Sellante del Motor
- Unidad Protectora del Motor
- Motor Eléctrico
- Cable de Potencia
- Sensor de Presión y Temperatura.

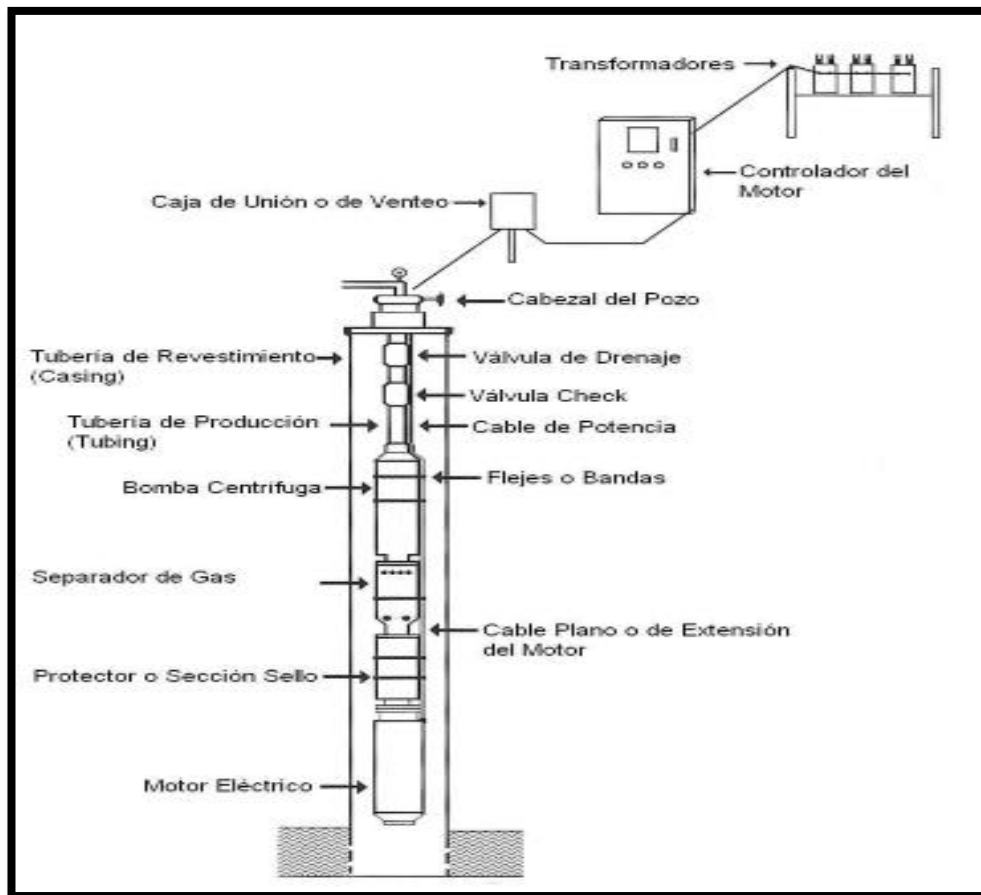


Figura 2. Esquema del Bombeo Electrosumergible
(Donelly, R. Artificial Lift.)

2.2. SISTEMA INTELLIZONE

2.2.1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad la mayoría de los campos en el mundo se ubican dentro de la categoría de campos maduros, los cuales son aquellos que ya han alcanzado su pico máximo de productividad y ha empezado a entrar en su etapa de declinación. Con los actuales precios del crudo a nivel internacional los países que basan su economía en la exportación del petróleo se han visto drásticamente afectados como es el caso de nuestro país.

Es así que hoy en día se están suscribiendo contratos en la cual las operadoras estatales ceden los campos a empresas operadoras que se

comprometen a invertir en los mismos, manteniendo la curva base y cobrando un porcentaje por barril incremental. Es así que el campo Shushufindi cae dentro de los campos maduros y el principal objetivo dentro de este es aumentar la producción de petróleo, pero al ser un campo desarrollado el acceso a los reservorios se vuelve cada vez más complicado, requiriendo de un mayor esfuerzo e implementación de nuevas tecnologías.

Dentro de estas nuevas tecnologías es donde entra en funcionamiento el sistema Intellizone, como un aporte a la mejora en el manejo del campo ya que otorga un monitoreo continuo y tiempo de real de los parámetros de fondo de pozo que nos permiten saber cómo se comporta el yacimiento y que podríamos hacer para optimizar e incrementar la producción del mismo.

Al implementar este sistema podremos reducir el tiempo de intervención en los pozos y los costos asociados a dichos trabajos, incrementar el factor de recobro a un costo efectivo, así como probar el potencial de nuevas zonas y reducir de forma significativa la producción de fluidos no deseados como el agua y gas.

2.2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El sistema Intellizone es una completación inteligente de pozo capaz de reunir, transmitir y analizar datos de producción y del reservorio, permitiendo con esto tomar acciones oportunas con la finalidad de mejorar el control de procesos y la producción de un pozo.

El valor agregado que otorga el sistema Intellizone, es la capacidad de modificar las condiciones de operación y el comportamiento en el fondo del pozo, a través del monitoreo y control de flujo en tiempo real permitiendo así optimizar la producción de los pozos y otorgarle un valor agregado al manejo de los activos.

Mediante este sistema se puede completar múltiples zonas de interés, ya que la completación al ser modular permite la conexión de varias etapas una por cada zona que se desee llevar a producción. Dichas etapa o módulos

poseen líneas hidráulicas independientes para el accionamiento de las válvulas de fondo así como para la energía requerida para el accionamiento de las bombas.

La conexión entre los módulos se da mediante la unión de los capilares hidráulicos, los mismos que permiten el manejo de las válvulas de control de fondo desde la superficie y nos facilita así el manejo adecuado de la producción.

Por la estructura presente de nuestra Cuenca Oriente con varias zonas capaces de producir petróleo el Sistema Intellizone es una buena opción y está siendo desarrollado e instalado en el campo Shushufindi así como también en otros campos, como se puede observar en la Tabla 1.

Tabla 1. Intellizone instaladas en el Ecuador

Nombre del Pozo	# de Zonas	Año de Completación
SSFD-136	2	2014
SSFD-145	2	2014
SSFD-146	2	2014
SSFD-208	2	2014
SSFD-205	2	2015
ENO-2	3	2015
Singue B-9	2	2015

(AGUILAR, 2016)

2.2.3. COMPONENTES

El sistema Intellizone posee varios componentes dentro de un módulo, es decir la completación que se usara para una zona, si desea completar más zonas debemos utilizar tantos módulos como zonas productoras se quiera poner a producir.

Todos los componentes de la completación vienen ensamblados y probados desde el centro de producción del fabricante, lo que ayuda a reducir el riesgo

de fallas y problemas asociados a la calidad. El sistema posee una longitud de entre 17 y 32 pies de longitud, permite manejar una presión de trabajo de hasta 5 000 psi y una temperatura de 250 F.

El material de fabricación es Cromo 13 o Acero 4 140 que son sumamente resistentes y acordes al trabajo en las condiciones del campo Shushufindi, posee válvulas de control de producción de 4 posiciones (0 – 33 – 66 y 100 %) en rango de apertura. Para proceder al ciclado o posicionamiento adecuado de las válvulas se debe someter a una presión hidráulica de 1 000 psi, la misma que es proporcionada por el equipo superficial y transmitida al equipo mediante capilares hidráulicos de alta presión.

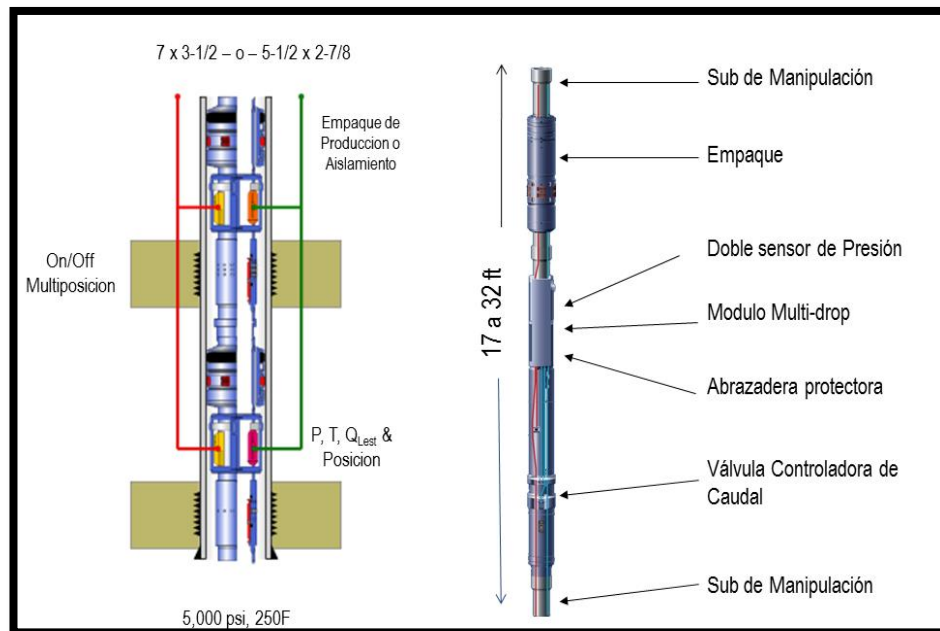


Figura 3. Componentes del Sistema Intellizone

(ARCH 2016)

2.2.3.1. Medidores de Presión y Temperatura

Estos medidores son capaces de determinar los parámetros tanto de la tubería como del espacio anular, lo que nos ayuda a determinar presión y temperatura en fondo de pozo para optimizar el funcionamiento de los equipos a condiciones reales.

2.2.3.2. Packers o Empacadores de Aislamiento Anular

Los empacadores son de tipo multipuerto dentro de la categoría de empacadores de ajuste hidráulico, disponible en dos opciones de recuperación (cortar para liberar y de halar para liberar).

2.2.3.3. Sensor de Posición Absoluta

Los sensores de posición absoluta que permiten identificar las posiciones de estrangulamiento están integrados en las válvulas de control de flujo. Después de la activación de la válvula, este sensor envía un mensaje a la superficie a través del cable de medida, identifica la nueva posición del choke de estrangulamiento de la válvula con certeza y evita que se realice un recuento manual de los ciclos de presión en la superficie para conocer dicha posición.

2.2.3.4. Unidad de Control y Operación de Superficie

Esta unidad está compuesta por un ordenador que realiza una programación lógica del sistema en superficie y mediante la operación automática del mismo permite que el sistema operativo redirija automáticamente las secuencias de presión a la línea de control apropiada para la operación.

2.2.3.5. Software de Visualización de Control

Este es un programa de fácil acceso, ya que permite accionar los comandos de válvulas mediante dos clics, el software de control de visualización permite a los operadores gestionar fácilmente la producción del pozo con un control rápido de las válvulas de fondo de pozo. También les permite ver los datos de zona en tiempo real, almacenar datos históricos, y manejar los comandos.

2.2.3.6. Válvulas de Control de Flujo en Fondo

Son válvulas de cuatro posiciones incluyendo total apertura y cierre, estas válvulas tienen integrado un mecanismo de sujeción y control que permite evitar el cambio involuntario de posición.

Un sello de protección especial mantiene protegida el área de restricción al flujo durante la actuación y la operación, lo que nos ayuda a prevenir el daño por un diámetro de hoyo erosivo a presión diferencial. Estas válvulas son accionadas de forma hidráulica desde la superficie pero tiene un perfil de contingencia que puede ser accionado mediante slickline o tubería flexible.



Figura 4. Válvula de Control de Flujo

(AGUILAR, 2016)

2.2.4. PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Con la finalidad de incrementar las oportunidades de éxito del sistema Intellizone dentro del campo Shushufindi y alcanzar el objetivo de incrementar la producción y el factor de recobro de del campo, es necesario que se desarrolle una cultura operacional del sistema que se adaptara en base al funcionamiento de cada uno de los pozos.

Para prevenir el flujo cruzado entre las arenas productoras y considerando que la arena T posee más presión, esta zona productora debe abrirse

primero para entrar a producción, una vez que los parámetros de la arena T se hayan estabilizado y la presión de fondo fluyente (P_{wf}) sea conocida se puede abrir la zona de la arena U, ajustando los parámetros de fondo para eliminar la interferencia y el flujo cruzado en las arenas.

Se debe llevar a cabo pruebas de presión de fondo para conocer los parámetros de cada una de las arenas por separado, cerrando cada una de las zonas por un periodo de tiempo se puede realizar estas pruebas; la duración y frecuencia de dichas pruebas de presión en los pozos con sistema Intellizone debe ser la adecuada para tener un manejo idóneo de la producción del pozo.

La medición del volumen de producción de cada zona requerirá el cierre de una de ellas mientras se determina el volumen tanto de agua como petróleo de la zona abierta en superficie. Las condiciones operativas sobre las cuales se realizan las pruebas de producción son las mismas que cuando las dos zonas están en producción simultánea, es así que la medición del flujo proveniente de la zona evaluada estará cercana a al aporte real en operación.

Para proceder al ciclado o cambio de posición de las válvulas de control de flujo es necesario que siga el orden que se detalla en la figura 5, ya que dichas válvulas poseen cuatro posiciones: Full Close, 66%, 33% y Full Open.

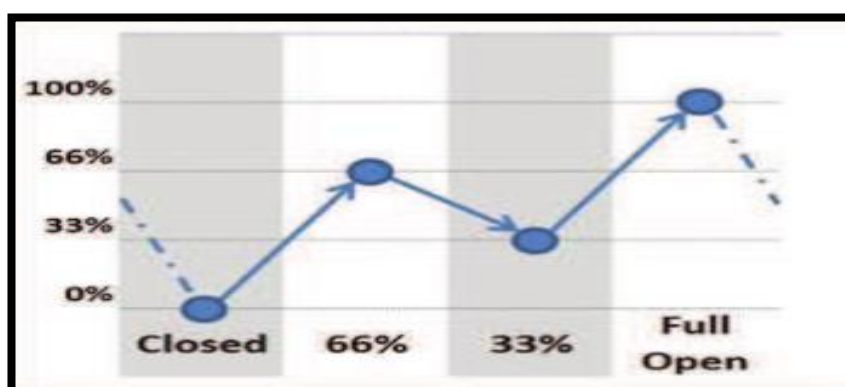


Figura 5. Esquema de Ciclado de Válvulas de Fondo
(ARCH, 2015)

2.2.5. PROCESO DE SELECCIÓN DE UN POZO CANDIDATO

El sistema Intellizone se ha constituido como una excelente herramienta para la completación de pozos en campos maduros y desarrollados, en base al número de unidades implementadas a nivel mundial.

Por otro lado no todos los pozos de un campo maduro son candidatos para la instalación del sistema Intellizone, es por ello que uno de los más grandes desafíos que se tiene es identificar los candidatos apropiados y que permitan obtener los mayores beneficios. El análisis de un pozo para considerarlo candidato abarca de un simple enfoque de analítico de la historia del pozo hasta un complejo análisis del modelo de simulación del reservorio.

Mientras se ha desarrollado e implementado este sistema se han adquirido experiencias que permiten crear guías para la selección de los mejores pozos, es así que uno de los factores más importantes es el análisis de la geometría y el estado mecánico del pozo lo que se constituirá en el primer filtro para la selección de los pozos.

Otro factor de importancia es la diferencia de presión y caudal que se tiene entre las zonas a completar, ya que el aporte de producción de dichas zonas debe ser manejable por medio de una sola bomba electrosumergible y además la presión se debe poder equiparar mediante los usos de chokes o estranguladores de flujo con la finalidad de evitar comunicación entre zonas y manejar adecuadamente el caudal proveniente de cada zona.

Un sistema Intellizone puede ser efectivo en reservorios estratigráficos, se tiene una mejor eficiencia en reservorios donde la zona de lutitas que separa la arena es continua y forma un sello impermeable.

En la figura 6 se puede observar un mapa de trabajo para selección de un pozo candidato.

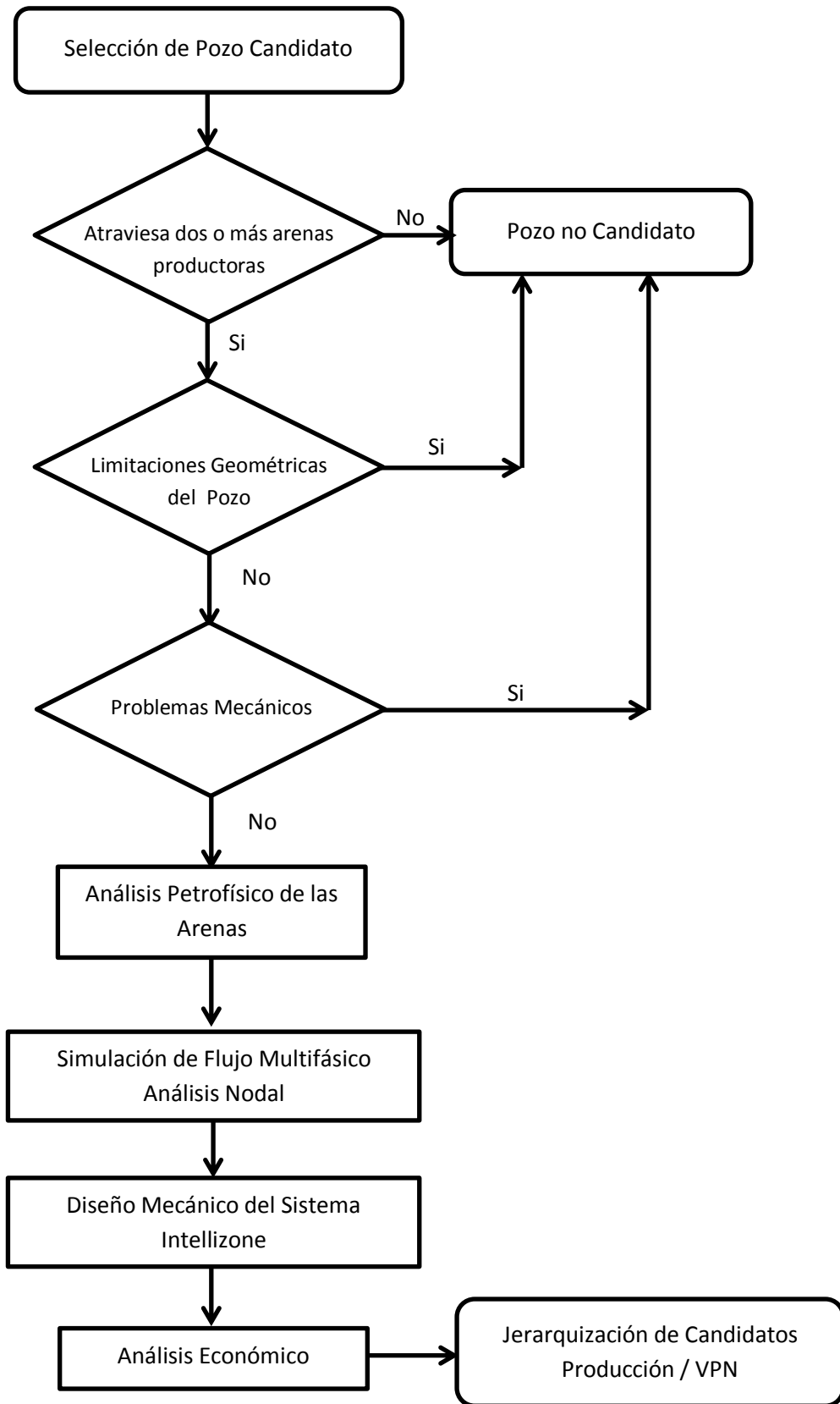


Figura 6. Mapa de trabajo para selección de un pozo candidato.

(AGUILAR, 2016)

La metodología específica que se usó para la selección de los pozos candidatos en el campo Shushufindi fue la siguiente²:

- Identificación, del portafolio de pozos candidatos, los pozos en los cuales la implementación del sistema Intellizone sea posible para los casing de diámetro 7 pulgadas y 9 5/8 pulgadas.
- Revisión de las condiciones mecánicas (casing y liner de producción, condición del cemento debajo del liner de producción, espacio entre las zonas productoras, etc.).
- Seleccionar pozos relativamente nuevos, con la finalidad minimizar los problemas mecánicos durante la instalación del sistema Intellizone.
- Realización de un análisis nodal para la arena U y T inferior, de cada uno de los potenciales pozos candidatos.
- Determinación de la producción incremental tanto de agua y petróleo para la producción de las arenas en forma simultánea a una óptima presión de fondo.
- Determinar el equipo electrosumergible que permita manejar el volumen prospectivo de producción de las arenas U y T.
- Priorizar los pozos candidatos, en base a la producción que se espera de las arenas U y T.
- Presentación y Discusión de los pozos candidatos a la empresa operadora.
- Aprobar los pozos que serán considerados.
- Revisión y Confirmación con la operadora del cronograma de intervención de pozos e instalación del sistema Intellizone.
- Presentación del Sistema Intellizone y los beneficios asociados de su instalación a las instituciones gubernamentales para su aprobación.
- Ordenar los equipos del sistema Intellizone al centro de producción.

² Rodriguez, J. C., Dutan, J., Serrano, G., Sandoval, L. M., Arevalo, J. C., & Suter, A. (2014, Mayo 21). Completación Compacta Inteligente: Un juego de cambio para el campo Shushufindi. Sociedad de Ingenieros Petroleros(SPE). doi:10.2118/169483-MS

- Elaborar el programa operacional para intervenir los pozos con el sistema Intellizone.
- Implementación, monitoreo y análisis de la tecnología Intellizone en los pozos.

2.2.6. PROCEDIMIENTO GENERAL DE CORRIDA DE LA COMPLETACIÓN

- a) Movilizar torre de reacondicionamiento a la locación del pozo que va a ser completado
- b) Desconectar líneas de producción actuales, controlar el pozo con fluido de control y retirar el cabezal.
- c) Retirar la completación existente en el pozo.
- d) Correr BHA de calibración y limpieza.
- e) Circular el pozo hasta obtener retornos limpios.
- f) Retirar BHA de calibración y limpieza.
- g) Armar unidades y re cañonear intervalos de interés.
- h) Inspeccionar y calibrar todos los componentes de la completación que se van a correr en el pozo.
- i) Verificar equipos en locación, principales y de back up.
- j) Revisión funcional del BHA Intellizone y de los packers multipuerto.
- k) Preparación y revisión de las líneas de control de la completación.
- l) Revisión de grapas para las líneas de control.
- m) Revisión de los protectores del cable.
- n) Armar y correr BHA Intellizone.
- o) Efectuar pruebas de continuidad eléctrica a los sensores de presión / temperatura de manera continua durante la corrida de la completación.
- p) Realizar pruebas de ciclado de válvulas de forma continua.
- q) Posicionar el BHA con Intellizone a la profundidad requerida.
- r) Armar unidad de cable eléctrico y verificar la profundidad de los packers con GR-CCL.

- s) Conectar líneas en superficie, efectuar pruebas de presión y presurizar líneas con +/- 3 500 psi para asentar los packers.
- t) Liberar la presión en la tubería y efectuar prueba de aislamiento de packer superior con 1 000 psi por 10 minutos.
- u) Instalar cabezal y BOP para corrida del sistema BES.
- v) Calibrar el equipo BES y todos sus accesorios antes de correrlos en el pozo.
- w) Preparar y bajar la completación con el equipo BES.
- x) Instalar Válvulas de contrapresión en el colgador de tubería.
- y) Quitar BOP y accesorios.
- z) Instalar y probar cabezal de pozo.
- aa) Conectar líneas hidráulicas y cable eléctrico al panel de control.
- bb) Reconfirmar programación del panel de control.
- cc) Iniciar apertura de las zonas de interés de acuerdo al programa.
- dd) Efectuar prueba de rotación y producción de la bomba BES por un periodo de tiempo +/- 12 horas estabilizadas.
- ee) Finalizar operaciones, desmovilizar equipo de reacondicionamiento.

