



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DEL
SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL
POZO SSFD-146D DEL CAMPO SHUSHUFINDI DE LA
AMAZONÍA ECUATORIANA”**

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

**MARÍA JUDITH CÓRDOVA PÉREZ
DIRECTOR: BENJAMÍN HINCAPIÉ**

QUITO, MARZO 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **MARÍA JUDITH CÓRDOVA PÉREZ**, 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.

MARÍA JUDITH CÓRDOVA

C.I 0503444848

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL POZO SSFD-146D DEL CAMPO SHUSHUFINDI DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA**” que, para aspirar al título de **Ingeniero en Petróleos** fue desarrollado por **Maria Judith Córdova Pérez**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. BENJAMÍN HINCAPIE

C.I 0800852758

CARTA DE LA INSTITUCIÓN

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, primeramente a Dios, quien me ha dado la voluntad de seguir adelante y permitido alcanzar todas mis metas.

A mi hermano Alfonsito que desde el cielo se que ha estado apoyándome en todo y lo he sentido siempre cerca de mí. Gracias ñaño.

A mis padres Alfonso Córdova y Judith Pérez que han sido pilares fundamentales en mi vida, quienes en todo momento han sabido apoyarme y brindarme los consejos necesarios, este título es para ustedes.

María Judith Córdova Pérez.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a Dios, por haberme dado la bendición de la vida, la constancia, la perseverancia, la inteligencia y enviar a mi vida personas maravillosas que han llegado a formar parte importante de mi , por todo esto y más Gracias Señor!!

De manera muy especial agradezco a mis padres Alfonso y Judith por darme su apoyo y permitirme alcanzar este logro en mi vida.

A mis hermanos José y Alfonsito (D) y a mi sobrina Dianita que han estado a mi lado en todo momento, se que estarán muy orgullosos de mi.

A mis amigas incondicionales Josse yJeka que han sabido apoyarme y los consejos necesarios cuando más lo he necesitado.

A los ingenieros que permitieron la realización de este trabajo en especial a los ingenieros Benjamín Hincapié y Fausto Ramos que me brindaron su apoyo y confianza, docentes ejemplares para la transmisión de conocimientos.

A mis amigos y compañeros de trabajo que siempre me brindaron su apoyo y estuvieron pendientes de mi.

Y a ti que supiste apoyarme durante este tiempo, gracias por tu paciencia y cariño, fuiste una inspiración más para lograr este propósito.

Gracias de todo corazón a cada uno de ustedes.

María Judith Córdova Pérez.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. PROBLEMA.....	2
1.2. JUSTIFICACIÓN	2
1.3. OBJETIVOS	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
CAPITULO II	4
2. MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. DEFINICIÓN DE COMPLETACIÓN DE POZOS	4
2.2. DESCRIPCIÓN TEÓRICA DEL SISTEMA DE COMPLETACION INTELIGENTE COMPACTA.	5
2.2.1. DATOS PRINCIPALES PARA EL DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.	6
2.2.2. EQUIPO DE FONDO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA. .	7
2.2.2.1. Completación inteligente compacta (ICS).....	7
2.2.2.2. Válvula de control de flujo (FCV).....	8
2.2.2.3. Modulo hidráulico multipunto.....	10
2.2.2.4. Sensores	13
2.2.2.5. Empacadura o packers	13
2.2.2.6. Componentes auxiliares.....	16
2.2.3. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	22
2.2.3.1. Equipo de superficie del sistema de bombeo electrosumergible.....	23
2.2.3.1.1. Banco de transformación eléctrica.....	23
2.2.3.1.2. Variador de frecuencia	24
2.2.3.1.3. Tablero de control	24
2.2.3.1.4. Caja de venteo	25

2.2.3.2. Equipo de fondo del sistema de bombeo electrosumergible.	25
2.2.3.2.1. Sensor de fondo.....	25
2.2.3.2.2. Motor eléctrico.....	26
2.2.3.2.3. Protector.....	27
2.2.3.2.4. Sección de succión (Intake).....	28
2.2.3.2.5. Separador de gas.....	28
2.2.3.2.6. Bomba centrífuga.....	29
2.2.4. EQUIPO DE SUPERFICIE DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.....	30
2.2.4.1. Cabezal multibowl (INTELLIZONE)	30
2.2.4.2. Sistema de control en superficie	31
2.2.4.2.1. Unidad de potencia hidráulica (HPU).....	31
2.2.4.2.2. Controlador de superficie (UNICONN).....	32
2.3. OTROS TIPOS DE COMPLETACIONES	33
2.3.1. COMPLETACIÓN SENCILLA.....	33
2.3.2. COMPLETACIÓN DOBLE	34
2.4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE COMPLETACIÓN.....	35
2.4.1. COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA	35
2.4.1.1. Ventajas.....	35
2.4.1.2. Desventajas.....	37
2.4.2. COMPLETACIÓN SENCILLA.....	37
2.4.2.1. Ventajas.....	37
2.4.2.2. Desventajas.....	38
2.4.3. COMPLETACIONES DOBLES.....	38
2.4.3.1. Ventajas.....	38
2.4.3.2. Desventajas.....	39
2.5. ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTE COMPACTA, SENCILLA Y DOBLE.	39
2.5.1. TIEMPO DE INSTALACIÓN DE COMPLETACIONES	39
2.5.2. GRADO DE COMPLEJIDAD EN LA INSTALACIÓN DE LAS COMPLETACIONES.....	40
2.5.3. NÚMERO DE ZONAS PRODUCTORAS.....	40
2.5.4. OBTENCIÓN DE DATOS PRESIÓN-TEMPERATURA	41
2.5.5. NÚMERO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	42

2.5.6. DISPONIBILIDAD PARA REALIZAR TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN Y/O FRACTURAMIENTO EN LAS ARENAS.....	42
2.5.7. MÉTODOS DE CONTROL DE FLUJO.....	43
CAPÍTULO III.....	44
3. METODOLOGÍA	44
3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI (Bloque 57).....	44
3.1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	45
3.1.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	45
3.1.3. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA	46
3.1.4. PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	46
3.1.5. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.	48
3.1.6. DATOS PROMEDIOS PVT DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	49
3.2. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.....	50
3.2.1. ESQUEMA GENERAL DE UNCIÓNAMIENTO	50
3.3. CONSIDERACIONES PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.	51
3.3.1. ALCANCE DE OPERACIONES.....	51
3.3.2. PROFUNDIDAD.....	52
3.3.3. DIFERENCIAL DE PRESIÓN	53
3.3.4. FUERZAS	53
3.3.5. TEMPERATURA	54
3.4. DISEÑO DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA PARA EL POZO SSFD-146D (DOS ZONAS).	55
3.4.1. DATOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL POZO SSFD-146D.....	56
3.4.2. DISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO SSFD-146D.....	59
3.4.2.1. Criterios para el dimensionamiento del equipo BES.....	59
3.4.2.2. Diseño del equipo bes considerando la producción de U Inferior + T Inferior.....	61
CAPITULO IV	62
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	62
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL POZO SSFD-146D.	62

4.1.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO SSFD-146.....	62
4.1.2.	GENERALIDADES DEL POZO SSF-146D.	64
4.1.3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS U INFERIOR Y T INFERIOR.	64
4.1.4.	PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS U INFERIOR Y T INFERIOR.	65
4.1.5.	CÁLCULO DE RESERVAS DEL POZO	65
4.1.6.	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE LA ARENA U INFERIOR (IPR).....	67
4.1.7.	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE LA ARENA T INFERIOR (IPR).....	69
4.1.8.	HISTORIAL DE TRABAJOS REALIZADOS EN EL POZO.	70
4.1.9.	ANÁLISIS DE REGISTROS DE LA ARENA U INFERIOR.....	71
4.1.10.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR CON COMPLETACIÓN SENCILLA DEL POZO SSFD-146D.	73
4.1.11.	ANÁLISIS DE PRESIÓN DE LA ARENA U INFERIOR.	74
4.1.12.	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO No.1 DEL POZO SSFD- 146D.....	78
4.1.12.1.	Justificativos técnicos.....	78
4.1.13.	ANALISIS DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ARENA “T” INFERIOR.	79
4.1.14.	ANALISIS DE PRESIÓN DE LA ARENA T INFERIOR.....	80
4.1.15.	HISTORIAL DE PRODUCCION DE LAS ARENAS U INFERIOR + T INFERIOR POSTERIOR A LA INSTALACIÓN DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.....	81
4.1.16.	ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN.....	81
4.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL POZO SSFD-146D.	82
4.2.1.	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO.....	82
4.2.2.	TASA DE ACTUALIZACIÓN.....	83
4.2.3.	PORCENTAJE DE DECLINACIÓN.	84
4.2.4.	COSTO DE LA APLICACIÓN DEL EQUIPO.	84
4.2.5.	INGRESOS	84
4.2.6.	EGRESOS	86
4.2.7.	VALOR ACTUAL NETO.....	88
4.2.8.	TASA INTERNA DE RETORNO.....	89

4.2.9. RELACIÓN COSTO BENEFICIO	90
4.2.10. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	91
4.2.11. ANÁLISIS DE RESULTADOS ECONÓMICOS	92
CAPITULO V	93
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
5.1. CONCLUSIONES.....	93
5.2. RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	97
ANEXOS	100

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Especificaciones de la Válvula de Control de Flujo (FCV).....	9
Tabla 2. Características de pulsos de presión.....	11
Tabla 3. Especificaciones de los Drift Bars.	16
Tabla 4. Especificaciones de los Drift Sleeves	16
Tabla 5. Tiempo de instalación por completaciones.....	39
Tabla 6: Complejidad de instalación.....	40
Tabla 7. Número de zonas productoras por tipo de completación.....	41
Tabla 8. Métodos para registros de Presión, Temperatura y Caudal.	41
Tabla 9. Número de equipo BES en cada completación.	42
Tabla 10. Disponibilidad para realizar trabajos de estimulaciones.	42
Tabla 11. Métodos de control de flujo.....	43
Tabla 12. Historial de Producción del Campo Shushufindi (1972-2013).	47
Tabla 13. Datos promedios PVT del Campo Shushufindi.....	49
Tabla 14. Cuadrantes del diagrama envolvente.	51
Tabla 15. Detalles del pozo candidato.....	55
Tabla 16. Datos generales del pozo SSFD-146D para el diseño de la Completación Inteligente Compacta.	56
Tabla 17. Criterios para el dimensionamiento del equipo BES.....	59
Tabla 18. Propiedades petrofísicas de los yacimientos productores del pozo SSFD-146D.....	64
Tabla 19. Propiedades físicas de los fluidos en los yacimientos productores del pozo SSF-146D.	65
Tabla 20. Datos y resultados de Reservas Estimadas del pozo.....	66
Tabla 21. Producción acumulada del pozo.....	71
Tabla 22. Zonas perspectivas determinadas mediante registros eléctricos de la arena “U Inferior”.....	72
Tabla 23. Eventos de la prueba de restauración de presión.	74

Tabla 24. Resultados del ajuste.	76
Tabla 25. Zonas perspectivas determinadas mediante registros eléctricos de la arena “T Inferior”.	79
Tabla 26. Datos para el análisis económico.	85
Tabla 27. Tabla de ingresos mensuales actualizados.	85
Tabla 28. Costos de inversión inicial.	86
Tabla 29. Egresos mensuales actualizados.	87
Tabla 30. Flujo neto de caja mensual actualizado.	88
Tabla 31. Resultados económicos del proyecto.	92

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Datos principales para el diseño de una Completación Inteligente Compacta.	6
Figura 2. ENSAMBLE ICS (Intelligent Compact System).....	7
Figura 3. Válvula de control de flujo (FCV)	10
Figura 4. Funcionamiento del Módulo Hidráulico Multipunto.....	12
Figura 5. Multiport Packer	14
Figura 6. Cut-To-Release (CTR).....	15
Figura 7. Straight-Pull-Release (SPR)	15
Figura 8. Niple de Asiento.....	18
Figura 9. Pup Joint.	18
Figura 10. Blast Joint.	19
Figura 11. Cross Over.....	19
Figura 12. Mule Shoe.....	20
Figura 13. Clamp.....	20
Figura 14. Carretos para líneas hidráulicas y cables de poder.	21
Figura 15. Transformador Eléctrico.....	23
Figura 16. Variador de Frecuencia.....	24
Figura 17. Sensor de fondo.....	26
Figura 18. Partes del motor BES.....	26
Figura 19. Protector o Sección sellante.	27
Figura 20. Sección de succión.	28
Figura 21. Bomba Centrifuga	29
Figura 22. Cabezal Multibowl.	30
Figura 23. Unidad de Potencia Hidráulica (HPU).	31
Figura 24. Controlador de superficie.	32
Figura 25. Completación de una zona.	33
Figura 26. Completación Dual Paralela.....	34

Figura 27. Completación Dual Concéntrica.....	34
Figura 28. Curva Histórica de Producción del Campo Shushufindi.....	48
Figura 29. Esquema general de funcionamiento (Intellizone).	50
Figura 30. Envoltente de operación del Módulo Hidráulico Multipunto.....	53
Figura 31. Envoltente de operación de la empaquetadura.....	54
Figura 32. Esquema mecánico del diseño de completación inteligente para el pozo SSFD—146D.	58
Figura 33. Curva IPR de las arenas U Inferior + T Inferior.	60
Figura 34. Curva de rendimiento de la bomba para el pozo SSFD-146D.	61
Figura 35. Ubicación del pozo SSFD-146D.	63
Figura 36. Curva IPR estimada de la arena U Inferior.	67
Figura 37. Curva IPR de la arena U Inferior.....	68
Figura 38. Curva IPR de la arena T Inferior.	69
Figura 39. Curva IPR de la arena T Inferior.	70
Figura 40. Registro eléctrico arena “U Inferior”.	72
Figura 41. Historial de producción de la arena U Inferior del pozo SSFD-146D.	73
Figura 42. Log-Log Presión & derivada de Presión (psi) vs Tiempo (hr).....	75
Figura 43. Log-Log Presión & derivada de presión (psi) vs Tiempo (hr) (extrapolada).....	75
Figura 44. Semi-Log Presión (psi) vs Tiempo de Superposición (hr).	76
Figura 45. Registro eléctrico arena “T Inferior”.....	80
Figura 46. Producción acumulada del pozo SSFD-146D.....	81
Figura 47. Precio del crudo mensual (2014).	83
Figura 48. Costo de las completaciones.	84

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Resultados de Build Up antes de la estimulación (20 de septiembre de 2014).....	100
Anexo 2. Resultados de Build Up posterior a la estimulación	101
Anexo 3. Resultados de IP posterior a la estimulación	102
Anexo 4. Análisis de BpiesUP de la arena T Inferior.....	103
Anexo 5. Diagrama de completación del pozo SSFD-146D.....	104
Anexo 6. Historial de Producción de la arena U Inferior del pozo SSFD-146D105	
Anexo 7. Procedimiento operativo del Reacondicionamiento No. 1 del pozo SSFD-146D.....	108
Anexo 8. Historial de Producción de las arena U Inferior + T Inferior del pozo SSFD-146D.....	111

RESUMEN

El presente proyecto de titulación tiene como objetivo realizar un análisis técnico y económico de la Completación Inteligente Compacta, en base a los resultados de la aplicación del sistema de Completación implementado en el pozo Shushufindi-146D (SSFD-146D).

En la actualidad, la industria petrolera requiere incrementar la recuperación de hidrocarburos en los Campos de la Amazonia Ecuatoriana, por lo que necesita dar importancia a las reservas marginales, denominadas como poco atractivas, a consecuencia de esto las terminaciones de pozos hoy en día son más sofisticadas y más complejas, pero donde la producción de un pozo demanda más tiempo y mayores inversiones en trabajos de reacondicionamientos futuros; es por lo cual se realiza este estudio enfocado a la Completación Inteligente Compacta el mismo que permitirá conocer los beneficios y ciertas limitaciones en comparación con las completaciones convencionales.

Finalmente, se presenta las conclusiones obtenidas del desarrollo del proyecto y las recomendaciones que se deberían tener en cuenta al emplearse este nuevo sistema de completación en proyectos de producción multizona.

ABSTRACT

The present titling project aims to conduct a technical and economic analysis of Intelligent Completion Compact, based on the results of the implementation of the system implemented in the Completion Shushufindi-146D (SSFD-146D).

Today, the oil industry needs to increase the recovery of hydrocarbons in the Fields of the Ecuadorian Amazon, so you need to give importance to marginal reserves, denominated as unattractive as a result of this well completions today are more sophisticated and complex, but where the production of a well demand more time and greater investment in future jobs overhauls; is therefore focused this study Compact Intelligent completion which will show the same benefits and limitations compared to convencional completion is performed.

Finally, the conclusions of the project development and the recommendations should take into account this new system to be used in project completion multizone production is presented.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN.

En la actualidad existen pozos en los campos petroleros ecuatorianos, donde la producción de una sola arena no es económicamente rentable por lo cual se debe aplicar la producción multizona en dichos pozos. Para esto se debe cumplir con ciertas normas impuestas por la Secretaría de Hidrocarburos (SHE) y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) las cuales hacen énfasis en el control independiente de los yacimientos a producir y los procedimientos para ello. Todas estas exigencias deben ser cubiertas con lo que se estipula en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

Petroamazonas EP y sus compañías contratistas, se encuentran comprometidos a incrementar la producción del Campo Shushufindi-Aguarico y conseguir mejores resultados en menor tiempo, mediante la aplicación de nueva tecnología con el fin de obtener mejoras en el recobro de reservas de una manera rápida y optimizando costos de desarrollo, manteniendo un control independiente de dos o más zonas productoras, cumpliendo con el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, seguridad, salud y medio ambiente, contribuyendo de esta manera al desarrollo de nuestro país.

El objetivo fundamental de las operaciones de Petroamazonas EP en el Campo Shushufindi- Aguarico (Bloque 57) es incrementar los volúmenes de producción de petróleo, tan alto como sea factible, sin afectar la vida útil de los campos, perforando nuevos pozos sin descuidar el mantenimiento de los actuales.

1.1. PROBLEMA

Con el pasar del tiempo las empresas dentro de la industria petrolera se han visto en la necesidad de implementar nuevas tecnologías dentro de sus campos de operación con el fin de incrementar la recuperación de hidrocarburos en los Campos de la Amazonia Ecuatoriana, por lo que necesitan dar importancia a las reservas marginales, las mismas que eran denominadas como poco atractivas, a consecuencia de esto las completaciones de pozos hoy en día son más sofisticadas y más complejas, pero donde la producción de un pozo demanda más tiempo y mayores inversiones en trabajos de reacondicionamientos futuros; por lo cual se realiza un estudio sobre la Completación Inteligente Compacta que permitirá conocer el procedimiento general para la aplicación de esta tecnología, los beneficios y limitaciones de la misma.

1.2. JUSTIFICACIÓN

En el presente proyecto de titulación se realiza un análisis general de la aplicación de esta nueva tecnología implementada en el país, en el Campo Shushufindi, siendo la primera en aplicarse en el pozo SSFD-136D y la segunda en el pozo SSFD-146D, el mismo que será analizado, desde su procedimiento para la instalación, análisis técnico-económico del pozo SSFD-146D con la implementación de la Completación Inteligente Compacta, ventajas y desventajas del sistema, lo que permitirá sugerir con fundamentos técnicos y económicos la aplicación de la misma en futuros proyectos de completaciones múltiples en los Campos de la Amazonia Ecuatoriana.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar los beneficios técnicos y económicos obtenidos con la aplicación de la Completación Inteligente Compacta en el pozo SSFD-146D de Petroamazonas EP, en base a los resultados de estimación de producción vs. costos de inversión.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Describir el equipo de fondo y superficie utilizado en una Completación Inteligente Compacta para de esta manera conocer el sistema de funcionamiento del mismo.

Recopilar y analizar los datos de las propiedades petrofísicas de las areniscas T inferior y U inferior de la formación Napo.

Recopilar y analizar las propiedades y comportamiento de los fluidos de las areniscas T inferior y U Inferior de la formación Napo, para estimar la producción de petróleo en el pozo.

Identificar las ventajas y desventajas de la implementación del sistema de Completación Inteligente Compacta.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. DEFINICIÓN DE COMPLETACIÓN DE POZOS

La Completación o terminación de un pozo petrolero es el proceso operativo que empieza después de haber cementado la última tubería de revestimiento y se lo realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos.

A partir de la ejecución de dicho proceso se deben tener en cuenta el objetivo principal del mismo el cual es mejorar las condiciones productivas de los pozos, así, las condiciones del yacimiento permiten establecer la clase de Completación que se debe usar, ya sea: Completación sencilla, convencional, selectiva, múltiple; considerando las posibles ventajas y desventajas, que estas puedan presentar al momento de la Completación.

En la completación del pozo se debe tomar en cuenta tres aspectos: el revestimiento del hoyo, disposición del equipo de producción y el número de zonas productoras.

La selección del equipo de Completación y las técnicas aplicadas solo pueden ser posibles y mediante la investigación de factores que son específicos del yacimiento y análisis de la producción del pozo, todo esto con el propósito de dirigir, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos.

2.2. DESCRIPCIÓN TEÓRICA DEL SISTEMA DE COMPLETACION INTELIGENTE COMPACTA.

El sistema de Completación Inteligente Compacta multizona representa una nueva tecnología en completaciones inteligentes, esta unidad es completamente integrada, diseñada para una gran variedad de aplicaciones en pozos que producen de multiples zonas. En comparación con las completaciones tradicionales, es un nuevo sistema fácil de diseñar, más simple de controlar y mucho más confiable para la vida productiva del pozo.

Este nuevo sistema de completación inteligente permite diagnosticar problemas de producción, mitigar intervenciones costosas y de esta manera optimizar al máximo el desempeño de los pozo, todas estas funcionalidades son suministradas tanto por el equipo de superficie como por el de fondo; el sistema automático de control de superficie que posee permite ejecutar ajustes en el pozo a tiempo real, la comunicación remota del sistema, puede ser a través de un sistema SCADA local o mediante cualquier otra conexión remota, que facilitan la ejecución de diagnósticos, pruebas de pozos y optimización de la producción.

Los sistemas de manejo de flujo controlados desde superficie, ayuda a las compañías operadoras a incrementar la producción y el recobro de los yacimientos, tanto en pozos nuevos como en pozos maduros.

Puede ser instalado hasta en 15 zonas, con solo 5 líneas de control hidráulico a diferencia de las completaciones inteligentes tradicionales que necesitan una línea de control hidráulico por cada zona. La aplicación de una completación inteligente permite maximizar la producción diaria lo que significa acelerar el incremento del flujo de caja.

2.2.1. DATOS PRINCIPALES PARA EL DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.

El diseño de la Completación inteligente se desarrolla en base a la obtención de datos de diferentes áreas como se detalla en la siguiente gráfica:

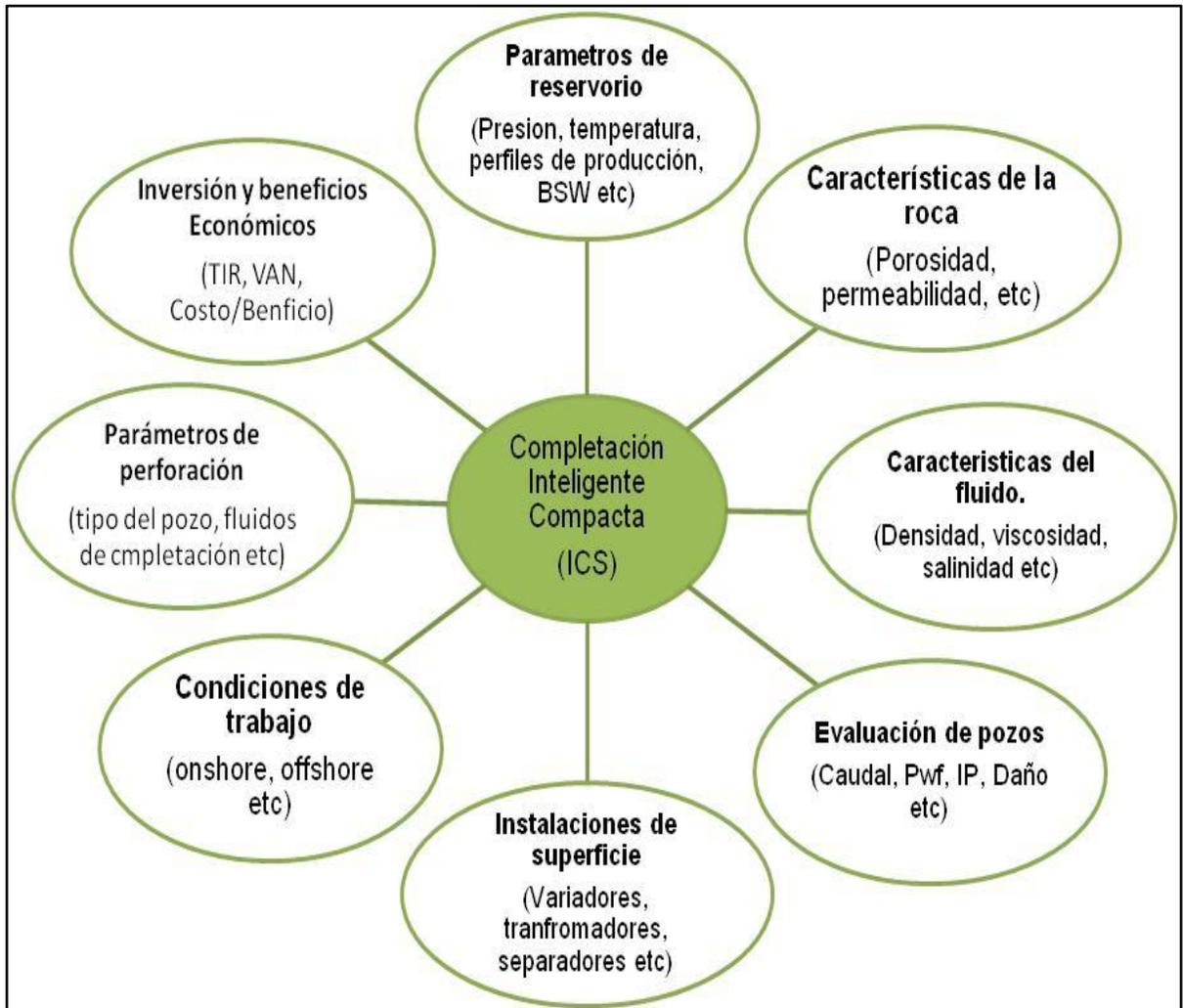


Figura 1. Datos principales para el diseño de una Completación Inteligente Compacta.

(Jonathan Bellarby, 2009)

2.2.2. EQUIPO DE FONDO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.

2.2.2.1. Completación inteligente compacta (ICS)

Es un componente compacto, que está conformado por un packer, pup joint, sensor de monitoreo y la válvula de control de flujo, todo este sistema es pre-ensamblado y pre-probado, es decir está listo para ser instalado, lo que reduce tiempos de operación equivalente a costos de operación e incertidumbres asociadas con el ensamblaje del equipo.