2.3. VENTAJAS

El sistema Intellizone al poseer sensores de fondo que permiten el monitoreo de presión y temperatura en tiempo real facilita el manejo del pozo y de la producción que el mismo puede aportar, es así que dentro de las múltiples ventajas que nos otorga este sistema tenemos:

- Permite la producción simultánea de dos o más zonas de interés.
- Es un sistema integrado, compacto y sencillo de instalar en el pozo.
- Permite la inyección de químicos directamente en la cara de la arena que caumenta la eficiencia del tratamiento.
- Otorga un monitoreo continuo, en tiempo real y de forma remota de los parámetros operacionales de fondo de pozo.

- El sistema de válvulas de producción, permite el manejo óptimo del reservorio y el cambio de tasas de producción de acuerdo a las condiciones que se requiera.
- Se puede desarrollar una estimulación selectiva de las zonas, sin comunicación entre ellas y reduciendo el daño.
- Operaciones futuras por reacondicionamientos son sencillas y se las desarrolla en un tiempo relativamente corto.
- Permite incrementar el factor de recobro y alargar la vida útil de cada una de las arenas productoras.
- Reduce el costo operacional, al necesitar menos personal e instalarse en menos tiempo.
- Minimiza el impacto social y ambiental, al no necesitar grandes facilidades de superficie y reducir considerablemente el número de intervenciones a los pozos.
- Permite el reemplazo rápido del sistema de levantamiento (Electrosumergible), ya sea por mantenimiento o cambio del mismo.

2.4. DESVENTAJAS

- Limitante operacional de presión (5 000 psi) y temperatura (250 F).
- Requiere un diseño más exigente y detallado de la bomba electrosumergible, por su rango de operación, ya que debe ser capaz de producir cada zona de forma independiente.
- Las líneas hidráulicas que transmiten la presión para el accionamiento de las válvulas en fondo pueden deteriorarse si no se realiza la instalación del sistema en forma adecuada.
- Las válvulas inteligentes no pueden ser reparadas en el Ecuador, solo se pueden reparar en el centro de producción.

2.5. COMPLETACIÓN DUAL VS SISTEMA INTELLIZONE

El sistema Intellizone tiene como su principal función el producir de dos o más arenas por una misma tubería y mediante el uso de un sistema de levantamiento electrosumergible. Es por ello que tiene una similitud con la completaciones duales, las cuales utilizan el mismo sistema de levantamiento pero llevan la producción de cada arena por separado usando una tubería y una bomba para cada zona productora.

En la Tabla 2 podemos observar una comparación de estos dos sistemas de completación de pozos, siendo el sistema Intellizone mucho más amigable para reducir costos y tiempos de operación así como también para tener un control y monitoreo continuo del reservorio.

Tabla 2. Comparación entre el Sistema Intellizone y la Completación Dual

	Completación Dual	Sistema Intellizone (2 zonas)
Tiempo de Instalación (días)	10	7
# de Zonas Productoras	2	2+
W.O. requerido para cambiar completación.	Si	No
Daño a la formación durante W.O.	Si	No
Producción Independiente	Si	No
Numero de BES	2	1
Monitoreo del Reservorio	No	Si
Manejo del Reservorio	No	Si
Capacidad de Estimulación	No	Si
Identifica el comportamiento de producción de cada arena	No	Si
Realiza pruebas de presión independientes	No	Si
Costo de Instalación	Similar	Similar
Costos por Mantenimiento	Grandes	Pequeños
Elementos de la Completación	125	25

(AGUILAR, 2016)

CAPÍTULO III

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS INTERVENIDOS CON EL SISTEMA INTELLIZONE EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

3.1. GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

3.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo petrolero Shushufindi - Aguarico es el más grande dentro del eje de la Cuenca Oriente del Ecuador, se encuentra localizado en la en la Amazonia Ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos. Aproximadamente a 250 km al este de Quito y a 35 km al sur de la frontera con Colombia.

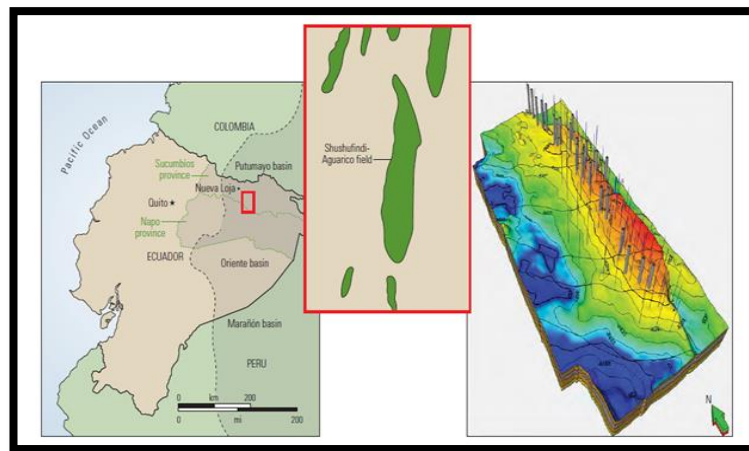


Figura 7. Ubicación Geográfica del Campo Shushufindi – Aguarico

(ARCH, 2015)

3.1.1.1. Coordenadas del Campo

Geográficamente el campo Shushufindi - Aguarico abarca desde los $00^{\circ} 06' 39''$ a los $00^{\circ} 17' 58''$ latitud Este, hasta los $76^{\circ} 36' 55''$ longitud Oeste. Las coordenadas UTM del campo se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Coordenadas UTM

	Min	Max
X	300 000 m	325 000 m
Y	9 965 000 m	10 000 000 m

(Departamento de Yacimientos, Petroamazonas.)

3.1.2. ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica generalizada del campo Shushufindi, está realizada en base los registro de litología de los pozos (master log), registros eléctricos y estudios geológicos realizados en el área a lo largo de los años de desarrollo del campo, tal como se muestra en la figura 8:

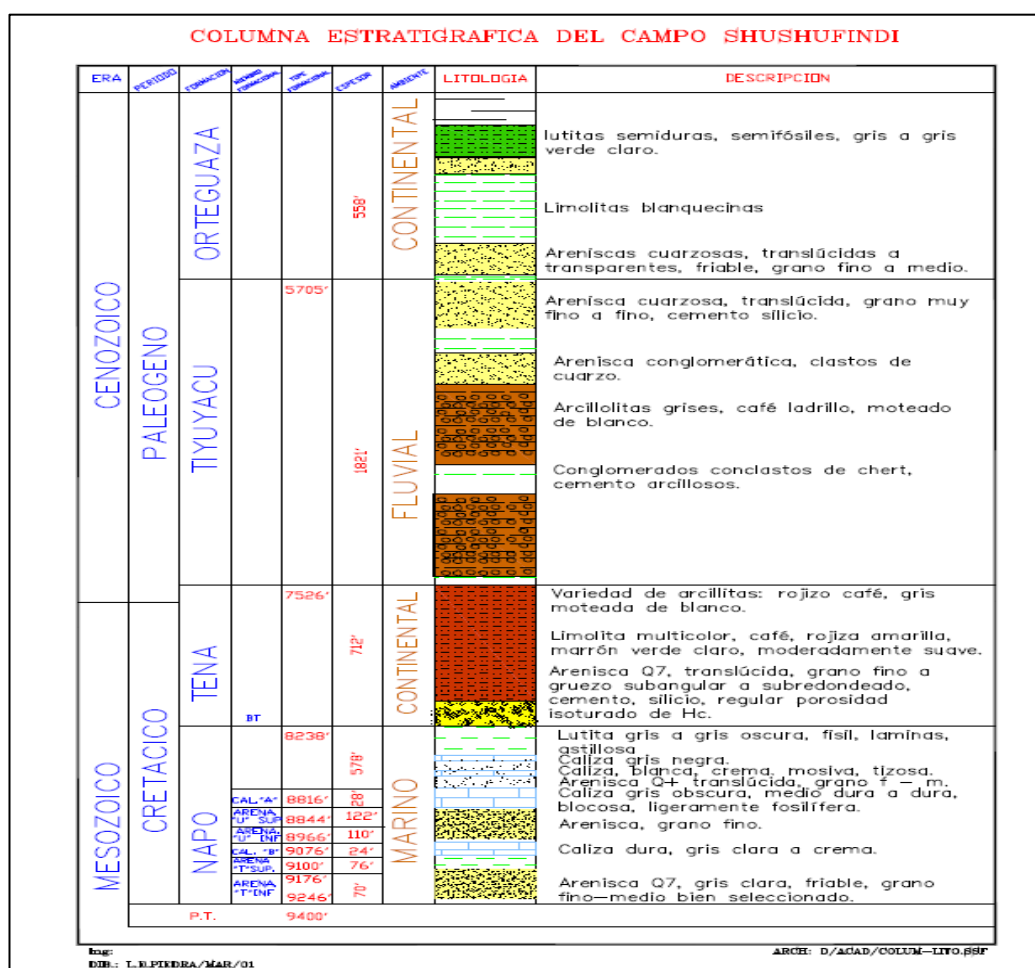


Figura 8. Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi – Aguarico

(ARCH, 2015)

3.1.2.1. Basal Tena

Es un reservorio que presenta una estructura lenticular que ha estado ligada a la producción de la Zona Centro – Norte, al inicio de su producción el reservorio tenía una presión de 3 200 psi, pero como ya es característico de los reservorios lenticulares su presión declina rápidamente. Actualmente la presión se ubica dentro de un rango de 1 000 a 1 200 psi, la misma que está muy cercana al punto de burbuja (900 psi), por ello se tiene previsto la producción de gas para un futuro no muy lejano.

3.1.2.2. Arenisca U

Es una arenisca cuarzosa, con presencia ocasional de feldespatos y fragmentos líticos. Los minerales que se encuentran formando parte de esta zona podemos destacar el cricón, muscovita y glauconita. Posee un porosidad total promedio de alrededor del 19 % y una porosidad efectiva del 15%, mientras que la permeabilidad absoluta esta entre 250 y 400 mD.

La separación hacia la arenisca T esta evidenciada por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base. Esta arena es regionalmente continua pero posee unas barreras de permeabilidad longitudinales y transversales, que dividen la misma en pequeños segmentos.

3.1.2.2.1. U Superior

Esta arenisca posee un espesor que varía de 60 a 140 pies sobre todo el campo, comprende el espacio entre la base de la caliza A como tope y el tope del reservorio U Inferior como su base.

3.1.2.2.2. U Inferior

Esta arenisca tiene presencia en todo el campo, con un espesor variable de entre 10 y 100 pies, pero se existen importantes diferencias en cuanto a su

calidad en lo que a características petrofísicas se refiere, así como también diferencias de facies y unidades de flujo.

3.1.2.3. Arenisca T

Presenta una composición de granos medios a gruesos con ocasionales finos, posee también idénticos minerales a la arena U. Su matriz es caolinítica y una menor proporción se evidencia una matriz clorítica, la porosidad total es intergranular con un valor ponderado del 18%, mientras que la porosidad efectiva rodea el 15%. La zona que presenta mayores valores de permeabilidad se ubica hacia la base de la arenisca con valores de entre 300 y 360 mD.

Dentro de esta arena existen dos compartimientos estratigráficos que dividen al campo en dos áreas: el área norte la zona Aguarico, y el resto Shushufindi; entre estos compartimientos se tiene una diferencia de 170 pies en el contacto agua – petróleo y además la zona de Aguarico tiene un área menor a la de Shushufindi.

3.1.2.3.1. T Superior

Esta arena presenta una distribución constante y uniforme sobre todo el campo Shushufindi – Aguarico, en relación a producción es secundario ya que el aporte mayoritario del reservorio proviene de la T Inferior, la permeabilidad también está en un rango menor a la T inferior. Posee un espesor de entre 60 y 145 ft.

3.1.2.3.2. T Inferior

Presenta un espesor entre 60 y 140 pies y este segmento de la arenisca T está presente en todo el reservorio, lo que se puede evidenciar gracias a la interpretación de los registros eléctricos de los pozos de todo el campo, además su distribución va en dirección Sur-Norte y de Oeste hacia Oeste.

3.1.3. CONSIDERACIONES DE PRODUCCIÓN

La producción del campo proviene principalmente de tres reservorios apilados como son Basal Tena, U y T. El campo Shushufindi - Aguarico es considerado subsaturado y es caracterizado por tener dos mecanismos de producción simultáneos; el primer mecanismo es el aportado por el empuje por gas en solución y el segundo y más importante mecanismo de producción está asociado con un acuífero lateral de fondo cuyo factor de recobro oscila entre 25 – 30 % del petróleo original en sitio (POES).

El reservorio está dividido por acotamientos estratigráficos que dan como resultado que cada una de las arenas tenga un régimen de presión diferente:

- Arena T de 2 400 a 2 600 psi.
- Arena U de 1 400 a 3 000 psi.
- Basal Tena 1 000 a 1 200 psi

Estos regímenes de presión limitan el flujo natural del yacimiento y por consiguiente un mecanismo de levantamiento artificial se hace absolutamente inminente. El método de levantamiento más utilizado es el bombeo electrosumergible, el mismo está siendo utilizado en 101 pozos. Otros métodos de levantamiento artificial usados en el campo son el bombeo hidráulico en 5 pozos y levantamiento mecánico en 2 pozos.

Los pozos dentro del campo han sido completados hacia una sola arena ya sea la arena U o la arena T, también se han realizado completaciones selectivas cuando ambas arenas han sido explotadas de forma secuencial. Las últimas completaciones dentro del campo incluyen camisas deslizantes para permitir la producción secuencial a través del tiempo.

Un factor sumamente importante dentro de este campo es que la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) no permite la producción

conjunta de las arenas U y T debido a los problemas de manejo de reservorio y control de tasas de producción que esto conllevaría.

El Reglamento para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, publicado en el Acuerdo Ministerial N° 389, establece en su Artículo 32 que: “Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotara individualmente y sus pozos deberán ser terminados, mantenidos y operados de acuerdo con sus características de cada yacimiento en particular. En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y su explotación separada resultase anti económica, la Dirección Nacional de Hidrocarburos autorizara su explotación de forma simultánea y para el caso se deberán presentar todos los justificativos técnicos y económicos correspondientes”

3.2. SHUSHUFINDI 136 D

El pozo Shushufindi 136D (SSF-136 D), está ubicado al norte del activo Shushufindi con las coordenadas que se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4. Coordenadas SSF-136 D

Este (m)	Norte (m)
316 570.2	9 986 546.59

(ARCH 2015)

El pozo presenta un perfil direccional tipo J modificado, con un ángulo máximo de 26.26° @ 6 674.41 pies MD, un sección vertical de 3 038.49 pies. Al punto de casing de 9 5/8 pulgadas, el pozo presenta un ángulo de 18.37° y un Az: 309.03°, al punto de asentamiento del liner de 7 pulgadas un ángulo de 9.6° y un Az: 309.03°, tal como se evidencia en la Figura 9:

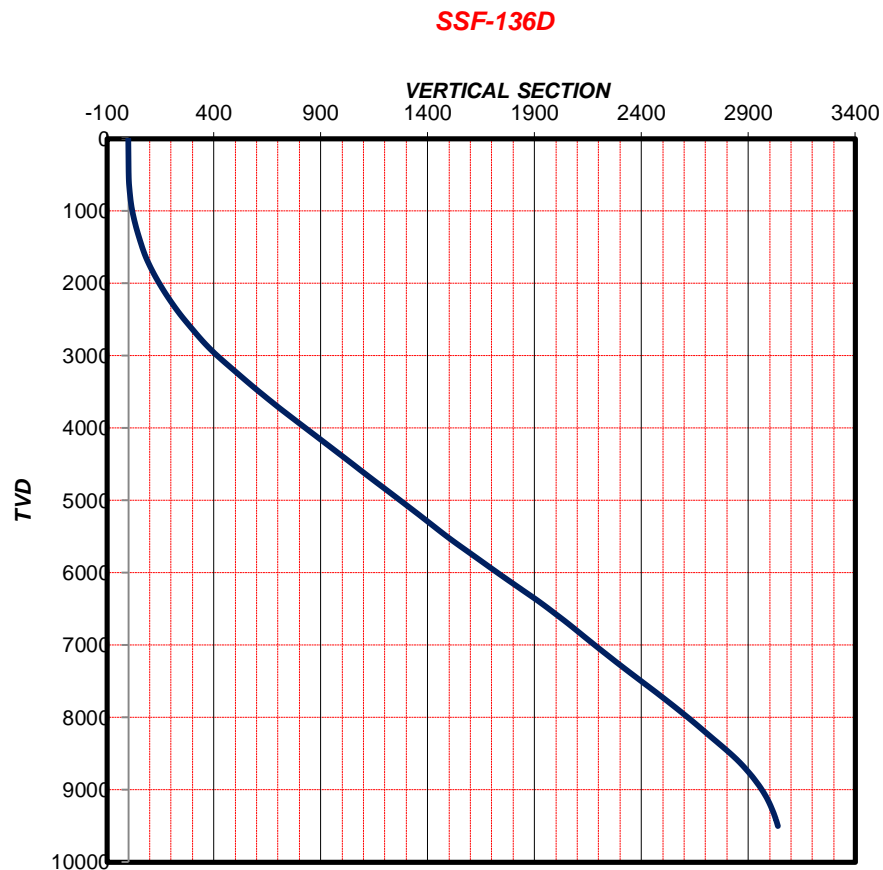


Figura 9. Perfil del Pozo SSF – 136 D
(ARCH 2015)

Este pozo tenía una completación convencional de levantamiento hidráulico tipo Jet con dos empaques localizados a +/- 9 589 y 9 815 pies respectivamente tal como se muestra en el Anexo # 1.

Dicha completación estaba enfocada a la producción de forma selectiva tanto del reservorio U Inferior como del reservorio T Inferior, esto gracias a un arreglo de camisas en su completación; pero principalmente se estaba poniendo en producción la arenisca T Inferior por su potencial y esta tenía un aporte promedio de 430 BPPD³.

³ Datos tomados a 26 de Noviembre de 2013 (Reporte Histórico de Producción PAM)

Previo al cambio de completación del pozo se tenía los siguientes datos de los reservorios U inferior y T inferior que serían intervenidos con la completación inteligente:

Tabla 5. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF-136 D)

	U Inferior	T Inferior
Presión Promedio	1 300 – 1 600 (psi)	2 140 – 2 340 (psi)
Profundidad	9 724 (pies) MD	9 961 (pies) MD
Gradiente	0.35 (psi/pie)	0.36 (psi/pie)

(ARCH, 2015)

Al decidir el cambio de completación se prueba la zona U Inferior con una Unidad Móvil de Prueba (MTU) donde se observa un buen potencial de producción y un bajo corte de agua siendo esta la razón para proceder a producir las dos arenas de forma conjunta.

Este pozo se considera un candidato idóneo para usar el sistema Intellizone debido a:

- Existen Reservas probadas importantes por desarrollar en las arenas U y T, las mismas que tiene presiones de fondo diferentes, por lo cual el sistema Intellizone nos ayuda a equilibrar estas presiones, evitar el flujo cruzado y producir las arenas de manera conjunta.
- Al usar válvulas de control de fondo se evitan el daño de formación por la interacción entre el fluido de control y la formación durante las operaciones de reacondicionamiento.
- La tecnología Intellizone contribuirá a reducir los tiempos de instalación y reemplazo del sistema de levantamiento artificial (BES) en futuras intervenciones en comparación con una completación dual convencional.
- Permite tomar datos de presión y temperatura de fondo en forma continua en cada una de las arenas, lo que nos ayuda a determinar el aporte individual de cada una.

- El sistema permite acelerar la producción y recobro de reservas por pozo reduciendo el costo asociado que se obtiene cuando se explotan las arenas de forma secuencial y no selectiva.

El cambio de completación al Sistema Intellizone se lo termina el 21 de Enero de 2014 de forma exitosa, siendo este el primer pozo con esta tecnología en el Ecuador, se tuvo un buen aporte de producción de la arena U Inferior de 420 BPPD con un BSW del 50%, la gravedad API del crudo que se está produciendo es de 29° siendo este un crudo liviano de muy buena calidad.

La producción del reservorio T Inferior a la apertura del pozo es de 203 BPPD con un corte de agua del 50%, la gravedad API del crudo proveniente de este reservorio es de 27 °API.⁴

El incremento de producción inicial en el pozo es de 44.73 %, tomando en consideración los datos de producción previos y del primer mes posterior al cambio de completación. Lo que se demuestra con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} &= \left[\left(\frac{\text{Producción posterior al cambio de completación}}{\text{Producción previa al cambio de completación}} \right) - 1 \right] * 100\% & [1] \\ \% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} &= \left[\left(\frac{(420 + 203) \text{ BPPD}}{430.46 \text{ BPPD}} \right) - 1 \right] * 100\% \\ \% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} &= \mathbf{44.73 \%} \end{aligned}$$

Como se puede observar en la Figura 10, la completación selectiva no permitía la producción de las dos arenas en conjunto, por lo que con la implementación del sistema Intellizone se logró un aporte promedio de 334.69 BPPD provenientes del reservorio U Inferior y 259.44 BPPD provenientes de T Inferior, esto desde la fecha de implementación del sistema Intellizone hasta Julio 2015.

⁴ Promedio de Producción desde el 21 de Enero de 2014 hasta e de Julio 2015.

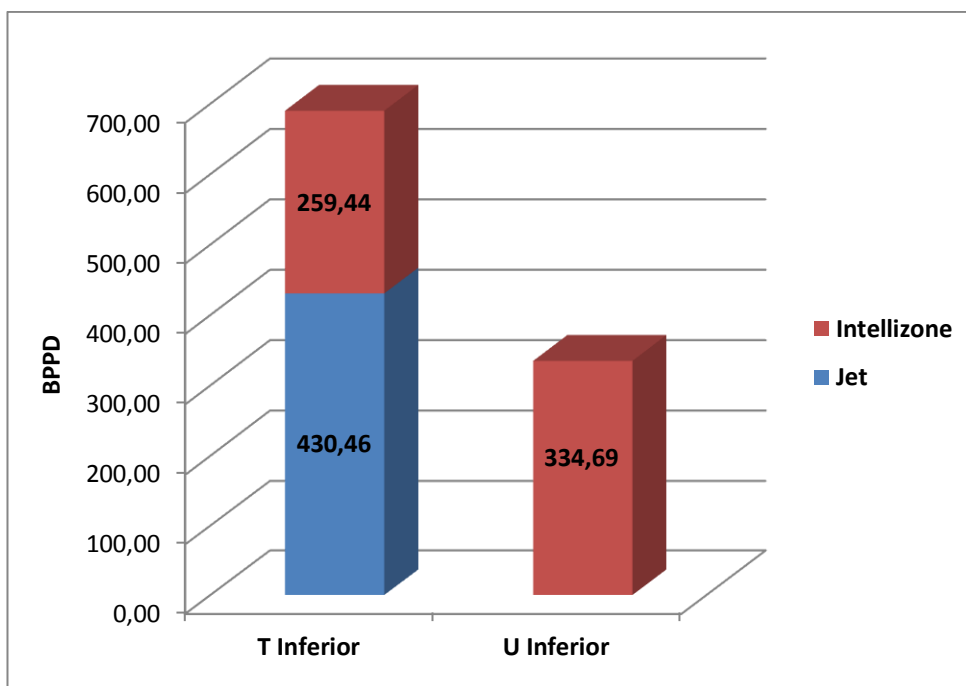


Figura 10. Promedio de Producción: Completación Selectiva (JET) vs Intellizone
(AGUILAR, 2016)

Actualmente el pozo se encuentra en estado cerrado debido a problemas con el sistema de levantamiento artificial y la integridad mecánica del mismo, su último dato de producción es del 25 de Julio de 2015 con 190.67 BPPD y un BSW de 36% de la arena T Inferior y 149.81 BPPD y un BSW de 36%.

3.3. SHUSHUFINDI 145 D

El pozo Shushufindi 145D (SSF-145 D), es un pozo direccional el cual fue completado el 14 de Mayo de 2013 para producir de la arena T Inferior mediante un sistema de levantamiento Electrosumergible. Los intervalos cañoneados para la producción están de 9 934 – 9 947 pies MD y de 9 951 – 9 959 pies MD dentro de T Inferior, como se muestra en el Anexo # 3.

Está ubicado en el flanco noroeste de la estructura del campo y sus coordenadas se muestran en la Tabla 6:

Tabla 6. Coordenadas SSF-145 D

Este (m)	Norte (m)
315 628.24	9 989 138.49

Fuente: ARCH 2015

Previo a la instalación del sistema Intellizone el pozo tenía una producción acumulada de 250 Mbls, además su aporte de producción previo al cambio de completación fue de 440 BPPD con un BSW de 68 %. Además el crudo que se ha venido produciendo desde este reservorio presenta 28.1 ° API catalogándolo como un crudo liviano de muy buena calidad. La tasa de declinación del pozo durante el periodo de producción 2013 – 2014 fue de 21.9 % anual. La Figura 11 nos da un detalle grafico de la ubicación del pozo dentro del campo Shushufindi:

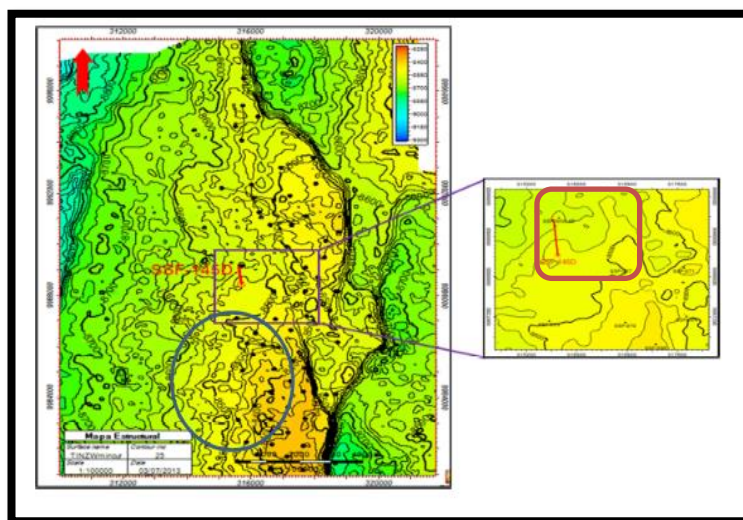


Figura 11. Ubicación del Pozo SSF - 145 D

(ARCH 2015)

Previo al cambio de completación del pozo se tenía los siguientes datos de los reservorios U inferior y T inferior que serían intervenidos con la completación inteligente:

Tabla 7. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF – 145D)

	U Inferior	T Inferior
Presión Promedio	1 520 – 2 090 (psi)	2 500 (psi)
Profundidad	9 698 (pies) MD	9 934 (pies) MD
Gradiente	0.379 (psi/pie)	0.384 (psi/pie)

(ARCH 2015)

Así también se determinó que el reservorio U Inferior del cual no se estaba produciendo, presentaba un espesor neto de 34 pies, una porosidad de 13 % y un corte de agua del 13 %.

Este pozo se considera un candidato idóneo para usar el sistema Intellizone debido a:

- Existen reservas probadas importantes por desarrollar tanto en la arena U Inferior como en la T Inferior.
- Las arenas reservorios presentan regímenes de presión distintos.
- Se puede producir de manera conjunta y controlada las arenas U y T Inferior y evitar el flujo cruzado entre las mismas.
- El uso de la Intellizone contribuirá a reducir los tiempos de instalación y reemplazo del sistema BES en futuros trabajos.
- Toma datos de presión y temperatura en forma continua desde el fondo del pozo, permitiendo tomar pruebas de presión en forma independiente.
- Acelera la producción y recobro de reservas por pozo reduciendo el costo asociado que se obtiene cuando se explotan las arenas de forma secuencial y no simultánea.

El pozo SSF – 145 D no producía de la arena U Inferior, por lo que se estaba dejando de lado 560 784 barriles de petróleo que tiene como reservas esta arena, con la aplicación del sistema Intellizone se aprovecha estas reservas y además se alarga la vida útil del pozo al incrementar las reservas.

El cambio de completación al sistema Intellizone se dio el 16 de Noviembre del 2014, la completación final del pozo se muestra en el Anexo # 4; se tuvo un buen aporte de producción de la arena U Inferior de 790 BPPD con un BSW del 1 %, la gravedad API del crudo que se está produciendo es de 28.7° siendo este un crudo liviano.

La producción del reservorio T Inferior a la apertura del pozo es de 470 BPPD con un corte de agua del 74 % la gravedad API del crudo proveniente de este reservorio es de 28.1 °API.

La producción inicial combinada al 25 de Diciembre de 2014 de las arenas U y T Inferior fue de 1 260 BPPD con un corte de agua de 68 %, lo que nos deja como incremento inicial de producción de 186 %, tomando en consideración los datos de producción previos y del primer mes posterior al cambio de completación y que se demuestra aplicando la ecuación [1]:

$$\% \text{Incremento}_{\text{inicial}} = \left[\left(\frac{440 \text{ BPPD}}{1260 \text{ BPPD}} \right) - 1 \right] * 100\%$$

$$\% \text{Incremento}_{\text{inicial}} = \mathbf{186 \%}$$

El reservorio T Inferior al poseer mayor presión tuvo que ser restringida su producción el 12 de Febrero de 2015, mediante la colocación de la válvula de control de fondo con una restricción de 66 %, esto con la finalidad de evitar el flujo cruzado entre las zonas hasta lograr estabilizar las presiones y optimizar la producción.

Como se puede observar en la Figura 12, a lo largo de la vida productiva del pozo se tiene un promedio de producción de 225.60 BPPD con un BSW de 82% provenientes de T Inferior y 297.35 BPPD de la arena U Inferior con un BSW de 5%⁵.

⁵ Promedio de Producción desde el 14 de Noviembre de 2014 hasta Mayo 2016.

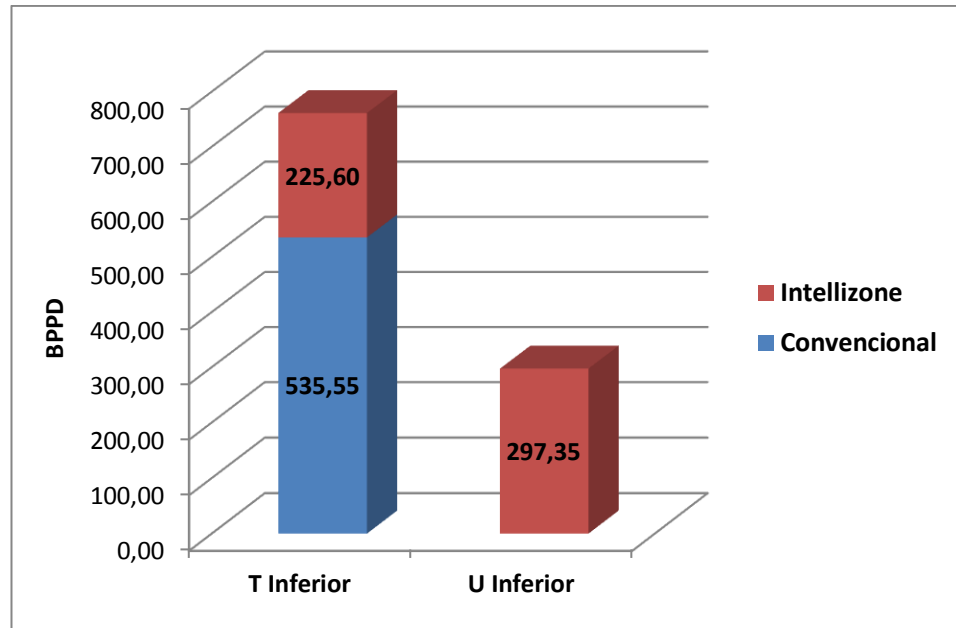


Figura 12. Promedio de Producción Diaria: Completación Convencional (BES) vs Intellizone del pozo SSF – 145 D

(AGUILAR, 2016)

Actualmente el pozo se encuentra produciendo 322.56 BPPD desde T Inferior y 206.15 BPPD desde U Inferior y el grado API es de 28.7° en promedio.

3.4. SHUSHUFINDI 146 D

El pozo Shushufindi 146D (SSF-146 D), está ubicado dentro del activo Shushufindi con las coordenadas que se muestran en la Tabla 8:

Tabla 8. Coordenadas SSF-146 D

Este (m)	Norte (m)
312 120.77	9 994 898.97

(ARCH 2015)

En la Figura 13 se observa la ubicación del pozo SSF – 146 D de forma gráfica, además nos permite tener una referencia de localización y los pozos vecinos.

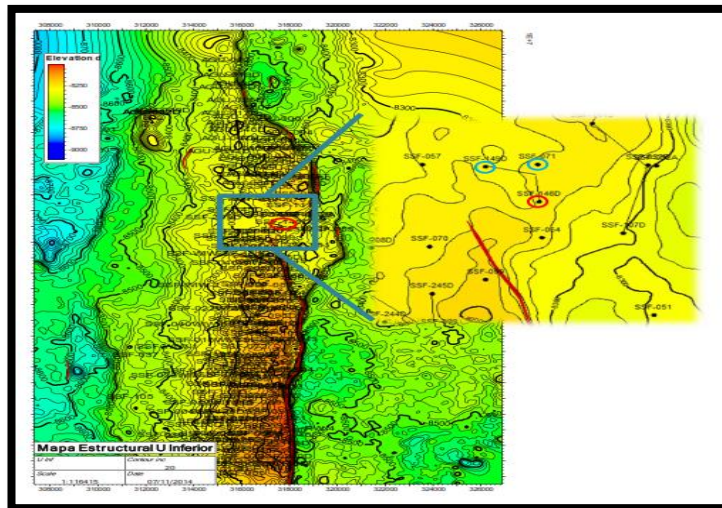


Figura 13. Ubicación del Pozo SSFD - 146 D

(ARCH 2015)

El pozo SSF-146 D, fue completado originalmente para producir de la arena U Inferior en Marzo del 2014, posee un sistema de levantamiento Electrosumergible, como se puede observar en el Anexo # 5.

Su producción inicial fue de 860 BFPD con BSW de 1 %, su producción cayó rápidamente a 500 BFPD con BSW de 4 % y para Julio de 2014 previo al cambio de completación el pozo produjo +/- 300 BFPD con un BSW de 22% lo que deja una producción neta de petróleo de 262 BPPD.

El crudo que se produce desde U Inferior presenta un grado API de 29.1° siendo este un crudo liviano. La tasa de declinación del pozo durante el periodo de producción 2014 fue de 32.9 % anual. El reservorio U Inferior presenta un volumen de petróleo remanente de 339 MBIs.

Con el objetivo de incrementar la producción en el pozo se cambia a una completación por el sistema Intellizone y abrir a producción U Inferior (9 340 pies MD) + T Inferior (9 540 pies MD). Se suma T Inferior a la producción del pozo ya que arena posee 17 pies netos saturados de petróleo con una porosidad efectiva promedio del 14% y 220 mD de permeabilidad absoluta promedio.

Se decide realizar este cambio ya que el pozo es relativamente nuevo y su condición mecánica es óptima para el sistema Intellizone. Así también los registros de cemento y corrosión que se corrieron en el pozo muestran buena integridad en el pozo y en las zonas objetivo. El pozo se considera un candidato idóneo para el cambio a completación por Sistema Intellizone debido a que:

- Permite producir de forma conjunta y controlada las arenas U y T Inferior.
- Pozos vecinos como el SSF-149D y el SSF-071 producen 440 y 660 BPPD respectivamente desde T Inferior.
- El registro de cemento y corrosión muestran buena integridad en el pozo y bajo las zonas objetivo.

Las características de los reservorios antes del cambio de completación se describen en la Tabla 9.

Tabla 9. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF – 146D)

	U Inferior	T Inferior
Presión Promedio	1 800 – 2 000 (psi)	2 300 – 2 500 (psi)
Profundidad	9 340 (pies) MD	9 540 (pies) MD
Gradiente	0.35 (psi/pie)	0.36 (psi/pie)

(ARCH 2015)

El pozo presenta daño previo al cambio de completación por lo que se aprovechó el cambio de la misma para realizar una estimulación matricial con la finalidad de recuperar el potencial que posee la arena U Inferior y poder recuperar las reservas remanentes.

El cambio de completación en el pozo SSF – 146 D se dio el 26 de Septiembre de 2014, sumando a la producción del pozo el aporte proveniente de la arena T Inferior, la misma que presenta reservas de 661 MBIs que ahora serán aprovechadas para mantener la producción del campo Shushufindi mediante la aplicación del Sistema Intellizone.

El pozo producía 262 BPPD previo al cambio de completación y la producción al 8 de Octubre de 2014 para la arena U Inferior fue de 192.4 BPPD con un BSW de 35 % y para la arena T Inferior fue de 462.02 BPPD con un BSW de 25 %, lo que nos deja como incremento inicial de producción de 149.78 %. Lo que se evidencia aplicando la ecuación [1]:

$$\% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} = \left[\left(\frac{(192.4 + 462.02) \text{ BPPD}}{262 \text{ BPPD}} \right) - 1 \right] * 100\%$$

$$\% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} = 149.78 \%$$

Como se puede observar en la Figura 14, el pozo producía desde la arena U Inferior y una vez entro en funcionamiento el sistema Intellizone se tiene un promedio de producción de 423 BPD de la nueva zona productora T Inferior y 186.54 BPPD de U Inferior.⁶

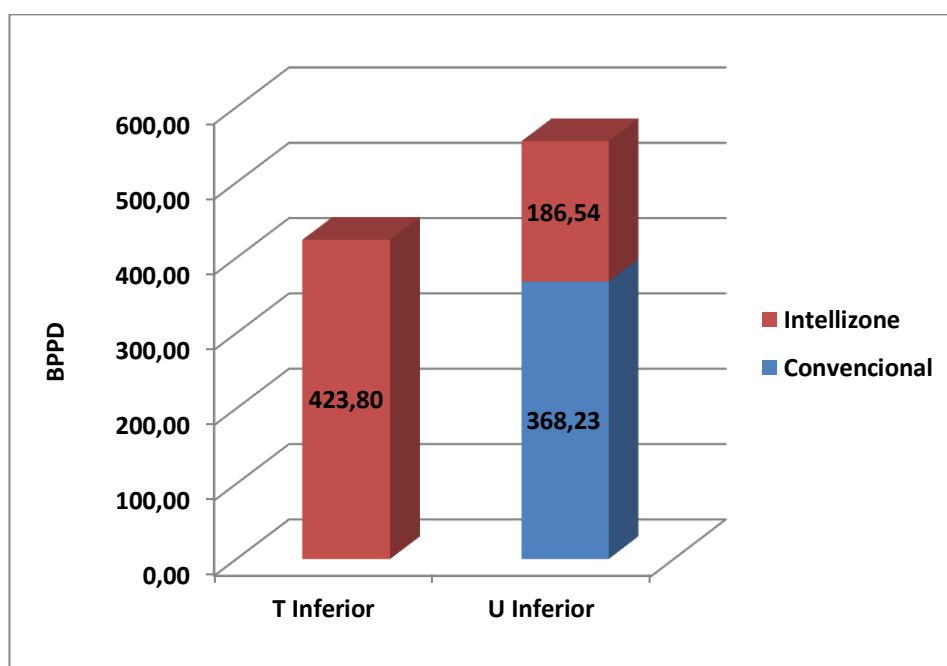


Figura 14. Promedio de Producción Diaria: Completación Convencional (BES) vs Intellizone del Pozo SSF-146 D

(AGUILAR, 2016)

⁶ Promedio de Producción desde el 26 de Septiembre de 2014 hasta el 15 de Mayo de 2016.

3.5. SHUSHUFINDI 205 D

El pozo Shushufindi 205 D se encuentra ubicado dentro del activo Shushufindi con las coordenadas que se muestran en la Tabla 10:

Tabla 10. Coordenadas SSF-205 D

Este (m)	Norte (m)
316 097.40	9 983 688.02

(ARCH 2015)

El pozo presenta un perfil direccional tipo J modificado como se muestra en la Figura 15:

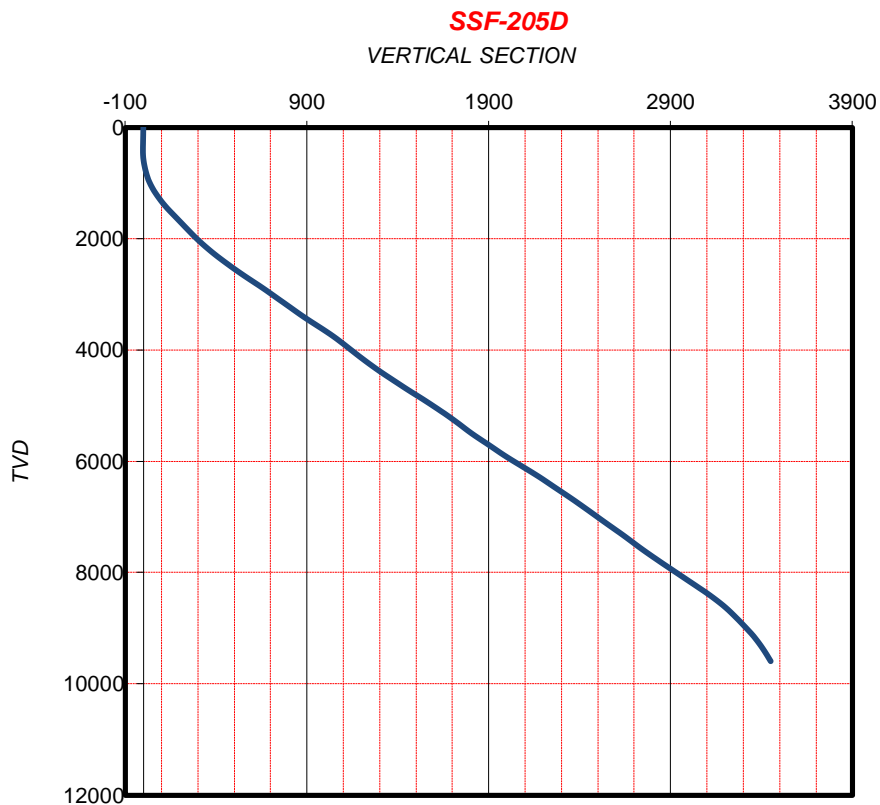


Figura 15. Perfil Direccional Pozo SSF – 205 D

(ARCH 2015)

Posee un ángulo máximo de 26.70° @ 6 528.81 pies MD, una sección vertical de 3 450.67'. Al punto de casing de 9 5/8 pulgadas, el pozo presenta

un ángulo de 16.95° y un Az: 12.09°, al punto de asentamiento del liner de 7 pulgadas un ángulo de 10.33° y un Az: 15.09°. Este perfil direccional no presenta inconvenientes para la instalación del sistema Intellizone ya que la geometría del pozo es la adecuada y los DLS (Dog Leg Severity) son manejables.

El pozo SSF – 205D fue completado inicialmente para producir desde la arena T Inferior el 6 de Febrero de 2013, donde al empezar la producción del pozo se tuvo un excelente aporte de esta arena con un aporte en promedio de 967 BPPD y un BSW del 47 %.

En Noviembre de 2013 se decide bajar en el pozo una completación dual para producir la arenisca U Inferior, para lo cual se aisló de forma temporal T Inferior con un RBP y se procedió a cañonear U Inferior desde 9 757 – 9 762 (pies) y de 9 800 – 9 828 (pies), para tomar un Build Up y evaluar la formación.

EL pozo con la completación Dual tuvo un aporte de 1 342 BPPD con un BSW del 1% provenientes de la U Inferior y 511 BPPD con un BSW del 70 % de la T Inferior. Esta completación Dual es la que antecede al sistema Intellizone en este pozo y dicha completación se muestra en el Anexo # 7.

Posteriormente esta producción declina hasta alcanzar valores de 220.60 BPPD con un BSW del 73% desde T Inferior y 241.8 BPPD con un BSW del 40% como aporte de U Inferior.

En Julio de 2015 se realiza el cambio de completación Dual a una completación por el sistema Intellizone, como se muestra en el Anexo # 8, esto debido a que la completación presentó problemas en su parte superior y además se presume comunicación entre el tubing y el casing lo que nos lleva a una comunicación entre las arenas productoras.

La producción inicial del pozo con el Sistema Intellizone al 4 de Septiembre de 2015, es de 918.05 BPPD con BSW del 65 % desde la arena T Inferior y 393.44 BPPD con un BSW del 65% provenientes de U Inferior, lo que nos da

una producción inicial combinada de 1 311.49 BPPD, dando un incremento del 183.63 % de la producción en comparación a los datos previos al cambio de completación. Lo que se evidencia aplicando la ecuación [1]:

$$\% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} = \left[\left(\frac{(918.05 + 393.44) \text{ BPPD}}{(220.6 + 241.8) \text{ BPPD}} \right) - 1 \right] * 100\%$$

$$\% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} = 183.63 \%$$

Como se puede observar en la Figura 16, a lo largo de la vida productiva del pozo se tiene un promedio de producción con el Sistema Intellizone de 542.58 BPPD de T Inferior y 816.66 BPPD de la arena U Inferior.⁷

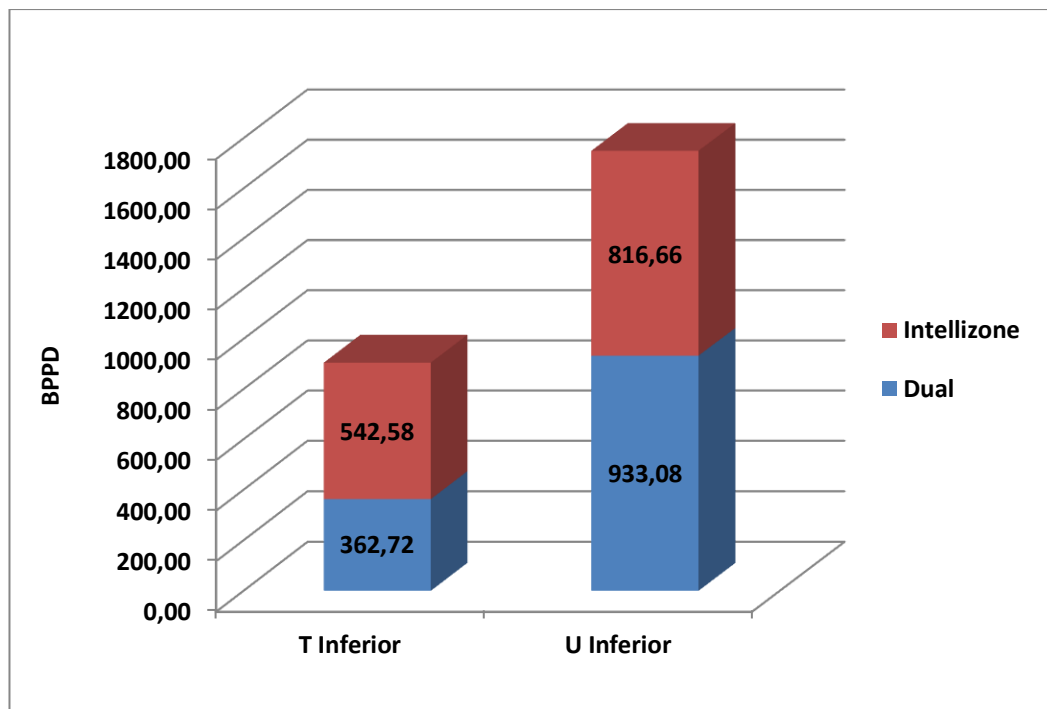


Figura 16. Promedio de Producción: Completación Dual vs Intellizone Pozo SSF-205 D
(AGUILAR, 2016)

Actualmente el pozo se encuentra produciendo 664.78 BPPD con un BSW del 57% desde T Inferior y 628.66 BPPD con un BSW de 58% desde U Inferior y el grado API es de 27° en promedio⁸.

⁷ Promedio de Producción desde el 01 de Enero de 2014 hasta el 16 de Mayo de 2016.