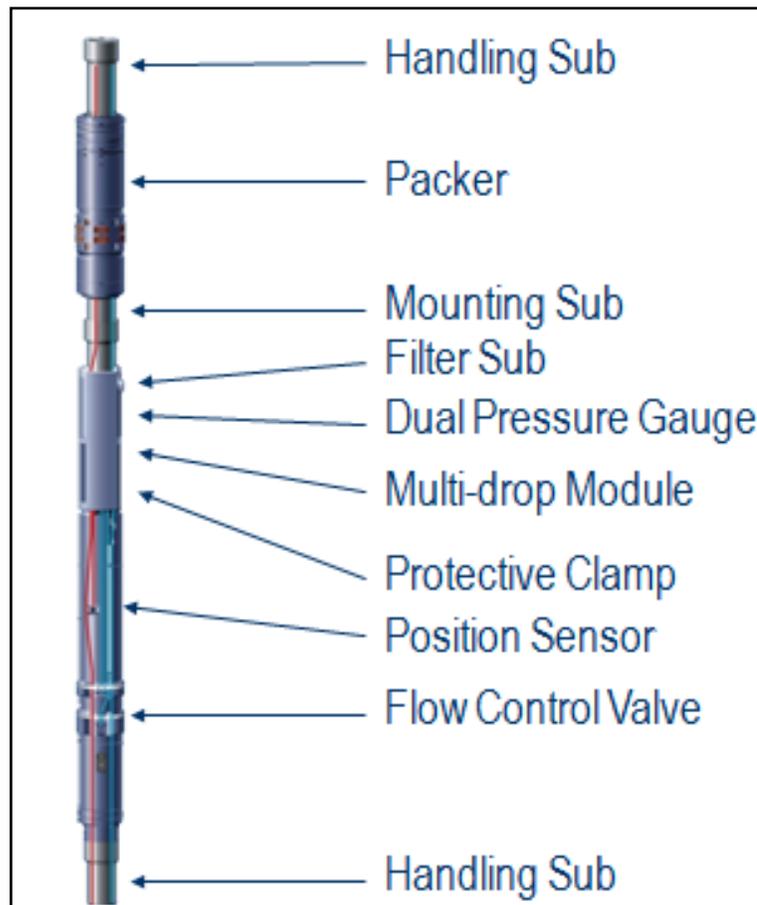


Figura 2. ENSAMBLE ICS (Intelligent Compact System)
(Schlumberger, 2014)

2.2.2.2. Válvula de control de flujo (FCV)

La válvula de control de flujo permite el control de la producción, funciona a través de la operación de un pistón balanceado, siendo este el que produce el accionamiento de la misma, mediante la aplicación de presión diferencial hidráulica en el pistón.

La aplicación de la presión hidráulica se realiza desde superficie por medio de una línea de control hidráulico para activar la sección del estrangulador para cada zona, pero se puede lograr reducir las líneas hidráulicas utilizando un modulo multipunto lo que permite controlar hasta tres zonas individuales con solo una línea hidráulica de control.

La válvula de control posee una camisa de protección que impide que queden expuestos los sellos del estrangulador, evitando de esta manera cualquier daño producido por fluidos corrosivos del pozo a altas presiones diferenciales.

Esta válvula ofrece dos opciones de estrangular diferentes:

Dos posiciones: dos estados: On – Off (abierto o cerrado), y presenta una sección de control y actuador, este sistema permite operar en condiciones ambientales de riesgo, sin importar la presión del yacimiento, sin restricciones de profundidad de ajuste.

Cuatro posiciones: cuatro estados, cerrado, abierto al 66%, abierto al 33% y abierto al 100%, la posición del estrangulador es controlada por un Indexer.

Para este tipo de válvula de posiciones múltiples, se pueden seleccionar estranguladores de diversos tamaños entre 0.177 pulgadas y 0.530 pulgadas

En la **Tabla 1** nos indica las especificaciones por tamaño de la válvula y datos operativos de la misma.

Tabla 1. Especificaciones de la Válvula de Control de Flujo (FCV)

ESPECIFICACIONES DE LA VÁLVULA DE CONTROL DE FLUJO				
Tamaño	2 7/8 pulgadas		3 1/2 pulgadas	
Tipo	Apertura/ Cierra	Posiciones múltiples	Apertura/ cierra	Posiciones múltiples
Diámetro externo máximo, pulgadas (mm)	4.595 (116.713)		5.905 (149.987)	
Diámetro interno máximo, pulgadas (mm)	2.315 (58.801)		2.815 (71.501)	
Tolerancia del diámetro interno, pulgadas (mm)	2.305 (58.547)		2.810 (71.374)	
Excentricidad, pulgadas (mm)	0.25 (6.35)		0.25 (6.35)	
Máximo flujo bbl/d (m ³ /d)	17 000 (2703)		44 000 (6996)	
Longitud total, pulgadas (mm)	72 (1828)	97 (2 464)	72 (1828)	97 (2464)
Máximo número de posiciones de las herramienta	Dos (abierta, cerrada)	Cuatro (cerrada, abierta 33%, abierta 66%, cerrada)	Dos (abierta, cerrada)	Cuatro (cerrada, abierta 33%, abierta 66%, cerrada)
Área de flujo máximo	125% del área de la tubería de producción			
Principio del accionador	Pistón balanceado			
Sensor de posición	Absoluta			
Datos de operación				
Presión de trabajo, psi (kPa)	5000 (34474)			
Presión de accionamiento máximo, psi (kPa)	10000 (68946)			
Rango de temperatura de operación, °F (°C)	68-250 (20-121)			
Temperatura de instalación mínima °F(°C)	33 (0,5)			
Profundidad de colocación máxima con el modulo de pulsos múltiples, pies (m)	8000 (2438) TVD			

(Schlumberger, 2014)



Figura 3. Válvula de control de flujo (FCV)

2.2.2.3. Modulo hidráulico multipunto

El modulo multipunto permite instalar y manipular mediante pulsaciones de presión la apertura y cierre de más válvulas de control de flujo, utilizando menos líneas hidráulicas de control lo que diferencia de las completaciones inteligentes tradicionales; la disminución de estas líneas facilitan la instalación del sistema, dando lugar así a una fácil manipulación y empalme de las mismas.

El modulo multipunto es ubicado en la parte exterior del tubing del sistema compacto. Este módulo se instala con configuraciones de secuencia pre-programadas. Las válvulas On/Off y de posiciones múltiples pueden ser instaladas en diversas zonas con diferentes configuraciones. El modulo transfiere el pulso de presión de la línea hidráulica de control requerida a la parte adecuada de cada pistón de la válvula y de esta manera accionar la válvula de interés.

La aplicación del módulo multipunto en completaciones con múltiples sistemas inteligentes compactos permite que hasta 3 zonas con válvulas de control de flujo On/Off o posiciones múltiples se instalen con una sola línea hidráulica de

control hacia la superficie, dicho modulo puede ser instalado en más zonas usando líneas de control adicionales.

El modulo multipunto incorpora un sensor de fondo ubicando la posición del pin, permitiendo saber la posición en tiempo real y el porcentaje de apertura de la válvula.

Envía señales eléctricas que son receptadas en superficie, luego de lo cual son transformadas mediante el software UNICOM a un panel de visualización para el operador, de ser necesario cambiar el porcentaje de posición de la válvula de control, el operador envía una señal eléctrica a partir del panel la misma que se transforma en pulsos de presión que mediante una Unidad Hidráulica de Poder que se acciona de manera automática conocida como APHU por sus siglas en inglés (Automatic Power Hydraulic Unit) se ubica el pin en la posición deseada ya sea para abrir, cerrar o cambiar el porcentaje de apertura de la válvula.

No es necesario resetear el sistema si se desea abrir o cerrar la válvula de control de flujo como en las completaciones inteligentes tradicionales.

Permite analizar el control remoto de los procesos de apertura y cierre de la válvula de control de flujo mediante la incorporación de un sistema SCADA.

Tabla 2. Características de pulsos de presión.

NÚMERO DE PULSACIONES	DEFINICIÓN
Dos pulsaciones	Cada pulso de presión provee un cambio de estado es decir de abierto a cerrado.
Cuatro pulsaciones	Cada dos pulsaciones presión provee un cambio de estado de la válvula de control de abierto a cerrado
Ocho pulsaciones	Cada cuatro pulsaciones presión provee un cambio de estado de la válvula de control de abierto a cerrado

En la tabla **Tabla 2** definimos la operación que realiza cada número de pulsación que se transmite a la línea de control, para tener una visión más clara a continuación se indica en la **Figura 4** el funcionamiento del módulo multipunto a través de las pulsaciones.

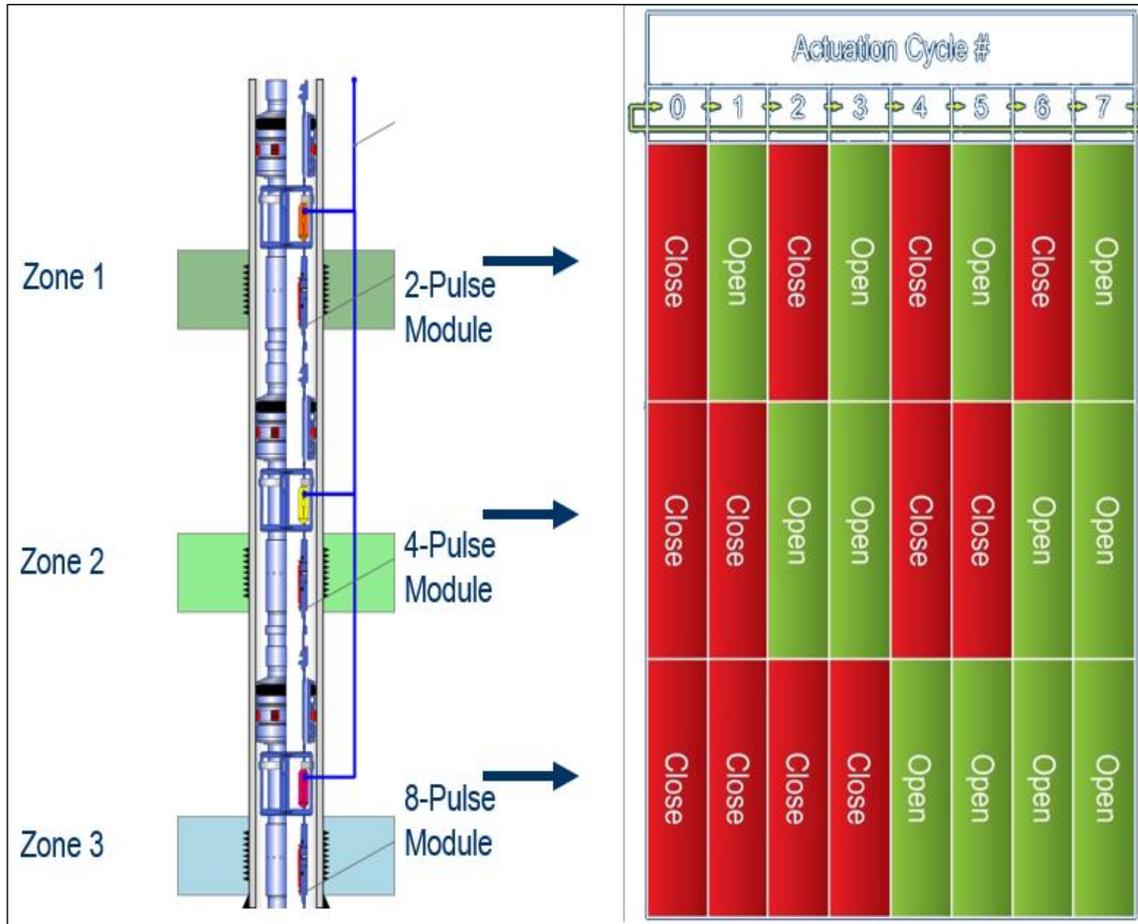


Figura 4. Funcionamiento del Módulo Hidráulico Multipunto.

(Schlumberger, 2014)

Las válvulas de control de flujo de dos o cuatro posiciones pueden ser monitoreadas en conjunto, de manera opcional. El monitoreo en conjunto posee un sensor de posición que nos señala la posición de la válvula y un indicador dual de presión-temperatura, el mismo que lee estas dos variables del tubing y el anular.

2.2.2.4. Sensores

Los sensores duales emiten mediciones de presión y temperatura del espacio anular y de la tubería de producción, además proporciona la posición del estrangulado de la válvula de control de flujo:

Especificaciones:

- Sensor de presión dual para mediciones en el espacio anular y en la tubería de producción.

0-5800psi calibrado

0.2% precisión

1 psi resolución

- Sensor de temperatura dual para mediciones en el espacio anular y en la tubería de producción.

2°C precisión

1°C resolución

- Sensor de posición para válvulas de control de flujo

Sensor de posición absoluto

2.2.2.5. Empacadura o packers

El packer de múltiples orificios de la completación inteligente compacta (intellizone) permite el aislamiento del espacio anular entre las zonas de producción a las que es completado el pozo. En pozos entubados el packer viene integrado en el sistema desde su fabricación, con diferencia al

ensamblaje para pozos a hueco abierto en los que se puede correr junto con un empacador expandible.

El packer es asentado en la profundidad deseada a través de la aplicación de presión diferencial entre el tubing y el espacio anular, para lo cual el tubing debe ser aislado del espacio anular mediante el cierre de válvulas del sistema o a su vez un asentamiento de bola, una válvula o cualquier otro dispositivo de obturación del tubing. La presión transmitida a través de los orificios del mandril, aplica la energía necesaria a los pistones para el asentamiento.



Figura 5. Multiport Packer

De acuerdo a la configuración que se seleccione para el pozo, se dispone de dos métodos de recuperación del packer como son:

Cut-To-Release (CTR): Cortar para recuperar, en este procedimiento mediante un cortador o explosivo, se corta el mandril interno del empacador.

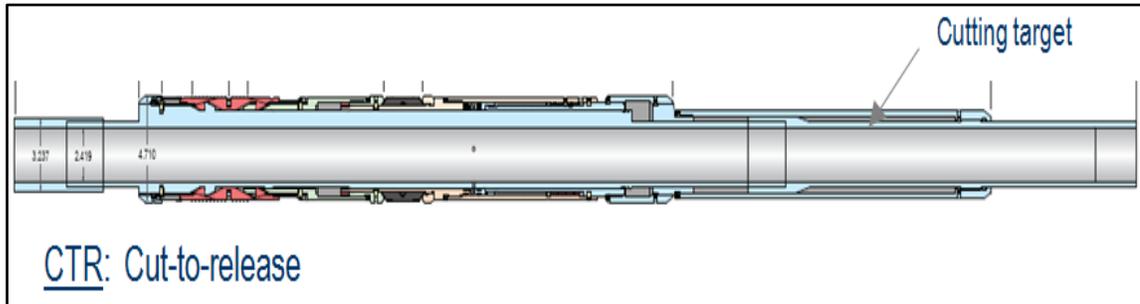


Figura 6. Cut-To-Release (CTR)

(Schlumberger, 2014)

Straight-Pull-Release (SPR): Se aplica tensión sobre la sarta de tubería hasta superar el valor máximo de corte de los pasadores de liberación y de esta manera recuperar el packer.

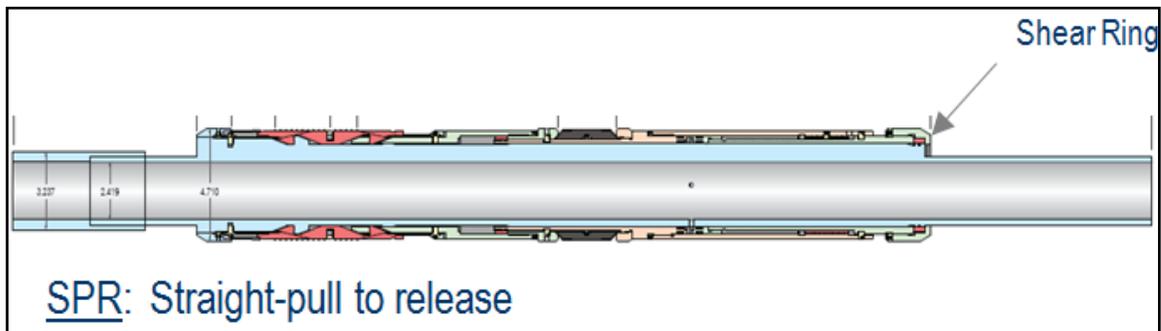


Figura 7. Straight-Pull-Release (SPR)

(Schlumberger, 2014)

Para completaciones inteligentes compactas de 7 pulgadas el packer posee cinco orificios y para 5 ½ pulgadas cuatro orificios de ¼ pulgada que sirven para la conexión de las líneas de control hidráulicas y/o eléctricas.

2.2.2.6. Componentes auxiliares.

a) Drift Bars

Los drift bars pasan a través del ID del packer antes de ser instalado, con la finalidad de certificar que se cumple con el diámetro mínimo especificado.

Tabla 3. Especificaciones de los Drift Bars.

TAMAÑO	Tool ID [pulg]	Drift ID [pulg]
7piespies x 3 ½piespies	2.812	2.700
5 ½ piespies x 2 7/8piespies	2.312	2.305

(Altamirano & Paucar, 2014)

b) Drift Sleeves

Los drift sleeves atraviesan el OD del packer antes de ser instalado, con la finalidad de certificar que se cumple con el diámetro máximo especificado.

Tabla 4. Especificaciones de los Drift Sleeves

TAMAÑO	Tool OD [pulg]	Drift OD [pulg]
7piespies x 3 ½piespies	6.090	6.121
	6.000	6.029
5piespies x 2 7/8piespies	4.710	4.74
	4.600	4.63

(Altamirano & Paucar, 2014)

c) Línea de control hidráulico

Las líneas de control hidráulico transmiten el poder hidráulico hacia los pistones de la camisa, se encuentran instaladas desde las camisas hasta el panel de control en superficie. Por lo general cada línea tiene un color específico para reconocer con facilidad las conexiones en superficie.

El fluido utilizado para el funcionamiento de las líneas de control hidráulico debe adaptarse a las temperaturas previstas, que permita conservar la lubricidad y a su vez actúe como bactericida para de esta manera alargar el tiempo de funcionamiento.

Las líneas de control trabajan a una presión máxima de 10000 psi y mínima de 7500 psi, de un diámetro de 0.250 in y son compatibles con fluidos base aceite y agua.

d) Conectores hidráulicos.

Los conectores hidráulicos son usados para obtener conectividad con las válvulas usadas para cada zona.

e) Línea de Control eléctrico

La línea de control eléctrico debe adaptarse a las temperaturas previstas, fluidos y materiales a usarse durante la completación del pozo, la línea de control usada es de ¼ in,

Las líneas AWG 18 con un diámetro de 0.25 in se utilizan en el BHA de control de flujo.

f) Conectores eléctricos

Los conectores hidráulicos son usados para obtener conectividad con los medidores.

g) Niple de asiento.

Es un dispositivo tubular conectado a la tubería de producción que se acopla a una determinada profundidad, internamente son diseñados para alojar un dispositivo de cierre para controlar la producción de la tubería. Existen dos tipos de niples de asiento básicos que son los niples de asiento selectivo y no selectivo.

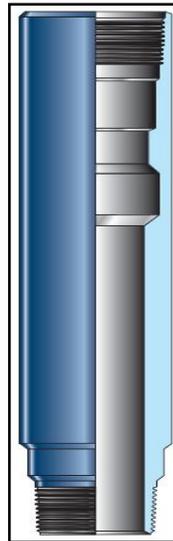


Figura 8. Niple de Asiento.

(Schlumberger, 2010)

a) Pup Joint.

Son dispositivos tubulares que permiten dimensionar y espaciar arreglos de producción, existen de de diferente diámetro y longitud, su característica principal es la facilidad que brinda para el espaciamiento de sartas de producción.



Figura 9. Pup Joint.

(Schlumberger, 2010)

b) Blast Joint

Los blast joints son instalados frente a los punzados y están diseñados para soportar el flujo proveniente de los mismos, tienen pesadas paredes a diferencia de la tubería de producción normal.

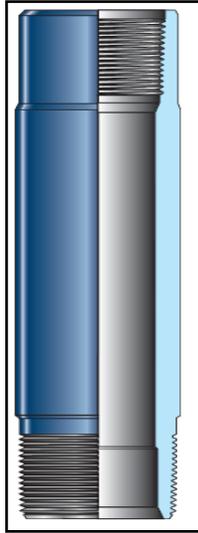


Figura 10. Blast Joint.
(Schlumberger, 2010)

c) Crossover

Son adaptadores que permiten efectuar conexiones de dos dispositivos con rosca y diámetro diferentes en la sarta.

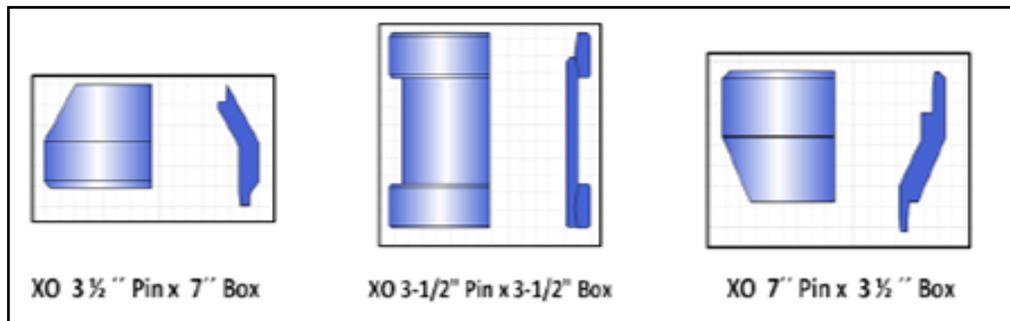


Figura 11. Cross Over.
(Altamirano & Paucar, 2014)

d) Mule Shoe

Es una herramienta utilizada para guiar y alinear la sarta de producción durante el desplazamiento, lo que ayuda a evitar daños a la tubería de revestimiento.

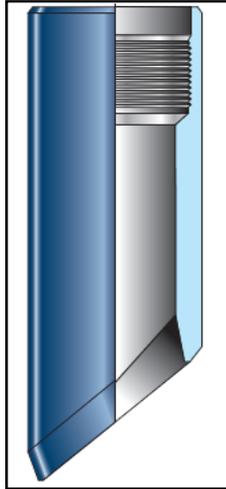


Figura 12. Mule Shoe.
(Schlumberger, 2010)

e) Protective Clamp

El Clamp o abrazadera es un dispositivo de seguridad que se adapta a la sarta de herramientas, evitando que la sarta se desplace hasta el fondo del pozo por accidente o deteniendo las líneas hidráulicas hacia el ensamble.

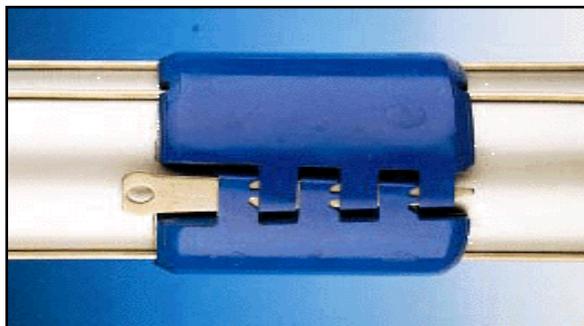


Figura 13. Clamp.
(TUBETEC, 2014)

f) Carretos para líneas hidráulicas y cables de poder

La utilización de los carretos es de gran importancia durante la instalación del sistema de completación inteligente compacta en el pozo, los cables enrollados en estos van dirigidos hacia una polea ubicada en el taladro de reacondicionamiento para luego realizar el empalme con las líneas y cables de poder de la sarta.



Figura 14. Carretos para líneas hidráulicas y cables de poder.

2.2.3. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de bombeo electrosumergible es uno de los sistemas de Levantamiento Artificial más efectivo y económico que permite levantar una columna de fluido desde un nivel determinado, que consiste en un motor eléctrico acoplado a una bomba y un protector con otros componentes claves, los cuales se instalan en el pozo con la tubería de producción. Este sistema es usado para producir desde 200 bfpd hasta 60000 bfpd con un alcance de profundidades de 15000 pies. Los componentes de este sistema de levantamiento pueden ser clasificados en dos partes, equipos de superficie y equipos de subsuelo:

- **Equipos de superficie.**

- Banco de transformación eléctrica
- Variador de Frecuencia
- Tablero de control
- Caja de venteo

- **Equipos de subsuelo.**

- Sensor de fondo
- Motor eléctrico
- Protector
- Intake
- Separador de gas
- Bomba centrífuga
- Otros dispositivos

2.2.3.1. Equipo de superficie del sistema de bombeo electrosumergible.

Los componentes del equipo de superficie son los encargados de proveer energía eléctrica al motor del equipo y a su vez controlar el funcionamiento.

2.2.3.1.1. Banco de transformación eléctrica

Es el conjunto de transformadores que cambian el voltaje primario de las líneas de distribución de eléctrica al voltaje requerido del motor en la entrada de los variadores, se puede utilizar un conjunto de tres transformadores monofásicos o un solo transformador trifásico. Existen 2 tipos de transformadores:

Transformador reductor (SDT): Se encarga de reducir el voltaje entregado por las líneas de distribución de energía eléctrica al voltaje requerido del motor en la entrada de los variadores, que trasforma entre 480 V, si existe ya un generador no es necesario utilizar un transformador reductor.

Transformador elevador (SUT): Se encarga de elevar el voltaje en la salida del variador al voltaje requerido del motor, que transforma entre 1000 V y 3760 V, para mejorar la eficiencia en su operación.



Figura 15. Transformador Eléctrico.
(José Antonio Vásquez Leal, 2011)

2.2.3.1.2. Variador de frecuencia

El variador de frecuencia está encargado de controlar la frecuencia del motor de la bomba del equipo, permitiendo aumentar o disminuir la velocidad de la misma. El caudal entregado por la bomba de acuerdo a la velocidad puede ser controlado por la variación de la frecuencia entregada debido a que la velocidad es directamente proporcional a la frecuencia de operación, siempre y cuando teniendo en cuenta los límites de carga permisibles del motor.



Figura 16. Variador de Frecuencia.

(Schlumberger, 2010)

2.2.3.1.3. Tablero de control

El tablero de control nos permite gobernar la operación de producción en el fondo del pozo, pueden ser tan sencillos y únicamente tener un botón de arranque y un fusible de protección para sobrecarga o tan complejo con diferentes dispositivos como luces indicadores de causa de paro, mecanismos de relojería, amperímetros entre otros.

2.2.3.1.4. Caja de venteo

La caja de venteo o caja de conexiones se encuentra ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, ésta conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable del equipo de fondo.

En la caja de venteo los conductores del cable quedan expuestos a la atmosfera, esto impide que la migración de gases que fluyen a través del cable no lleguen hasta el tablero de control, además este equipo permite el acceso al sistema eléctrico del cabezal para pruebas de rutina o localización de daños y funciona como punto de desconexión del equipo del cabezal desde el sistema eléctrico de superficie durante una intervención del pozo.

2.2.3.2. Equipo de fondo del sistema de bombeo electrosumergible.

El equipo de fondo está instalado en el subsuelo y se encuentra constituido por

2.2.3.2.1. Sensor de fondo

Es un dispositivo electrónico elaborado para soportar altas presiones y enviar señales a través del cable eléctrico el mismo que proporciona la potencia al equipo BES, se acopla en la parte final del motor.

Este sensor no detecta únicamente las presiones de succión y de descarga, es también apto para interpretar la temperatura del aceite dieléctrico del motor y del intake, corriente de fuga, flujo y vibración.

La producción de arena a través de la bomba tiene una correlación entre la vibración, es decir altos niveles de vibración pueden indicarnos problemas por venir.



Figura 17. Sensor de fondo.
(José Antonio Vásquez Leal, 2011)

2.2.3.2.2. Motor eléctrico

El motor eléctrico sumergible es trifásico, se encuentra lleno de aceite para su enfriamiento y lubricación y genera el movimiento de la bomba para mantener la producción de los fluidos

La profundidad para su colocación está limitada normalmente por encima del fluido entrante y en zonas con desviaciones uniformes; al instalarse frente a los punzados se debe usar camisa de motor, lo más recomendable es instalarse encima de los punzados.