3.6. SHUSHUFINDI 208 D

El pozo SSF-208D está ubicado dentro del campo Shushufindi acorde a las coordenadas que se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Coordenadas del pozo SSF – 208D

Este (m)	Norte (m)
315 563.64.	9 987 066.45

(ARCH 2015)

En la Figura 17 se muestra la ubicación grafica del pozo SSF – 208 D dentro del campo Shushufindi, además nos permite tener una referencia de su localización y de los pozos vecinos.

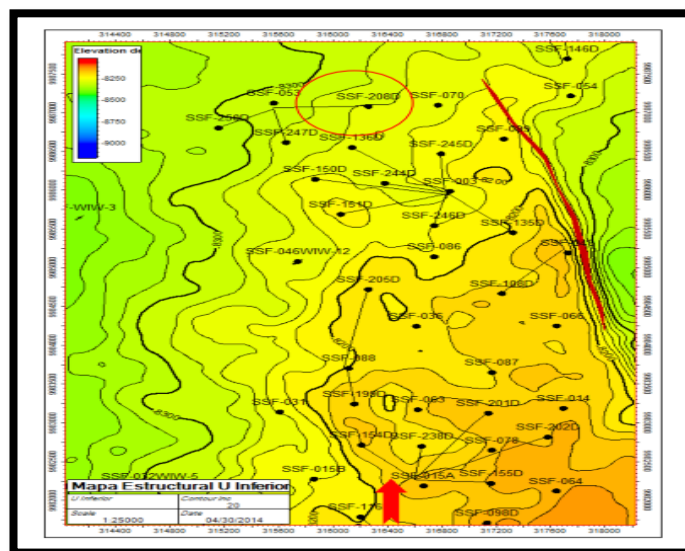


Figura 17. Ubicación del Pozo SSFD - 208 D

(ARCH 2015)

El pozo presenta un perfil direccional tipo J modificado como se muestra en la Figura 18, con un ángulo máximo de 18.47° @ 3 330.34 pies MD, una sección vertical de 2 290.69 pies. Al punto de casing de 9 5/8 pulgadas, el pozo presenta un ángulo de 10.09° y un Az: 91.05° , al punto de

⁸ Datos de Producción a 16 de Mayo de 2016, ARCH.

asentamiento del liner de 7 pulgadas un ángulo de 06° y un Az: 102°. Este perfil direccional no presenta inconvenientes para la instalación del sistema Intellizone ya que la geometría del pozo es la adecuada y los DLS (Dog Leg Severity) son manejables.

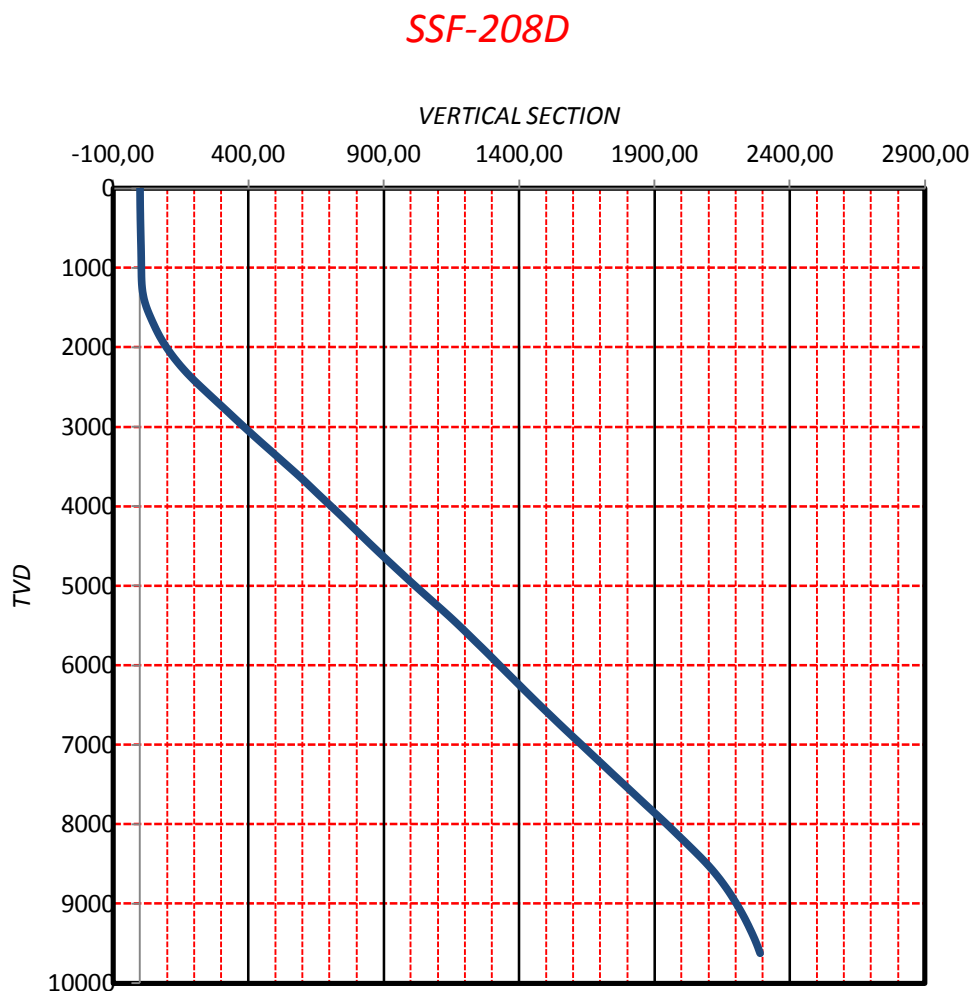


Figura 18. Perfil Direccional Pozo SSF – 208 D
(ARCH 2015)

El pozo SSF-208D fue completado inicialmente para producir desde la arena T Inferior en Junio de 2014, con un completación BES sencilla como se muestra en el Anexo # 9. La producción inicial estabilizada del pozo fue de 980 BFPD y 891 BPPD con un BSW de 9%, alcanzando su punto máximo de producción el 11 de septiembre de 2014 con 1 428 BFPD y 1 228 BPPD con un BSW de 14%.

Con el objetivo de incrementar la producción en el pozo se decide re completar el mismo para producir de forma simultánea y controlada las arenas U Inferior y T Inferior mediante la aplicación del sistema Intellizone. El pozo se considera candidato a la aplicación de este sistema debido a:

- El pozo produce de T Inferior y la arena U Inferior presenta un espesor neto de 21.5 pies saturados al 81% de petróleo, porosidad efectiva de 14% y 262 mD de permeabilidad absoluta promedio.
- El pozo fue perforado y completado recientemente y su condición mecánica es óptima para aplicar el sistema Intellizone.
- Registros de cemento y corrosión muestran buena integridad en el pozo y en las zonas objetivo.

La producción previa al cambio de completación en el reservorio T Inferior es de 606.6 BPPD con un BSW de 40%. El Sistema Intellizone se instala en el pozo, el 16 de Diciembre de 2014 tal como se muestra en el Anexo # 10.

Las características de los reservorios U Inferior y T Inferior, antes del cambio de completación se describen en la Tabla 12.

Tabla 12. Datos Reservorios Ui y Ti (SSF – 208 D)

	U Inferior	T Inferior
Presión Promedio	1 800 – 2 000 (psi)	2 305 (psi)
Profundidad	9 340 (pies) MD	9 521 (pie) MD
Gradiente	0.35 (psi/pie)	0.36 (psi/pie)

(ARCH 2015)

La producción inicial del pozo al 13 de Enero de 2015, es de 692.48 BPPD con BSW del 36% desde la arena T Inferior y 250.56 BPPD con un BSW del 64% provenientes de U Inferior, lo que nos da una producción inicial combinada de 943.04 BPPD, dando un incremento del 55.46% de la producción en comparación a los datos previos al cambio de completación. Lo que se evidencia con la aplicación de la ecuación [1]:

$$\% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} = \left[\left(\frac{(692.48 + 250.56) \text{ BPPD}}{606.6 \text{ BPPD}} \right) - 1 \right] * 100\%$$

$$\% \text{ Incremento}_{\text{inicial}} = 55.46 \%$$

Como se puede observar en la Figura 19, a lo largo de la vida productiva del pozo se tiene un promedio de producción con el Sistema Intellizone de 426.78 BPPD con un BSW promedio de 70% de T Inferior y 240.24 BPPD de la arena U Inferior con un BSW promedio de 20%⁹.

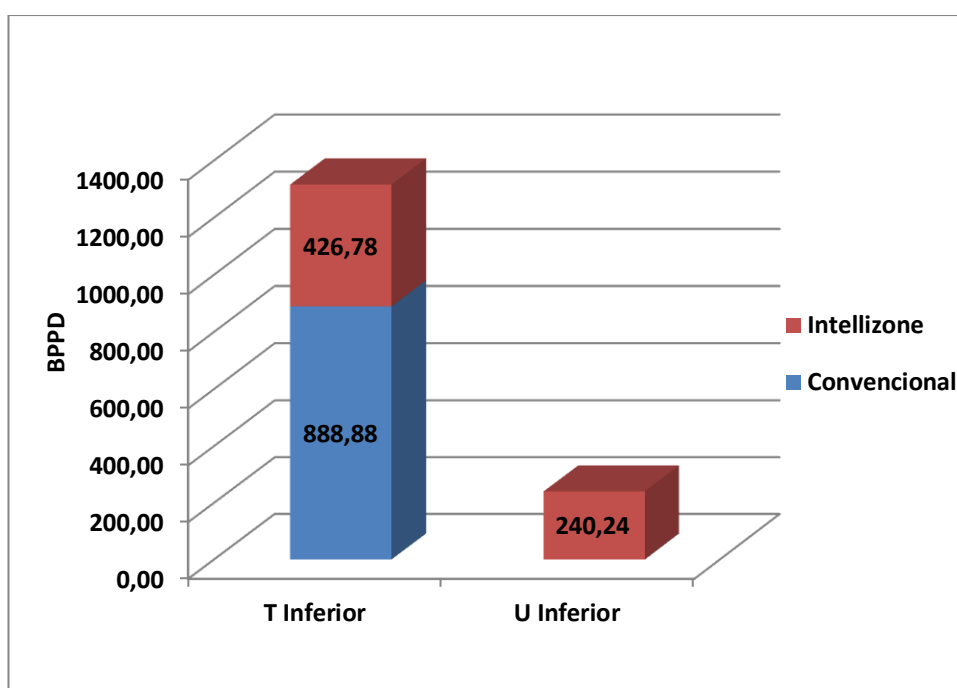


Figura 19. Promedio de Producción Diaria: Completación Convencional (BES) vs Intellizone del Pozo SSF-146 D

(AGUILAR, 2016)

El crudo que se está produciendo de T Inferior tiene un grado API de 30.4° y el crudo de U Inferior tiene un grado API de 26.5°, lo que los cataloga como crudos livianos. Actualmente el pozo se encuentra produciendo 162 BPPD con un BSW del 82% desde T Inferior y 202.96 BPPD con un BSW de 14% desde U Inferior.

⁹ Promedio de Producción desde el 19 de Junio de 2014 hasta el 16 de Mayo de 2016.

3.7. EJEMPLO DE SELECCIÓN DE LA BOMBA BES PARA PRODUCIR DEL POZO SSF – 208 D

El Sistema Intellizone tiene asociada una bomba BES (Bomba Electrosumergible) en su sistema de producción, es por ello que se debe determinar las características adecuadas de la bomba a utilizar y la misma debe ser capaz de levantar el flujo proveniente de las dos arenas.

Los pasos básicos que se debe seguir para calcular y analizar las variables de diseño de una bomba electrosumergible son los siguientes:

3.7.1. DATOS DE PRODUCCIÓN DEL POZO

Los datos de producción del pozo SSF – 208 D se detallan a continuación:

- Producción de Fluido Esperada: 1 900 BFPD
- Producción de Petróleo Esperada: 950 BPPD
- BSW: 50 %
- Relación Gas- Petróleo (GOR): 300 PC/BN
- Presión de Burbuja: 900 psi
- Gravedad API: 30° API
- Temperatura de Yacimiento: 215 °F
- Viscosidad: 2.4 cP @ 215°F
- Gravedad Especifica del Agua (γ_w): 1.02
- Gravedad Especifica del Gas (γ_g): 0.70
- Presión de Cabeza: 150 psi
- Presión de Fondo Fluyente (T Inferior): 1 150 psi
- Presión de Reservorio: 2 400 psi

3.7.2. CAUDAL MÁXIMO DE EXTRACCIÓN (POTENCIAL DE PRODUCCIÓN)

Se calcula el Índice de Productividad del pozo en base a la ecuación de Darcy ya que $P_{wf} > P_r$, usando la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad [2]$$

Dónde:

- P_r : Presión de Reservorio.
- P_{wf} : Presión de Fondo Fluyente.
- Q : Caudal
- IP : Índice de Productividad.

$$IP = \frac{1\,900 \text{ BFPD}}{(2\,400 - 1\,150) \text{ psi}}$$

$$IP = 1.52 \text{ Bls/psi}$$

3.7.3. PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA

Para estimar la presión de entrada en la bomba es necesario calcularla en función de la P_{wf} , pero por ser un fluido multifásico se debe calcular previamente el gradiente de la mezcla; usando las siguientes ecuaciones:

$$\gamma_m = \gamma_o(1 - BSW) + \gamma_w(BSW) \quad [3]$$

Dónde:

- γ_m : Gravedad Especifica de la Mezcla
- γ_o : Gravedad Especifica del Petróleo
- γ_w : Gravedad Especifica del Agua
- °API: Gravedad API del crudo
- BSW: Porcentaje de Agua y Sedimentos

Necesitamos calcular la gravedad específica del petróleo para completar la ecuación [3] y para ello usamos la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad [4]$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 30}$$

$$\gamma_o = 0.8762$$

$$\gamma_m = 0.8762(1 - 0.50) + 1.02(0.50)$$

$$\gamma_m = 0.9481$$

Con estos datos procedemos a calcular el gradiente de presión de la mezcla con la siguiente ecuación:

$$\delta_m = \gamma_m * 0.433 \quad [5]$$

Dónde:

- γ_m : Gravedad Especifica de la Mezcla
- δ_m : Gradiente de la Mezcla

$$\delta_m = 0.9481 * 0.433 \text{ psi/pie}$$

$$\delta_m = 0.411 \text{ psi/pie}$$

Adicionalmente para conocer la presión de entrada a la bomba se necesita calcular la caída de presión entre la arena (promedio) y la entrada de la bomba:

$$\Delta P_{pip} = (\text{Profundidad de la arena} - H \text{ bomba}) * \delta_m \quad [6]$$

$$\Delta P_{pip} = (9\ 842.5 - 8\ 710) \text{ pie} * 0.411 \text{ psi/pie}$$

$$\Delta P_{pip} = 465.46 \text{ psi}$$

Finalmente la presión a la entrada de la bomba será:

$$P_{\text{entrada de la bomba}} = P_{wf} - \Delta P_{pip} \quad [7]$$

Dónde:

- Δ_{pip} : Caída de presión entre la arena y la entrada de la bomba.
- P_{wf} : Presión de Fondo Fluyente

$$P_{\text{entrada de la bomba}} = (1\ 150 - 465.46) \text{ psi}$$

$$P_{\text{entrada de la bomba}} = \mathbf{684.4 \text{ psi}}$$

3.7.4. CORRECCIÓN DEL FLUIDO A MANEJAR POR LA PRESENCIA DE GAS

Se inicia calculando el volumen total de gas, con la siguiente ecuación:

$$Gas_{Total} = \frac{GOR * Q * (1 - BSW)}{1\ 000} \quad [8]$$

$$Gas_{Total} = \frac{300 \text{ PC/BN} * 1\ 900 \text{ BFPD} * (1 - 0.50)}{1\ 000}$$

$$Gas_{Total} = \mathbf{285 \text{ MPC}}$$

Posteriormente es necesario que se calcule la relación Gas-Petróleo en solución con la finalidad de determinar el gas disuelto y el gas libre, para ello utilizamos la correlación de Standing:

$$R_S = \gamma_g * \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125 * \text{API}}}{10^{0.00091 * T}} \right)^{1.2048} \quad [9]$$

Dónde:

- R_S : Razón de Solubilidad del Gas
- γ_g : Gravedad Específica del Gas
- P_b : Presión de Burbuja.
- T : Temperatura del Reservorio en °F.

$$R_S = 0,70 * \left(\frac{900}{18} * \frac{10^{0.0125 * 30}}{10^{0.00091 * 215}} \right)^{1.2048}$$

$$R_S = 128.26 \text{ PCN}/BN$$

Para calcular el volumen de gas en solución usamos la siguiente ecuación:

$$Gas_{solución} = \frac{R_S * Q * (1 - BSW)}{1000} \quad [10]$$

$$Gas_{solución} = \frac{128.26 \text{ PCN}/BN * 1900 \text{ BFPD} * (1 - 0.50)}{1000}$$

$$Gas_{solución} = 121.85 \text{ MPC}$$

El volumen de gas libre que tendremos será:

$$Gas_{Libre} = Gas_{Total} - Gas_{Solución} \quad [11]$$

$$Gas_{Libre} = (285 - 121.85) \text{ MPC}$$

$$Gas_{Libre} = 163.15 \text{ MPC}$$

Siguiendo con la corrección del fluido por la presencia de gas es necesario calcular el factor volumétrico del gas, para lo cual asumimos un valor de $Z=0.85$ y usamos la siguiente ecuación:

$$B_g = 5.04 * \frac{zT}{p} \quad [12]$$

$$B_g = 5.04 * \frac{0.85(460 + 215)}{2400}$$

$$B_g = 1.2048 \text{ Bls}/\text{MPC}$$

El volumen de gas que será manejado por la bomba es:

$$V_{gas} = B_g * Gas_{Libre} \quad [13]$$

$$V_{gas} = 1.2048 \frac{\text{BlS}}{\text{MPC}} * 163.15 \text{ MPC}$$

$$V_{gas} = 196.56 \text{ BlS}$$

Para determinar el volumen de petróleo manejado por la bomba es necesario calcular el factor volumétrico del mismo, para determinar el volumen a la temperatura de fondo. Para ello usamos la siguiente ecuación:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * \left(R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 * T \right)^{1.175} \quad [14]$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * \left(128.26 \left(\frac{0.70}{0.8762} \right)^{0.5} + 1.25 * 215 \right)^{1.175}$$

$$B_o = 1.1316 \frac{Bls_Yac}{Bls_Sup}$$

El volumen de petróleo que manejara la bomba a su entrada será:

$$V_o = Q * (1 - BSW) * B_o \quad [15]$$

$$V_o = 1\,900 * (1 - 0.5) * 1.1316$$

$$V_o = 1\,075.02 Bls$$

Finalmente, el volumen de agua a ser manejada a la entrada de la bomba se determina por la siguiente ecuación:

$$V_w = Q * BSW \quad [16]$$

$$V_w = 1\,900 * 0.50$$

$$V_w = 950 Bls$$

El volumen total manejado por la bomba a su entrada es de:

$$V_{Total} = V_o + V_g + V_w \quad [17]$$

$$V_{Total} = (1\,075.02 + 196.56 + 950) Bls$$

$$V_{Total} = 2\,221.58 Bls$$

3.7.5. PORCENTAJE DE GAS LIBRE A LA ENTRADA DE LA BOMBA

El porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba nos ayuda a determinar si se necesita un separador de gas, para ello si el porcentaje es mayor a 10% se requiere dicho separador.

$$\% Gas Libre = \frac{V_g}{V_o + V_g + V_w} * 100 \% \quad [18]$$

$$\% Gas Libre = \frac{196.56 Bls}{2 221.58 Bls} * 100\%$$

$$\% Gas Libre = 8.85 \%$$

El porcentaje de Gas Libre a la entrada de la bomba no supera el 10%, por lo que no es necesario el uso de un separador de gas.

3.7.6. CARGA DINÁMICA TOTAL (TDH)

El cálculo de TDH permite determinar el número de etapas de la bomba; este valor representa la diferencia de presión a la que va estar sometida la bomba expresada en altura de columna de fluido.

Para el cálculo de la Altura o Carga dinámica Total usamos la siguiente ecuación:

$$TDH (pies) = Levantamiento Neto + Pcab + \Delta P_f \quad [19]$$

Dónde:

- P cab: Presión de Cabeza de Pozo
- ΔP_f : Diferencial de Presión por Fricción

Se inicia con el cálculo del levantamiento neto de fluido:

$$Lev_{Neto} = H_{Bomba} - \left(\frac{P_{Entrada Bomba} - P_{csg}}{\delta m} \right) \quad [20]$$

$$Lev_{Neto} = 8\,710 \text{ pies} - \left(\frac{684.54 - 0 \text{ psi}}{0.411 \text{ psi/pie}} \right)$$

$$Lev_{Neto} = 7\,044.45 \text{ pies}$$

Posteriormente se calcula de la presión de cabeza en pies, usando la siguiente ecuación:

$$P_{cab}(\text{pies}) = \frac{P_{cab}}{\delta m} \quad [21]$$

$$P_{cab}(\text{pies}) = \frac{150 \text{ psi}}{0.411 \text{ psi/pie}}$$

$$P_{cab}(\text{pies}) = 364.96 \text{ pies}$$

Finalmente calculamos el diferencial de presión por fricción dentro de las tuberías, vamos a manejar un caudal total a la entrada de la bomba de 2 221.58 Bls y tendremos una tubería 2 7/8 pulgadas, la cual tiene un diámetro interno de 2.323 pulgadas. Para el cálculo se usa la Ecuación de Hazen Williams:

$$D_f = 2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} * \frac{\left(\frac{Q_t}{34.3} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \quad [22]$$

Dónde:

- D_f : Carga por Fricción.
- C: Constante = 120.
- Q_t : Caudal total a la Entrada de la Bomba
- ID: Diámetro Interno (pulgadas)

$$D_f = 2.083 \left(\frac{100}{120} \right)^{1.85} * \frac{\left(\frac{2\,221.58}{34.3} \right)^{1.85}}{2.323^{4.8655}}$$

$$D_f = 55.24 \text{ pies} / 1000 \text{ pies}$$

Esto significa que la pérdida de carga por fricción en el interior de la tubería de producción de 2 7/8 pulgadas es igual a 55.24 pies por cada 1 000 pies de tubería.

$$\Delta P_f = H \text{ bomba} * D_f \quad [23]$$

$$\Delta P_f = 8710 \text{ pies} * 55.24 \text{ pies} / 1000 \text{ pies}$$

$$\Delta P_f = 481.14 \text{ pies}$$

Utilizando la ecuación [19], la Altura Dinámica Total será:

$$TDH (\text{pies}) = (7044.45 + 364.96 + 481.14) \text{ pies}$$

$$TDH (\text{pies}) = 7890.55 \text{ pies}$$

De los cálculos realizados tenemos que se necesita una bomba que sea capaz de producir 2 221.58 BPPD, sin separador de gas ya que el volumen de gas libre a la entrada de la bomba es menor al 10 % y que se necesitan tantas etapas de dicha bomba como sean necesarias para levantar 7 890. 55 pies de fluido.

3.7.7. SELECCIÓN DEL MODELO DE BOMBA

La selección del modelo de la bomba está basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según las restricciones del tamaño del Casing.

Para seleccionar la mejor bomba es necesario tomar los datos calculados previamente, con estos parámetros empezamos a analizar los catálogos disponibles para bombas que puedan producir el caudal requerido (2 221.58 BPPD) y de este análisis tenemos:

Las bombas que pueden producir el caudal que deseamos y cumplen con lo establecido, usando el catálogo REDA para 60 HZ, son las siguientes:

- DN 1 750.
- DN 1 800.
- DN 2 150.
- GN 1 600.
- GN 2 100.

Una bomba serie “D” tiene un diámetro externo de 4 pulgadas y una bomba serie “G” tiene un diámetro externo de 5.13 pulgadas. La bomba seleccionada es la DN 1 800 y su nomenclatura nos indica lo siguiente:

- D: Tipo de Bomba
- N: Tipo de Material
- 1800: Punto Óptimo de Producción

La bomba DN 1 800, serie 400 tiene la capacidad de producir a 60 HZ en el rango de 1 200 a 2 400 BFPD, tal como se observa en la figura 20.