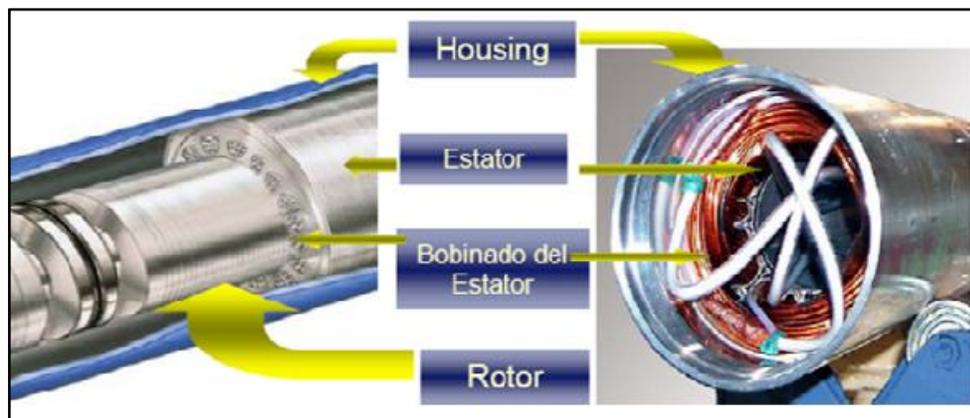


Figura 18. Partes del motor BES.
(Naydú Yesenia Rico Serrano, 2012)

2.2.3.2.3. Protector

Protector o sección sellante, localizado entre el motor y la bomba, su función principal es evitar la migración de fluidos del pozo dentro de los motores por medio de una serie de sellos.

Está diseñado para equalizar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo, prevenir la entrada del fluido dentro del motor, transmitir torque a través del motor hacia la bomba y como un vínculo mecánico entre el motor y la bomba.

Los componentes principales de un sello son el housing o carcasa, sellos mecánicos, cojinete de empuje, sistema laberintico, bolsas elastómeras, aceite dieléctrico, eje, cabezal, base y otros accesorios.

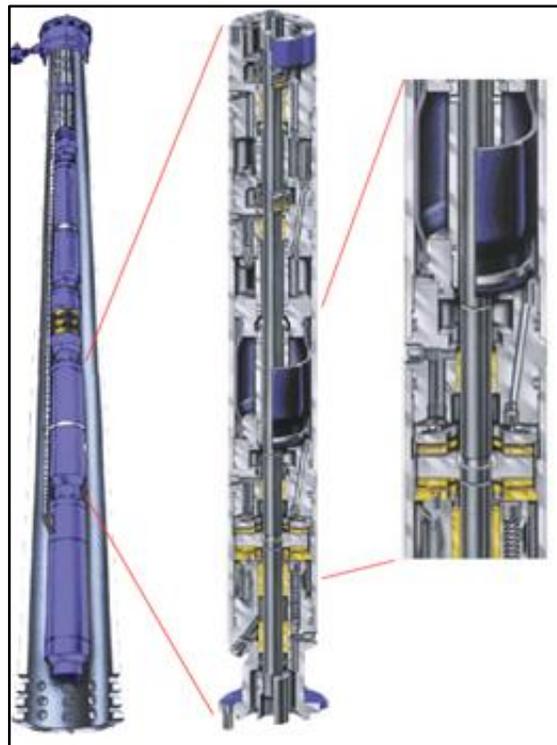


Figura 19. Protector o Sección sellante.

(Schlumberger, 2010)

2.2.3.2.4. Sección de succión (Intake)

La sección de succión o intake, es la puerta de entrada de los fluidos del pozo que se dirigen hacia la bomba, para poder ser enviados hacia superficie, el uso del separador de gas da lugar a una operación eficiente en pozos con alta producción de gas libre, lo que evita la cavitación.



Figura 20. Sección de succión.
(ESP OIL, 2010)

2.2.3.2.5. Separador de gas

El separador de gas aparte de que permite el ingreso de fluidos hacia la bomba, tiene como objetivo eliminar la mayor cantidad de gas en solución que contienen los fluidos provenientes del pozo, es utilizado para prevenir altos RGP.

2.2.3.2.6. Bomba centrífuga

Es la parte principal del sistema de levantamiento electrosumergible, estas bombas son multietapas, el número de etapas es determinado por la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello.

Cada etapa está conformada por un impulsor rotativo y un difusor fijo. El impulsor da al fluido energía cinética y el difusor cambia la energía cinética en energía potencia o la altura de elevación. El volumen de fluido a producirse depende del tamaño de etapa que se utilice.

La bomba electrosumergible tiene un rango óptimo de operación, al trabajar por encima o debajo de ese rango disminuye la efectividad de la bomba, por lo que es de gran importancia determinar con precisión la productividad para un diseño efectivo de la misma.

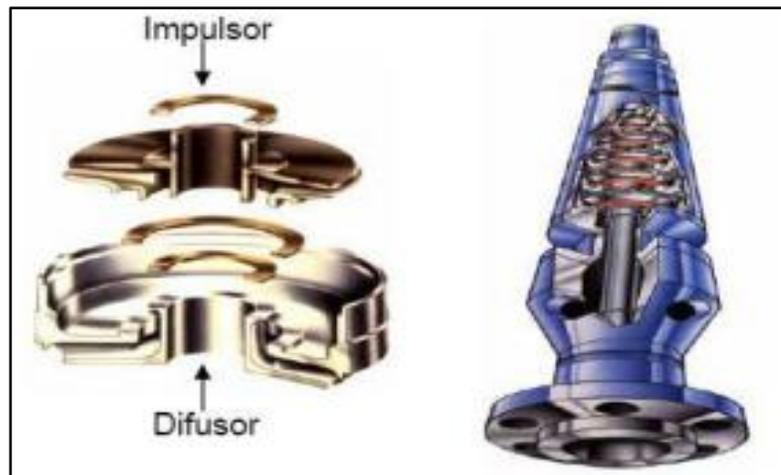


Figura 21. Bomba Centrífuga
(Naydú Yesenia Rico Serrano, 2012)

Entre otros dispositivos del sistema tenemos las válvulas check, centralizadores, protectores de cable, Y Tool, empaquetaduras, conectores eléctricos y un sistema para la inyección de líquidos.

2.2.4.2. Sistema de control en superficie

2.2.4.2.1. Unidad de potencia hidráulica (HPU)

La unidad de potencia hidráulica maneja las presiones de los fluidos de las líneas hidráulicas de control, dicha unidad permite el almacenamiento, bombeo y direccionamiento del fluido hidráulico.

El equipo trabaja en conjunto con el sistema de monitoreo Intellizone compact, obteniendo los datos de presión, temperatura y posición de los estranguladores de las válvulas.

La unidad de potencia posee un tanque de almacenamiento del fluido hidráulico con capacidad aproximadamente de 5 galones y una bomba hidráulica que aporta hasta 10000 psi para el accionamiento de las válvulas.



Figura 23. Unidad de Potencia Hidráulica (HPU).

2.2.4.2.2. Controlador de superficie (UNICONN)

El sistema UniConn permite la recolección y control de datos, que opera con sistemas de control, sistema SCADA, herramientas de fondo y otros dispositivos de comunicación.

Este sistema desempeña diversas funciones como: obtención y almacenamiento de datos de medidores de fondo a través de una tarjeta de memoria flash portátil, control automático de los movimientos de las válvulas, niveles de tolerancia, recolección de datos de la unidad de potencia Hidráulica y control de los niveles de tolerancia.

El UniConn se utiliza en la cadena de finalización sistema de completación inteligente como un dispositivo de interfaz humana-máquina.



Figura 24. Controlador de superficie.

(Schlumberger, 2013)

2.3. OTROS TIPOS DE COMPLETACIONES

2.3.1. COMPLETACIÓN SENCILLA

Las completaciones sencillas, tienen como objetivo el producir el pozo de una sola zona. Por lo general en completaciones de una zona, se usa empacadura o cualquier otro método de aislamiento lo que impide el flujo a través del espacio anular y la sarta de tubería, que provee protección al casing o liner y permite el uso de herramientas de control de flujo, para de esta manera controlar la producción del pozo.

Este tipo de completaciones también se puede usar sin empacaduras, permitiendo así el flujo en la tubería de producción y el revestidor, está completación es aplicada en su mayoría para pozos de alta productividad, sea petróleo o gas.

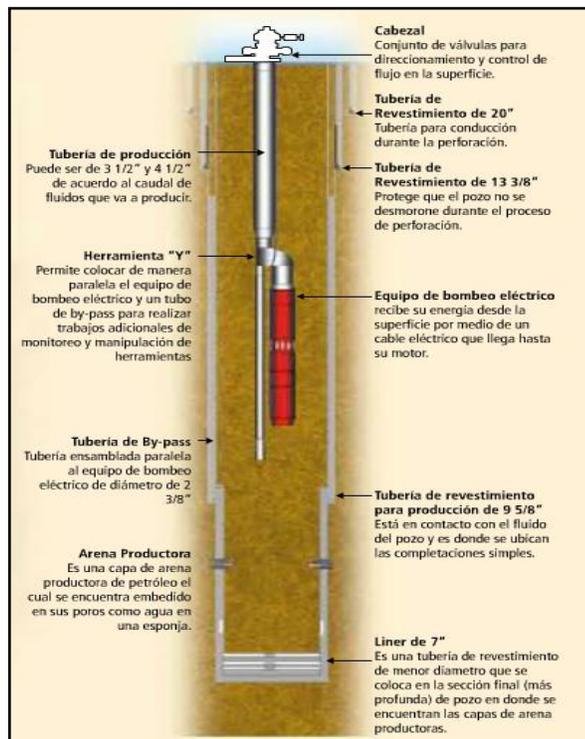


Figura 25. Completación de una zona.

(Petroamazonas EP, 2009)

2.3.2. COMPLETACIÓN DOBLE

Una completación doble con equipo BES es un diseño de doble sarta de tuberías, acoples, accesorios y herramientas, lo que permite producir de dos zonas al mismo tiempo y de forma independiente, se aplica dependiendo del potencial de cada pozo.

Este tipo de completaciones necesitan empacaduras duales que se asienten hidráulicamente aplicando presión por una de las dos sartas de producción.

Pueden ser Completaciones Duales Paralelas o Concéntricas como lo indican la **Figura 26** y **Figura 27** respectivamente.

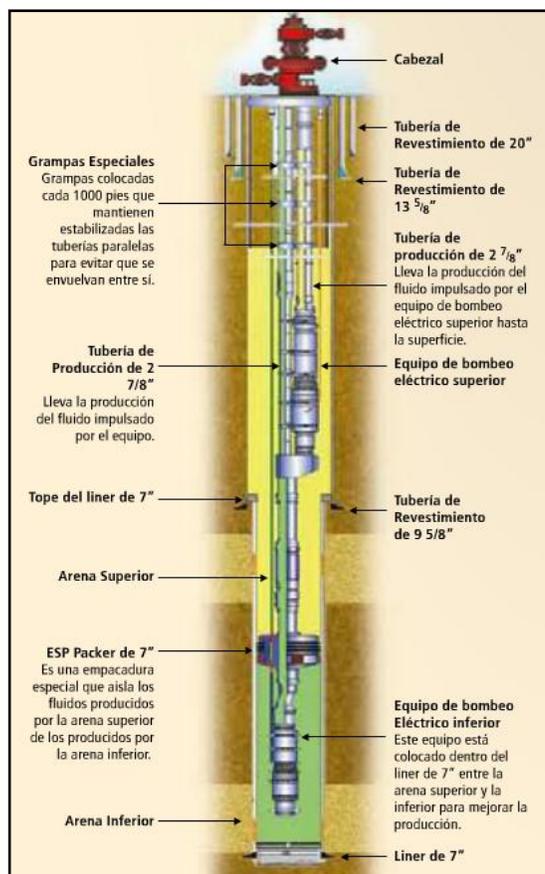


Figura 26. Completación Dual Paralela.
(Petroamazonas EP, 2009)

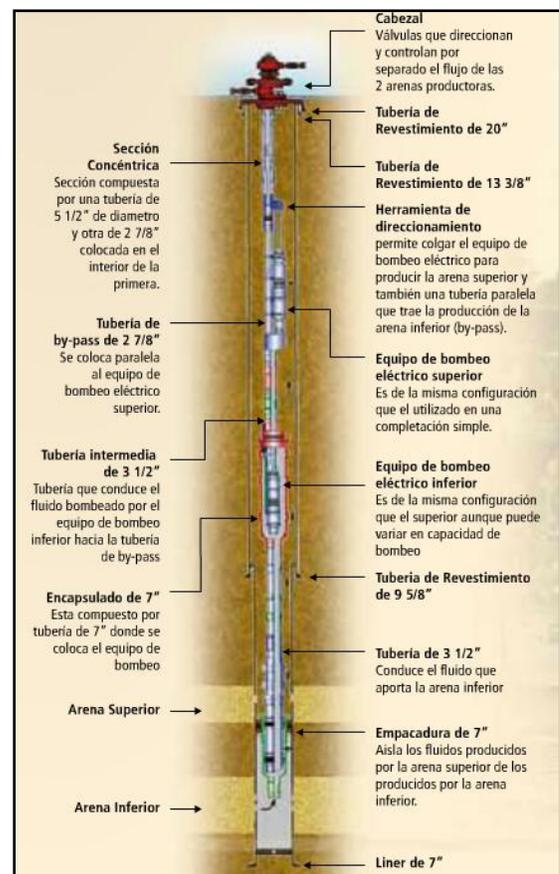


Figura 27. Completación Dual Concéntrica.
(Petroamazonas EP, 2009)

2.4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE COMPLETACIÓN

2.4.1. COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA

2.4.1.1. Ventajas

- Sistema pre-ensamblado y fácil de instalar que permite producir dos zonas independientemente y/o simultáneamente (máximo 15 zonas)
- Durante las intervenciones, las formaciones son protegidas del fluido de trabajo.
- Fácil acceso a las arenas productoras para realizar trabajos de estimulación y/o limpieza
- Permite retirar fácilmente el equipo BES para mantenimiento o remplazo
- Permite calcular la producción de líquido con las válvulas inteligentes.
- Se puede inyectar químicos en ambas arenas.
- Reducción de tiempo en la instalación así como en futuras intervenciones (Sistema ensamblado y probado, listo para correr en pozo).
- Las válvulas inteligentes se operan remotamente desde superficie y permiten controlar el drawdown de cada arena evitando posibilidad de crossflow (flujo cruzado).
- Las válvulas presentan una camisa protección que impide el daño de los sellos de los estranguladores en todas las posiciones de funcionamiento.
- Se puede controlar el flujo individual de cada arena desde superficie sin necesidad de modificar parámetros de la BES.
- Alternativa a completamientos con camisas eliminando intervenciones y sus riesgos asociados
- Los packers o empacaduras pueden ser probadas de manera independiente después de ser instaladas.

- Las empaaduras tienen un mecanismo de asentamiento hidráulico lo que elimina el movimiento de la tubería.
- Los reguladores de flujo (hidráulicos o eléctricos) permiten la producción conjunta.
- Los sensores de Presión, Temperatura y Flujo de manera permanente mantienen un registro en tiempo real de las condiciones de flujo de cada intervalo.
- Completación diseñada para para ser corrida o recuperar en un solo viaje.
- Permite fácil acceso a las arenas en caso de ser necesario. (coiled tubing, slick line, wire line)
- El sistema de control y monitoreo tiene un software operativo fácil de utilizar para visualizar y organizar los datos, y a la vez transmitir la secuencia de movimiento de las válvulas de control.
- Las valvulas inteligentes pueden se operadas con slick line/ coiled tubing en caso de no ser posible su operacion desde Superficie, sin necesidad de recuperar la sección inferior de la completación.
- Puede ser aplicada bajo altas presiones y temperaturas (10000 Psi y 325° C de temperatura).
- El módulo hidráulico multipunto permite reducir el número de líneas de control para operar las válvulas (se utiliza una línea de control por cada tres zonas).
- Para pruebas de Presión y Temperatura no se requiere intervención incluyendo Build Uppiess.
- Durante pruebas de presión se elimina el efecto de almacenamiento.
- Permite la medición de fluidos en superficie de varias arenas sin intervención al pozo.
- Evita posibilidad de cualquier daño de formación en las arenas durante la intervención a pozos (maximización de producción).

- El sistema de control hidráulico se maneja desde superficie de forma automática o manual.
- Disminuye áreas y costos en instalaciones de superficie.
- Disminución en costos de operación.
- Reduce el tiempo de instalación y acelera la puesta en marcha de producción.
- Reduce tiempos de completación e intervención en pozos

2.4.1.2. Desventajas

- Se debe cerrar una de las zonas productoras brevemente para permitir medición flujo trifásico.
- El diseño de la bomba requiere un rango de operación para producir las zonas de manera independiente y en conjunto.
- Incremento en el número de puntos de fuga.
- Existe riesgo de daño de capilares que transmiten la señal a las válvulas inteligentes, durante la corrida de la completación, en cuyo caso se debe retirar el arreglo de fondo.
- Entre arenas deben un espaciamiento mínimo de 28 pies para colocar los componentes la completación inteligente.
- La inversión inicial es de alto costo.
- Las válvulas inteligentes no pueden ser reparadas aun en el país.

2.4.2. COMPLETACIÓN SENCILLA

2.4.2.1. Ventajas

- El cabezal del pozo es sencillo.

- La inversión inicial es de bajo costo.
- La instalación requiere de un tiempo mínimo.
- Mediante slick line se puede abrir o cerrar camisa.
- Existe menor número de puntos de fuga.
- Los trabajos de estimulación se pueden realizar fácilmente.

2.4.2.2. Desventajas

- La producción es únicamente de una zona.
- Costos de reacondicionamientos para abrir o cerrar camisas, realizar estimulaciones acidad y Build Uppiess.
- La complejidad del procedimiento de instalación es mayor.
- La bomba BES no puede ser óptima en su diseño para producir de varizas zonas a tiempos diferentes.

2.4.3. COMPLETACIONES DOBLES

2.4.3.1. Ventajas

- Se produce de dos zonas.
- No existe flujo cruzado, cada zona produce de manera independiente.
- Cada zona puede ser probada independientemente
- Si uno de los equipos BES falla, el otro puede seguir funcionando.
- Los equipos BES se manejan independientemente a través de variadores de frecuencia
- No se requiere medidor de flujo en el fondo.

2.4.3.2. Desventajas

- Capaz de producir máximo dos zonas por pozo.
- Complejidad en la instalación por la gran cantidad de herramientas.
- Mayor tiempo de instalación.
- Incremento en los costos de equipo BES y facilidades de superficie.
- En el caso de que se necesite realizar un tratamiento de una de las arenas o cambiar equipos BES, esto implica pérdida de producción de la otra arena, inclusive durante el tiempo de reacondicionamiento.

2.5. ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LAS COMPLETACIONES INTELIGENTE COMPACTA, SENCILLA Y DOBLE.

2.5.1. TIEMPO DE INSTALACIÓN DE COMPLETACIONES

El tiempo de instalación de las completaciones sin tomar en cuenta el tiempo de instalación del equipo BES, presenta una gran variación comparando una completación dual con una inteligente compacta debido a que el equipo viene pre-ensamblado.

Tabla 5. Tiempo de instalación por completaciones.

TIPO DE COMPLETACIÓN	DÍAS DE INSTALACIÓN
Completación Sencilla.	5
Completación Dual.	18
Completación Inteligente Compacta	10

2.5.2. GRADO DE COMPLEJIDAD EN LA INSTALACIÓN DE LAS COMPLETACIONES

La complejidad de instalación de cada sistema de completación se determina según el grado de exactitud y precaución necesario para la manipulación durante la instalación de cada sistema.

En la instalación de las completaciones sencillas se debe desplazar en el pozo 2 empaaduras, abrir o cerrar camisas con shifting tool y bajar el equipo BES para producir únicamente de una zona, en las completaciones dobles se instala 2 tuberías de producción y 2 bombas lo que resulta como tener dos pozos en uno, a diferencia de éstas, la completación inteligente compacta reduce la complejidad en su instalación debido a que se automatizan los procesos ya que este sistema tiene un peso más moderado que las completaciones sencillas y dobles y es pre-ensamblado, lo que hace más fácil su instalación.

Tabla 6: Complejidad de instalación.

TIPO DE COMPLETACIÓN	GRADO DE COMPLEJIDAD
Completación Sencilla.	Alta
Completación Dual.	Media
Completación Inteligente Compacta	Baja

2.5.3. NÚMERO DE ZONAS PRODUCTORAS

De acuerdo a las condiciones de cada pozo se puede producir hasta más de dos zonas con la utilización de las completaciones inteligentes compactas sin

necesidad de instalar una línea de control hidráulica por cada zona, ya que con este sistema se puede manejar con una sola línea hidráulica hasta tres zonas.

Tabla 7. Número de zonas productoras por tipo de completación.

TIPO DE COMPLETACIÓN	GRADO DE COMPLEJIDAD
Completación Sencilla.	1
Completación Dual.	2
Completación Inteligente Compacta	1-15

2.5.4. OBTENCIÓN DE DATOS PRESIÓN-TEMPERATURA

Para las completaciones sencillas y dobles la obtención de datos de presión y temperatura son muy similares, en el caso de una completación inteligente compacta, ésta presenta un sensor de fondo de mejores características, mucho más resistente a cualquier perturbación de la bomba evitando de esta manera interferir en la transferencia de datos a tiempo real.

Tabla 8. Métodos para registros de Presión, Temperatura y Caudal.

TIPO DE COMPLETACIÓN	PARÁMETROS		
	PRESIÓN	TEMPERATURA	CAUDAL
Completación sencilla	Sensor equipo BES	Sensor equipo BES	Medidor de flujo en superficie
Completación Dual	Sensor equipo BES	Sensor equipo BES	Medidor de flujo en superficie por cada zona
Completación Inteligente Compacta	Sensor de fondo	Sensor de fondo	Con datos de presión y temperatura + Cálculos Volumétricos

2.5.5. NÚMERO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

La cantidad de equipos BES a instalarse depende de la configuración del diseño del sistema, de acuerdo al número de zonas de interés propuestas.

Tabla 9. Número de equipo BES en cada completación.

TIPO DE COMPLETACIÓN	NÚMERO DE EQUIPO BES
Completación Sencilla.	1
Completación Dual.	2
Completación Inteligente Compacta	1

2.5.6. DISPONIBILIDAD PARA REALIZAR TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN Y/O FRACTURAMIENTO EN LAS ARENAS.

La completación inteligente compacta tiene como una gran ventaja, la facilidad de realizar estimulación matricial, manejando presiones de entre 3000 y 5000 psi.

Tabla 10. Disponibilidad para realizar trabajos de estimulaciones.

TIPO DE COMPLETACIÓN	ESTIMULACIÓN MATRICIAL	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO
Completación Sencilla.	Si	No
Completación Dual.	No	No
Completación Inteligente Compacta	Si	No

2.5.7. MÉTODOS DE CONTROL DE FLUJO

Las completaciones inteligentes compactas, tienen un mecanismo de control de flujo hidráulico que permite manejar 3 válvulas de control de flujo con solo una línea de control hidráulico.

Tabla 11. Métodos de control de flujo.

TIPO DE COMPLETACIÓN	MÉTODOS DE CONTROL DE FLUJO
Completación Sencilla.	Mecánico
Completación Dual.	Mecánico
Completación Inteligente Compacta	Hidráulico-remoto

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI (Bloque 57)

El campo Shushufindi fue descubierto en 1969 por la compañía estadounidense TEXACO con el pozo Shushufindi-1, cuya perforación inicio el 4 de diciembre de 1968 y alcanzo una profundidad de 9772 pies y completado en enero del año 1969. Las pruebas efectuadas a partir del 10 de enero de 1969 dieron como resultado una producción de 2622 bppd de 32.5 °API y 2496 bppd de 26.60 °API de los reservorios “T” y “U” respectivamente, los dos yacimientos son subsaturados y tienen empuje lateral de agua, se hallan a una profundidad aproximada de 8800 pies, con espesores aproximados entre 50 – 70 pies cada uno.

La etapa de desarrollo del campo inicio con la perforación de más de 20 pozos hasta el año 1972, en agosto del mismo año inicia la producción de aproximadamente 10 000 bppd y un BSW de 1.47 % provenientes de 10 pozos, que hasta diciembre se incrementa aproximadamente a 70 000 bppd. En 1973 la tasa de producción se incrementó aproximadamente a 100 000 bppd.

Hasta 1986 la producción del campo llegó a 116 790 bppd con pozos que producían más de 4000 bppd. En 1996 se perforan 23 pozos adicionales de los cuales se obtuvieron buenos resultados, esperando incrementar la producción, por lo contrario fue disminuyendo debido al avance del acuífero que inunda continuamente los pozos de la periferia del campo, registrándose en 1997 una producción de 85 000 bppd

En el 2012 la producción fue 45 000 bppd y actualmente se encuentra produciendo un promedio de 55 586 bppd, en base a los datos de producción de los últimos años podemos notar un incremento en la producción, debido a los resultados positivos de los trabajos realizados, gracias a las inversiones de las empresas privadas que han puesto en marcha la implementación de tecnologías de recuperación de reservas, con el fin de elevar el factor de recobro a un 5 o 10 %.

3.1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, se extiende desde los 00°00' a los 00°19' de latitud sur y desde los 76°35' hasta los 76°42' de longitud oeste. Los campos que los delimitan son: Libertador y Atacapi al norte, Limoncocha y Pacay al sur, al oeste Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista. Orientado en dirección norte-sur y con una área de 43 200 acres o 174.82 Km².

3.1.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Estructuralmente el campo Shushufindi es un anticlinal asimétrico de una longitud aproximada de 30 Km en dirección norte-sur y de eje secundario con dirección este-oeste de 7 Km de ancho, con un cierre vertical de 370 pies.

Los yacimientos U y T se definen como anticlinales con orientación norte-sur limitados al este por fallas no completamente sellantes y acuíferos laterales. Este modelo estructural permite determinar la comunicación de fluidos entre diferentes estratos, por lo que este sistema de fallas es una vía de comunicación entre los fluidos.

3.1.3. LITOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA

Los reservorios que se encuentran en producción en el Campo Shushufindi-Aguarico son principalmente los reservorios U Superior (G2), del U Inferior y del reservorio T (intervalos superior e inferior) de la Formación Napo que son los que más producción aportan en el Campo.

Las litologías identificadas en el Campo Shushufindi-Aguarico y contenidas en la columna estratigráfica, son representativas de toda la cuenca. Las arenas que pueden considerarse de importancia como reservorio, son predominantemente de grano medio, de buena selección, con valores relativamente altos de esfericidad y, en la gran mayoría de casos, totalmente impregnadas de hidrocarburos

Los yacimientos del Campo Shushufindi han estado en producción desde el año 1972 por lo que se le considera un Campo Maduro, pero existen zonas que no han sido drenadas.

3.1.4. PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Los yacimientos del campo Shushufindi viene produciendo a partir del año 1972 por lo que es considerado un campo maduro, sin embargo existen zonas que no han sido drenadas.

El campo posee las reservas de petróleo liviano más grandes del oriente Ecuatoriano, su producción como antes mencionamos proviene principalmente de los reservorios “T” y “U”, pertenecientes a la formación Napo.

Hoy en día la producción de agua supera a la de petróleo, convirtiéndose así en el principal problema del campo, los pozos se inunda rápidamente y de esta manera disminuye la producción de petróleo, por lo cual se Petroamazonas EP

tiene proyectado aplicar nuevas tecnologías para la optimización de la producción.

En la **Tabla 12** se presenta la producción anual del campo Shushufindi desde sus inicios en el año 1972 hasta el año 2013.

Tabla 12. Historial de Producción del Campo Shushufindi (1972-2013).

Año	bppd	bapd	Año	bppd	bapd
1972	15 695	562	1993	103 906	42 719
1973	76 754	572	1994	98 539	49 348
1974	81 859	150	1995	90 464	45 008
1975	81 068	178	1996	87 111	47 061
1976	95 751	558	1997	82 156	48 430
1977	90 060	1322	1998	75 143	51 820
1978	106 336	2114	1999	73 799	60 615
1979	104 271	4010	2000	72 956	72 080
1980	102 339	4821	2001	66 669	71 178
1981	103 299	5112	2002	58 268	75 974
1982	102 729	8338	2003	53 789	86 190
1983	105 278	12 268	2004	52 460	77 217
1984	105 749	16 784	2005	50 159	75 693
1985	100 392	17 015	2006	47 563	78 239
1986	115 335	16 362	2007	43 146	70 641
1987	67 105	10 676	2008	42 372	78 118
1988	109 409	24 233	2009	44 777	72 732
1989	100 392	23 278	2010	44 535	87 393
1990	99 873	28 531	2011	38 970	88 793
1991	100 862	36 954	2012	39 831	89 832
1992	99 976	39 618	2013	51 066	91 120
			2014	72 085	93 784

(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

Mediante la **Figura 28** se puede observar como la producción de petróleo ha disminuido en el transcurso de los años mientras la producción de agua se ha incrementado, sin embargo en el año 2013 se evidencia un incremento de producción de petróleo debido a la ejecución de actividades de optimización de la producción, recuperación mejorada, explotación, entre otros proyectos, con la implementación de soluciones innovadoras y la utilización de nuevas tecnologías.

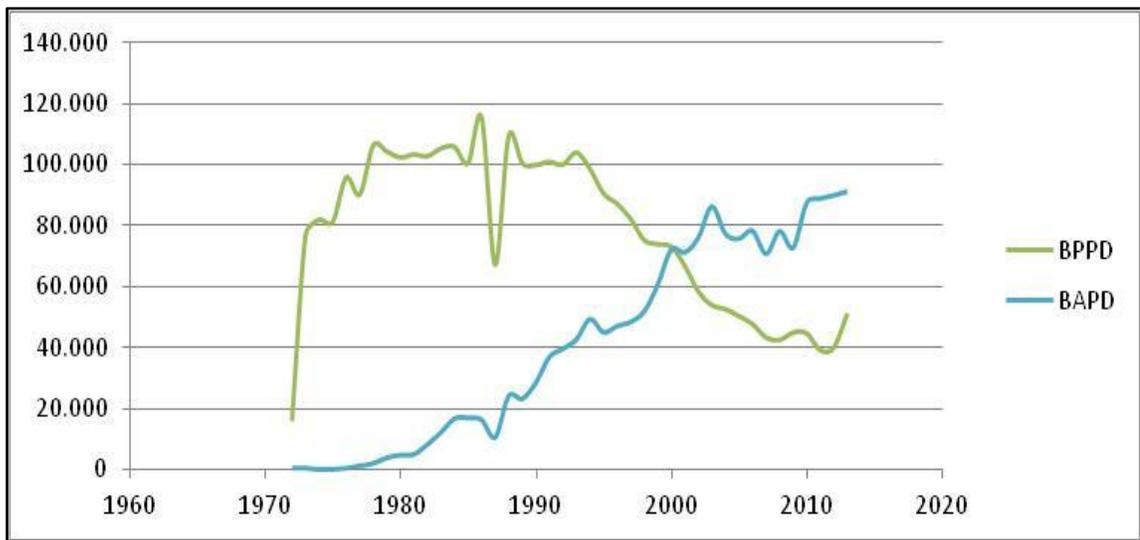


Figura 28. Curva Histórica de Producción del Campo Shushufindi.
(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

3.1.5. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.

El campo tuvo reservas iniciales de 1590 millones de barriles, lo que representan el 21.5 % de todas las reservas de la cuenca oriente, se ha extraído en alrededor de 45 años de actividad productiva 1 240 190 597 bls (31 de diciembre del 2014), conservando a esta fecha un volumen de reservas remanentes de 169 576 514 con una gravedad de 21° API para Basal Tena, 29.50 °API para la arena T °API y 28.50 °API para la arena U, con un

porcentaje de Factor de recobro Inicial de 6.1% para Basal Tena, 46.5% para T y 37.40% para U.

3.1.6. DATOS PROMEDIOS PVT DEL CAMPO SHUSHUFINDI.

Los valores promedios de las pruebas PVT se detallan a continuación en la **Tabla 13** para cada arena productora del campo:

Tabla 13. Datos promedios PVT del Campo Shushufindi.

PARÁMETRO	Basal Tena	U	T
Presión Inicial, P_i (psi)	2940	3867	4050
Presión de Burbuja, P_b (psi)	870	1170	1050
Gravedad API (°)	24	27.3	31.1
Factor Volumétrico del petróleo, Bo_i (BR/BS)	1.1508	1.267	1.217
Permeabilidad, K (mD)	321.166	310.174	520.642
Viscosidad del petróleo, μ_o (cP)	3.959	1,924	0.7958
Viscosidad del agua, μ_w (cP)	0.43	0,47	0.46
Temperatura de formación, T (°F)	185	215	218
Relación Gas-Petróleo, GOR (pcn/bf)	187	307	384
Salinidad, NaCL (ppm)	34 750	55 017	13 557

(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

3.2. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.

3.2.1. ESQUEMA GENERAL DE UNCIÓNAMIENTO

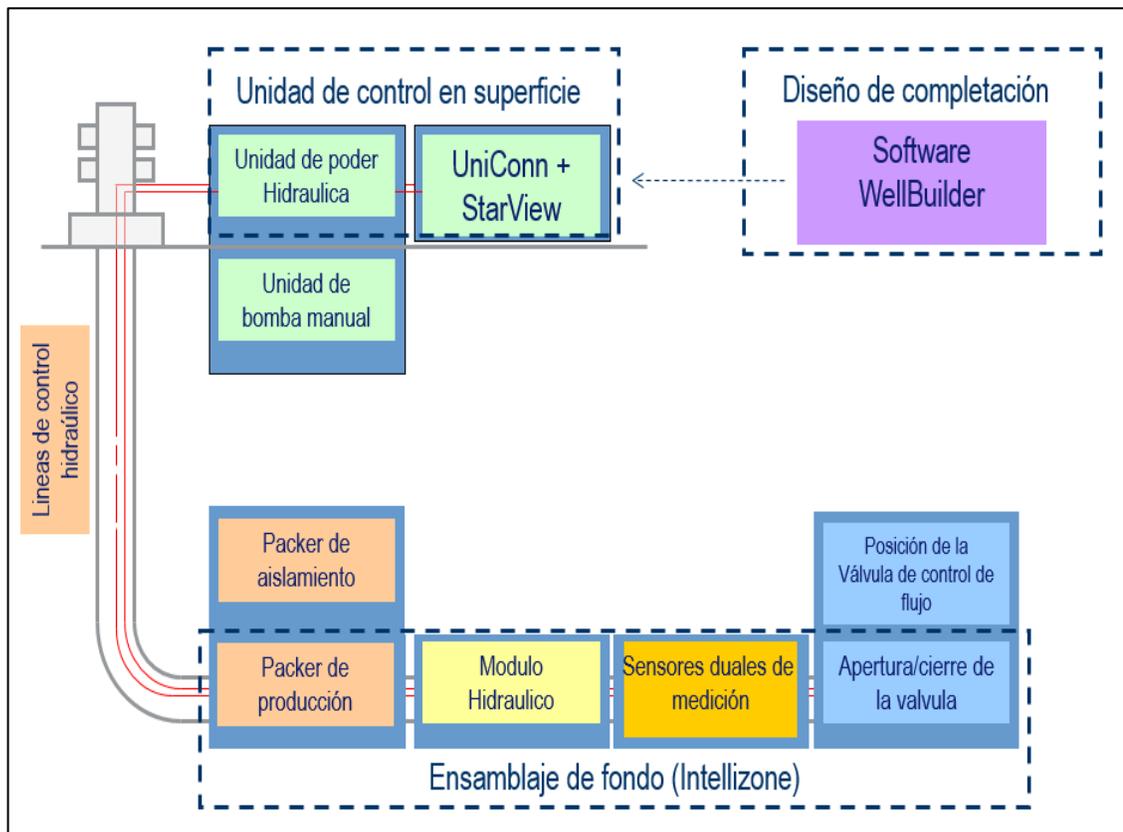


Figura 29. Esquema general de funcionamiento (Intellizone).

(Schlumberger, 2014)

El diseño de completación es realizado a través del software WellBuilder. Los packers se encuentran aislando una zona de otra. Los sensores duales son ubicados frente a cada arena productora, enviando datos de presión, temperatura y caudal a través de las líneas de control, hasta superficie, donde la información es recibida y proyectada a través de una pantalla, fácil de monitorear para el operador, de acuerdo a la información receptada por el

operador, se realiza un análisis para la toma de decisiones en cuanto a cambiar de posición al estrangulador, todo esto a través del panel de control, que no únicamente permite visualizar la posición si no también cambiarla mediante la transmisión de poder hidráulico suministrada por la unidad de poder hidráulico.

3.3. CONSIDERACIONES PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.

3.3.1. ALCANCE DE OPERACIONES

Para la instalación de una completación inteligente el técnico debe comprender con claridad las características y el desempeño de los componentes del equipo de completación, bajo varias condiciones de carga, y de esta manera operar dentro de los límites del diseño.

La envolvente de cada parte del equipo tiene establecidas las bases para evaluar los efectos de presión diferencial y cargas axiales.

Tabla 14. Cuadrantes del diagrama envolvente.

I Tensión aplicada a través presión sobre la herramienta	III Tensión aplicada a través presión bajo la herramienta
III Compresión aplicada a través de presión sobre la herramienta	IV Compresión aplicada a través de presión bajo la herramienta

(Schlumberger, 2014)

En el caso de las empaquetaduras, en los cuadrantes número uno y tres, especifican el caso donde presente mayor presión arriba del empacador y al mismo tiempo está sometido a tensión y compresión, los cuadrantes dos y

cuatro especifican el caso donde presente mayor presión bajo del empacador y al mismo tiempo está sometido a tensión y compresión.

3.3.2. PROFUNDIDAD

La profundidad vertical máxima en que el equipo puede ser instalado con toda seguridad está diseñado en base a algunas variables, sin embargo el software de diseño (WellBuilder) considera todas las variables necesarias para que la herramienta opere en el pozo con la seguridad apropiada.

El equipo debe ser operado en superficie bajo algunas condiciones de presión como son las siguientes:

- La presión diferencial de operación mínima sobre la herramienta no debe sobrepasar el rango de operación del módulo hidráulico multipunto de 7950 psi.
- La presión diferencia de operación máxima sobre a herramienta no debe sobrepasar la presión nominal de 10 000 psi.
- La presión máxima diferencial sobre la herramienta para sobreponerla no tiene que exceder la elasticidad pre-cargada de 3600 psi.

El límite de profundidad junto a la presión hidrostática límite se termina por parte del módulo multipunto completamente equipado.

En la siguiente figura podemos observar el rendimiento operativo del módulo hidráulico multipunto diseñado a través del software (WellBuilder), el esquema contempla el uso del módulo hidráulico multipunto para una zona, donde nos indica que el área de operación segura es el área limitada por el paralelogramo.

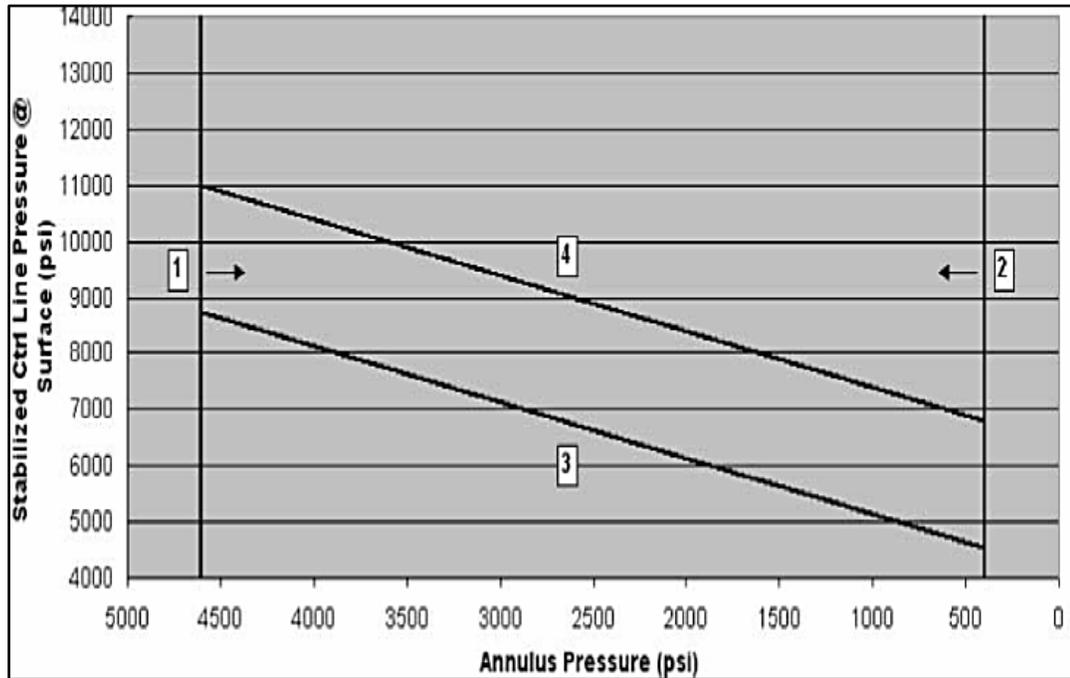


Figura 30. Envolvente de operación del Módulo Hidráulico Multipunto.

(Schlumberger, 2014)

3.3.3. DIFERENCIAL DE PRESIÓN

La presión diferencial aplicada a través del estrangulador está limitada de acuerdo al diseño del estrangulador, sin embargo la presión diferencial límite es de 1.000 psi.

3.3.4. FUERZAS

La fuerza aplicada sobre la herramienta se limita al envolvente de operación de las empaquetaduras, donde indica el límite de carga de la tubería de revestimiento, todo esto en función de la presión y compresión, sobre y debajo de la empaquetadura.

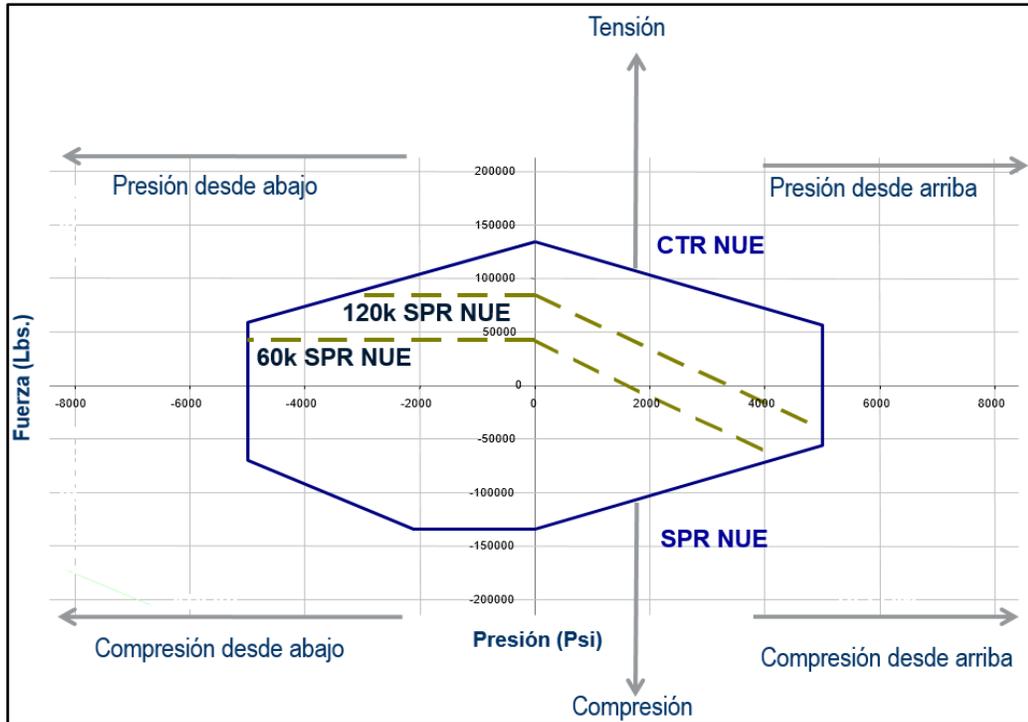


Figura 31. Envoltura de operación de la empaquetadura.
(Schlumberger, 2014)

3.3.5. TEMPERATURA

La temperatura a la cual va a ser sometida la empaquetadura en el pozo es un parámetro importante para la selección de elastómeros, componente principal en su diseño, la temperatura la que va a trabajar es determinada a través del gradiente de temperatura del pozo (G_t), con este dato se obtiene la temperatura de operación de la empaquetadura (T_{packer})

$$G_t = \frac{T_y - T_s}{TVD} \quad \text{Ec [1]}$$

$$T_{packer} = T_s + G_t * TVD \quad \text{Ec [1]}$$

Donde:

T_{packer} = Temperatura del packer, °F

T_s = Temperatura superficial, °F

G_t = Gradiente térmico, °F/pies

TVD = Profundidad vertical de asentamiento del packer, pies

Todas las partes del equipo han sido diseñadas para operar bajo límites de temperatura estándar, es decir el mismo rango de temperatura para todo el sistema:

- De 32 a 125 °F : Equipo de superficie
- De 68 a 250 °F : Flujo de control del ensamblaje de fondo

3.4. DISEÑO DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA PARA EL POZO SSFD-146D (DOS ZONAS).

Se consideró el diseño y aplicación de una completación inteligente compacta para el pozo SSFD-146D:

Tabla 15. Detalles del pozo candidato.

POZO	TIPO DE COMPLETACIÓN ACTUAL	ARENAS A PRODUCIR (Intellizone)
SSFD-146D	Sencilla (U Inferior)	U Inferior
		T Inferior

De acuerdo a un análisis de las condiciones del pozo se determinó que no existen restricciones en el pozo para la aplicación del sistema, y es un pozo óptimo para su instalación; se procede a diseñar la completación inteligente para las arenas U Inferior y T Inferior propuestas para producir con dicha completación.

3.4.1. DATOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL POZO SSFD-146D.

Es de gran importancia tener en cuenta que todas las partes del equipo de completación se adaptan de manera diferente de acuerdo a las condiciones de cada pozo, de igual manera que la instalación debe realizarse con seguridad en todas las operaciones.

A continuación se especifican todas las propiedades mecánicas y petrofísicas de gran relevancia para la elaboración del diseño y la instalación de la completación en el pozo SSFD-146D.

Tabla 16. Datos generales del pozo SSFD-146D para el diseño de la Completación Inteligente Compacta.

POZO	SSFD-146D	
ARENA	U INFERIOR	T INFERIOR
Intervalos punzados MD (pies)	9292 -9296 (3) 9304 -9315 (11) 9330 -9348 (18)	9518-9547 (29)
Gravedad del petróleo (°API)	26	29.1
Densidad del gas (sg)	0.65	0.65
GOR (pcn/bf)	239	260
Índice de productividad, IP (bls/día/psi)	0.31	0.83
Corte de agua (%)	4	28
Presión inicial, Pi (psi)	1931.43	2387.18
Presión de fondo fluyente, Pwf (psi)	741	1470
Presión de burbuja, Pb (psi)	695	1050
Presión de reservorio, Pr (psi)	1350	1700

Continuación Tabla 16. Datos generales del pozo SSFD-146D para el diseño de la Completación Inteligente Compacta.

Caudal total, Qt (bfpd)	521	694	
Caudal de petróleo, Qo (bppd)	500	500	
Caudal de agua, Qw (bapd)	21	194	
DATOS DEL CASING			
OD (plg)	Peso (lb/pie)	ID (plg)	Profundidad (pies)
20piespies	94	19,124	228
13-3/8piespies	68	12,415	5365
9-5/8piespies	53	8,535	9153
7piespies	29	6,184	8978-9766

(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

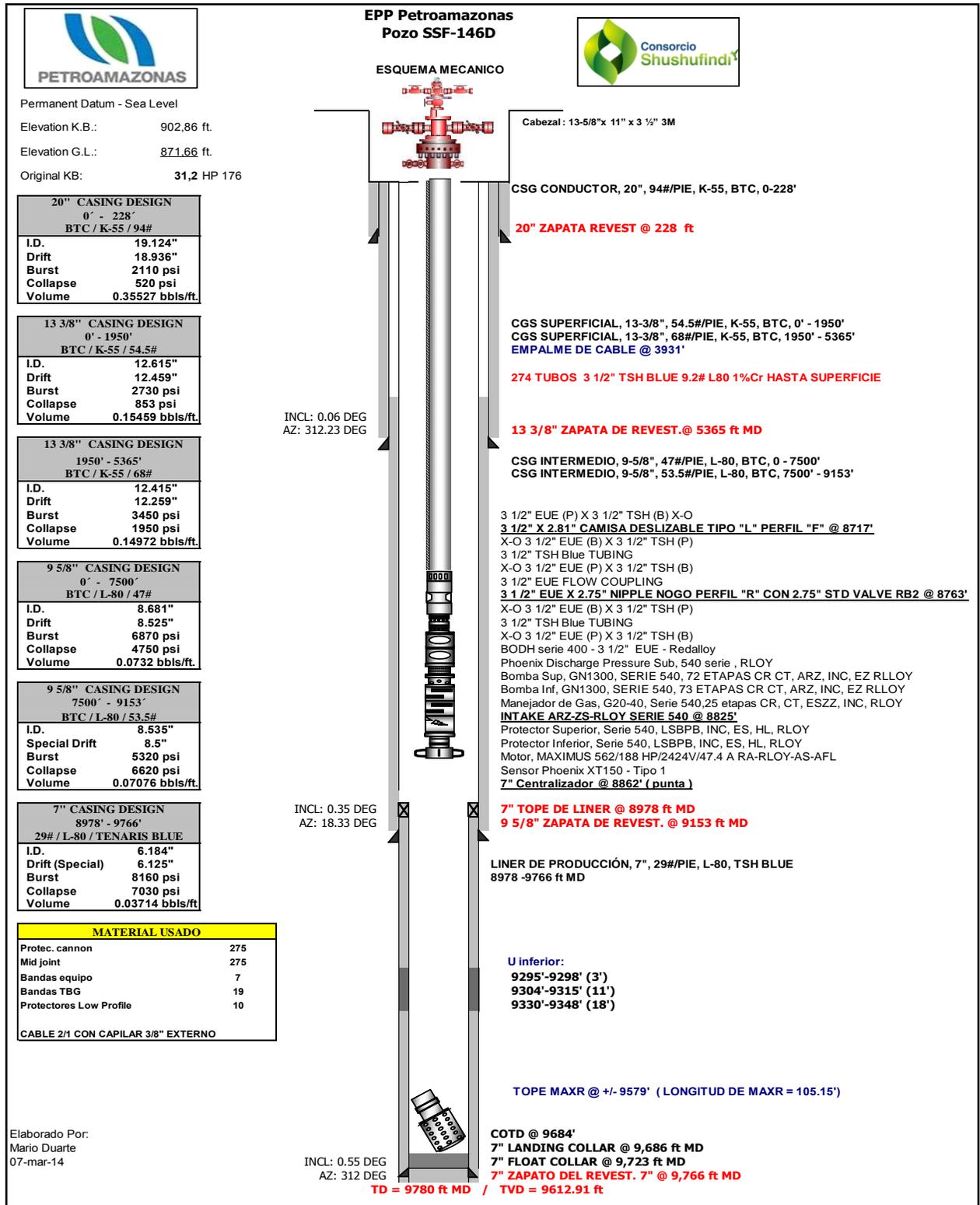


Figura 32. Esquema mecánico del diseño de completación inteligente para el pozo SSFD—146D.

(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

3.4.2. DISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO SSFD-146D

3.4.2.1. Criterios para el dimensionamiento del equipo BES.

El dimensionamiento del equipo BES requiere una determinación de forma precisa de diversos factores que intervienen en el diseño.

El rendimiento del motor y la bomba pueden ser afectados por las características abrasivas de los fluidos que se manejan, por su contenido de agua con alta salinidad, contenido de gas, ambiente entre otros.

Es de gran importancia que la bomba este seleccionada de acuerdo al requerimiento de producción deseado del pozo, operando dentro del rango establecido de manera eficiente.

Tabla 17. Criterios para el dimensionamiento del equipo BES.

ARENA	U Inferior + T Inferior
Índice de productividad, IP (bls/día/psi)	1.34
Gravedad °API	28
Presión de Yacimiento (psi)	2340
Tasa de Flujo deseado (bfpd)	1500
GOR (pcn/bf)	280
Presión de Fondo Fluyente (psi)	1000
Frecuencia de Oper (Hz)	60
Corte de agua (%)	20
Tasa de petróleo (bppd)	1200
Presión en la cabeza del pozo (psi)	100

(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

El IPR del pozo de las dos arenas es un factor de gran valor para el dimensionamiento del equipo BES, en el pozo SSFD-146D de acuerdo a la figura **Figura 33**, se estima un caudal de fluido de 2400 bfpd.