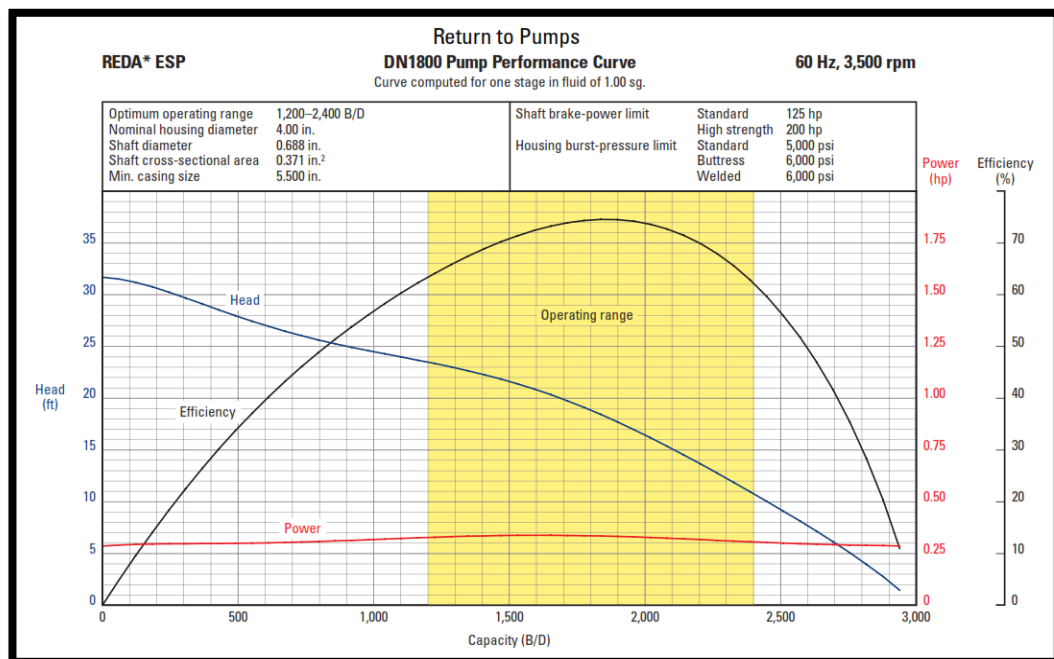


Figura 20. Bomba DN 1800 a 60 Hz y 3500 rpm
(REDA, ESP Pumps)

3.7.8. DIMENSIÓN DE LA BOMBA (CÁLCULO DEL NUMERO DE ETAPAS)

La bomba seleccionada tiene una capacidad de levantar 16.5 pies/ etapa en base a las especificaciones del catálogo, por lo cual el número de etapas serán:

$$\# \text{ Etapas} = \frac{TDH \text{ (pies)}}{\text{Pies por Etapa}} \quad [24]$$

$$\# \text{ Etapas} = \frac{7\,890.55 \text{ pies}}{16.5 \text{ pies/etapa}}$$

$$\# \text{ Etapas} = 478 \text{ etapas}$$

3.7.9. SELECCIÓN DEL MOTOR

Existe una gran variedad de motores en el mercado y la característica básica de selección del mismo es la potencia requerida.

Dicha potencia requerida por el motor se calcula determinando la potencia que consume cada etapa y multiplicando por el número de etapas, y en base a la siguiente ecuación:

$$HP_{\text{Requeridos}} = HP_{\text{Etapa}} * \# \text{ Etapas} \quad [25]$$

$$HP_{\text{Requeridos}} = 0.43 \frac{HP}{\text{Etapa}} * 478 \text{ Etapas}$$

$$HP_{\text{Requeridos}} = 205.54 \text{ HP}$$

Se debe seleccionar un motor de fondo que pueda otorgar una potencia mínima de 205.54 HP para que la bomba pueda funcionar adecuadamente.

3.7.10. EFICIENCIA DE LA BOMBA

La eficiencia de la bomba nos ayuda a determinar cómo trabaja la misma y para ello utilizamos la siguiente ecuación:

$$Eficiencia = \frac{Q * TDH * \gamma_m}{HP_{Requeridos} * 135\,771} \quad [26]$$

$$Eficiencia = \frac{1\,900 * 7\,890.58 * 0.9481}{205.54 * 135\,771}$$

$$Eficiencia = 0.51 \%$$

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

La realización de este análisis económico en los pozos que se ha implementado el Sistema Intellizone es, determinar si dicha instalación es viable o no y si el mismo otorga rentabilidad con los actuales precios de crudo a nivel internacional.

Para llevar a cabo el determinado análisis es necesario tener presente cinco factores principales que son:

- Ingresos
- Egresos
- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Costo – Beneficio (RCB)

Para que un proyecto se considere rentable los indicadores antes mencionados deben cumplir las siguientes condiciones:

- El Valor Actual Neto (VAN) tiene que ser mayor que cero.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR), tiene que ser mayor a la tasa de actualización.
- La relación Costo-Beneficio tiene que ser mayor a 1.

Además, el análisis económico se realizará para tres escenarios diferentes, los mismos que están relacionados con el precio del petróleo en el mercado internacional, obteniendo de este precio un valor máximo, valor medio y valor mínimo.

4.1. INGRESOS

Se define como ingresos la cantidad de dinero que se recibe por la venta de productos o servicios. En el caso de este análisis los Ingresos se obtendrán al multiplicar el del barril de petróleo por el número de barriles producidos durante cada mes. Para obtener la producción durante un periodo de tiempo se debe aplicar la ecuación de declinación exponencial:

$$q = q_0 * e^{-d*t} \quad [27]$$

Dónde:

- q: Producción esperada en el tiempo "t".
- q₀: Producción Inicial.
- d: Tasa de Declinación.
- t: Tiempo

4.2. EGRESOS

Los egresos están constituidos por la suma de los costos de producción, dichos costos contemplan todo lo referente a los gastos directos asociados a la producción de un barril de petróleo, entre estos costos de extracción están el levantamiento artificial, mantenimiento, almacenamiento, tratamiento y transporte. Para el campo Shushufindi se estima un costo de producción de 7 USD por barril producido. Como parte de un egreso se considera también los gastos generados para completar un pozo con el Sistema Intellizone.

4.3. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es el procedimiento que nos permite determinar el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros que estará generando un proyecto, descontados al momento actual mediante una tasa de actualización (tasa de interés) y realizar una comparación con la inversión inicial.

Para determinar la viabilidad de un proyecto en base al VAN debemos hacer referencia lo que se establece en la Tabla 13.

Tabla 13. Análisis de un Proyecto en base al VAN

Valor Presente Neto (VAN)		
Valor	Significado	Decisión
VAN > 0	Existen ganancias	Realizar el proyecto
VAN = 0	No hay ganancia ni perdida	Buscar otra forma de ganar con el proyecto
VAN < 0	Existen pérdidas	No realizar el proyecto

(Urbina, 2007)

La fórmula con la que se calcula el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{k \rightarrow 0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} - I_0 \quad [28]$$

Dónde:

- FNCK: Flujo de Caja en el Periodo “k”.
- k: Periodo de Evaluación del Proyecto
- r: Tasa de Actualización o Descuento.
- I₀: Inversión Inicial

4.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de una inversión y la misma implica una supuesta oportunidad de reinversión. Es también considerada como la tasa de descuento con la cual el valor actual neto es cero, tasa de interés por la cual se recupera la inversión o la tasa máxima de endeudamiento.

Para que un proyecto sea considerado como rentable la TIR debe ser mayor o igual a la tasa de actualización, de no ser el caso el proyecto debe ser

rechazado. La Tasa Interna de Retorno puede ser calculada en base a la siguiente ecuación:

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+TIR)^k} - I_0 = VAN = 0 \quad [29]$$

4.5. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Es un indicador económico que considera los ingresos como beneficios y los egresos más la inversión inicial los considera como costos, es decir que este indicador representa la ganancia que se obtiene en relación a la inversión.

La Relación Costo – Beneficio puede ser calculada en base a la siguiente ecuación:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Egresos+Inversión Inicial}} \quad [30]$$

Para analizar un proyecto en base a la relación costo – beneficio es necesario seguir lo que se establece en la Tabla 14.

Tabla 14. Análisis de un Proyecto en base al VAN

Relación Costo Beneficio (RCB)		
Valor	Significado	Proyecto
RCB > 1	Ingresos mayores a los egresos	Rentable
RCB = 1	Ingresos iguales a los egresos	Indiferente
RCB < 1	Ingresos menores que los egresos	No Rentable

(Urbina, 2007)

4.6. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Para realizar el análisis económico en el presente trabajo se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

- Análisis para un periodo de tiempo de un año.
- Se asume una tasa de actualización anual del 12% (1% Mensual).
- El costo de producción de un barril para el campo es de: 7 USD/BL.
- Se consideran 2 escenarios para el análisis de cada pozo, un primer análisis con el precio del crudo a la fecha de implementación del Sistema Intellizone y un segundo escenario con el precio del crudo actual.
- El precio WTI del crudo a Junio 2015 es de 50 USD/BL.¹⁰
- El TIR, VAN y RCB fueron realizados en Excel utilizando las ecuaciones [27], [28] y [29].

El precio a las diferentes fechas de implementación del sistema Intellizone, se detalla en la Tabla 15:

Tabla 15. Precio del Crudo al Implementar el Sistema Intellizone

Pozo	Fecha de Implementación	Precio del Crudo (USD)
SSF - 136 D	ene-14	\$ 95.,00
SSF - 145 D	nov-14	\$ 75.70
SSF - 146 D	sep-14	\$ 93.35
SSF - 205 D	jul-15	\$ 51.16
SSF - 208 D	dic-14	\$ 59.10

(Oil Price. Net)

¹⁰ Oil Price. (2016). Crudo Oil and Commodity Prices. 09/Junio/2016, de Oil Price. Net Sitio web: <http://www.oil-price.net/>

4.7. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 136D

La instalación del Sistema Intellizone en el Pozo SSF – 136 D, tuvo inversión inicial de \$ 4 534 248 como se detalla en la Tabla 16:

Tabla 16. Inversión Inicial Pozo SSF – 136D

SERVICIO	INVERSIÓN (USD)
Seguridad Privada	\$ 2 494
Transporte Terrestre	\$ 30 000
Comunicaciones	\$ 1 260
Casing/Tubing	\$ 87 054
Equipo de Workover	\$ 350 213
Fluidos, Filtración, Herramientas de Limpieza	\$ 120 183
Brocas, Fresas, Motor de Fondo y Completación	\$ 9 866
Well Services Fluidos de Control y Completación	\$ 60 854
Cañoneo TCP + WL	\$ 210 500
ALS Fondo y Superficie	\$ 657 000
Slick Line	\$ 162 000
Coiled Tubing + Ácidos + N2	\$ 340 000
Tubería de 3 ½" TSH Blue & CSG 7"	\$ 405 000
Cabezal de Pozo	\$ 50 333
Intellizone + Gerenciamiento + Comunicaciones	\$1 827 491
Contingencia	\$ 220 000
Total	\$ 4 534 248

(ARCH 2015)

Una vez se instaló la completación en el pozo se tuvo una producción por arena, a lo largo del primer año de producción como se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Primer Año de Producción SSF – 136 D

Año	MES	ARENA		TOTAL (BPPD)
		T Inferior BPPD	U Inferior BPPD	
2014	Enero	130.88	318.92	449.80
2014	Febrero	55.50	263.91	319.41
2014	Marzo	118.27	96.23	214.50
2014	Abril	413.39	440.75	854.14
2014	Mayo	395.94	314.30	710.24
2014	Junio	325.75	256.07	581.82
2014	Julio	306.07	240.49	546.56
2014	Agosto	298.19	234.29	532.48
2014	Septiembre	270.54	212.57	483.11
2014	Octubre	258.59	203.18	461.77
2014	Noviembre	222.03	169.14	391.17
2014	Diciembre	213.44	167.70	381.14

(ARCH 2015)

Para el análisis en el primer escenario se toma un precio del crudo de 95 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 18 y nos muestra que el proyecto a la fecha de instalación es viable, se tiene una TIR de 26%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 2.78, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 2.78 dólares al final del primer año.

En el segundo escenario se toma un precio del crudo de 50 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 19 y nos muestra que el proyecto actualmente es viable, se tiene una TIR de 9%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 1.46, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 1.46 dólares al final del primer año.

A continuación se detallan los cálculos realizados para obtener la Tabla 18:

4.7.1. COSTO DE PRODUCCIÓN (SSF – 136D):

$$\text{Costo de Producción}_1 = \text{Producción Mensual} * \text{Costo Operacional} \quad [31]$$

$$\text{Costo de Producción}_1 = 13\,494 \text{ (BBPM)} * 7 \text{ (USD/BLS)}$$

$$\text{Costo de Producción}_1 = 94\,458 \text{ (USD/MES)}$$

4.7.2. INGRESOS MENSUALES (SSF – 136D):

$$\text{Ingresos}_1 = \text{Producción Mensual} * \text{Precio del Crudo}_{\text{Fecha Implementación}} \quad [32]$$

$$\text{Ingresos}_1 = 13\,494 \text{ (BBPM)} * 95 \text{ (USD/BLS)}$$

$$\text{Ingresos}_1 = 1\,281\,930 \text{ (USD/MES)}$$

4.7.3. FLUJO DE CAJA (SSF – 136D):

$$\text{Flujo de Caja}_1 = \text{Ingreso}_{\text{Mensual}} - \text{Egresos}_{\text{Mensuales}} \quad [33]$$

$$\text{Flujo de Caja}_1 = 1\,281\,930 \text{ (USD/MES)} - 94\,458 \text{ (USD/MES)}$$

$$\text{Flujo de Caja}_1 = 1\,187\,472 \text{ (USD/MES)}$$

4.7.4. VALOR ACTUAL NETO (VAN) - (SSF – 136D):

Para calcular el valor presente neto es necesario aplicar la ecuación [28]:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} - I_0$$

$$\begin{aligned} VAN = & \frac{1\,187\,472}{(1+0.01)^1} + \frac{843\,242}{(1+0.01)^2} + \frac{566\,280}{(1+0.01)^3} + \frac{2\,254\,929.6}{(1+0.01)^4} + \frac{1\,875\,033.6}{(1+0.01)^5} \\ & + \frac{1\,536\,004.8}{(1+0.01)^6} + \frac{1\,442\,918.4}{(1+0.01)^7} + \frac{1\,405\,747.2}{(1+0.01)^8} + \frac{1\,275\,410.4}{(1+0.01)^9} \\ & + \frac{1\,219\,072.8}{(1+0.01)^{10}} + \frac{1\,032\,688.8}{(1+0.01)^{11}} + \frac{1\,006\,209.6}{(1+0.01)^{12}} - (4\,534\,248) \end{aligned}$$

$$VAN = 10\,148\,051.61 \text{ (USD)}$$

El cálculo del VAN es un indicador de la viabilidad del proyecto comparando los obtenidos con la tabla 13, nos muestra que el proyecto es viable ya que el $VAN > 0$.

4.7.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) - (SSF – 136D):

Para el cálculo de la tasa interna de retorno se debe aplicar la ecuación [29]:

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} - I_0 = VAN = 0$$

$$\begin{aligned} VAN = & \frac{1\,187\,472}{(1 + 0.26148)^1} + \frac{843\,242}{(1 + 0.26148)^2} + \frac{566\,280}{(1 + 0.26148)^3} + \frac{2\,254\,929.6}{(1 + 0.26148)^4} \\ & + \frac{1\,875\,033.6}{(1 + 0.26148)^5} + \frac{1\,536\,004.8}{(1 + 0.26148)^6} + \frac{1\,442\,918.4}{(1 + 0.26148)^7} \\ & + \frac{1\,405\,747.2}{(1 + 0.26148)^8} + \frac{1\,275\,410.4}{(1 + 0.26148)^9} + \frac{1\,219\,072.8}{(1 + 0.26148)^{10}} \\ & + \frac{1\,032\,688.8}{(1 + 0.26148)^{11}} + \frac{1\,006\,209.6}{(1 + 0.26148)^{12}} - (4\,534\,248) = 0 \end{aligned}$$

$$VAN = 0 = 0$$

Matemáticamente la Tasa Interna de Retorno es un número que hace cero al Valor Actual Neto, por lo que para este caso es: 0.26148 (26.148%).

El resultado de la Tasa Interna de Retorno también nos indica que es viable el proyecto ya que el valor calculado es mayor a que la tasa de actualización del 1 % mensual.

4.7.6. RELACIÓN COSTO-BENEFICIO (RCB)- (SSF – 136D):

Para calcular la relación costo-beneficio es necesario aplicar la ecuación [30]:

$$\mathbf{RCB} = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Egresos Actualizados} + \text{Inversión Inicial}}$$

Los ingresos actualizados a una tasa del 1% mensual, en un periodo de un año se realizan con la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos Actualizados} = \sum_{k=0}^n \frac{\text{Ingresos}_k}{(1+r)^k} \quad [34]$$

Ingresos Actualizados

$$\begin{aligned} &= \frac{1\,281\,930}{(1+0.01)^1} + \frac{910\,318.5}{(1+0.01)^2} + \frac{611\,325}{(1+0.01)^3} + \frac{2\,434\,299}{(1+0.01)^4} \\ &+ \frac{2\,024\,184}{(1+0.01)^5} + \frac{1\,658\,187}{(1+0.01)^6} + \frac{1\,557\,696}{(1+0.01)^7} + \frac{1\,517\,568}{(1+0.01)^8} \\ &+ \frac{1\,376\,863.5}{(1+0.01)^9} + \frac{1\,316\,044.5}{(1+0.01)^{10}} + \frac{1\,114\,834.5}{(1+0.01)^{11}} + \frac{1\,086\,249}{(1+0.01)^{12}} \end{aligned}$$

$$\mathbf{\text{Ingresos Actualizados} = 15\,850\,209.8 \text{ (USD)}}$$

Los egresos actualizados a una tasa del 1% mensual, en un periodo de un año se realizan con la siguiente ecuación:

$$\text{Egresos Actualizados} = \sum_{k=0}^n \frac{\text{Egresos}_k}{(1+r)^k} \quad [35]$$

Egresos Actualizados

$$\begin{aligned} &= \frac{94\,458}{(1+0.01)^1} + \frac{67\,076.1}{(1+0.01)^2} + \frac{45\,045}{(1+0.01)^3} + \frac{179\,369.4}{(1+0.01)^4} \\ &+ \frac{149\,150.4}{(1+0.01)^5} + \frac{122\,182.2}{(1+0.01)^6} + \frac{114\,777.6}{(1+0.01)^7} + \frac{111\,820.8}{(1+0.01)^8} \\ &+ \frac{101\,453.1}{(1+0.01)^9} + \frac{96\,971.7}{(1+0.01)^{10}} + \frac{82\,145.7}{(1+0.01)^{11}} + \frac{80\,039.4}{(1+0.01)^{12}} \end{aligned}$$

$$\mathbf{\text{Egresos Actualizados} = 1\,167\,910.20 \text{ (USD)}}$$

Finalmente aplicamos la ecuación [30]:

$$RCB = \frac{15\,850\,209.8 \text{ (USD)}}{1\,167\,910.20 \text{ (USD)} + 4\,534\,248 \text{ (USD)}}$$

$$\mathbf{RCB = 2.78}$$

Lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 2.78 dólares al final del primer año, esto también nos da un indicador de que el proyecto es rentable en base a la Tabla 14.

La metodología usada en los cálculos, es la permitió para obtener los resultados que se muestra en los análisis económicos de cada uno de los pozos que fueron intervenidos con el Sistema Intellizone.

Tabla 18. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Enero 2014)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	\$ -	\$ -	\$ 4 534 248.00	\$ 4 534 248.00	\$ (4 534 248.00)
1	13 494	\$ 94 458.00	\$ 1 281 930.00	\$ -	\$ 94 458.00	\$ 1.187.472.00
2	9 582.3	\$ 67 076.10	\$ 910 318.50	\$ -	\$ 67 076.10	\$ 843.242.40
3	6 435	\$ 45 045.00	\$ 611 325.00	\$ -	\$ 45 045.00	\$ 566.280.00
4	25 624.2	\$ 179 369.40	\$ 2 434 299.00	\$ -	\$ 179 369.40	\$ 2 254 929.60
5	21 307.2	\$ 149 150.40	\$ 2 024 184.00	\$ -	\$ 149 150.40	\$ 1 875 033.60
6	17 454.6	\$ 122 182.20	\$ 1 658 187.00	\$ -	\$ 122 182.20	\$ 1 536 004.80
7	16 396.8	\$ 114 777.60	\$ 1 557 696.00	\$ -	\$ 114 777.60	\$ 1 442 918.40
8	15 974.4	\$ 111 820.80	\$ 1 517 568.00	\$ -	\$ 111 820.80	\$ 1 405 747.20
9	14 493.3	\$ 101 453.10	\$ 1 376 863.50	\$ -	\$ 101 453.10	\$ 1 275 410.40
10	13 853.1	\$ 96 971.70	\$ 1 316 044.50	\$ -	\$ 96 971.70	\$ 1 219 072.80
11	11 735.1	\$ 82 145.70	\$ 1 114 834.50	\$ -	\$ 82 145.70	\$ 1 032 688.80
12	11 434.2	\$ 80 039.40	\$ 1 086 249.00	\$ -	\$ 80 039.40	\$ 1 006 209.60

VAN (USD)	\$ 10 148 051.61
TIR (%)	26%
RCB	2.78
Tiempo de Recuperación de la Inversión	116 días

(AGUILAR, 2016)

Tabla 19. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	\$ -	\$ -	\$ 4 534 248.00	\$ 4 534 248.00	\$ (4 534 248.00)
1	13 494	\$ 94 458.00	\$ 674 700,00	\$ -	\$ 94 458.00	\$ 580 242.00
2	9 582.3	\$ 67 076.10	\$ 479 115,00	\$ -	\$ 67 076.10	\$ 412 038.90
3	6 435	\$ 45 045.00	\$ 321 750,00	\$ -	\$ 45 045.00	\$ 276 705.00
4	25 624.2	\$ 179 369.40	\$ 1 281 210,00	\$ -	\$ 179 369.40	\$ 1 101 840.60
5	21 307.2	\$ 149 150.40	\$ 1 065 360,00	\$ -	\$ 149 150.40	\$ 916 209.60
6	17 454.6	\$ 122 182.20	\$ 872 730,00	\$ -	\$ 122 182.20	\$ 750 547.80
7	16 396.8	\$ 114 777.60	\$ 819 840,00	\$ -	\$ 114 777.60	\$ 705 062.40
8	15 974.4	\$ 111 820.80	\$ 798 720,00	\$ -	\$ 111 820.80	\$ 686 899.20
9	14 493.3	\$ 101 453.10	\$ 724 665,00	\$ -	\$ 101 453.10	\$ 623 211.90
10	13 853.1	\$ 9 697.70	\$ 692 655,00	\$ -	\$ 96 971.70	\$ 595 683.30
11	11 735.1	\$ 82 145.70	\$ 586 755,00	\$ -	\$ 82 145.70	\$ 504 609.30
12	11 434.2	\$ 80 039.40	\$ 571 710,00	\$ -	\$ 80 039.40	\$ 491 670.60

VAN (USD)	\$ 2 640 057.49
TIR (%)	9%
RCB	1.46
Tiempo de Recuperación de la Inversión	201 días

(AGUILAR, 2016)

4.8 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 145D

La instalación del Sistema Intellizone en el Pozo SSF – 136 D, tuvo inversión inicial de \$ 4 564 517 como se detalla en la Tabla 20:

Tabla 20. Inversión Inicial Pozo SSF – 145D

SERVICIO	INVERSIÓN (USD)
Seguridad Privada	\$ 2 494
Transporte Terrestre	\$ 30 500
Comunicaciones	\$ 1 260
Casing/Tubing	\$ 94 037
Equipo de Workover	\$ 350 213
Fluidos, Filtración, Herramientas de Limpieza	\$ 120 183
Brocas, Fresas, Motor de Fondo y Completación	\$ 9 866
Well Services Fluidos de Control y Completación	\$ 60 854
Cañoneo TCP + WL	\$ 214 500
ALS Fondo y Superficie	\$ 657 000
Slick Line	\$ 162 000
Coiled Tubing + Ácidos + N2	\$ 340 000
Tubería de 3 ½" TSH Blue & CSG 7"	\$ 425 000
Cabezal de Pozo	\$ 50 333
Intellizone + Gerenciamiento + Comunicaciones	\$1 827 491
Contingencia	\$ 218 786
Total	\$ 4 564 517

(ARCH 2015)

Una vez se instaló la completación en el pozo se tuvo una producción por arena, a lo largo del primer año de producción como se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21. Primer Año de Producción SSF – 145 D

Año	MES	ARENA		TOTAL (BPPD)
		T Inferior BPPD	U Inferior BPPD	
2014	Diciembre	495.89	728.15	1224.04
2015	Enero	447.89	479.18	927.07
2015	Febrero	203.12	230.21	433.34
2015	Marzo	183.18	274.77	457.95
2015	Abril	172.79	259.18	431.97
2015	Mayo	153.89	230.83	384.72
2015	Junio	148.74	223.10	371.84
2015	Julio	148.14	222.21	370.35
2015	Agosto	155.62	233.44	389.06
2015	Septiembre	157.40	236.10	393.49
2015	Octubre	171.16	256.72	427.88
2015	Noviembre	156.94	235.44	392.38

(ARCH 2015)

Para el análisis en el primer escenario se toma un precio del crudo de 75 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 22 y nos muestra que el proyecto a la fecha de instalación es viable, se tiene una TIR de 30%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 2.28, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 2.28 dólares al final del primer año.