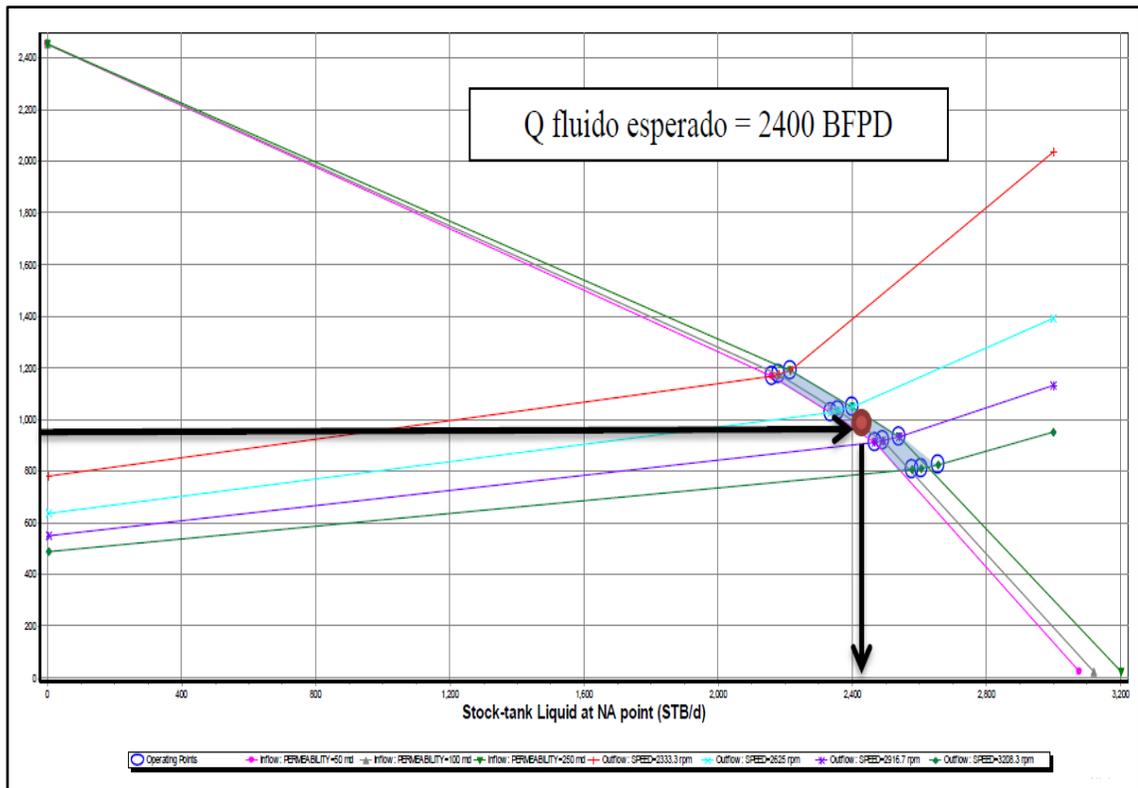


Figura 33. Curva IPR de las arenas U Inferior + T Inferior.
(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

3.4.2.2. Diseño del equipo BES considerando la producción de U Inferior + T Inferior.

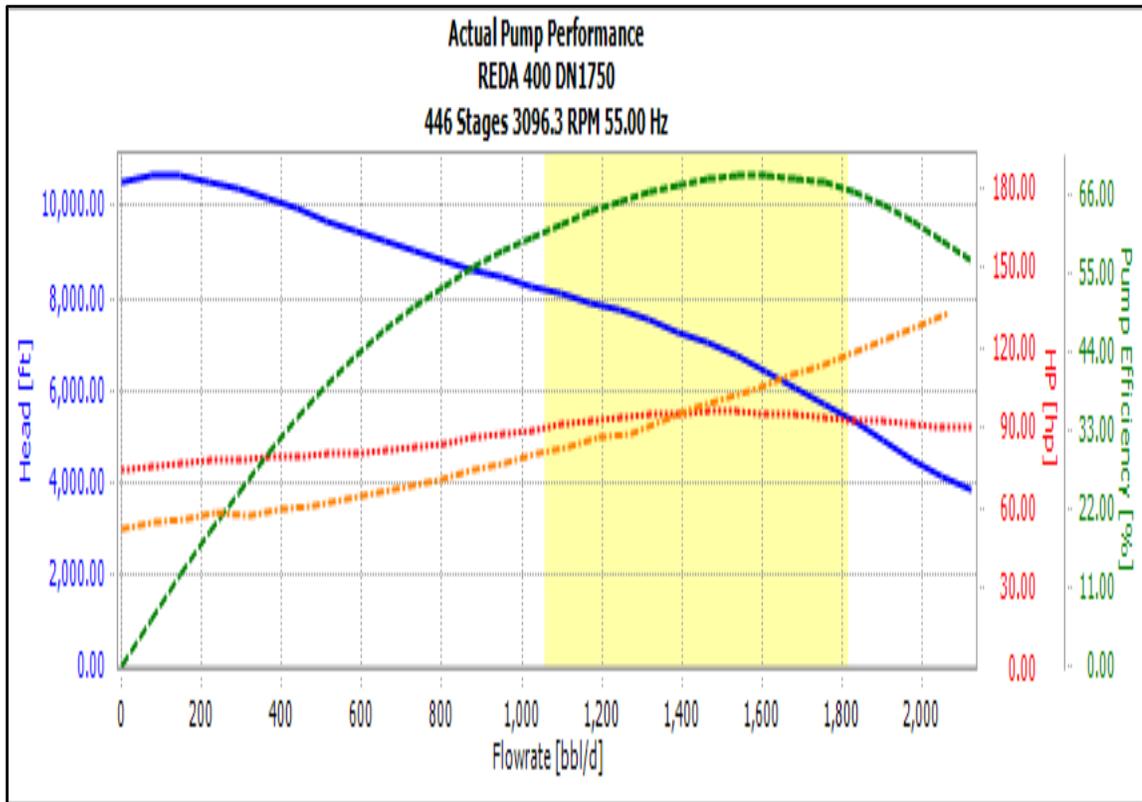


Figura 34. Curva de rendimiento de la bomba para el pozo SSFD-146D.
(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

CAPITULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL POZO SSFD-146D.

4.1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO SSFD-146.

El Campo Shushufindi-Aguarico se encuentra en la Región Amazónica, provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi; se encuentra a 250 km al Este de la ciudad de Quito y a 35 km al Sur de la frontera con Colombia, está limitado al Norte con el Campo Libertador, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el Campo Sacha y al Este con el Bloque Tarapoa. Está orientado en dirección norte-sur, con una área de 432 000 acres o 174.82 km².

El pozo SSFD-146D está ubicado al noreste de la estructura Shushufindi-Aguarico, en las siguientes cordenadas:

Coordenada X: 317693.700 m

Coordenada Y: 9988031.500 m

La **Figura 35** Indica la ubicación del pozo SSF-146D.

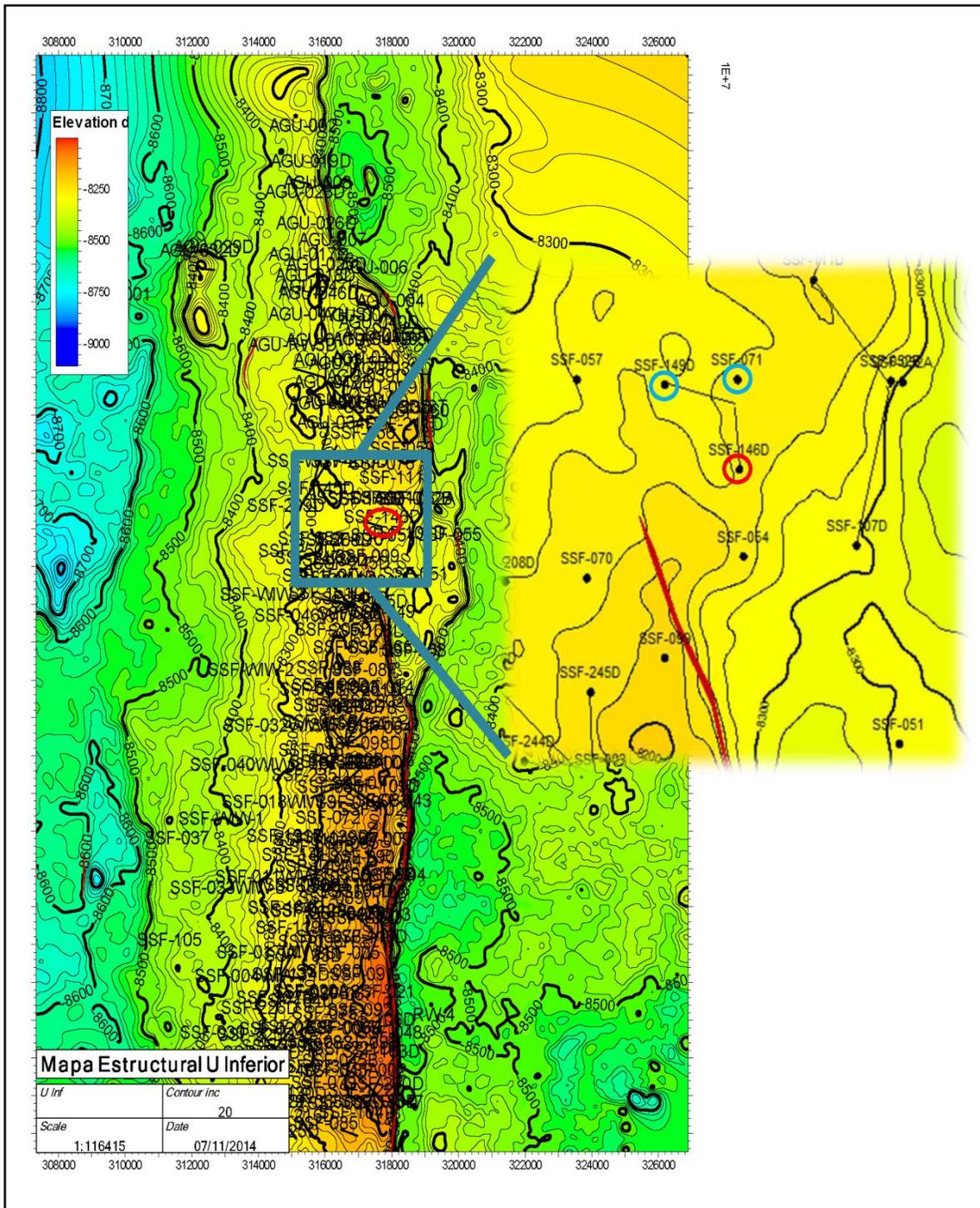


Figura 35. Ubicación del pozo SSFD-146D.
(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

4.1.2. GENERALIDADES DEL POZO SSFD-146D.

El pozo direccional SSFD-146D, se terminó de perforar el 28 de febrero de 2014 y se completó el 8 de marzo de 2014, alcanzó una profundidad total de 9780 pies (MD) con liner de 7 pies.

Los intervalos punzados de la arena U Inferior durante la Completación y Pruebas Iniciales fueron 9295 – 9298 (3), 9304 – 9315 (11) y 9330 – 9348 (18) pies y de la arena T Inferior durante el Reacondicionamiento No.1 fue de 9518 – 9547 (29) pies.

4.1.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS U INFERIOR Y T INFERIOR.

Las propiedades petrofísicas de la roca son aquellas que permiten almacenar y conducir los fluidos, obtenidas mediante núcleos o cores tomados a diferentes profundidades y analizados en el laboratorio, de este análisis se obtiene la porosidad (Φ), saturación del petróleo (S_o), saturación del agua (S_w) y permeabilidad (K):

Tabla 18. Propiedades petrofísicas de los yacimientos productores del pozo SSFD-146D.

ARENA	PROFUNDIDAD PROMEDIO (pies)	Φ %	S_o %	S_w %	K (mD)	FR %
U Inferior	9300	12	82	18	252.577	51
T Inferior	9600	14	80	20	273.58	53

(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.1.4. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS U INFERIOR Y T INFERIOR.

Mediante análisis PVT realizados en laboratorio se determinaron las propiedades físicas de los fluidos. A continuación se detallan las propiedades más importantes de cada una de las arenas productoras del pozo:

Tabla 19. Propiedades físicas de los fluidos en los yacimientos productores del pozo SSF-146D.

PARÁMETRO	U INFERIOR	T INFERIOR
Presión Inicial, P_i (psi)	1931.43	2387.18
Presión de Burbuja, P_b (psi)	695	1050
Temperatura de formación, T (°F)	218	218
API (°)	26	29,1
Factor Volumétrico del petróleo, B_{oi} (BR/BS)	1.297	1.248
Relación Gas-Petróleo, GOR (pcn/bf)	239	260
Viscosidad del petróleo, μ_o (cP)	2.02	2.3
Salinidad NaCL (ppm)	42 000	10 230
Compresibilidad del petróleo, C_o (psi^{-1})	7.756×10^{-6}	7.756×10^{-6}
Gravedad específica del gas, γ_g	0.65	0.65
Viscosidad del agua, μ_w (cP)	0.25-0.5	0.25-0.5

(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.1.5. CÁLCULO DE RESERVAS DEL POZO

La estimación de reservas del pozo se realizó mediante el método volumétrico y utilizando los datos petrofísicos, el espesor de petróleo saturado (H_o) y el área de drenaje del pozo (A), datos que se detallan en la **Tabla 20**.

Para la estimación de reservas del pozo mediante el método volumétrico se debe tomar en cuenta la ecuación general:

$$Reservas = \frac{7758 * A * H_o * \Phi (1 - S_w)}{Boi} * FR \quad \text{Ec [2]}$$

Reservas (U Inferior) = 735 430 Barriles de petróleo

Reservas (T Inferior) = 852 395 Barriles de petróleo

Tabla 20. Datos y resultados de Reservas Estimadas del pozo.
(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

PARÁMETRO	U INFERIOR	T INFERIOR
Factor de conversión (Bls)	7758	7758
Área de drenaje, A (Acres)	70	70
Espesor neto de petróleo, Ho (pies)	35	17
Saturación de petróleo, So (%)	82	80
Porosidad, Φ (%)	12	14
Factor Volumétrico del petróleo, Boi (BR/BS)	1.297	1.248
Volumen In situ (STB)	1 442 019	1 608 293
Factor de recobro, FR	0.51	0.53
Reservas estimadas (Barriles de petróleo)	735 430	852 395

4.1.6. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE LA ARENA U INFERIOR (IPR)

El IPR es el comportamiento que presenta el pozo a diferentes presiones fluyentes y caudales, con lo que podemos obtener un gráfico que nos indica la relación entre presión de fondo fluyente (P_{wf}) y caudal (Q)

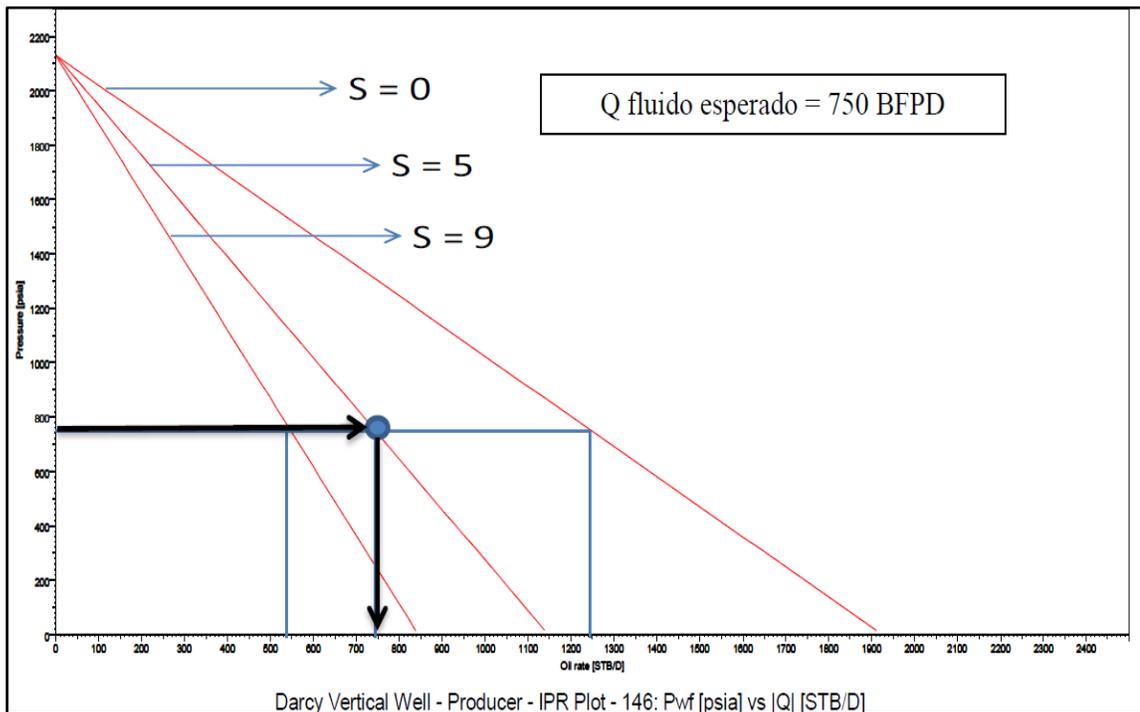


Figura 36. Curva IPR estimada de la arena U Inferior.
(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

En la curva IPR propuesta se observa que la arena U Inferior presenta un flujo esperado de 750 bfpd (petroleo y agua)

Sin embargo para la construcción de la curva IPR y la determinación de la tasa máxima de producción se ha considerado el periodo productivo comprendido entre el 16 de marzo y 13 de abril del 2014.

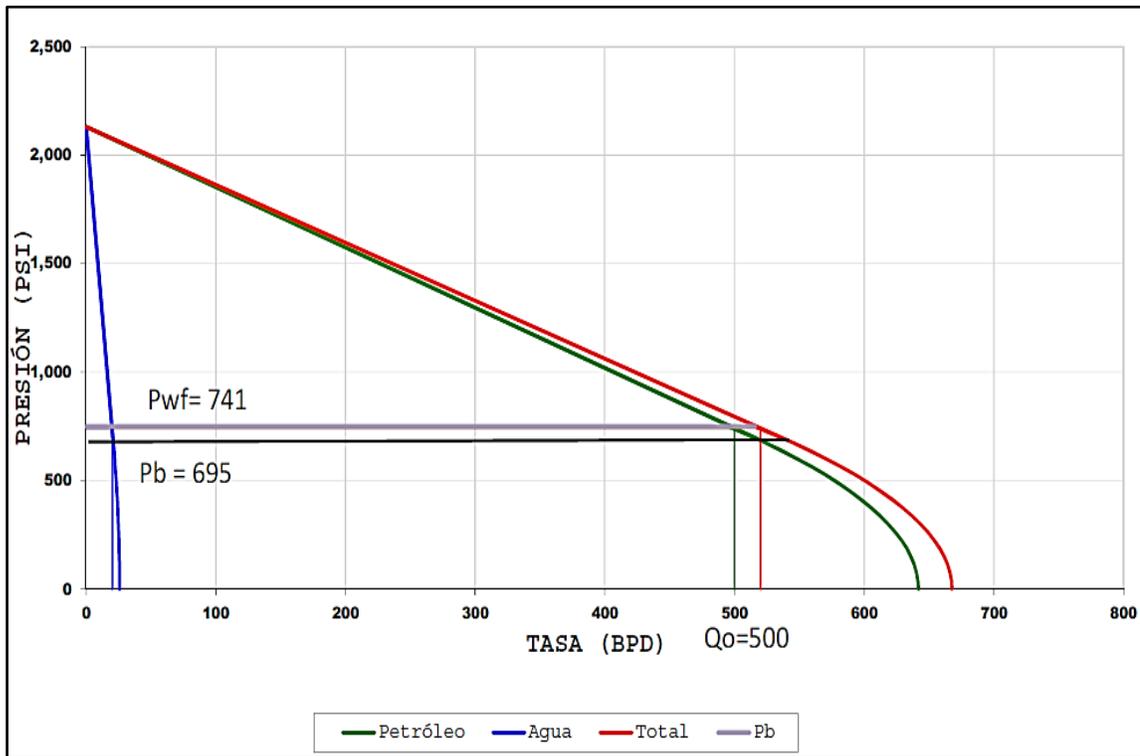


Figura 37. Curva IPR de la arena U Inferior.
(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

De la curva IPR con datos reales de producción del pozo se concluye que los caudales máximos de petróleo y fluido son 642 bppd y 668 bfpd respectivamente; con un Índice de Productividad de 0.36 bls/día/psi, de lo cual se fijó una tasa de producción permitida de 500 bppd para la arena U Inferior del pozo.

La presión de punto de burbuja (Pb) 695 psi tomada de los análisis PVT realizados en el pozo SSFD-41D y los valores de la presión de fondo fluente (Pwf) 741 psi, se determina que el pozo estará en un régimen de producción estable y la presión de fondo fluente será mayor a la presión de burbuja para un caudal requerido de 500 bppd.

4.1.7. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DE LA ARENA T INFERIOR (IPR)

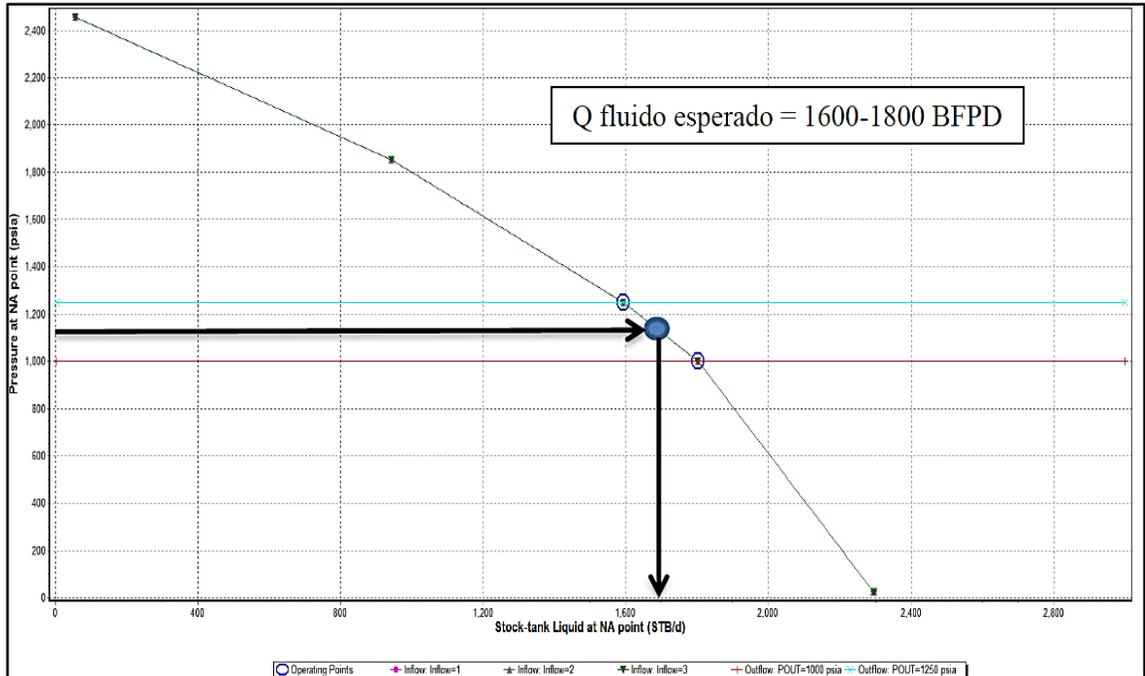


Figura 38. Curva IPR de la arena T Inferior.
(SHE Unidad Técnica de Yacimientos, 2014)

En la curva IPR propuesta se observa que el reservorio T Inferior tiene un flujo esperado de 1600 a 1800 bfpd.

Para la construcción de la curva IPR y la determinación de la tasa máxima de producción se ha considerado el periodo productivo comprendido entre el 26 de octubre y 13 de noviembre del 2014.

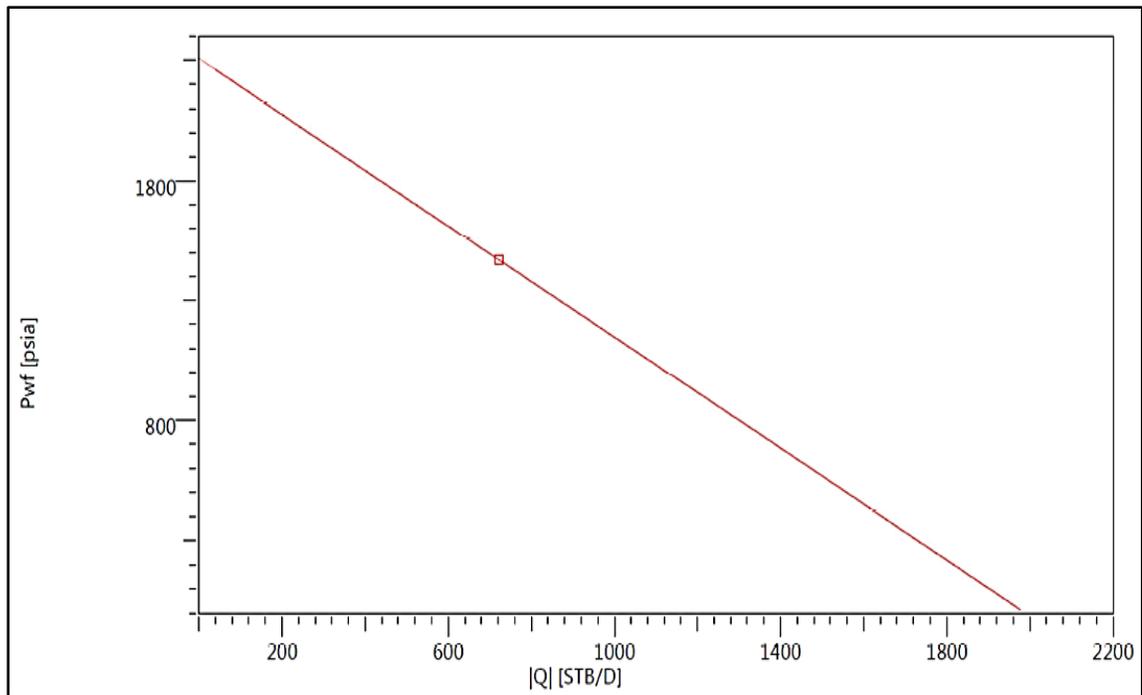


Figura 39. Curva IPR de la arena T Inferior.
(SHE Unidad Técnica de Yacimientos, 2014)

En la curva IPR se observa que el reservorio T Inferior puede producir un máximo de 1848 bppd.

La Presión de punto de burbuja 1150 psi., determina que el pozo está en un régimen de producción estable y la Presión de fondo fluyente (Pwf) de 1470 psi que resulta ser mayor a la Presión de burbuja.

En base al histórico de producción en las fechas antes mencionadas se fijó una tasa de 370 bppd de la arena T Inferior.

4.1.8. HISTORIAL DE TRABAJOS REALIZADOS EN EL POZO.

El pozo SSFD-146D después de haber producido aproximadamente seis meses a partir de su completación, debido a la caída de producción, los

técnicos toman la decisión de realizar un reacondicionamiento en el pozo que consistía en re-completar, de una completación simple productora de la arena U Inferior a completación inteligente compacta (Intellizone) para la producción de manera simultánea, medida y controlada de las arenas U Inferior y T Inferior y realizar una estimulación acida a la arena U Inferior para recuperar el potencial.

La producción acumulada de petróleo y agua del pozo a junio de 2014 de la arena U Inferior se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 21. Producción acumulada del pozo.

U INFERIOR	
Petróleo	52 316 bls
Agua	59 296 bls

(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

4.1.9. ANÁLISIS DE REGISTROS DE LA ARENA U INFERIOR.

Mediante registros eléctricos y análisis convencionales de cores o testigos en el laboratorio se determina que este yacimiento tiene una porosidad (Φ) promedio del 12%, un espesor saturado de hidrocarburos (h_o) de 35 pies, además el yacimiento tiene una permeabilidad de 252.577 mili-Darcy (mD), una saturación de petróleo (S_o) del 82% y saturación de agua (S_w) del 18% con salinidad de 42000 ppm.

Es de importancia indicar que los registros permitieron determinar 4 zonas de pago prospectivas con buena calidad de roca y reservorio.

Tabla 22. Zonas perspectivas determinadas mediante registros eléctricos de la arena “U Inferior”.

PROSPECTIVAS	INTERVALOS (pies-MD)	RESISTIVIDAD (ohm)	POROSIDAD EFECTIVA PROMEDIO (%)
1	9295-9298	32	6
2	9304-9315	20-30	9-15
3	9330-9348	100	12-16
4	9350-9358	50	15

(SHE Unidad Técnica Producción, 2014)

La zona perspectiva 4 en el intervalo de 9350-9358 pies-MD presenta el contacto agua petróleo (CAP) a 9358 pies-MD.

Los parámetros de los fluidos se determinaron en el laboratorio mediante análisis PVT; y se determinó que este yacimiento tiene un crudo de 26° API, el mismo que tiene una viscosidad (ν) de 2.02 cP., además se muestran datos importantes como es la presión de burbuja que es de 695 psi, la relación gas-petróleo (GOR) igual a 720 pcn/bf y la salinidad del agua de 42 000 ppm.

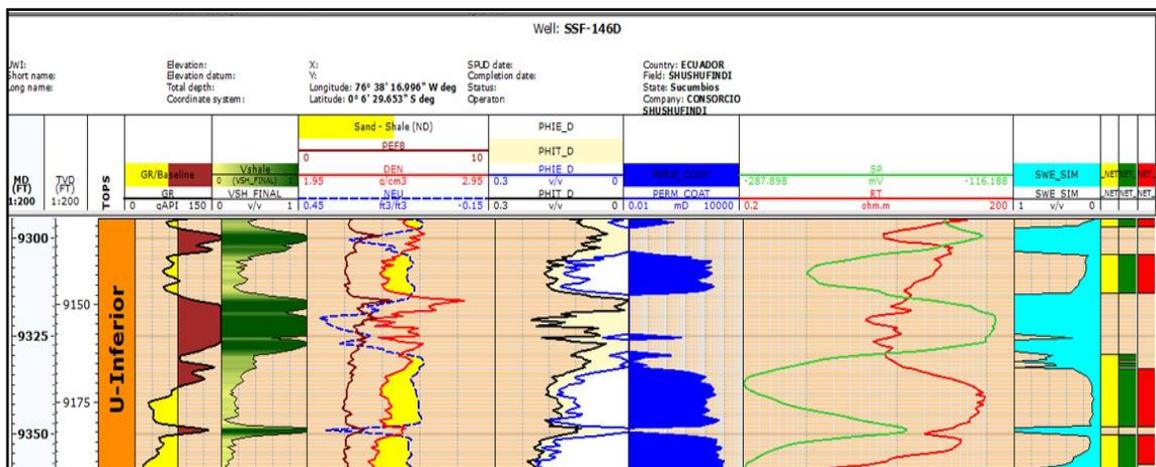


Figura 40. Registro eléctrico arena “U Inferior”.

(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

4.1.10. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LA ARENA U INFERIOR CON COMPLETACIÓN SENCILLA DEL POZO SSFD-146D.

Los datos de pruebas de producción de la arena U Inferior, utilizando una completación sencilla en el pozo, se registran desde el 18 de Marzo de 2014 hasta 18 de agosto del mismo año, los mismos que se indican en el **Anexo 6**.

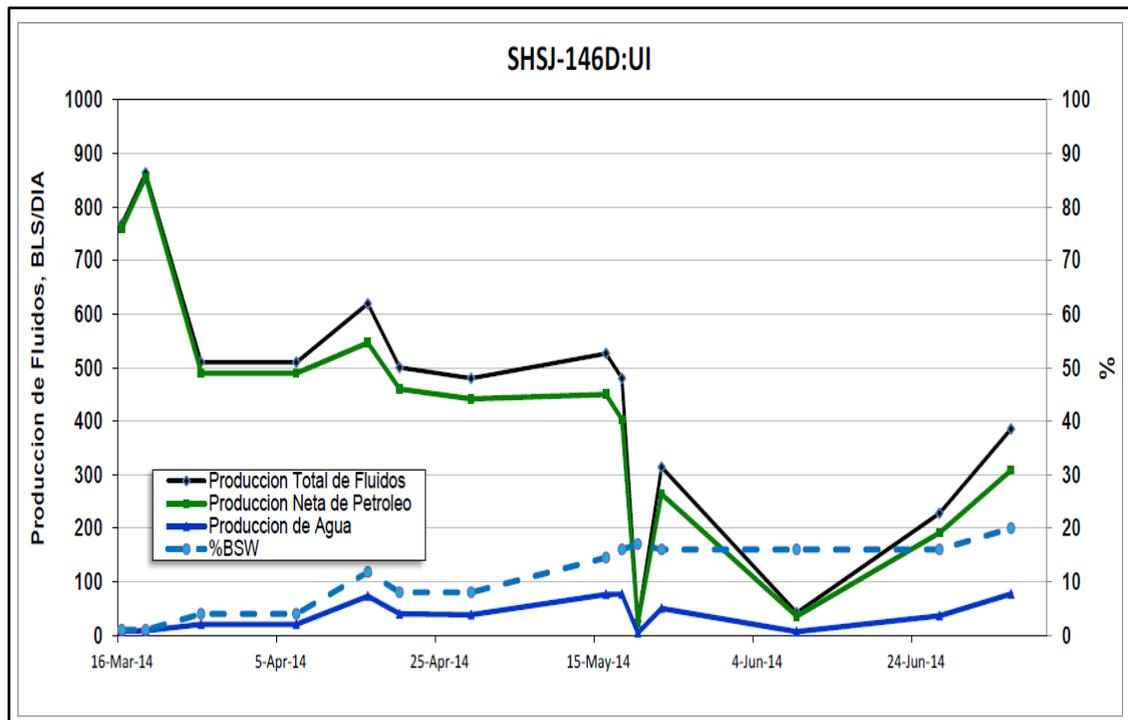


Figura 41. Historial de producción de la arena U Inferior del pozo SSFD-146D.
(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

El pozo tenía una tasa de producción de 500 bppd para la arena U Inferior y cómo se observa en la

Figura 41, a finales del mes de mayo se presenta una declinación en la producción a 22 bppd.

4.1.11. ANÁLISIS DE PRESIÓN DE LA ARENA U INFERIOR.

El presente análisis de restauración de presión durante las pruebas iniciales del 25 al 27 de marzo de 2014 de la arena U Inferior corresponde a los intervalos punzados 9295 – 9298 (3), 9304 – 9315 (11) y 9330 – 9348 (18) pies.

Durante la evaluación previa al cierre el pozo produjo con un caudal promedio de 495 bppd con 4% BSW y gravedad API igual a 25.9°. A continuación se presentan los tiempos de producción y cierre que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

Tabla 23. Eventos de la prueba de restauración de presión.

EVENTO	TIEMPO (horas)	BFPD
Producción	55,5	516
Cierre	400	0

(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

En el registro de presión se utilizó el sensor de la bomba y el cierre se lo realizó en superficie, a pesar de tener un cierre de 55 hrs la curva de la derivada no llega a alcanzar el periodo de flujo radial. Los valores de presión del yacimiento U inferior en la prueba 1868 psi fue extrapolado reproduciendo el comportamiento real de la prueba y se pudo obtener un valor de presión de reservorio de 1940 psi., cuando se alcanza el flujo radial, este valor será reportado a profundidad media de perforados 9310 pies MD (9142.9 pies TVD). El análisis de la prueba de presión está enfocado al cierre final de 55 horas (extrapolado @ 400 horas).

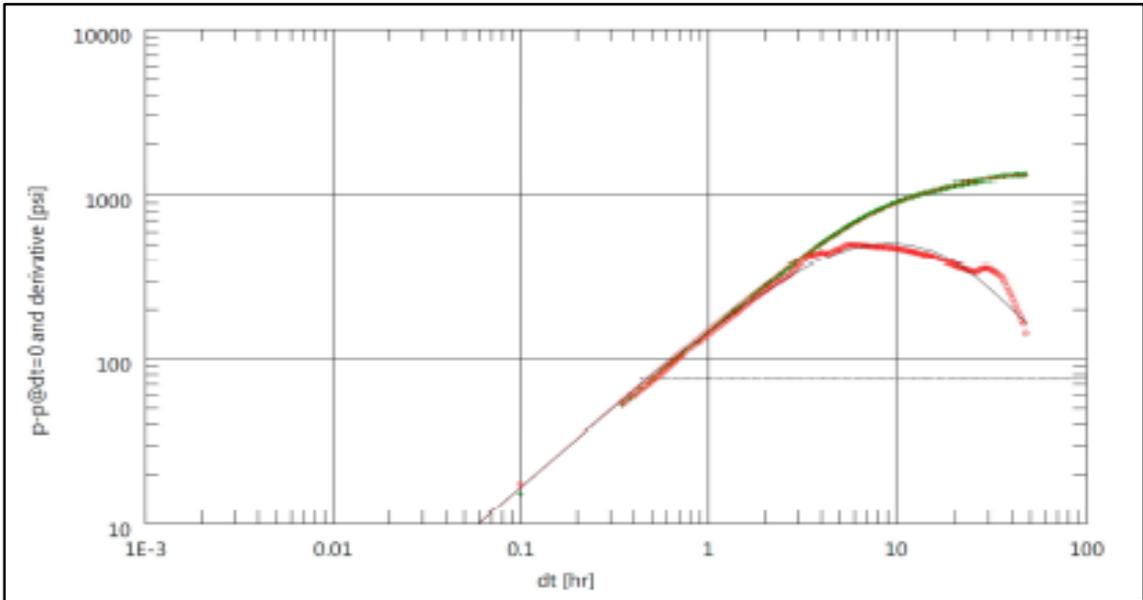


Figura 42. Log-Log Presión & derivada de Presión (psi) vs Tiempo (hr).
(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

La **Figura 42** corresponde a la derivada con la data real obtenida durante la prueba. El comportamiento de presión fue interpretado con un modelo de pozo vertical, modelo de yacimiento homogéneo y modelo de límite infinito. A continuación se muestra el Match obtenido en los gráficos Log-Log, Semi-Log e histórico de la prueba y los resultados obtenidos con la interpretación:

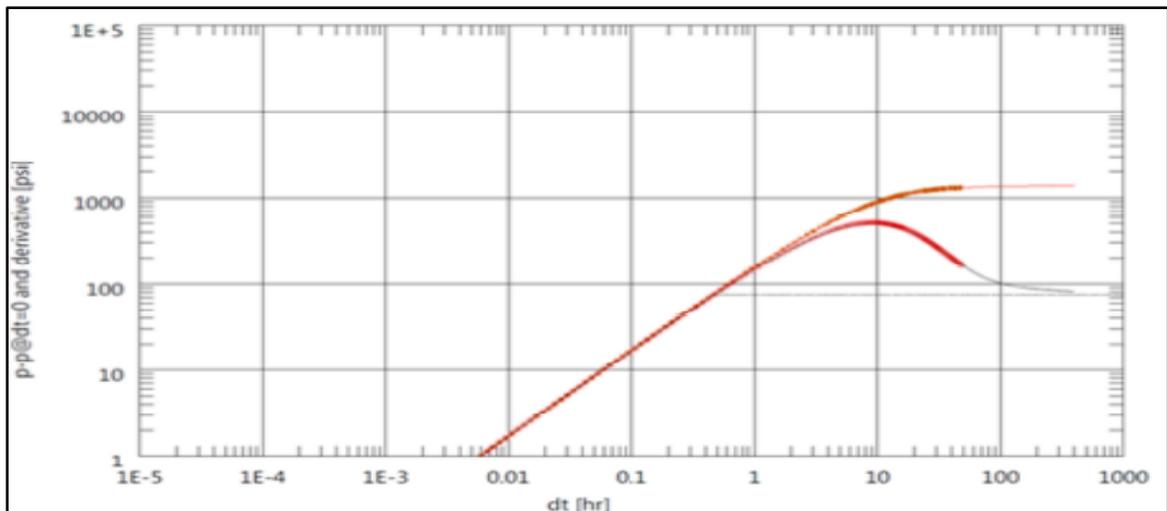


Figura 43. Log-Log Presión & derivada de presión (psi) vs Tiempo (hr)
(extrapolada).

(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

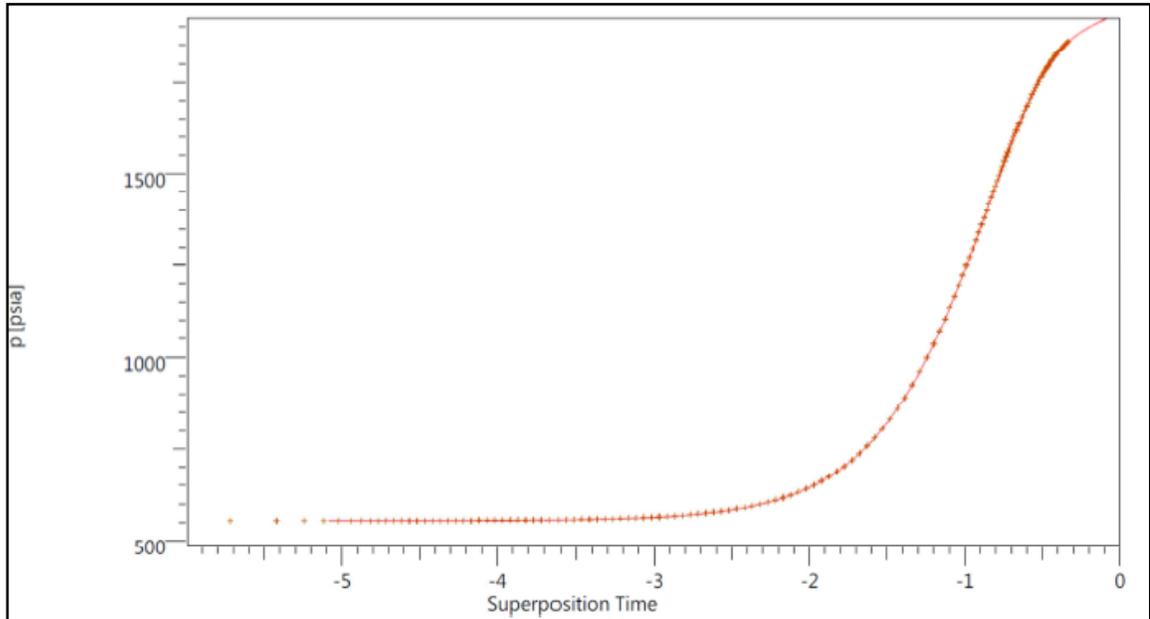


Figura 44. Semi-Log Presión (psi) vs Tiempo de Superposición (hr).
(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

Como resultado del ajuste de la curva de la derivada y semi-logaritmica se han obtenido los siguientes parámetros:

Tabla 24. Resultados del ajuste.

PARÁMETRO	RESULTADOS	
C	0.159	bls/psi
Skin	1.82	
P* @Prof sensor	1940	Psi
Ko_eq.h	1250	mD.pie
Ko_eq	41.6	mD

(SHE Unidad Técnica Yacimientos, 2014)

Los datos de presión de yacimiento de 1940 psi medidos a una profundidad del intake de la bomba @ 8825 pies-MD (8657.2 pies-TVD) se corrigieron a una profundidad de los intervalos punzados en el yacimiento @ 9310 MD (9142.9 pies-TVD) con un gradiente de presión estática de 0.391 psi/pie la presión resultante es 2130 psi.

La presión de fondo fluyente de 560 psi se obtuvo a partir de la presión intake que registra la bomba de fondo @ 8825 pies-MD (8657.2 pies-TVD), se corrigió a la profundidad media de perforaciones 9342.5 pies-MD (9122.2 pies-TVD) con un gradiente de 0,391 psi/pie la presión resultante es 750 psi.

Durante el periodo de producción se incrementó el volumen de agua disminuyendo el volumen de petróleo, por lo que el 20 de septiembre de 2014 se realiza un segundo BpiesUP.

De acuerdo a los resultados del BpiesUP que se detallan en el **Anexo 1**. se determina que existe un daño de 9.4 y se estima que se debe a:

- **Perdida de filtrado:** Durante la etapa de perforación, ocasionado por el lodo, lo que puede producir emulsiones, cambio de humectabilidad y desestabilización de las arenas productoras.
- **Migración de finos:** A medida que existe producción de fluidos y sobre todo incremento de agua, las arcillas pueden migrar ocasionando taponamiento de las gargantas porales, lo que ocasiona disminución de los fluidos producidos.

De acuerdo a resultados, los técnicos planifican la realización de una estimulación matricial a la arena U Inferior y la instalación de la completación inteligente compacta (Intellizone) en el pozo SSFD-146D como pozo piloto.

4.1.12. PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO No.1 DEL POZO SSFD-146D.

4.1.12.1. Justificativos técnicos

El pozo SSFD-146D fue completado originalmente en la arena U Inferior en marzo del 2014. Pese a que su producción inicial fue de 760-860 bfpd con 1 % de BSW el pozo rápidamente cayo a +/-500 bfpd con 4 % de BSW y finalmente a los actuales +/-300 bfpd, 262 bppd con 22 % de BSW.

Con objeto de incrementar la producción en el pozo se propone:

- Punzar un nuevo intervalo de la arena T Inferior para su producción simultánea y controlada con la arena U Inferior mediante la tecnología de completación inteligente compacta (Intellizone) debido a:

T Inferior contiene una arena de 17 pies netos saturada a petróleo con 14 % de porosidad efectiva promedio con picos de 17 % y 220 mD de permeabilidad absoluta promedio.

Pozos vecinos correlacionables como el SSF-149D y el SSF-071 producen 440 y 660 bppd respectivamente, especialmente parecido es su zona cañoneada del tope de T Inferior es el SSF-149D que tiene actualmente 57 % de BSW.

- Repunzar y realizar una estimulación a la arena U Inferior actualmente en producción. La caída de producción en fluidos experimentada recientemente se atribuye a daño formacional, debido a:

La caída de fluidos está asociada al incremento de producción de agua en el pozo. La zona cañoneada en U Inferior contiene un tipo de roca de la cual se espera una producción de fluidos de +/- 700 bfpd (18 pies netos con porosidad efectiva de 13 % y permeabilidad absoluta de 160-170 mD).

El Build Up analizado el 29 de marzo de 2014 muestra que la zona tiene una buena presión de yacimiento (1900 psi) y un daño de formación de 9.4.

Los resultados de la estimulación se observan en los **Anexo 2** y **Anexo 3** y el procedimiento de reacondicionamiento se detallan en el **Anexo 7**.

4.1.13. ANALISIS DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ARENA “T” INFERIOR.

Mediante registros eléctricos y análisis de núcleos, se determinó que tiene una porosidad promedio del 14%, el yacimiento tiene una permeabilidad de aproximadamente 273.58 mili-Darcy (mD), el espesor saturado de hidrocarburos es de 33 pies, la saturación de petróleo (So) del 80%, saturación de agua (Sw) del 20% y una salinidad de 10 230 ppm.

El reservorio “T Inferior” indica 3 zonas delgadas de pago prospectivas.

Tabla 25. Zonas perspectivas determinadas mediante registros eléctricos de la arena “T Inferior”.

ZONAS PROSPECTIVAS	INTERVALOS (pies-MD)	RESISTIVIDAD (ohm)	POROSIDAD EFECTIVA PROMEDIO (%)
1	9518-9534	15-70	10-17
2	9537-9556	200	10-17
3	9582-9589	22	14

(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

4.1.15. HISTORIAL DE PRODUCCION DE LAS ARENAS U INFERIOR + T INFERIOR POSTERIOR A LA INSTALACIÓN DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA.

Los datos de producción de las arenas U Inferior + T Inferior, posterior a la instalación de la completación Inteligente Compacta, se registran desde el 8 de octubre de 2014 hasta el 29 de enero de 2015, los mismos que se pueden observar en el **Anexo 8**, los detalles de producción acumulada hasta la fecha indicada se presentan en la siguiente tabla:

Figura 46. Producción acumulada del pozo SSFD-146D
(8/oct/2014 - 29/ene/2015).

ARENA	BARRILES DE PETRÓLEO
U INFERIOR	21 835
T INFERIOR	35 653
TOTAL U INFERIOR + T INFERIOR	57 488

4.1.16. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El pozo SSFD-146D inicia su producción con 770 bppd, el 16 de marzo del 2014 a través de una completación sencilla en la arena U Inferior, el 26 de agosto del mismo año en razón de la declinación de petróleo a 35 bppd disponen para la producción hasta realizar el programa del reacondicionamiento del pozo para recuperar la producción, aproximadamente durante cinco meses el pozo tuvo una producción acumulada de 52 316 barriles de petróleo.

Los técnicos determinaron realizar el reacondicionamiento del pozo, en el cual tuvieron como objetivo efectuar una estimulación a la arena U Inferior, punzar un nuevo intervalo de la arena T Inferior y correr la Completación Inteligente Compacta para producir de las dos arenas, luego de lo cual el pozo empezó a producir de las dos arenas, a partir del 8 de octubre del 2014, con 102 bppd de la arena T Inferior y 191 bppd de la arena U Inferior, teniendo una producción acumulada durante 3 meses de 57 488 barriles de petróleo.

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE COMPACTA EN EL POZO SSFD-146D.

El análisis económico tiene la finalidad de demostrar el porqué de la instalación de la completación inteligente compacta, en base a sus beneficios desde un punto de vista técnico y económico. El objetivo es realizar un análisis económico que permita ordenar y sistematizar los valores económicos, determinando costos totales, inversión inicial y tiempo de recuperación de la inversión, plasmando toda esta información a través de cuadros analíticos que ayudaran a determinar la rentabilidad del proyecto, lo que servirá como fundamento para poder implementar esta tecnología en cualquier otro campo petrolero del oriente ecuatoriano.

4.2.1. PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO

El precio del barril de petróleo es indeterminado y depende del comportamiento del mercado, de la demanda y algunos factores políticos y económicos, a nivel nacional e internacional.

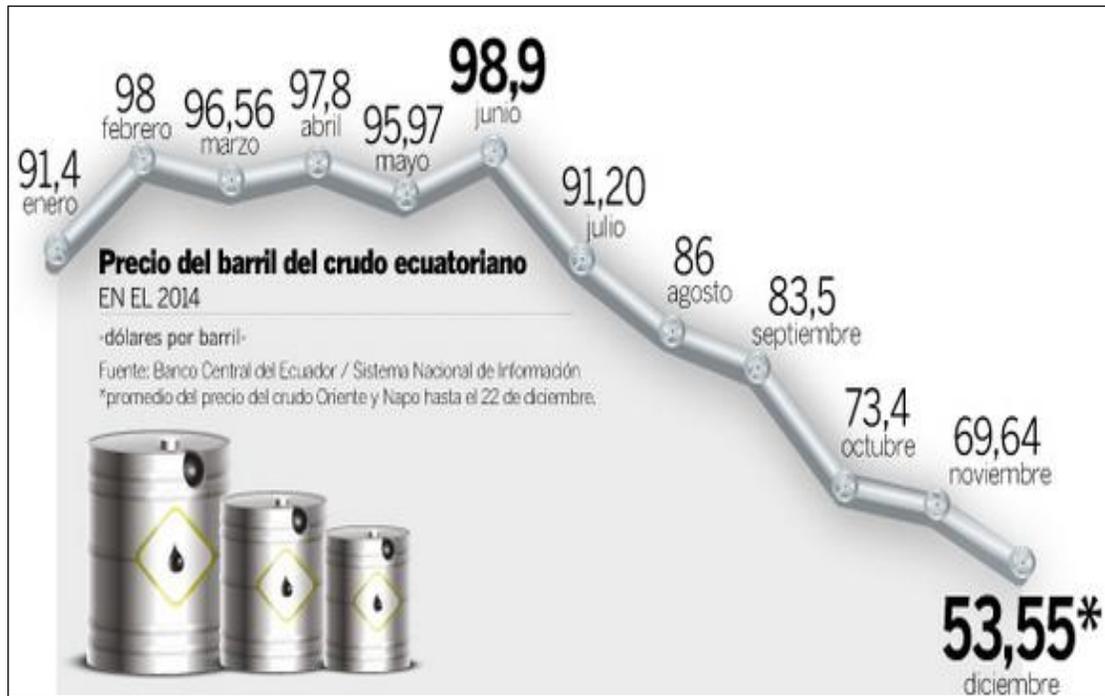


Figura 47. Precio del crudo mensual (2014).

(EL UNIVERSO, 2015)

La caída del precio del petróleo desde junio, ha llegado a ser un problema tanto para el estado como para las compañías operadoras, sin embargo para nuestro análisis económico se tomó el precio del barril de petróleo de 50 USD/BBL, valor que esta fluctuando actualmente.

4.2.2. TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. La tasa anual utilizada por Petroamazonas EP es del 12% lo que significa el 1% mensual.

4.2.3. PORCENTAJE DE DECLINACIÓN.

La tasa de declinación promedio anual para el campo Shushufindi es de 15 % anual (1,41 % mensual), lo que refleja el comportamiento del campo en los últimos años (Valor obtenido del Departamento de Ingeniería de Yacimientos de la Secretaría de Hidrocarburos-Quito 2015).

4.2.4. COSTO DE LA APLICACIÓN DEL EQUIPO.

El objetivo de este análisis se basa en comparar el costo de una completación sencilla y una completación inteligente compacta, de tal manera que podamos encontrar ventajas no solo en la parte técnica sino también en la parte económica, en las siguientes tablas presentamos los costos que implican para la compañía la aplicación de los dos sistemas.

Figura 48. Costo de las completaciones.

TIPO DE COMPLETACIÓN	INVERSIÓN ESTIMADA (USD)
Costo de la completación sencilla	250 000
Costo de la Completación Inteligente compacta (2 zonas)	1 827 490

4.2.5. INGRESOS

Para el cálculo de ingresos se toma un horizonte aproximado de 2 años, planteando un tiempo estimado en el que empiezan los reacondicionamientos, como cambios de BES, estimulaciones entre otros, las mismas que debido a la aplicación realizada del sistema de completación inteligente compacta se

realizarán en menos días, reduciendo esto el costo de taladro. Los ingresos se calculan multiplicando la producción diaria a partir del mes de noviembre del 2014 donde se regulariza la producción en conjunto del pozo SSFD-146D al mes de noviembre del 2016, con una producción inicial de 585 BPPD.

Tabla 26. Datos para el análisis económico.

DATOS			
Caudal inicial (bppd)	585	Precio por barril (USD)	50
Tasa de declinación mensual	1.41	Tasa de actualización mensual	1%

Tabla 27. Tabla de ingresos mensuales actualizados.

No. MESES	PRODUCCIÓN DIARIA CONJUNTA DE U INFERIOR + T INFERIOR (bppd)	PRODUCCIÓN MENSUAL (bppm)	INGRESOS (USD)	INGRESOS ACTUALIZADOS (USD)
0	585.00	--	--	--
1	576.75	17 539.01	876 950.66	868 267.98
2	568.62	17 291.71	864 585.65	856 025.40
3	560.60	17 047.90	852 394.99	843 955.44
4	552.70	16 807.52	840 376.22	832 055.67
5	544.90	16 570.54	828 526.92	820 323.68
6	537.22	16 336.89	816 844.69	808 757.12
7	529.65	16 106.54	805 327.18	797 353.64
8	522.18	15 879.44	793 972.07	786 110.96
9	514.82	15 655.54	782 777.06	775 026.79
10	507.56	15 434.80	771 739.90	764 098.91
11	500.40	15 217.17	760 858.37	753 325.12
12	493.34	15 002.61	750 130.27	742 703.24
13	486.39	14 791.07	739 553.43	732 231.12
14	479.53	14 582.51	729 125.73	721 906.66
15	472.77	14 376.90	718 845.06	711 727.78
16	466.10	14 174.19	708 709.34	701 692.42

Continuación Tabla 27. Tabla de ingresos mensuales actualizados.

17	459.53	13 974.33	698 716.54	691 798.55
18	453.05	13 777.29	688 864.64	682 044.19
19	446.66	13 583.03	679 151.64	672 427.37
20	440.37	13 391.51	669 575.61	662 946.14
21	434.16	13 202.69	660 134.59	653 598.60
22	428.03	13 016.53	650 826.69	644 382.86
23	422.00	12 833.00	641 650.04	635 297.06
24	416.05	12 652.06	632 602.77	626 339.38
TOTAL		359 244.80	17 962 240.05	17 784 396.09

4.2.6. EGRESOS

Las variables que están involucradas en el cálculo de egresos de la compañía son todos los costos de operación que implica la aplicación de la tecnología y la inversión inicial requerida, la suma de valores de estas dos variables permite obtener el valor total de egresos actualizados.

Tabla 28. Costos de inversión inicial.

COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL	
SERVICIO	COSTO (USD)
Costo completación inteligente compacta (2 zonas)	1 827 490
Cabezal del pozo	41 770
Tubería 3 1/2" tsh blue & csg	420 000
Cañoneo tcp + wl	214 500
Estimulación con n2	340 000
Servicios casing/tubing	94 037
Bomba ESP reda 446 etapas	657 000
Costo taladro	350 113
Otros	603 760
INVERSIÓN INICIAL	4 548 670

En relación al costo de producción, los egresos se calculan multiplicando el costo operativo por barril para el Campo Shushufindi que es de 7,91 USD/barril por la producción mensual de petróleo; es importante tener en cuenta que el valor del costo operativo por barril incluye gastos de operación y administración.

Tabla 29. Egresos mensuales actualizados.

No. MESES	PRODUCCIÓN MENSUAL (bppm)	INVERSIÓN	EGRESOS (USD)	INVERSIÓN + EGRESOS (USD)	EGRESOS ACTUALIZADOS (USD)
0	--	4 548 670	--	4 548 670	4 548 670
1	17 539.01	--	138 733.59	138 733.59	137 359.99
2	17 291.71	--	136 777.45	136 777.45	135 423.22
3	17 047.90	--	134 848.89	134 848.89	133 513.75
4	16 807.52	--	132 947.52	132 947.52	131 631.21
5	16 570.54	--	131 072.96	131 072.96	129 775.21
6	16 336.89	--	129 224.83	129 224.83	127 945.38
7	16 106.54	--	127 402.76	127 402.76	126 141.35
8	15 879.44	--	125 606.38	125 606.38	124 362.75
9	15 655.54	--	123 835.33	123 835.33	122 609.24
10	15 434.80	--	122 089.25	122 089.25	120 880.45
11	15 217.17	--	120 367.79	120 367.79	119 176.03
12	15 002.61	--	118 670.61	118 670.61	117 495.65
13	14 791.07	--	116 997.35	116 997.53	115 838.96
14	14 582.51	--	115 347.69	115 347.69	114 205.63
15	14 376.90	--	113 721.29	113 721.28	112 595.33
16	14 174.19	--	112 117.82	112 117.81	111 007.74
17	13 974.33	--	110 536.96	110 536.95	109 442.53
18	13 777.29	--	108 978.39	108 978.38	107 899.39
19	13 583.03	--	107 441.79	107 441.79	106 378.01
20	13 391.51	--	105 926.86	105 926.86	104 878.08
21	13 202.69	--	104 433.29	104 433.29	103 399.30
22	13 016.53	--	102 960.78	102 960.78	101 941.37
23	12 833.00	--	101 509.04	101 509.03	100 504.00
24	12 652.06	--	100 077.76	100 077.75	99 086.89
TOTAL				7 390 296	7 362 161

4.2.7. VALOR ACTUAL NETO

El valor actual neto es el indicador económico más utilizado dentro de la industria del petróleo, para el cálculo de esta variable se debe determinar el flujo neto de caja para cada mes el mismo que se obtiene de la diferencia de ingresos menos egresos, luego de los cual se actualizan estos valores a la tasa de actualización utilizada por el campo que es el 1 % mensual (12% anual), la suma de los valores de flujo neto de caja actualizados permiten visualizar la ganancia al tiempo actual.

CRITERIOS DE DECISIÓN

- Si el VAN > 0 se acepta el proyecto
- Si el VAN = 0 no se acepta ni rechaza el proyecto
- Si el VAN < 0 se rechaza el proyecto

Tabla 30. Flujo neto de caja mensual actualizado.

No. MESES	PRODUCCIÓN MENSUAL (bppm)	FNC	FNC ACTUALIZADO	FNC ACTUALIZADO ACUMULADO
0	--	-4 548 670	-4 548 670	-4 548.670
1	17 539.01	738 217.06	730 907.98	-3 817 762.02
2	17 291.71	727 808.20	720 602.18	-3 097 159.84
3	17 047.90	717 546.11	710 441.69	-2 386 718.15
4	16 807.52	707 428.71	700 424.46	-1 686 293.69
5	16 570.54	697 453.96	690 548.48	-995 745.21
6	16 336.89	687 619.86	680 811.74	-314 933.47
7	16 106.54	677 924.42	671 212.30	356 278.83
8	15 879.44	668 365.69	661 748.20	1 018 027.03
9	15 655.54	658 941.73	652 417.55	1 670 444.59
10	15 434.80	649 650.65	643 218.47	2 313 663.05
11	15 217.17	640 490.58	634 149.09	2 947 812.14

Continuación Tabla 30. Flujo neto de caja mensual actualizado.

12	15 002.61	631 459.66	625 207.58	3 573 019.72
13	14 791.07	622 556.08	616 392.16	4 189 411.88
14	14 582.51	613 778.04	607 701.03	4 797 112.91
15	14 376.90	605 123.77	599 132.44	5 396 245.35
16	14 174.19	596 591.52	590 684.68	5 986 930.03
17	13 974.33	588 179.58	582 356.02	6 569 286.05
18	13 777.29	579 886.25	574 144.80	7 143 430.85
19	13 583.03	571 709.85	566 049.36	7 709 480.21
20	13 391.51	563 648.74	558 068.06	8 267 548.27
21	13 202.69	555 701.30	550 199.30	8 817 747.58
22	13 016.53	547 865.91	542 441.49	9 360 189.07
23	12 833.00	540 141.00	534 793.07	9 894 982.14
24	12 652.06	532 525.01	527 252.49	10 422 235
VAN			10 422 235	

4.2.8. TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno es la tasa de descuento que hace que el valor actual neto sea cero, lo que quiere decir que el valor presente de los ingresos sea se igual a la inversión realizada para el comienzo del proyecto.

CRITERIOS DE DECISIÓN

- Si el TIR > tasa de actualización, se acepta el proyecto
- Si en TIR < tasa de actualización, se rechaza el proyecto
- En el caso de que el valor del TIR es significativamente mayor que el costo de oportunidad garantiza mayor rentabilidad del proyecto.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) para este proyecto es de 14 %.

4.2.9. RELACIÓN COSTO BENEFICIO

La relación costo/beneficio es el indicador económico que considera los ingresos como beneficio y los egresos sumados a la inversión como el costo, lo que resulta ser la ganancia obtenida en relación a la inversión.

La relación costo/beneficio se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$RCB = \frac{\text{Valor Actual Neto (VAN)}}{\text{Inversión Inicial}} \quad \text{Ec [3]}$$

CRITERIOS DE DECISIÓN

- Si el $RCB > 1$, el proyecto es rentable, es capaz de generar ganancias.
- Si el $RCB = 1$, se considera que los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de actualización.
- Si el $RCB < 1$, el proyecto no es rentable, no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos.

Para este proyecto la relación costo/beneficio es de 2.29

$$RCB = \frac{10\,422\,235\,USD}{4\,548\,60\,USD} = 2.29$$

4.2.10. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El periodo de recuperación de la inversión nos permite conocer en cuanto tiempo se recuperara el costo de inversión, es decir nos revela la fecha a la que se cubre la inversión inicial en año, meses y días, para su cálculo se utiliza la siguiente formula.

$$PRI = a + \frac{(b-c)}{d} \quad \text{Ec [4]}$$

Donde:

a = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión

b = Inversión inicial.

c = Flujo Neto Actualizado Acumulado del año anterior en el que se recupera la inversión.

d = Valor Actual Neto.

Para este proyecto se calcula el siguiente periodo de inversión de recuperación (PRI):

$$PRI = 1 + \frac{(4\,548\,670 - 3\,530\,19.72)}{10\,422\,235}$$

$$PRI = 1.09 \text{ Años}$$

El periodo de recuperación de la inversión es de 13 meses y 3 días.

4.2.11. ANÁLISIS DE RESULTADOS ECONÓMICOS

Tabla 31. Resultados económicos del proyecto.

RESULTADOS ECONÓMICOS	
Valor Actual Neto (VAN)	10 422 235 USD
Tasa Interna de Retorno (TIR)	143%
Relación Costo Beneficio (RCB)	2.29
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)	13 meses y 3 días

De acuerdo a los resultados de los indicadores económicos obtenidos tenemos un VAN positivo con una diferencia relativamente alta de la inversión inicial lo que representa un gran beneficio económico, el TIR indica un porcentaje mayor al porcentaje de la tasa de actualización lo que demuestra que es un proyecto rentable, la relación costo beneficio es mayor a 1 es decir que el proyecto va a generar ganancias y la recuperación de la inversión inicial se verá reflejada en 13 meses y 3 días, por lo que podemos concluir que el proyecto es económicamente rentable.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al terminar este trabajo se obtienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1. CONCLUSIONES

- Se acondicionó el pozo SSFD-146D con el Sistema de Completación Inteligente Compacta (Intellizone) de dos zonas U Inferior y T Inferior, debido que estas arenas poseen condiciones apropiadas de producción, reservorio y estado mecánico del pozo, lo que hace factible su aplicación.
- La arena U Inferior fue evaluada, se realizó una prueba de restauración de presión (Build Up) que permitió determinar un daño de la formación de 9 con IP de 0.13 bls/día/psi.
- Posterior a la evaluación de la arena U Inferior se realizó una estimulación acida a la mencionada arena, luego de lo cual se evaluó la arena y se observó que el pozo estimulado incrementó su IP a 0.31 bls/día/psi.
- La aplicación de la completación inteligente en el pozo SSFD-146D permitió recuperar 5000 barriles adicionales de petróleo aproximadamente, en tres meses, en comparación a la completación sencilla que estuvo instalada a inicios de la etapa productiva del pozo.

- La completación inteligente compacta permite el recobro de reservas de petróleo de más de dos zonas de manera simultánea, evitando flujo cruzado y manejando el corte de agua.
- El sistema de completación Intellizone es entregado al cliente pre-ensamblado y pre-probado lo que reduce tiempo e incertidumbres en la instalación.
- Mediante la implementación de esta tecnología se logra reducir tiempos de recuperación de producción, automatizar procesos, recopilar datos de presión, temperatura y producción a tiempo real y procesarlos en superficie, lo que incrementa un control efectivo del pozo y maximiza la producción.
- Las presiones de reservorio del pozo SSFD-146D son bajas pero a través de la aplicación de la completación inteligente se controla el drawdown de cada arena productora, con el propósito de retardar el incremento del BSW en el pozo, incrementar la producción de petróleo y evitar una rápida declinación.
- La completación inteligente requiere únicamente de un solo equipo electrosumergible para la producción en conjunto de las dos arenas, a diferencia de una completación dual que incrementa sus gastos debido a que se instala dos bombas electrosumergibles.
- La completación permite controlar hasta tres zonas con una sola línea hidráulica, es decir para la completación del pozo SSFD-146D se utilizó únicamente una línea hidráulica para las dos zonas.
- Con la aplicación de la completación inteligente se reduce los costos operativos y de reacondicionamiento debido a que disminuyen las intervenciones en el pozo, lo que resulta el aumento de ingreso totales.

- Las reservas estimadas para las arenas productoras U Inferior y T Inferior son de 735 430 y 652 395 barriles de petróleo respectivamente, lo que proyecta 5 años de vida productiva del pozo.
- La implementación de la completación Intellizone resulta ser factible técnica y económicamente para el pozo SSFD-146D, de acuerdo a los indicadores económicos obtenidos en proyecto.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se sugiere la implementación de la completación Inteligente Compacta ya que permite producir reservas marginales de dos o más arenas, aumentando de esta manera la producción de un pozo.
- Se recomienda para la aplicación de una completación Inteligente Compacta, seleccionar pozos nuevos sin problemas mecánicos serios y con un alto potencial hidrocarburífero.
- Para el diseño de la completación inteligente es recomendable que los datos proporcionados sean confiables y seguros, es decir reales, debido a que esto determina los parámetros para un correcto diseño y funcionamiento del equipo.
- Se sugiere producir tasas de flujo moderadas debido a las bajas presiones de reservorio, evitando así una rápida depletación de las arenas productoras.
- Para instalar este tipo de completación se recomienda tener un diámetro de casing adecuada, por lo que es recomendable que los pozos a ser perforados sean completados con casing de 9 5/8piespies, con el fin de que en un futuro estos puedan ser pozos candidatos para implementar este tipo de completación inteligente.
- El técnico al realizar la instalación de esta tecnología debe tener un conocimiento sólido de la herramienta y las medidas de seguridad necesarias para evitar daños mecánicos.
- Es recomendable realizar pruebas de restauración de presión luego de haber instalado esta completación al menos una vez al año, para conocer con exactitud el comportamiento del reservorio.

BIBLIOGRAFÍA

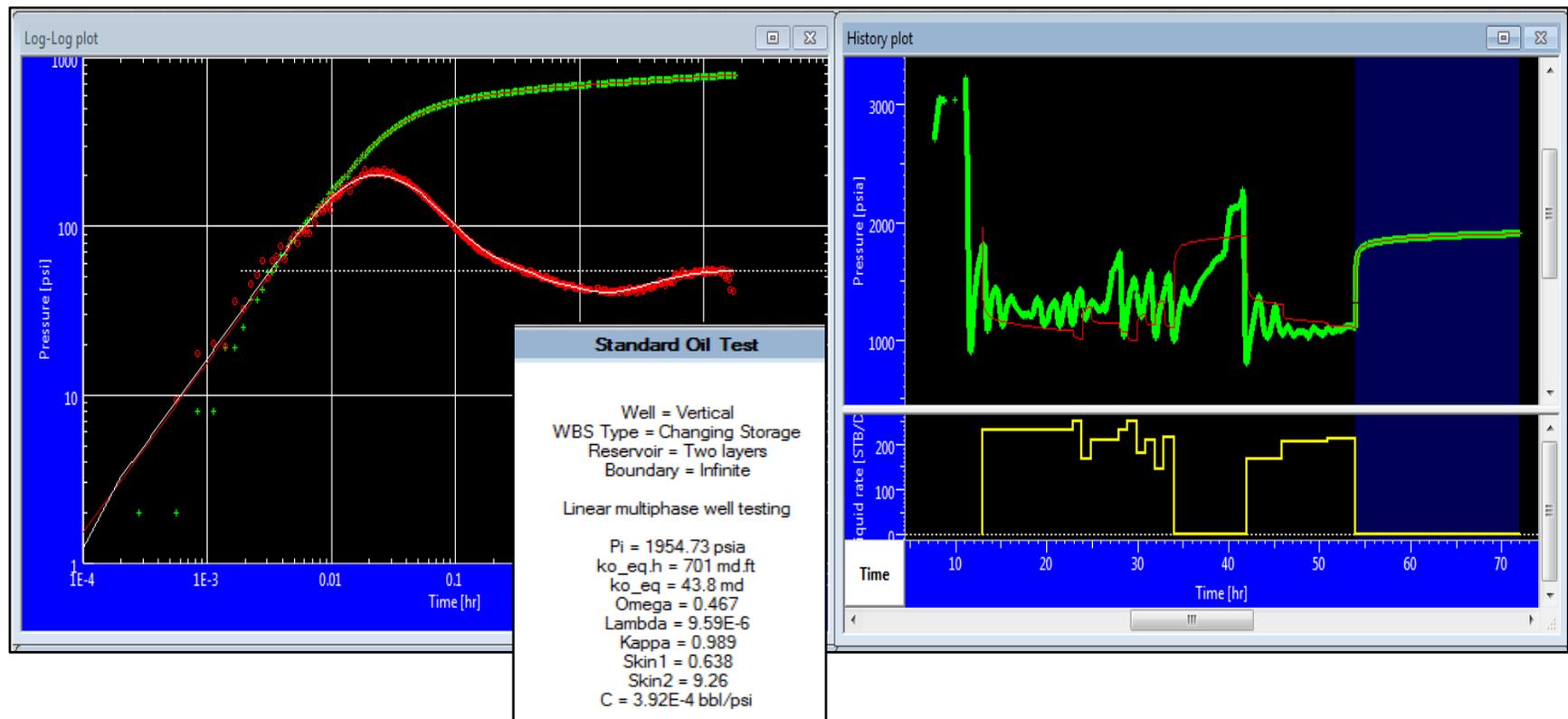
- Altamirano, E., & Paucar, W. (2014). Estudio de factibilidad para la implementación de completaciones inteligentes en el campo Eden Yuturí. Quito, Pichincha, Ecuador.
- EL UNIVERSO. (2015). *El Petróleo cae y complica la economía de Ecuador este 2015*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- ESP OIL. (2010). *Bombeo Electrosumergible: Analisis, Diseño, Optimizacion y Trouble Shooting*. Venezuela.
- Jonathan Bellarby. (2009). *Well Completion Desing*. Aberdeen, Elseiver, UK.
- José Antonio Vásquez Leal. (2011). *Evaluación del metodo de levantamineto artificial por bombeo electrosumergile para su aplicación en el area mayor de Oficina del Distrito Gas Anaco*. Barcelona.
- Naydú Yesenia Rico Serrano. (2012). *Tesis de Grado-Estudio de prefactibilidad para la implementacion del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con cavidades progresivas en un campo de Eopetrol*. Bucaramanga.
- Petroamazonas EP. (2009). *Revista Petroamazonas EP*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2010). *Bombas Electrosumergibles-Aplicaciones Convencionales*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2010). *D-Series No-Go Landing Nipple*. Quito, Pichincha, Ecuador.

- Schlumberger. (2010). Flow Coupling and Blast Joint. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2014). Intellizone Compact System. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2014). Intellizone Compact System Packer. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2010). Model a Adjustable Joint. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2013). Sistema de Control de Superficie. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2010). Tecnologías en evolución: Bombas electricas sumergibles. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2014). Válvula de Control de Flujo Intellizone. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Schlumberger. (2010). Wireline Reentry Guide.
- SHE Unidad Técnica de Producción. (2014). Presentación de Propuesta de Aplicación de Intelizzone en el pozo SSFD-146D. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SHE Unidad Técnica de Yacimientos. (2014). *Tasa de Producción de la arena T Inferior.*
- SHE Unidad Técnica Producción. (2014). Datos de Producción y Yacimientos del Campo Shushufindi. Quito, Pichincha, Ecuador.

- SHE Unidad Técnica Producción. (2014). Propuesta Programa de Reacondicionamiento No.1 SSFD-146D. Quito, Pichincha, Ecuador.
- SHE Unidad Técnica Yacimientos. (2014). Tasa de Producción de la arena U Inferior. Quito, Pichincha, Ecuador.
- TUBETEC. (2014). *Downhole*. Retrieved from <http://www.tubetec.co.uk/downhole.htm>

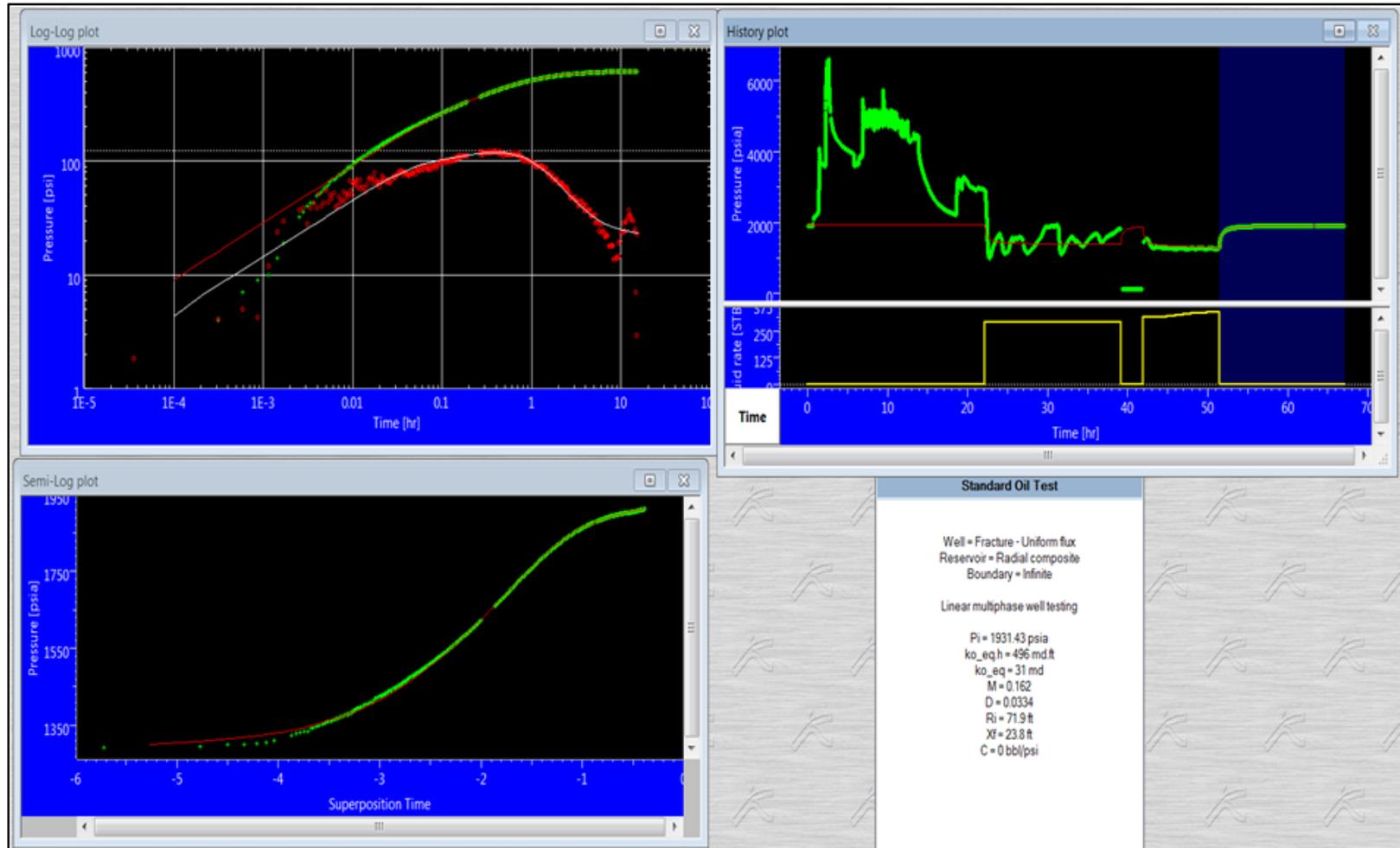
ANEXOS

Anexo 1. Resultados de Build Up antes de la estimulación (20 de septiembre de 2014)



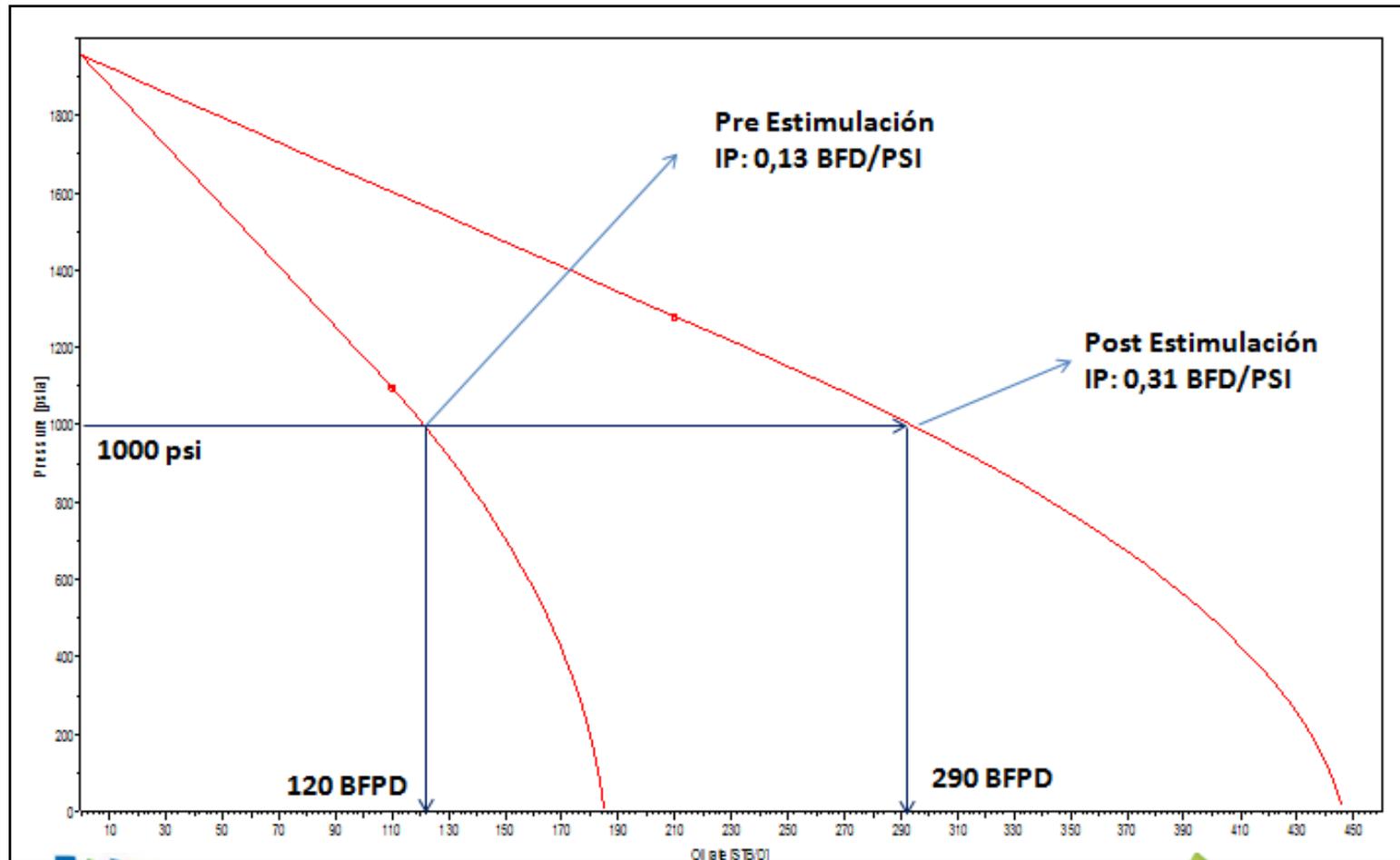
(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