En el segundo escenario se toma un precio del crudo de 50 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 23 y nos muestra que el proyecto actualmente es viable, se tiene una TIR de 13%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 1.52, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 1.52 dólares al final del primer año.

Tabla 22. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Noviembre 2014)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	0	\$ -	\$ 4 564 517.00	\$ 4 564 517.00	\$ (4 564 517.00)
1	36 721.2	\$ 257 048.40	\$ 2 754 090.00	\$ -	\$ 257 048.40	\$ 2 497 041.60
2	27 812.1	\$ 194 684.70	\$ 2 085 907.50	\$ -	\$ 194 684.70	\$ 1 891 222.80
3	13 000.2	\$ 91 001.40	\$ 975 015.00	\$ -	\$ 91 001.40	\$ 884 013.60
4	13 738.5	\$ 96 169.50	\$ 1 030 387.50	\$ -	\$ 96 169.50	\$ 934 218.00
5	12 959.1	\$ 90 713.70	\$ 971 932.50	\$ -	\$ 90 713.70	\$ 881 218.80
6	11 541.6	\$ 80 791.20	\$ 865 620.00	\$ -	\$ 80 791.20	\$ 784 828.80
7	11 155.2	\$ 78 086.40	\$ 836 640.00	\$ -	\$ 78 086.40	\$ 758 553.60
8	11 110.5	\$ 77 773.50	\$ 833 287.50	\$ -	\$ 77 773.50	\$ 755 514.00
9	11 671.8	\$ 81 702.60	\$ 875 385.00	\$ -	\$ 81 702.60	\$ 793 682.40
10	11 804.7	\$ 82 632.90	\$ 885 352.50	\$ -	\$ 82 632.90	\$ 802 719.60
11	12 836.4	\$ 89 854.80	\$ 962 730.00	\$ -	\$ 89 854.80	\$ 872 875.20
12	11 771.4	\$ 82 399.80	\$ 882 855.00	\$ -	\$ 82 399.80	\$ 800 455.20

VAN (USD)	\$ 7 445 683.61
TIR (%)	30%
RCB	2.28
Tiempo de Recuperación de la Inversión	66 días

(AGUILAR, 2016)

Tabla 23. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	0	\$ -	\$ 4 564 517.00	\$ 4 564 517.00	\$ (4 564 517.00)
1	36 721.2	\$ 257 048.40	\$ 1 836 060.00	\$ -	\$ 257 048.40	\$ 1 579 011.60
2	27 812.1	\$ 194 684.70	\$ 1 390 605.00	\$ -	\$ 194 684.70	\$ 1 195 920.30
3	13 000.2	\$ 91 001.40	\$ 650 010.00	\$ -	\$ 91 001.40	\$ 559 008.60
4	13 738.5	\$ 96 169.50	\$ 686 925.00	\$ -	\$ 96 169.50	\$ 590 755.50
5	12 959.1	\$ 90 713.70	\$ 647 955.00	\$ -	\$ 90 713.70	\$ 557 241.30
6	11 541.6	\$ 80 791.20	\$ 577 080.00	\$ -	\$ 80 791.20	\$ 496 288.80
7	11 155.2	\$ 78 086.40	\$ 557 760.00	\$ -	\$ 78 086.40	\$ 479 673.60
8	11 110.5	\$ 77 773.50	\$ 555 525.00	\$ -	\$ 77 773.50	\$ 477 751.50
9	11 671.8	\$ 81 702.60	\$ 583 590.00	\$ -	\$ 81 702.60	\$ 501 887.40
10	11 804.7	\$ 82 632.90	\$ 590 235.00	\$ -	\$ 82 632.90	\$ 507 602.10
11	12 836.4	\$ 89 854.80	\$ 641 820.00	\$ -	\$ 89 854.80	\$ 551 965.20
12	11 771.4	\$ 82 399.80	\$ 588 570.00	\$ -	\$ 82 399.80	\$ 506 170.20

VAN (USD)	\$ 3 030 168.68
TIR (%)	13%
RCB	1.52
Tiempo de Recuperación de la Inversión	155 días

(AGUILAR, 2016)

4.9 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 146D

La instalación del Sistema Intellizone en el Pozo SSF – 146 D, tuvo inversión inicial de \$ 4 548 670 como se detalla en la Tabla 24:

Tabla 24. Inversión Inicial Pozo SSF – 146D

SERVICIO	INVERSIÓN (USD)
Seguridad Privada	\$ 2 494
Transporte Terrestre	\$ 30 500
Comunicaciones	\$ 1 260
Casing/Tubing	\$ 94 037
Equipo de Workover	\$ 350 113
Fluidos, Filtración, Herramientas de Limpieza	\$ 120 183
Brocas, Fresas, Motor de Fondo y Completación	\$ 9 866
Well Services Fluidos de Control y Completación	\$ 60 854
Cañoneo TCP + WL	\$ 214 500
ALS Fondo y Superficie	\$ 657 000
Slick Line	\$ 162 000
Coiled Tubing + Ácidos + N2	\$ 340 000
Tubería de 3 ½" TSH Blue & CSG 7"	\$ 420 000
Cabezal de Pozo	\$ 41 770
Intellizone + Gerenciamiento + Comunicaciones	\$1 827 491
Contingencia	\$ 216 603
Total	\$ 4 548 670

(ARCH 2015)

Una vez se instaló la completación en el pozo se tuvo una producción por arena, a lo largo del primer año de producción como se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25. Primer Año de Producción SSF – 146 D

Año	MES	ARENA		TOTAL (BPPD)
		T Inferior BPPD	U Inferior BPPD	
2014	Octubre	607.14	202.33	809.47
2014	Noviembre	367.20	224.64	591.84
2014	Diciembre	377.52	203.28	580.80
2015	Enero	334.62	180.18	514.80
2015	Febrero	293.71	15817	451.88
2015	Marzo	252.80	136.16	388.96
2015	Abril	265.46	143.26	408.72
2015	Mayo	332.36	178.80	511.16
2015	Junio	313.96	169.09	483.05
2015	Julio	303.11	163.15	466.26
2015	Agosto	314.56	169.30	483.87
2015	Septiembre	310.23	167.05	477.28

(ARCH 2015)

Para el análisis en el primer escenario se toma un precio del crudo de 90 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 26 y nos muestra que el proyecto a la fecha de instalación es viable, se tiene una TIR de 31%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 2.72, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 2.72 dólares al final del primer año.

En el segundo escenario se toma un precio del crudo de 50 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 27 y nos muestra que el proyecto actualmente es viable, se tiene una TIR de 11%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 1.51, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 1.51 dólares al final del primer año.

Tabla 26. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Septiembre 2014)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	\$ -	\$ -	\$ 4 548 670.00	\$ 4 548 670.00	\$ (4 548 670.00)
1	24 284.1	\$ 169 988.70	\$ 2 185 569.00	\$ -	\$ 169 988.70	\$ 2 015 580.30
2	17 755.2	\$ 124 286.40	\$ 1 597 968.00	\$ -	\$ 124 286.40	\$ 1 473 681.60
3	17 424	\$ 121 968.00	\$ 1 568 160.00	\$ -	\$ 121 968.00	\$ 1 446 192.00
4	15 444	\$ 108 108.00	\$ 1 389 960.00	\$ -	\$ 108 108.00	\$ 1 281 852.00
5	13 556.4	\$ 94 894.80	\$ 1 220 076.00	\$ -	\$ 94 894.80	\$ 1 125 181.20
6	11 668.8	\$ 81 681.60	\$ 1 050 192.00	\$ -	\$ 81 681.60	\$ 968 510.40
7	12 261.6	\$ 85 831.20	\$ 1 103 544.00	\$ -	\$ 85 831.20	\$ 1 017 712.80
8	15 334.8	\$ 107 343.60	\$ 1 380 132.00	\$ -	\$ 107 343.60	\$ 1 272 788.40
9	14 491.5	\$ 101 440.50	\$ 1 304 235.00	\$ -	\$ 101 440.50	\$ 1 202 794.50
10	13 987.8	\$ 97 914.60	\$ 1 258 902.00	\$ -	\$ 97 914.60	\$ 1 160 987.40
11	14 516.1	\$ 101 612.70	\$ 1 306 449.00	\$ -	\$ 101 612.70	\$ 1 204 836.30
12	14 318.4	\$ 100 228.80	\$ 1 288 656.00	\$ -	\$ 100. 228.80	\$ 1 188 427.20

VAN (USD)	\$ 9 920 064.15
TIR (%)	31%
RCB	2.72
Tiempo de Recuperación de la Inversión	82 días

(AGUILAR, 2016)

Tabla 27. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	0	\$ -	\$ 4 548 670.00	\$ 4 548 670.00	\$ (4 548 670.00)
1	24 284.1	\$ 169 988.70	\$ 1 214 205.00	\$ -	\$ 169 988.70	\$ 1 044 216.30
2	17 755.2	\$ 124 286.40	\$ 887 760.00	\$ -	\$ 124 286.40	\$ 763 473.60
3	17 424	\$ 121 968.00	\$ 871 200.00	\$ -	\$ 121 968.00	\$ 749 232.00
4	15 444	\$ 108 108.00	\$ 772 200.00	\$ -	\$ 108 108.00	\$ 664 092.00
5	13 556.4	\$ 94 894.80	\$ 677 820.00	\$ -	\$ 94 894.80	\$ 582 925.20
6	11 668.8	\$ 81 681.60	\$ 583 440.00	\$ -	\$ 81 681.60	\$ 501 758.40
7	12 261.6	\$ 85 831.20	\$ 613 080.00	\$ -	\$ 85 831.20	\$ 527 248.80
8	15 334.8	\$ 107 343.60	\$ 766 740.00	\$ -	\$ 107 343.60	\$ 659 396.40
9	14 491.5	\$ 10 1440.50	\$ 724 575.00	\$ -	\$ 101 440.50	\$ 623 134.50
10	13 987.8	\$ 97 914.60	\$ 699 390.00	\$ -	\$ 97 914.60	\$ 601 475.40
11	14 516.1	\$ 101 612.70	\$ 725 805.00	\$ -	\$ 101 612.70	\$ 624 192.30
12	14 318.4	\$ 100 228.80	\$ 715 920.00	\$ -	\$ 100 228.80	\$ 615 691.20

VAN (USD)	\$ 2 947 180.22
TIR (%)	11%
RCB	1.51
Tiempo de Recuperación de la Inversión	194 días

(AGUILAR, 2016)

4.10 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 205D

La instalación del Sistema Intellizone en el Pozo SSF – 205 D, tuvo inversión inicial de \$ 4 236 885 como se detalla en la Tabla 28:

Tabla 28. Inversión Inicial Pozo SSF – 205D

SERVICIO	INVERSIÓN (USD)
Seguridad Privada	\$ 2 494
Transporte Terrestre	\$ 29 500
Comunicaciones	\$ 1 260
Casing/Tubing	\$ 94 037
Equipo de Workover	\$ 350 113
Fluidos, Filtración, Herramientas de Limpieza	\$ 120 183
Brocas, Fresas, Motor de Fondo y Completación	\$ 9 866
Well Services Fluidos de Control y Completación	\$ 60 854
Cañoneo TCP + WL	\$ 214 500
ALS Fondo y Superficie	\$ 575 000
Slick Line	\$ 160 000
Coiled Tubing + Ácidos	\$ 250 000
Tubería de 3 ½" TSH Blue & CSG 7"	\$ 420 000
Cabezal de Pozo	\$ 41 770
Intellizone + Gerenciamiento + Comunicaciones	\$1 827 491
Contingencia	\$ 200 600
Total	\$ 4 236 885

(ARCH 2015)

Una vez se instaló la completación en el pozo se tuvo una producción por arena, a lo largo del primer año de producción como se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29. Primer Año de Producción SSF – 205 D

Año	MES	ARENA		TOTAL (BPPD)
		T Inferior BPPD	U Inferior BPPD	
2015	Julio	160.02	233.10	39312
2015	Agosto	463.71	258.17	721.88
2015	Septiembre	767.41	283.24	1 050.64
2015	Octubre	521.70	769.26	1 290.96
2015	Noviembre	388.87	972.94	1 361.81
2015	Diciembre	546.91	1 042.19	1 589.10
2016	Enero	429.32	1 198.74	1 628.06
2016	Febrero	505.46	834.49	1 339.95
2016	Marzo	615.40	810.60	1 426.00
2016	Abril	587.20	751.13	1 338.33
2016	Mayo	668.44	631.89	1 300.32
2016	Junio	627.82	691.51	1 319.33

(ARCH 2015)

Para el análisis en el primer escenario se toma un precio del crudo de 52 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 30 y nos muestra que el proyecto a la fecha de instalación es viable, se tiene una TIR de 30%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 3.01, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 3.01 dólares al final del primer año.

En el segundo escenario se toma un precio del crudo de 50 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 31 y nos muestra que el proyecto actualmente es viable, se tiene una TIR de 29%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 2.90, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 2.90 dólares al final del primer año.

Tabla 30. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Julio 2015)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	0	\$ -	\$ 4 236 885.00	\$ 4 236 885.00	\$ (4 236 885.00)
1	11 793.6	\$ 82 555.20	\$ 613 267.20	\$ -	\$ 82 555.20	\$ 530 712.00
2	21 656.4	\$ 151 594.80	\$ 1 126 132.80	\$ -	\$ 151 594.80	\$ 974 538.00
3	31 519.2	\$ 220 634.40	\$ 1 638 998.40	\$ -	\$ 220 634.40	\$ 1 418 364.00
4	38 728.8	\$ 271 101.60	\$ 2 013 897.60	\$ -	\$ 271 101.60	\$ 1 742 796.00
5	40 854.3	\$ 285 980.10	\$ 2 124 423.60	\$ -	\$ 285 980.10	\$ 1 838 443.50
6	47 673	\$ 333 711.00	\$ 2 478 996.00	\$ -	\$ 333 711.00	\$ 2 145 285.00
7	48 841.8	\$ 341 892.60	\$ 2 539 773.60	\$ -	\$ 341 892.60	\$ 2 197 881.00
8	40 198.5	\$ 281 389.50	\$ 2 090 322.00	\$ -	\$ 281 389.50	\$ 1 808 932.50
9	42 780	\$ 299 460.00	\$ 2 224 560.00	\$ -	\$ 299 460.00	\$ 1 925 100.00
10	40 149.9	\$ 281 049.30	\$ 2 087 794.80	\$ -	\$ 281 049.30	\$ 1 806 745.50
11	39 009.6	\$ 273 067.20	\$ 2 028 499.20	\$ -	\$ 273 067.20	\$ 1 755 432.00
12	39 579.9	\$ 277 059.30	\$ 2 058 154.80	\$ -	\$ 277 059.30	\$ 1 781 095.50

VAN (USD)	\$ 14 335 930.41
TIR (%)	30%
RCB	3.01
Tiempo de Recuperación de la Inversión	113 días

(AGUILAR, 2016)

Tabla 31. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja (USD)
0	0	0	\$ -	\$ 4 236 885.00	\$ 4 236 885.00	\$ (4 236 885.00)
1	11 793.6	\$ 82 555.20	\$ 589 680.00	\$ -	\$ 82 555.20	\$ 507 124.80
2	21 656.4	\$ 151 594.80	\$ 1 082 820.00	\$ -	\$ 151 594.80	\$ 931 225.20
3	31 519.2	\$ 220 634.40	\$ 1 575 960.00	\$ -	\$ 220 634.40	\$ 1 355 325.60
4	38 728.8	\$ 271 101.60	\$ 1 936 440.00	\$ -	\$ 271 101.60	\$ 1 665 338.40
5	40 854.3	\$ 285 980.10	\$ 2 042 715.00	\$ -	\$ 285 980.10	\$ 1 756 734.90
6	47 673	\$ 333 711.00	\$ 2 383 650.00	\$ -	\$ 333 711.00	\$ 2 049 939.00
7	48 841.8	\$ 341 892.60	\$ 2 442 090.00	\$ -	\$ 341 892.60	\$ 2 100 197.40
8	40 198.5	\$ 281 389.50	\$ 2 009 925.00	\$ -	\$ 281 389.50	\$ 1 728 535.50
9	42 780	\$ 299 460.00	\$ 2 139 000.00	\$ -	\$ 299 460.00	\$ 1 839 540.00
10	40 149.9	\$ 281 049.30	\$ 2 007 495.00	\$ -	\$ 281 049.30	\$ 1 726 445.70
11	39 009.6	\$ 273 067.20	\$ 1 950 480.00	\$ -	\$ 273 067.20	\$ 1 677 412.80
12	39 579.9	\$ 277 059.30	\$ 1 978 995.00	\$ -	\$ 277 059.30	\$ 1 701 935.70

VAN (USD)	\$ 13 510 471.95
TIR (%)	29%
RCB	2.90
Tiempo de Recuperación de la Inversión	116 días

(AGUILAR, 2016)

4.11 ANÁLISIS ECONÓMICO POZO SSF – 208D

La instalación del Sistema Intellizone en el Pozo SSF – 208 D, tuvo inversión inicial de \$ 4 092 614 como se detalla en la Tabla 32:

Tabla 32. Inversión Inicial Pozo SSF – 208D

SERVICIO	INVERSIÓN (USD)
Seguridad Privada	\$ 4 488
Transporte Terrestre	\$ 63 560
Casing/Tubing	\$ 90 000
Equipo de Workover	\$ 329 400
Fluidos, Filtración, Herramientas de Limpieza	\$ 67 000
Brocas, Fresas, Motor de Fondo y Completación	\$ 45 318
Well Services Fluidos de Control y Completación	\$ 47 305
Cañoneo TCP + WL	\$ 32 000
ALS Fondo y Superficie	\$ 547 000
Slick Line	\$ 50 000
Prueba de Pozo + Coiled Tubing + N2	\$ 160 000
Tubería de 3 ½" TSH Blue & CSG 7"	\$ 550 000
Cabezal de Pozo	\$ 41 770
Intellizone + Gerenciamiento + Comunicaciones	\$1 862 268
Contingencia	\$ 202 505
Total	\$4 092 614

(ARCH 2015)

Una vez se instaló la completación en el pozo se tuvo una producción por arena, a lo largo del primer año de producción como se muestra en la Tabla 33.

Tabla 33. Primer Año de Producción SSF – 208 D

Año	MES	ARENA		TOTAL (BPPD)
		T Inferior BPPD	U Inferior BPPD	
2015	Enero	713.65	163.08	876.73
2015	Febrero	701.12	226.38	927.50
2015	Marzo	704.43	242.68	947.11
2015	Abril	519.63	258.99	778.62
2015	Mayo	471.10	220.05	691.15
2015	Junio	341.05	181.11	522.17
2015	Julio	331.19	141.95	473.14
2015	Agosto	261.35	115.76	377.11
2015	Septiembre	252.81	108.35	361.15
2015	Octubre	230.18	98.65	328.83
2015	Noviembre	234.81	100.75	335.56
2015	Diciembre	96.19	269.79	365.98

(ARCH 2015)

Para el análisis en el primer escenario se toma un precio del crudo de 60 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 34 y nos muestra que el proyecto a la fecha de instalación es viable, se tiene una TIR de 24%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 2.02, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 2.02 dólares al final del primer año.

En el segundo escenario se toma un precio del crudo de 50 USD/BL, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 35 y nos muestra que el proyecto actualmente es viable, se tiene una TIR de 17%, superior a la tasa de actualización de 1% mensual. Así también la relación costo beneficio es de 1.68, lo que nos dice que por cada dólar invertido se obtendrán 1.68 dólares al final del primer año.

Tabla 34. Resultados del Análisis Económico con el Precio del Crudo a la Fecha de Instalación (Diciembre 2014)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja
0	0	0	\$ -	\$ 4 534 248.00	\$ 4 534 248.00	\$ (4 534 248.00)
1	26 301.9	\$ 184 113.30	\$ 1 578 114.00	\$ -	\$ 184 113.30	\$ 1 394 000.70
2	27 825	\$ 194 775.00	\$ 1 669 500.00	\$ -	\$ 194 775.00	\$ 1 474 725.00
3	28 413.3	\$ 198 893.10	\$ 1 704 798.00	\$ -	\$ 198 893.10	\$ 1 505 904.90
4	23 358.6	\$ 163 510.20	\$ 1 401 516.00	\$ -	\$ 163 510.20	\$ 1 238 005.80
5	20 734.5	\$ 145 141.50	\$ 1 244 070.00	\$ -	\$ 145 141.50	\$ 1 098 928.50
6	15 665.1	\$ 109 655.70	\$ 939 906.00	\$ -	\$ 109 655.70	\$ 830 250.30
7	14 194.2	\$ 99 359.40	\$ 851 652.00	\$ -	\$ 99 359.40	\$ 752 292.60
8	11 313.3	\$ 79 193.10	\$ 678 798.00	\$ -	\$ 79 193.10	\$ 599 604.90
9	10 834.5	\$ 75 841.50	\$ 650 070.00	\$ -	\$ 75 841.50	\$ 574 228.50
10	9 864.9	\$ 69 054.30	\$ 591 894.00	\$ -	\$ 69 054.30	\$ 522 839.70
11	10 066.8	\$ 70 467.60	\$ 604 008.00	\$ -	\$ 70 467.60	\$ 533 540.40
12	10 979.4	\$ 76 855.80	\$ 658 764.00	\$ -	\$ 76 855.80	\$ 581 908.20

VAN (USD)	\$ 6 019 060.40
TIR (%)	24%
RCB	2.02
Tiempo de Recuperación de la Inversión	94 días

(AGUILAR, 2016)

Tabla 35. Resultados del Análisis Económico con el Precio Actual del Crudo (Junio 2016)

Mes	Producción Mensual (BPPM)	Costo de Producción	Ingresos Mensuales	Inversión	Egresos	Flujo de Caja)
0	0	0	\$ -	\$ 4 534 248.00	\$ 4 534 248.00	\$ (4 534 248.00)
1	26 301.9	\$ 184 113.30	\$ 1 315 095.00	\$ -	\$ 184 113.30	\$ 1 130 981.70
2	27 825	\$ 194 775.00	\$ 1 391 250.00	\$ -	\$ 194 775.00	\$ 1 196 475.00
3	28 413.3	\$ 198 893.10	\$ 1 420 665.00	\$ -	\$ 198 893.10	\$ 1 221 771.90
4	23 358.6	\$ 163 510.20	\$ 1 167 930.00	\$ -	\$ 163 510.20	\$ 1 004 419.80
5	20 734.5	\$ 145 141.50	\$ 1 036 725.00	\$ -	\$ 145 141.50	\$ 891 583.50
6	15 665.1	\$ 109 655.70	\$ 783 255.00	\$ -	\$ 109 655.70	\$ 673 599.30
7	14 194.2	\$ 99 359.40	\$ 709 710.00	\$ -	\$ 99 359.40	\$ 610 350.60
8	11 313.3	\$ 79 193.10	\$ 565 665.00	\$ -	\$ 79 193.10	\$ 486 471.90
9	10 834.5	\$ 75 841.50	\$ 541 725.00	\$ -	\$ 75 841.50	\$ 465 883.50
10	9 864.9	\$ 69 054.30	\$ 493 245.00	\$ -	\$ 69 054.30	\$ 424 190.70
11	10 066.8	\$ 70 467.60	\$ 503 340.00	\$ -	\$ 70 467.60	\$ 432 872.40
12	10 979.4	\$ 76 855.80	\$ 548 970.00	\$ -	\$ 76 855.80	\$ 472 114.20

VAN (USD)	\$ 4 027 870 .14
TIR (%)	17%
RCB	1.68
Tiempo de Recuperación de la Inversión	119 días

(AGUILAR, 2016)

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La tecnología de completación Intellizone dentro del activo Shushufindi permite controlar la producción de los pozos con el uso de válvulas hidráulicas de fondo, las mismas que otorgan la capacidad de optimizar la producción en base al comportamiento del reservorio.
- Un pozo se considera candidato a ser intervenido con el sistema Intellizone si posee dos o más arenas potencialmente productoras y si se quiere aumentar la producción de forma controlada y óptima.
- El sistema Intellizone permite reducir el tiempo de instalación de la completación en el pozo en comparación a las completaciones duales y además permite ahorrar costos en trabajos de Workover futuros.
- Con la implementación del sistema Intellizone se tuvo un incremento de producción en los pozos que va desde un 44.73% hasta 186%, en la etapa posterior al cambio de completación. Siendo el pozo SSF – 205D el mejor con un incremento de producción de 190 %
- La implementación del Sistema Intellizone en el activo Shushufindi fue rentable al tiempo de instalación en los pozos y actualmente sigue siendo rentable aun con los actuales precios del crudo en el mercado.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis en base al ejemplo realizado para el pozo SSF – 208D, previo a futuras implementaciones del sistema Intellizone con la finalidad de determinar la mejor bomba Electrosumergible para producir de dos arenas en forma conjunta.
- Instalar el sistema Intellizone en pozos relativamente nuevos y que presenten una integridad mecánica adecuada para evitar problemas futuros como el que se presentó en el pozo SSF – 136D que actualmente está cerrado por comunicación entre tubería de producción y Casing.
- En base a los cálculos realizados para el pozo SSF – 208 D, se recomienda usar en el pozo una bomba DN 1800 sin separador de gas, para poder levantar la producción de las dos arenas en forma conjunta dentro de un rango de operación idóneo.
- Realizar un ciclado mensual de las válvulas de fondo con la finalidad de tomar pruebas de presión y producción que ayuden a actualizar el aporte proveniente de cada una de las zonas productoras y a la vez permitan que se maneje adecuadamente el reservorio.
- Seguir el procedimiento general para instalar el Sistema Intellizone, descrito en el Capítulo II del presente trabajo, con la finalidad de reducir al máximo los problemas operacionales.

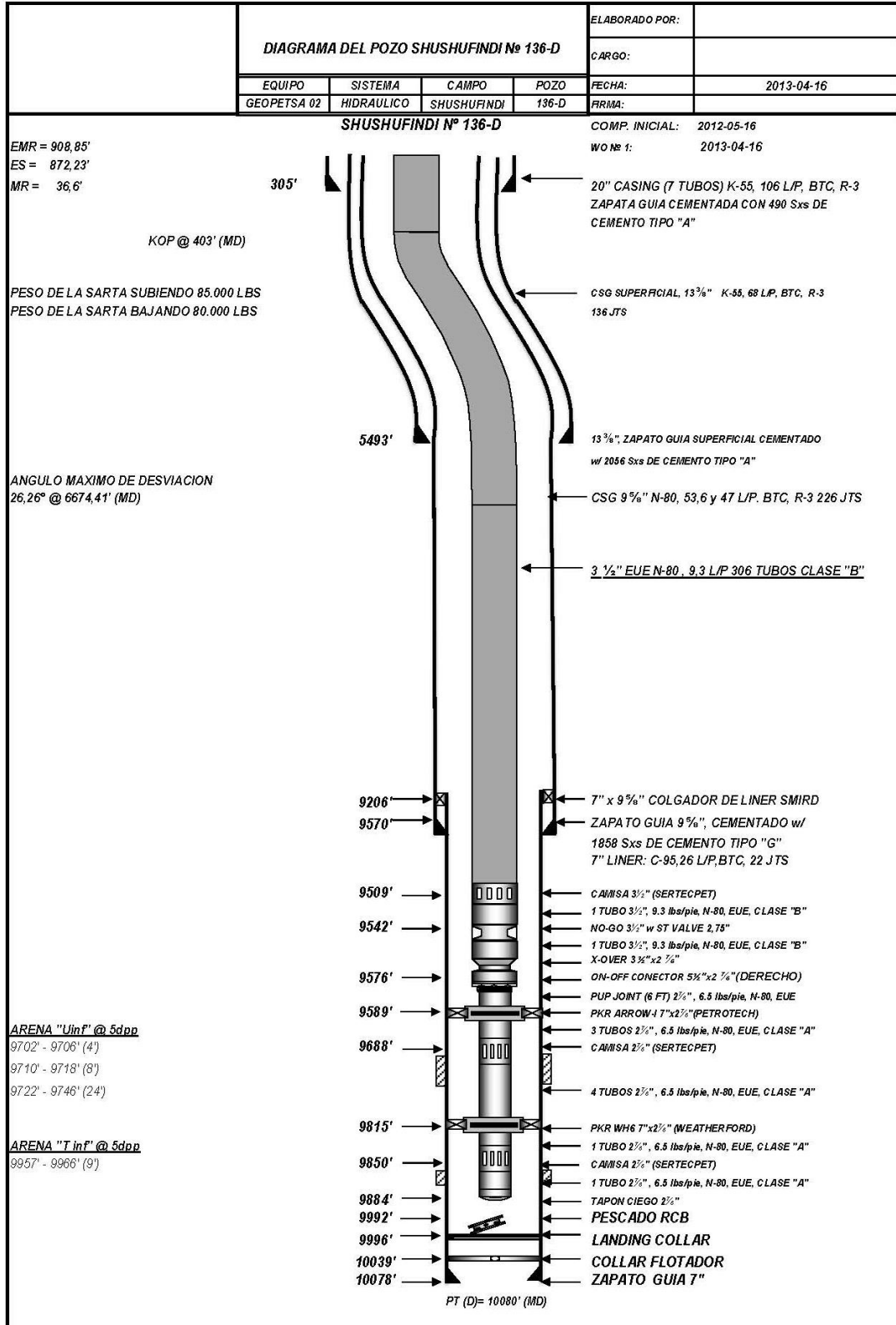
BIBLIOGRAFÍA

- Algeroy, J., Auzerais, F., Davies, J., Johannessen, O., Malde, O., & Newberry, P. (1999). Control Remoto de Yacimientos. *Oilfield Review Autumn*, 18 - 29.
- Atkinson, I., Berard, M., Conort, G., Lowe, T., McDiarmid, A., Pinguet, B., & Williamson, K. (2005). Un Nuevo Horizonte en el Flujo Multifásico. *Oild Field Review Spring*, 58 - 70.
- Baby, P., Rivadeneir, M., & Barragan, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Tercera ed.). Quito, Ecuador: Instituto Francés de Estudios Andinos.
- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de Proyectos* (Septima ed.). Mexico, D.F., Mexico: McGraw-Hill.
- Beveridge, K., Eck, J., Goh, G., Izetti, R., Jadid, M., & Scamparini, G. (2011). Intelligent Completions are the Ready. *Oild Field Review Autumn*, 18-27.
- Chen, C., Azrul, N., Gordon, G., Luke, D., & Farris, B. (2011). Implementation of Next Generation Intelligent Downhole Production Control in Multiple-dipping Sandstone Reservoirs, Offshore East Malaysia. *Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* . Jakarta, Indonesia: SPE 145854.
- Donelly, R. (1985). *Oil and Gas Production: Artificial Lift*. Dallas, Texas: Petroleum Extension Service Division of Continuing Education-The University of Texas at Austin.
- Donelly, R. (1985). *Oil and Gas Production: Beam Pumping*. Dallas, Texas: Petroleum Extension Service Division of Continuing Education-The University of Texas at Austin.
- Dyer, S., El-Khazindar, Y., Huber, M., Raw, I., & Reed, D. (2008). Terminaciones Inteligentes: Manejo Automatizado de Pozos. *Oilfield Review Spring*, 4-17.
- Enriquez, J. R., & Feijó, M. R. (2008). *Actualización de las Reservas en Base a los Nuevos Factores de Recobro del Campo Shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

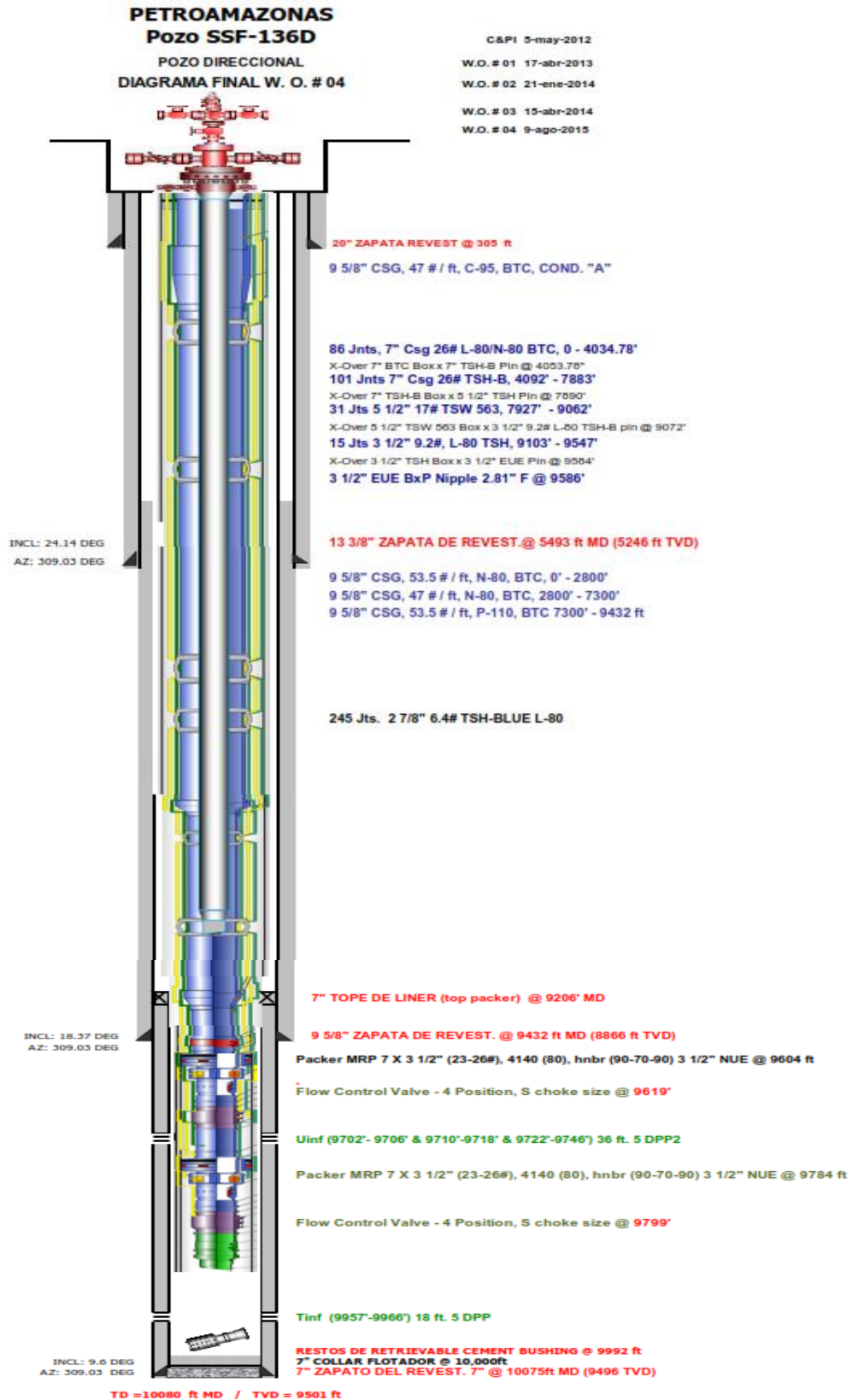
- Guanoluisa Arteaga, G. F. (2014). *Análisis Técnico-Económico de la Tecnología Aplicada de Cañoneo Tipo Ancla en combinación con Bajo Balance dinámico en Pozos Petroleros del Campo Guanta-Dureno*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Khalid, A.-M. S., Suresh, J., Ma, L., & Shafiq, M. (2013). New Generation Intelligent Completion System Integrates Downhole Control with Monitoring in Multilateral Wells. *Middle East Oil and Gas Show and Exhibition*. Manama, Bahrain: SPE 164147.
- Nuñez, G., Rodriguez, J. C., Carmona, F., Esquivel, A., Larez, A., & Dutan, J. (2014). Integrated Methodology to Optimizes Production and Performance of Electrosubmersible Pump in Shushufindi Field. *Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*. Manana, Bahrain: SPE-173699-ms.
- Ortiz Velazco, M. A. (2009). *Selección de una Bomba Tipo BES para operar petróleos con altos cortes de agua en el pozo 178 D que se encuentra en el campo Sacha*. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- REDA. (2006). *Electric Submersible Pump Technology: ESP Catalog*. Schulumberger.
- Sandoval, L. M., Rodriguez, J. C., Dutan, J., Serrano, G., & Arevalo, J. C. (2014). Compact Intelligent Completion: A Game for Shushufindi Field. *Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Maracaibo, Venezuela: SPE-169483-MS.

ANEXOS

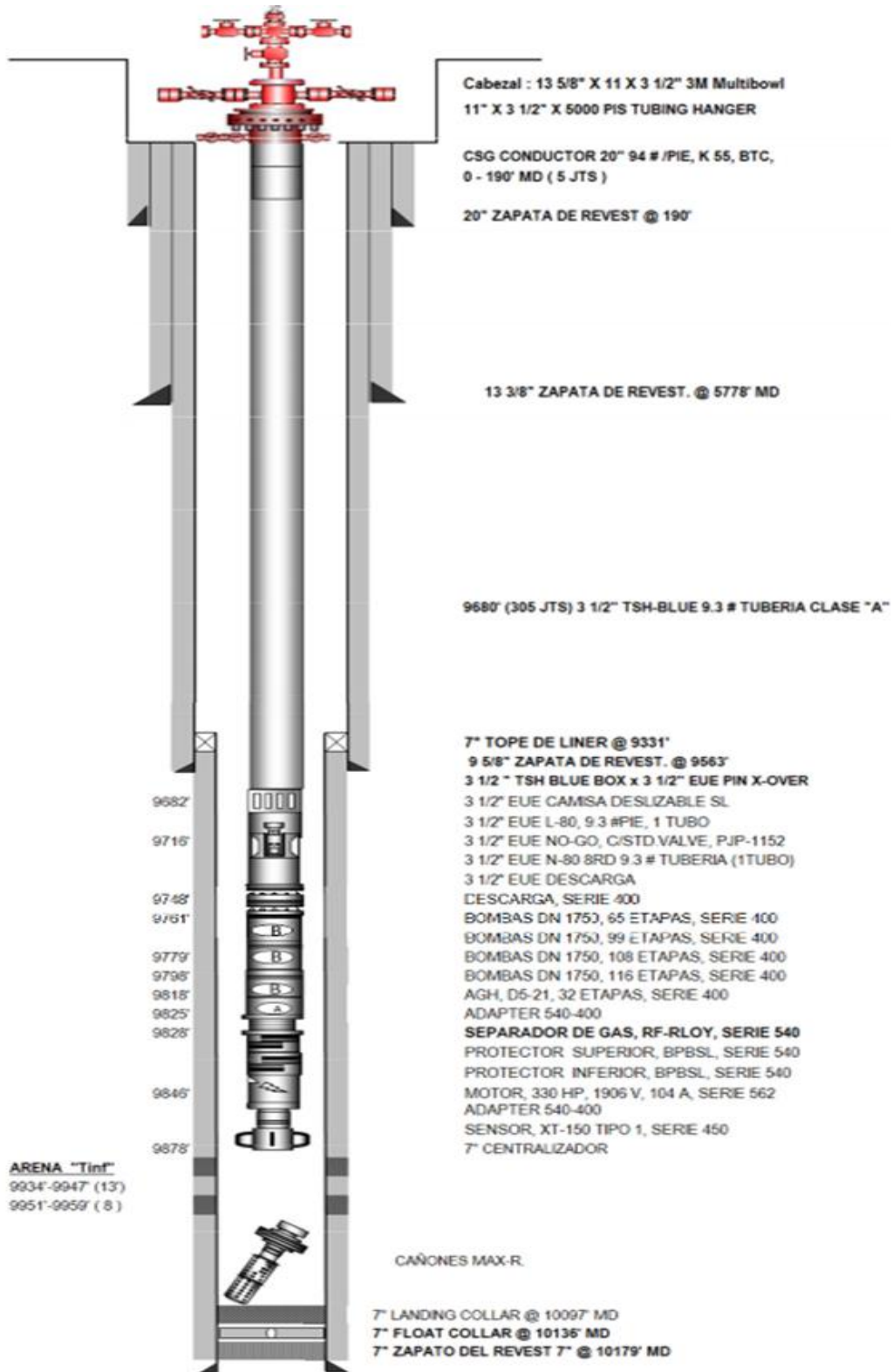
ANEXO 1. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSF - 136 D



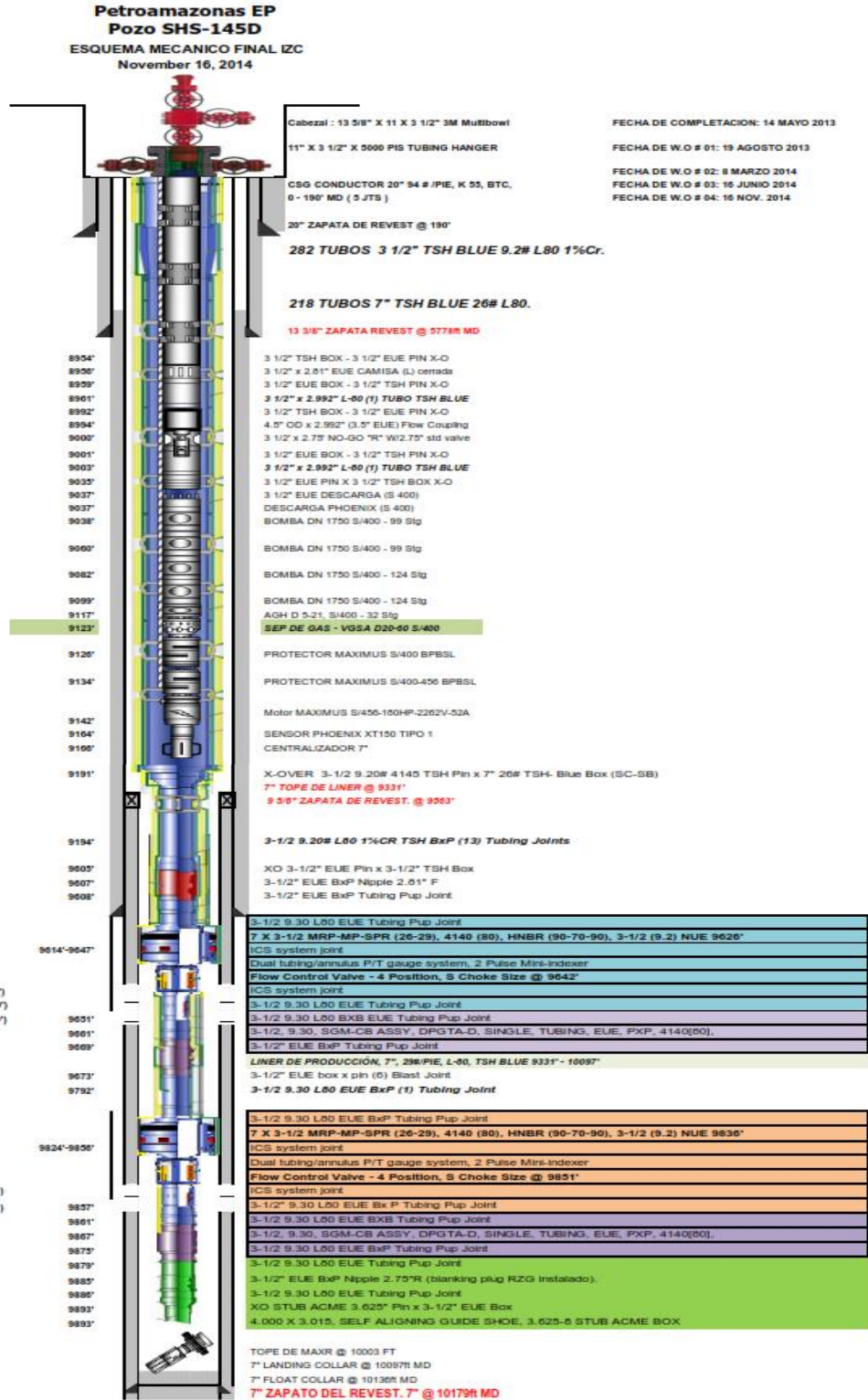
ANEXO 2. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD - 136 D)



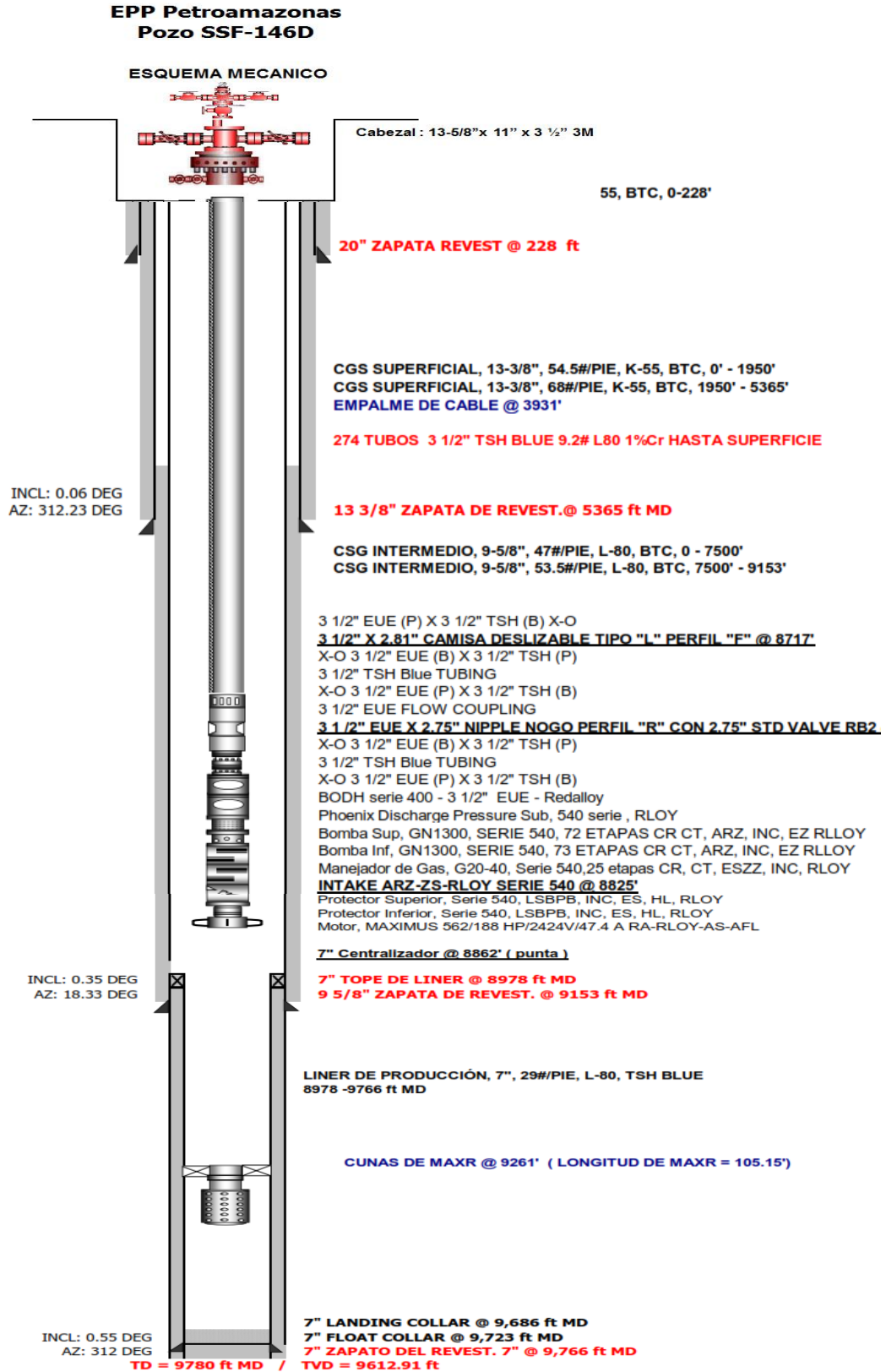
ANEXO 3. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 145 D



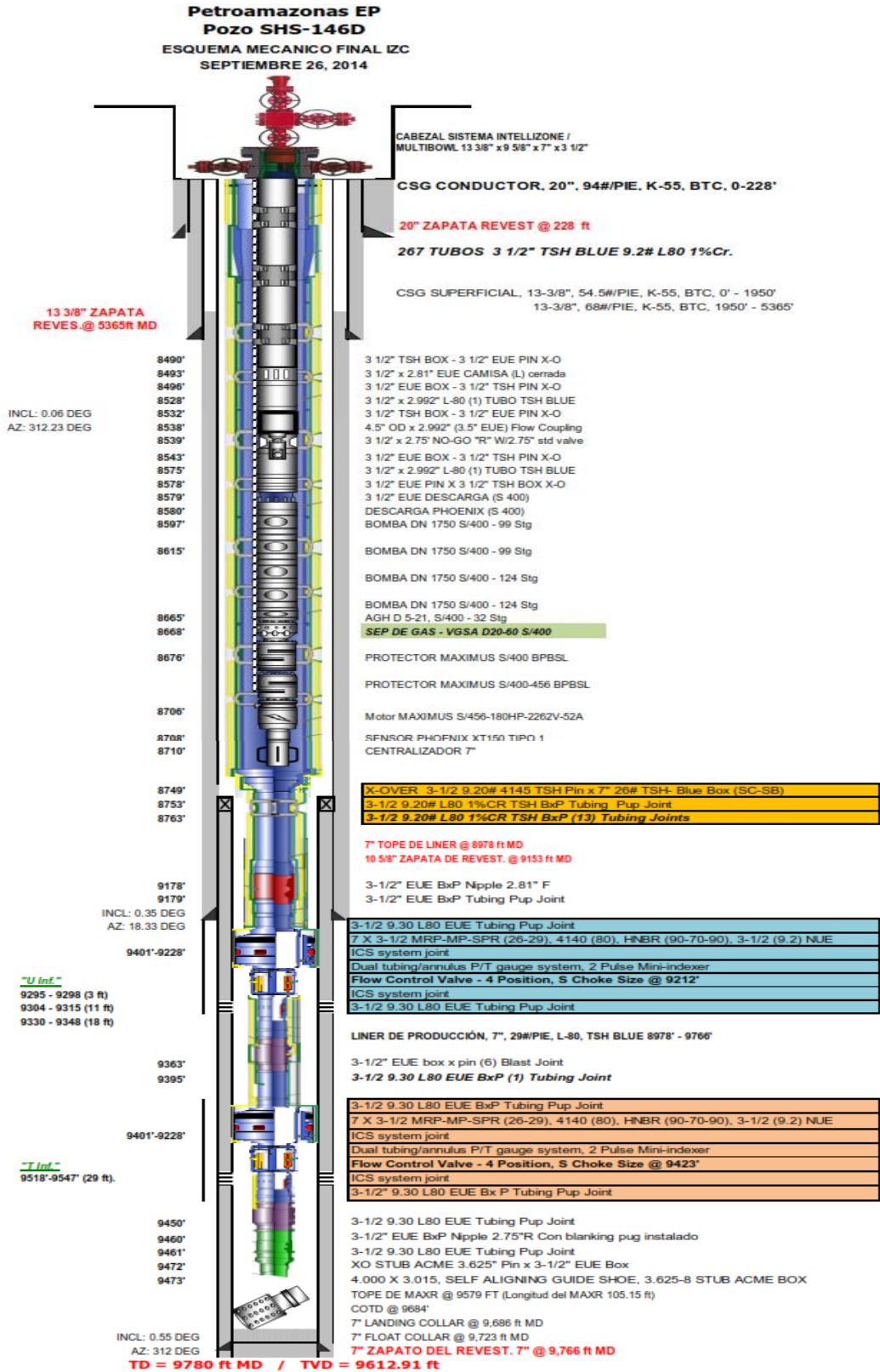
ANEXO 4. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD - 145 D)



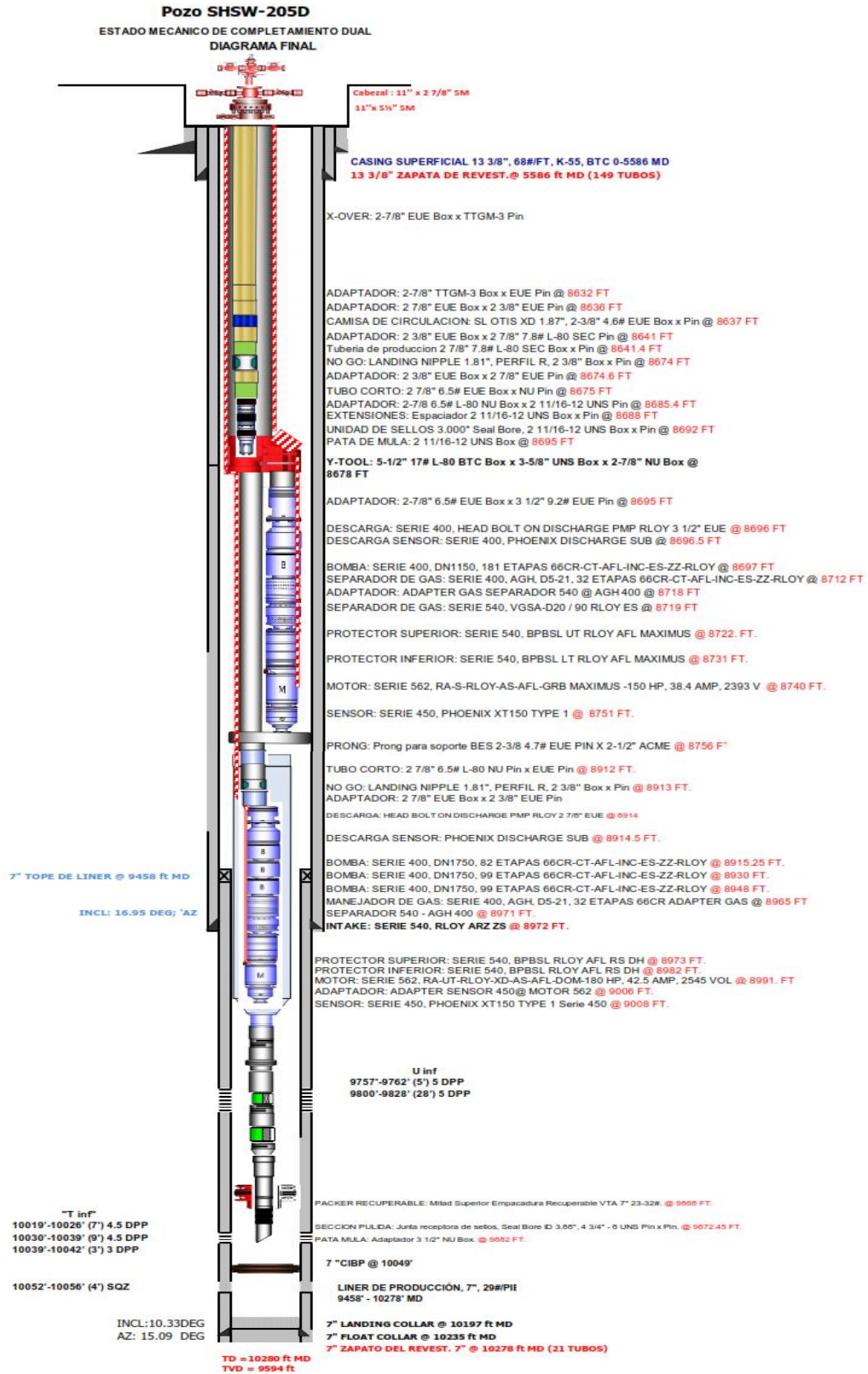
ANEXO 5. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 146 D



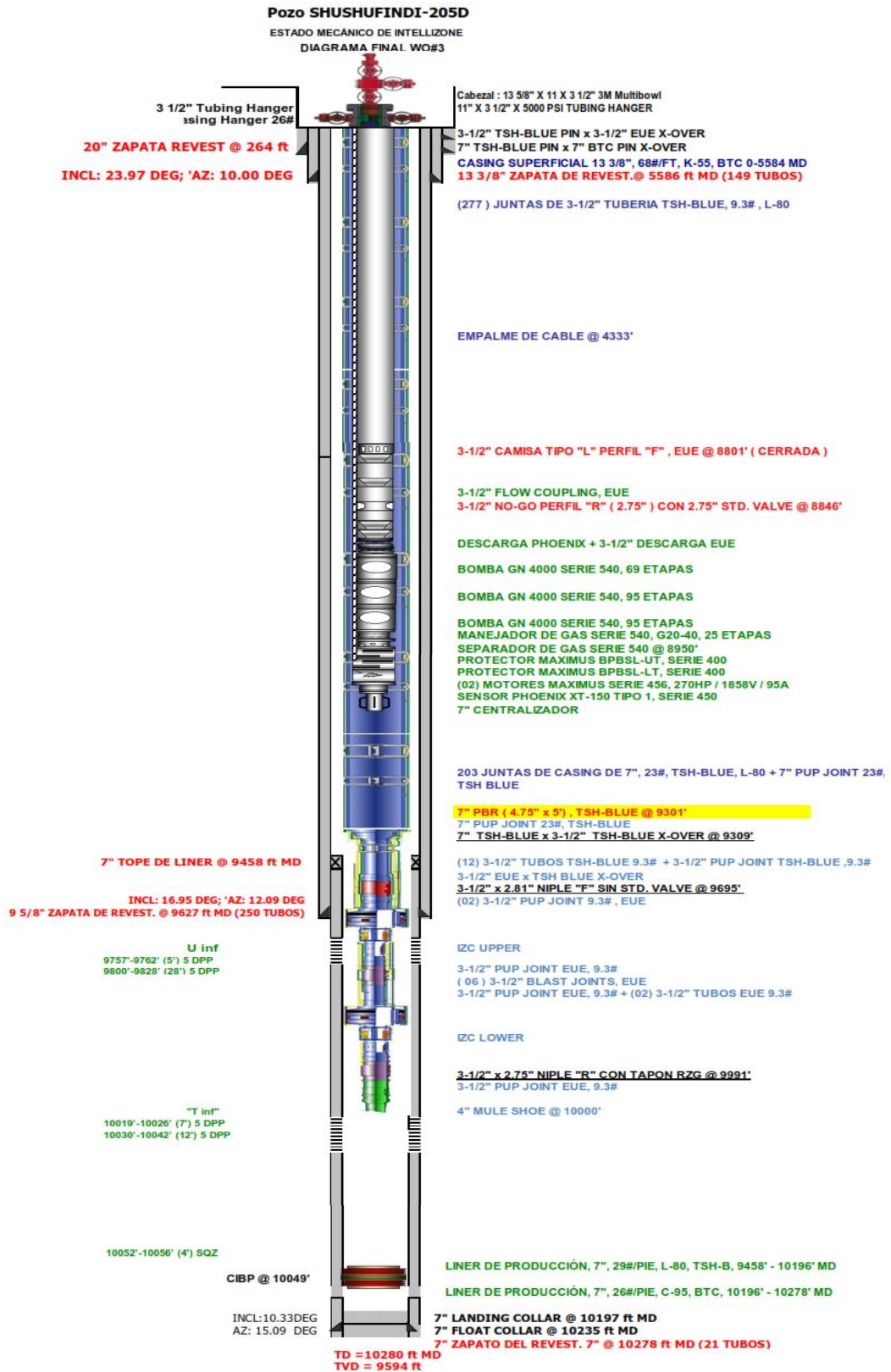
ANEXO 6. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD - 146 D)



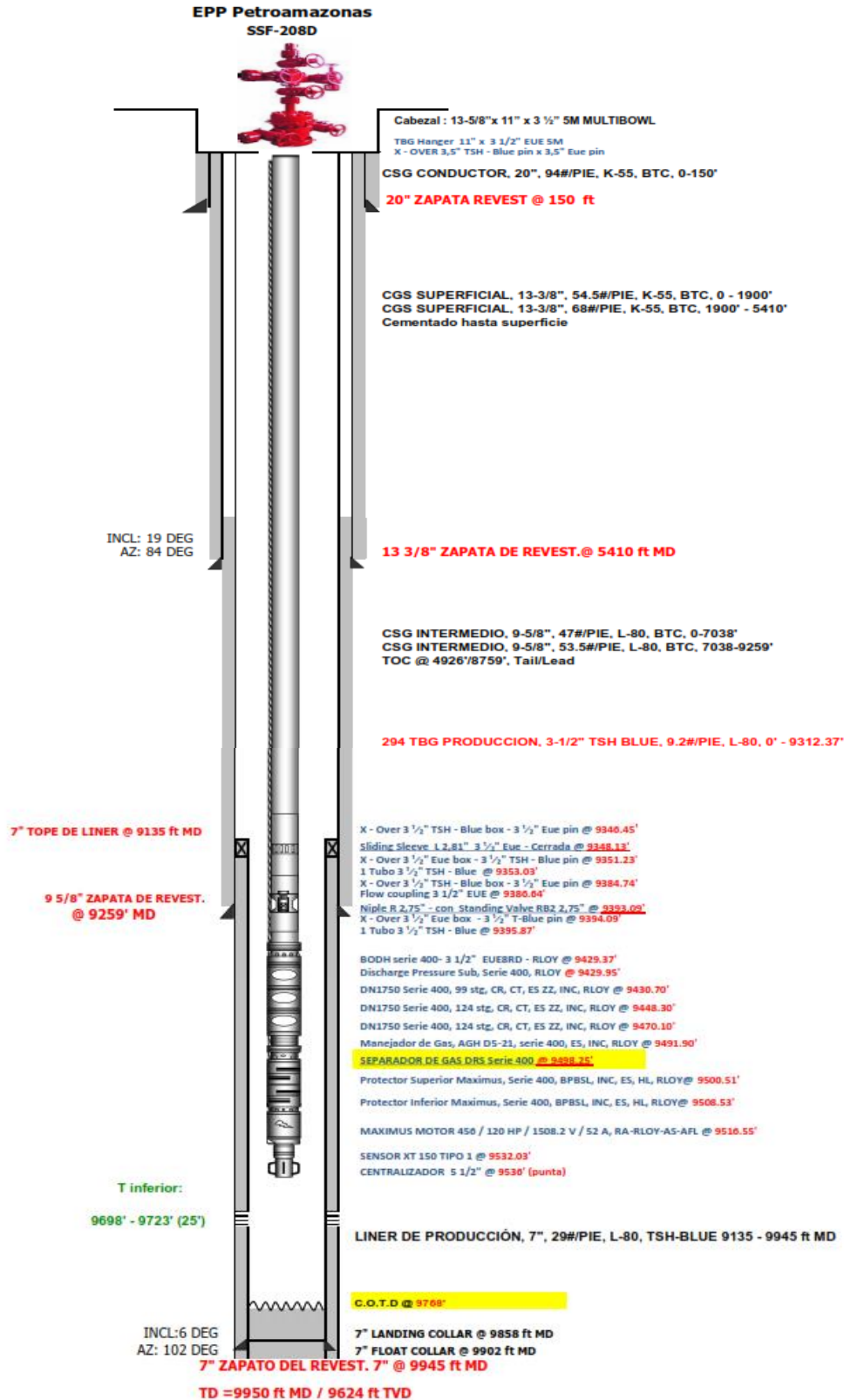
ANEXO 7. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 205 D



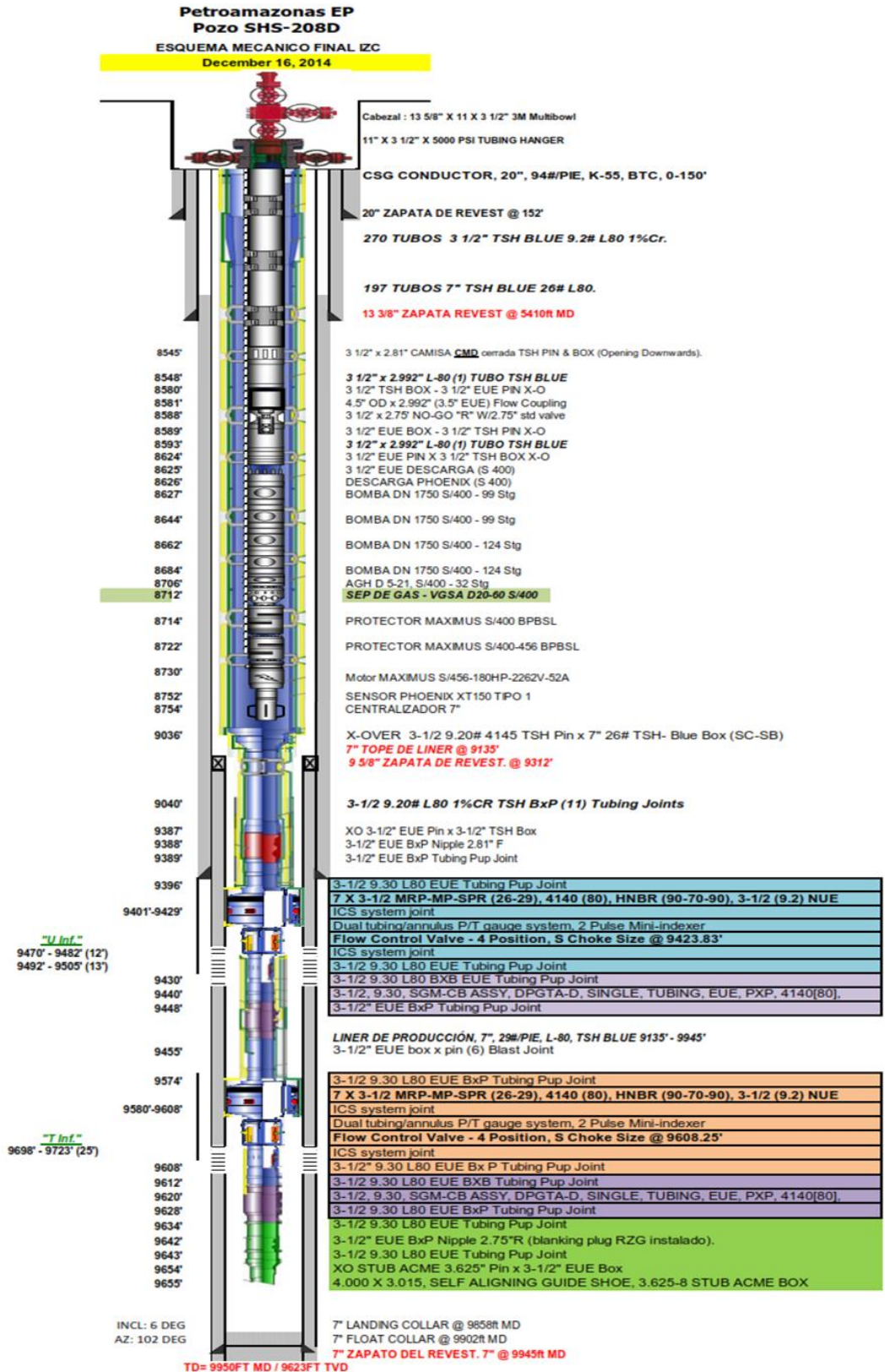
ANEXO 8. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD - 205 D)



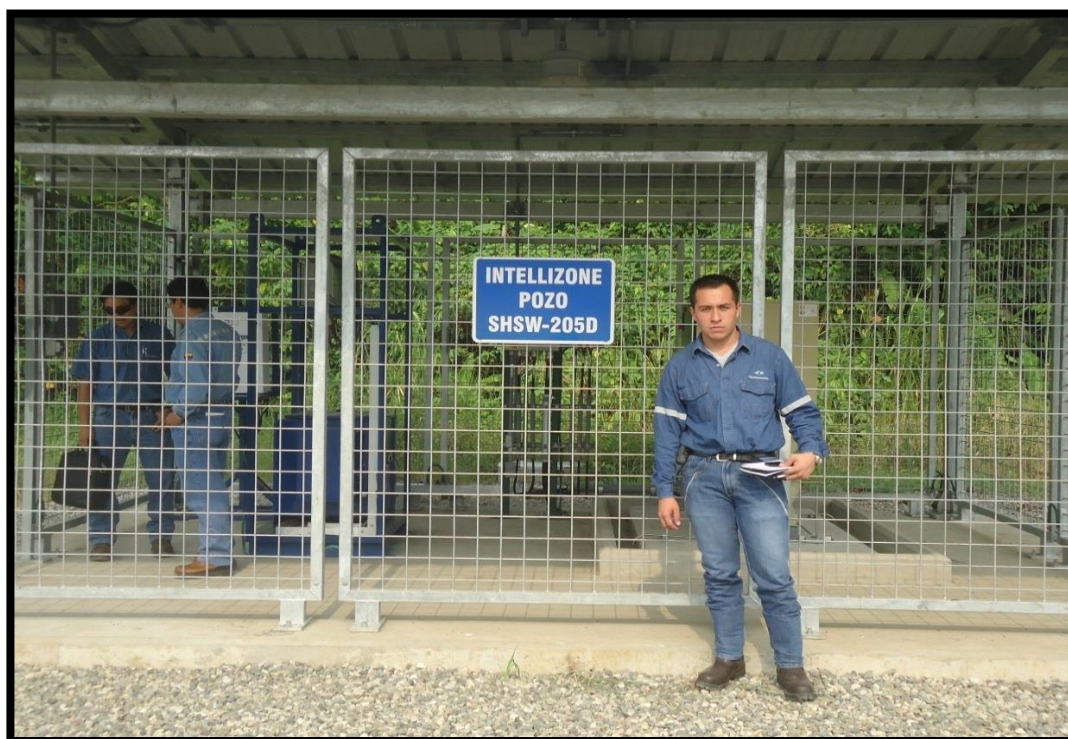
ANEXO 9. Completación Previa a la Instalación del Sistema Intellizone SSFD – 208 D



ANEXO 10. Completación Final del Sistema Intellizone (SSFD - 208 D)



ANEXO 11. Visita a las Instalaciones-Pozo Shushufindi 205-D



ANEXO 12. Visita a las Instalaciones-Pozo Shushufindi 145-D



ANEXO 13. Visita a las Instalaciones de Ensamblaje del Sistema IntelliZone