Anexo 2. Resultados de Build Up posterior a la estimulación



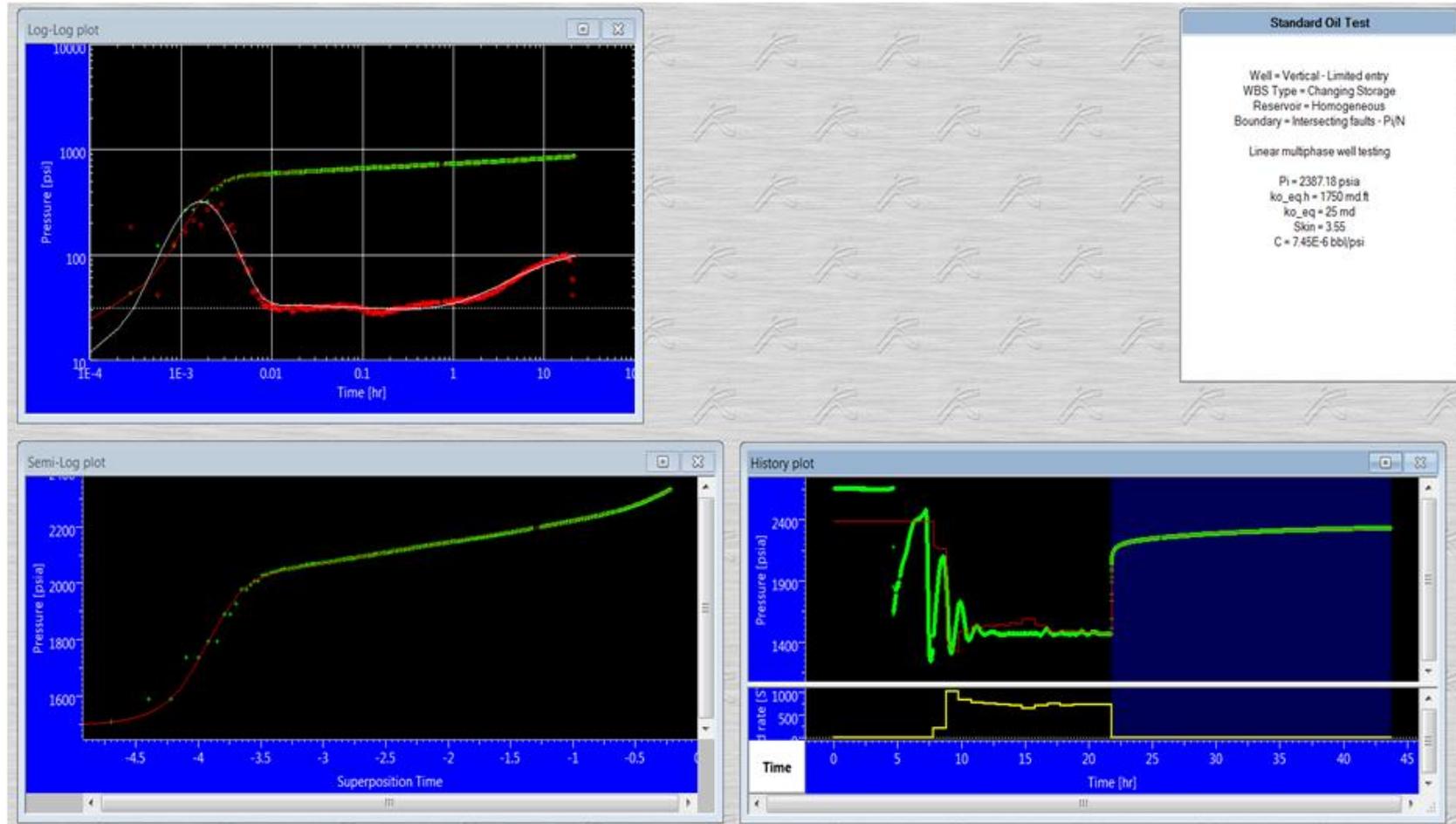
(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

Anexo 3. Resultados de IP posterior a la estimulación



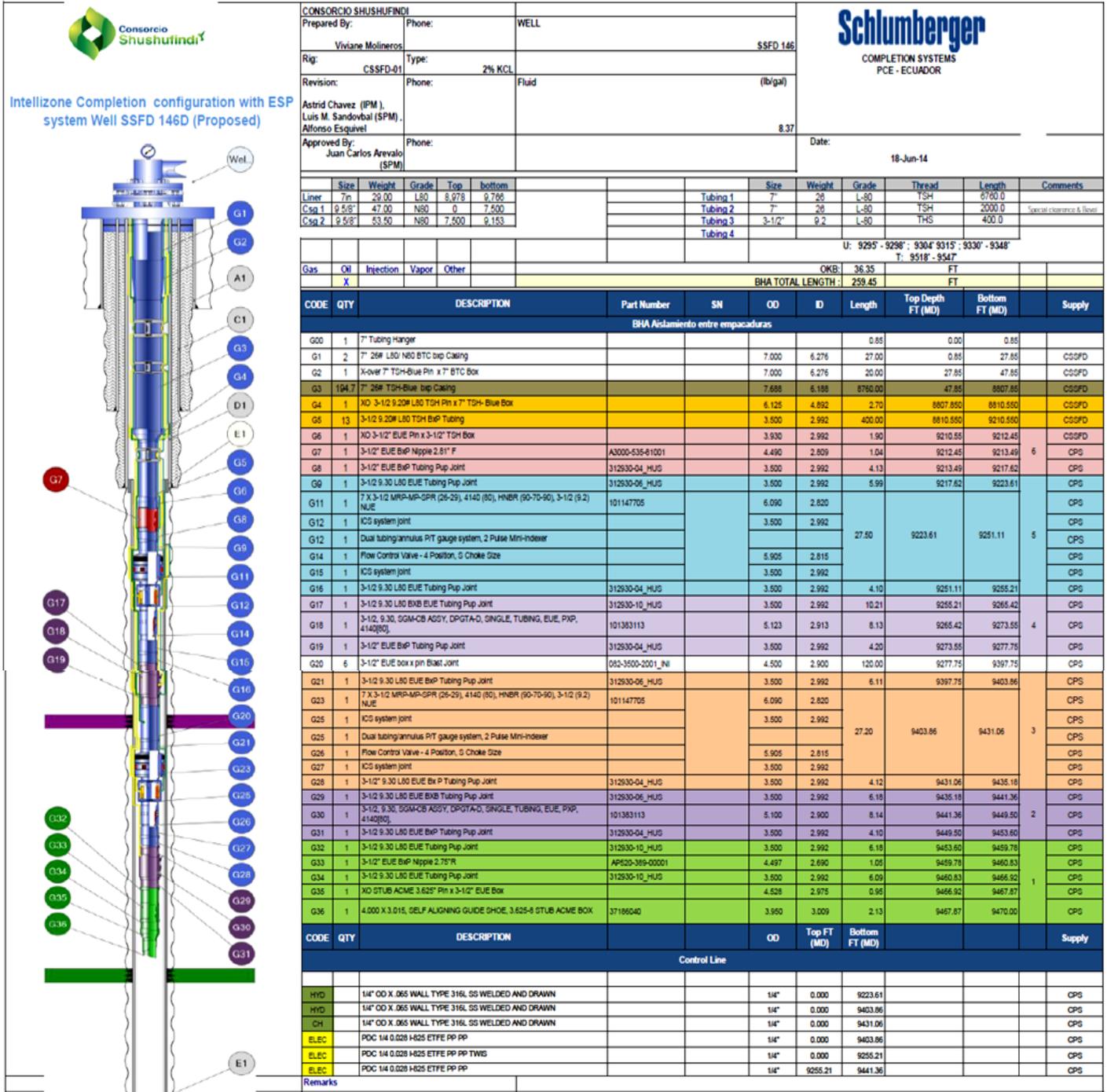
(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

Anexo 4. Análisis de BpiesUP de la arena T Inferior.



(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

Anexo 5. Diagrama de completación del pozo SSFD-146D.



(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

Anexo 6. Historial de Producción de la arena U Inferior del pozo SSFD-146D

Fecha	bapd	bppd	BSW (%)
3/16/2014	778	770.08	1
3/17/2014	778	770.44	1
3/18/2014	779	771.58	1
3/19/2014	876	867.66	1
3/20/2014	874	865.32	1
3/21/2014	870	861.70	1
3/22/2014	861	852.42	1
3/23/2014	860	851.78	1
3/24/2014	864	855.18	1
3/25/2014	516	495.82	4
3/26/2014	511	490.44	4
3/27/2014	254	243.52	4
3/28/2014	0	0.00	
3/29/2014	256	245.35	4
3/30/2014	505	484.36	4
3/31/2014	513	492.22	4
4/1/2014	514	493.43	4
4/2/2014	516	495.18	4
4/3/2014	519	498.35	4
4/4/2014	518	497.70	4
4/5/2014	519	498.14	4
4/6/2014	516	495.74	4
4/7/2014	519	498.38	4
4/8/2014	517	496.33	4
4/9/2014	517	496.81	4

Fecha	bapd	bppd	BSW (%)
4/10/2014	517	496.40	4
4/11/2014	516	495.34	4
4/12/2014	516	495.40	4
4/13/2014	516	495.50	4
4/14/2014	517	496.38	4
4/15/2014	517	496.86	4
4/16/2014	518	497.72	4
4/17/2014	518	497.96	4
4/18/2014	518	497.98	4
4/19/2014	518	497.64	4
4/20/2014	509	469.22	8
4/21/2014	514	474.22	8
4/22/2014	521	481.00	8
4/23/2014	505	464.94	8
4/24/2014	470	429.90	9
4/25/2014	499	459.42	8
4/26/2014	502	462.39	8
4/27/2014	510	470.03	8
4/28/2014	505	465.23	8
4/29/2014	481	442.81	8
4/30/2014	480	441.49	8
5/1/2014	480	441.43	8
5/2/2014	478	440.04	8
5/3/2014	471	432.21	8
5/4/2014	466	427.88	8

Continuación Anexo 6. Historial de Producción de la arena U Inferior del pozo SSFD-146D

Fecha	bapd	bppd	BSW (%)
5/5/2014	478	439.58	8
5/6/2014	470	431.34	8
5/7/2014	470	407.83	13
5/8/2014	474	411.66	13
5/9/2014	476	413.38	13
5/10/2014	478	415.85	13
5/11/2014	477	414.25	13
5/12/2014	485	423.04	13
5/13/2014	485	422.93	13
5/14/2014	483	420.99	13
5/15/2014	483	420.33	13
5/16/2014	483	420.42	13
5/17/2014	483	420.68	13
5/18/2014	478	401.45	16
5/19/2014	348	292.23	16
5/20/2014	347	290.70	16
5/21/2014	26	22	17
5/22/2014	352	295.81	16
5/23/2014	312	261.95	16
5/24/2014	315	264.93	16
5/25/2014	314	263.58	16
5/26/2014	314	263.79	16
5/27/2014	313	262.94	16
5/28/2014	314	263.58	16
5/29/2014	316	265.94	16
5/30/2014	316	265.36	16
5/31/2014	314	263.51	16
6/1/2014	312	261.98	16
6/2/2014	317	266.56	16
6/3/2014	316	265.91	16
6/4/2014	319	268.33	16
6/5/2014	319	268.79	16
6/6/2014	315	264.99	16

Fecha	bapd	bppd	BSW (%)
6/7/2014	28	23.64	16
6/8/2014	28	23.59	16
6/9/2014	42	35.36	16
6/10/2014	42	35.39	16
6/11/2014	42	35.31	16
6/12/2014	42	35.41	16
6/13/2014	42	35.38	16
6/14/2014	42	35.42	16
6/15/2014	42	35.41	16
6/16/2014	42	35.43	16
6/17/2014	42	35.47	16
6/18/2014	41	34.98	16
6/19/2014	42	35.68	16
6/20/2014	42	35.36	16
6/21/2014	42	35.56	16
6/22/2014	42	35.32	16
6/23/2014	42	35.56	16
6/24/2014	42	35.47	16
6/25/2014	42	35.31	16
6/26/2014	42	35.24	16
6/27/2014	235	198.76	16
6/28/2014	229	192.54	16
6/29/2014	225	188.29	16
6/30/2014	227	190.73	16
7/1/2014	228	191.33	16
7/2/2014	233	196.06	16
7/3/2014	230	193.03	16
7/4/2014	231	194.21	16
7/5/2014	229	192.41	16
7/6/2014	230	193.03	16
7/7/2014	339	265.06	22
7/8/2014	347	272.92	21
7/9/2014	339	264.64	22

Continuación Anexo 6. Historial de Producción de la arena U Inferior del pozo SSFD-146D

Fecha	bapd	bppd	BSW (%)
7/10/2014	337	263.05	22
7/11/2014	342	268.04	22
7/12/2014	348	273.77	21
7/13/2014	358	281.87	21
7/14/2014	357	280.41	21
7/15/2014	346	269.42	22
7/16/2014	347	270.48	22
7/17/2014	346	269.79	22
7/18/2014	347	270.92	22
7/19/2014	340	264.12	22
7/20/2014	343	267.29	22
7/21/2014	343	266.81	22
7/22/2014	349	273.32	22
7/23/2014	351	275.30	22
7/24/2014	347	271.32	22
7/25/2014	351	274.65	22
7/26/2014	341	266.76	22
7/27/2014	351	274.53	22
7/28/2014	346	270.16	22
7/29/2014	346	270.21	22
7/30/2014	344	267.44	22
7/31/2014	342	266.19	22
8/1/2014	345	268.56	22
8/2/2014	346	270.15	22
8/3/2014	346	270.09	22
8/4/2014	347	270.79	22
8/5/2014	347	270.63	22
8/6/2014	347	270.49	22
8/7/2014	343	266.88	22
8/8/2014	346	269.69	22
8/9/2014	346	269.55	22
8/10/2014	345	269.14	22
8/11/2014	344	268.21	22

Fecha	bapd	bppd	BSW (%)
8/12/2014	346	269.52	22
8/13/2014	348	271.89	22
8/14/2014	362	282.01	22
8/15/2014	260	203.21	22
8/16/2014	261	204.16	22
8/17/2014	260	203.20	22
8/18/2014	259	201.47	22
8/19/2014	260	202.63	22
8/20/2014	261	203.96	22
8/21/2014	240	187.10	22
8/22/2014	261	203.96	22
8/23/2014	262	204.66	22
8/24/2014	262	204.97	22
8/25/2014	265	207.32	22
8/26/2014	44	34.54	22

Anexo 7. Procedimiento operativo del Reacondicionamiento No. 1 del pozo SSFD-146D.

1. Movilizar torre de reacondicionamiento a la locación del pozo. Efectuar reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación.
2. Efectuar prueba de integridad de la sarta de producción contra standing valve en NO-GO @ 8763'.
3. Armar unidad de cable de acero con shifting tool y abrir camisa de circulación localizada @ +/- 8717'. Retirar herramientas del pozo.
4. Controlar pozo con fluido de control. Retirar bomba BES con 274 juntas de 3 1/2" 9,2 #/ft TSH BLUE. Chequear estado mecánico y/o eléctrico del equipo, observar presencia de escala, sólidos, corrosión, reportar al grupo de Ingeniería en Quito.
5. Con slick line verificar fondo operativo @ +/- 9,579 ft (MAXR).
6. Bajar BHA de limpieza y calibración para casing 7" 29 #/pie y 9 5/8" 47#/pie & 53.5#/pie con tubería de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando con 2000 psi cada 20 paradas hasta +/- 9579' (Tope de cañones MAX-R). Circular pozo con píldoras viscosas hasta obtener retornos limpios en superficie. Sacar BHA de limpieza y calibración. Bombear píldora anti pérdidas en caso de ser requerido.
7. Armar unidad de cable eléctrico y bajar canasta de 8.5" OD para confirmar drift efectivo del pozo hasta la profundidad del TOL de 7" @ 8978'.
Nota: En caso de que la corrida con la canasta "Gauge Ring" presente inconvenientes para pasar; se deberá realizar un viaje adicional de acondicionamiento y posteriormente se deberá correr nuevamente la canasta de 8.5" OD.
8. Con unidad de cable eléctrico, cañonear los intervalos de interés en la arena T inferior con cañones 4 1/2" PJ NOVA 4505 @ 5 DPP como se describe a continuación. Retirar herramientas de cable eléctrico del pozo.
Arena T inferior 9518' – 9547' (29') @ 5 DPP
Monitorear comportamiento del pozo en superficie.
9. Armar BHA con RBP 9 5/8" para instalar Spool Intellizone. Sentar RBP @ +/- 2500'. Probar asentamiento del mismo con presión (1500 psi x 10 minutos).
10. Remover spool Multibowl de 13 5/8" 5K & pack off interior del pozo.
11. Instalar Spool para Completación Intellizone y efectuar pruebas de presión (alta & baja) de acuerdo a los requerimientos.
12. Instalar y probar BOP's conforme a los lineamientos, utilizando adapter flange 11" 5K X 20 3/4" 3K.
13. Armar BHA de pesca para recuperar RBP de 9 5/8" localizado @ +/- 2500'.
14. Realizar reunión pre-operativa con todo el personal involucrado con la completación Intellizone, discutir el procedimiento de preparación, armado y corrida de la completación

Continuación Anexo 7. Procedimiento operativo del Reacondicionamiento No. 1 del pozo SSFD-146D.

- Intellizone. Revisar riesgos, medidas de prevención & mitigación, roles y responsabilidades.
15. Inspeccionar & calibrar todos los componentes de completación que se van a correr en el pozo. Verificar Drift del Casing y compararlo con el Máximo O.D. de la completación.
 16. Revisar los puntos que se listan a continuación, previo a la corrida de los equipos de Intellizone en el pozo:
Disponibilidad del sistema lift watcher, revisión funcional del BHA IntelliZone, funcionamiento de los sensores de P/T (equipo principal y redundante), revisión del packer multiport IntelliZone, líneas hidráulicas y eléctricas, clamps para líneas de control, preparación de la unidad de spooling, preparación y revisión de la unidad HPU / Unicomms, revisión sistema de inyección de química en superficie, revisión de los protectores de cable y permisos de trabajos que apliquen a la operación
 17. Armar y correr BHA IntelliZone (2 sistemas compactos) constituidos por: 7" multi port packer + válvula de control de 4 posiciones + doble juego de sensores de presión & temperatura (tubing y canular) + x-overs + tubería 3 1/2" y encamisado de 7" 26# (hasta superficie) de acuerdo al procedimiento detallado elaborado por Completions.
Nota: Efectuar pruebas de continuidad eléctrica de los sensores de presión / temperatura de manera continua, realizar prueba de ciclado de válvulas. La "Standing valve" se instalará en el Niple F de 3 1/2" 2.81" para realizar la prueba de integridad de la tubería con presión (2000 psi x 10 minutos).
 18. Posicionar BHA a la profundidad requerida. Packer superior 7" 29 #/ft @ +/- 9224' para aislar los intervalos de U Inferior 9295' - 9298' (3'), 9304'-9315' (11'), 9330'-9348' (18') y packer inferior de 7" 29 #/ft @ +/- 9403' para aislar el intervalo de T inferior 9518'- 9547' (29').
 19. Armar unidad de cable eléctrico y verificar profundidad de los packers de 7" Multi port con ayuda de GR-CCL. Realizar espaciado del BHA conforme a los requerimientos. Retirar herramientas de cable eléctrico.
 20. Sentar tubería encamisada de 7" 26#/ft en cabezal Mission Petroleum para completación Intellizone.
 21. Armar unidad de cable de acero y bajar tapón de 2.75" en el Niple R de 3 1/2" (ítem G33) del BHA localizado @ +/- 9460'. Retirar herramientas de cable de acero.
 22. Conectar líneas en superficie, efectuar prueba de presión y presurizar tubería con +/- 3500 psi para sentar empacaduras 7" Multi Port localizadas a 9223' y 9403' respectivamente. Liberar presión en tubería. Efectuar prueba de aislamiento del packer superior 7" Multi port con 1000 psi x 10 minutos.
 23. Retirar BOP's de la corrida del revestimiento de 7" y posteriormente instalar cabezal y BOP's para corrida del sistema BES.
 24. Con unidad de Coil tubing realizar una estimulación matricial al intervalo de la arena U Inferior (9295'-9348') evaluar con N2 y realizar PBU.
 25. Durante el PBU de U inferior abrir la válvula de la Arena T inferior, evaluar con N2 y unidad de Coil Tubing, realizar PBU.
NOTA: En función de los resultados de la evaluación a la Arena T inf realizar una estimulación. Un programa altemo será elaborado para tal fin.

Continuación Anexo 7. Procedimiento operativo del Reacondicionamiento No. 1 del pozo SSFD-146D.

- NOTA: En función de los resultados de las evaluaciones selectivas de U y T y una vez confirmado el potencial de ambas zonas, se confirmara la completacion final a permanecer en pozo y la aplicabilidad de la producción en conjunto con Intellizone.
26. Bajar la completación BES de acuerdo a los resultados de las evaluaciones a las Arenas U & T con tubería de 3 1/2" 9.2# L-80 CR1 TSH BLUE hasta +/- 8720'. Bajar tubería probando con 2000 psi x 10 min y megar cable cada 2000'. Realizar corrida con llave hidráulica y registro de torque computarizado.
 27. Instalar válvula de contra presión (BPV) en el colgador de tubería. Quitar BOP y accesorios. Instalar y probar cabezal pozo (X-mas-tree).
 28. Re-confirmar programación del UNICOM con las posiciones actuales de las válvulas de control en fondo.
 29. Iniciar apertura de las zonas de interés de acuerdo al programa operativo elaborado por CPS y acordado con el CSSFD.
 30. Efectuar prueba de rotación bomba BES
 31. Realizar " Rig down " del equipo.
 32. Realizar prueba de producción de la bomba BES por un periodo de +/-12 horas estabilizadas.
 33. Finalizar operaciones con equipo de reacondicionamiento en el pozo.
 34. Entregar pozo al departamento que corresponda.
 35. Movilizar torre de reacondicionamiento al siguiente pozo para dar inicio a las pruebas selectivas de producción (rig less).

(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)

Anexo 8. Historial de Producción de las arena U Inferior + T Inferior del pozo SSFD-146D.

Fecha	Arena	bapd	bppd	BSW (%)
10/08/14	T Inferior	123	102.08	17
10/08/14	U Inferior	295	191.21	35
10/09/14	U Inferior	242	158.38	35
10/10/14	U Inferior	240	156.2	35
10/11/14	U Inferior	325	211.14	35
10/12/14	T Inferior	1168	406.7	65
10/12/14	U Inferior	242	156.6	35
10/13/14	T Inferior	1065	724.38	32
10/13/14	U Inferior	324	210.65	35
10/14/14	U Inferior	327	212.19	35
10/14/14	U Inferior	133	90.1	32
10/15/14	U Inferior	285	185.71	35
10/16/14	U Inferior	262	170.04	35
10/17/14	U Inferior	264	172.06	35
10/18/14	U Inferior	332	206.52	38
10/19/14	U Inferior	331	205.37	38
10/20/14	U Inferior	329	202.82	38
10/21/14	U Inferior	336	210.54	37
10/22/14	U Inferior	336	210.21	37
10/23/14	U Inferior	403	252.52	37
10/24/14	U Inferior	366	235.43	36
10/25/14	U Inferior	28	18.12	35
10/26/14	T Inferior	712	555.83	22
10/27/14	T Inferior	649	497.92	23
10/28/14	T Inferior	620	466.4	25
10/29/14	T Inferior	621	467.41	25
10/30/14	T Inferior	506	364.7	28
10/31/14	T Inferior	514	371.19	28
11/01/14	T Inferior	507	364.39	28
11/02/14	T Inferior	339	244.16	28
11/03/14	T Inferior	504	360.86	28

Fecha	Arena	bapd	bppd	BSW (%)
11/03/14	U Inferior	347	220.76	36
11/04/14	T Inferior	505	362.48	28
11/04/14	U Inferior	348	221.75	36
11/05/14	T Inferior	505	362.57	28
11/05/14	U Inferior	348	221.81	36
11/06/14	U Inferior	348	221.48	36
11/07/14	U Inferior	348	221.43	36
11/08/14	U Inferior	349	222.15	36
11/09/14	T Inferior	506	363.19	28
11/09/14	U Inferior	349	222.19	36
11/10/14	T Inferior	506	362.81	28
11/10/14	U Inferior	348	221.95	36
11/11/14	T Inferior	504	361.32	28
11/11/14	U Inferior	347	221.04	36
11/12/14	T Inferior	507	364.65	28
11/12/14	U Inferior	349	223.08	36
11/13/14	T Inferior	507	364.48	28
11/13/14	U Inferior	349	222.97	36
11/14/14	T Inferior	501	358.58	28
11/14/14	U Inferior	346	219.37	37
11/15/14	T Inferior	533	390.55	27
11/15/14	U Inferior	365	238.92	35
11/16/14	T Inferior	520	376.87	27
11/16/14	U Inferior	357	230.55	35
11/17/14	T Inferior	510	367.37	28
11/17/14	U Inferior	351	224.74	36
11/18/14	T Inferior	527	384.66	27
11/18/14	U Inferior	362	235.32	35
11/19/14	T Inferior	513	370.01	28
11/19/14	U Inferior	353	226.36	36
11/20/14	T Inferior	511	368.54	28

Continuación Anexo 8. Historial de Producción de las arena U Inferior + T Inferior del pozo SSFD-146D.

Fecha	Arena	bapd	bppd	BSW (%)
11/20/14	U Inferior	352	225.46	36
11/21/14	T Inferior	511	368.53	28
11/21/14	U Inferior	352	225.45	36
11/22/14	T Inferior	526	382.72	27
11/22/14	U Inferior	360	234.13	35
11/23/14	T Inferior	510	366.74	28
11/23/14	U Inferior	351	224.36	36
11/24/14	T Inferior	513	369.91	28
11/24/14	U Inferior	353	226.3	36
11/25/14	T Inferior	512	369.09	28
11/25/14	U Inferior	352	225.8	36
11/26/14	T Inferior	507	363.71	28
11/26/14	U Inferior	349	222.5	36
11/27/14	T Inferior	503	360.42	28
11/27/14	U Inferior	347	220.49	36
11/28/14	T Inferior	501	357.88	29
11/28/14	U Inferior	345	218.94	37
11/29/14	T Inferior	502	359.24	28
11/29/14	U Inferior	346	219.77	37
11/30/14	T Inferior	508	365.16	28
11/30/14	U Inferior	350	223.39	36
12/01/14	T Inferior	504	361.36	28
12/01/14	U Inferior	347	221.07	36
12/02/14	T Inferior	510	367.21	28
12/02/14	U Inferior	351	224.65	36
12/03/14	T Inferior	513	370.19	28
12/03/14	U Inferior	353	226.47	36
12/04/14	T Inferior	525	382.33	27
12/04/14	U Inferior	360	233.9	35
12/05/14	T Inferior	523	379.81	27
12/05/14	U Inferior	359	232.35	35

Fecha	Arena	bapd	bppd	BSW (%)
12/06/14	T Inferior	523	379.78	27
12/06/14	U Inferior	359	232.34	35
12/07/14	T Inferior	498	355.28	29
12/07/14	U Inferior	344	217.35	37
12/08/14	T Inferior	525	382.53	27
12/08/14	U Inferior	360	234.02	35
12/09/14	T Inferior	513	369.82	28
12/09/14	U Inferior	353	226.24	36
12/10/14	T Inferior	513	370.29	28
12/10/14	U Inferior	353	226.53	36
12/11/14	T Inferior	488	345.22	29
12/11/14	U Inferior	338	211.19	37
12/12/14	T Inferior	636	378.66	40
12/12/14	U Inferior	342	203.44	40
12/13/14	T Inferior	653	395.12	39
12/13/14	U Inferior	351	212.29	39
12/14/14	T Inferior	667	409.65	39
12/14/14	U Inferior	360	221.07	39
12/15/14	T Inferior	594	357.87	40
12/15/14	U Inferior	320	193.13	40
12/16/14	T Inferior	653	395.72	39
12/16/14	U Inferior	352	213.55	39
12/17/14	T Inferior	649	392.28	40
12/17/14	U Inferior	350	211.7	40
12/18/14	T Inferior	645	387.76	40
12/18/14	U Inferior	348	209.26	40
12/19/14	T Inferior	642	385.29	40
12/19/14	U Inferior	347	207.93	40
12/20/14	T Inferior	632	375.05	41
12/20/14	U Inferior	341	202.4	41
12/21/14	T Inferior	628	370.59	41

Continuación Anexo 8. Historial de Producción de las arena U Inferior + T Inferior del pozo SSFD-146D.

Fecha	Arena	bapd	bppd	BSW (%)
12/21/14	U Inferior	339	199.99	41
12/22/14	T Inferior	630	372.82	41
12/22/14	U Inferior	340	201.19	41
12/23/14	T Inferior	641	383.95	40
12/23/14	U Inferior	346	207.2	40
12/24/14	T Inferior	640	383.16	40
12/24/14	U Inferior	346	206.78	40
12/25/14	T Inferior	637	354.3	44
12/25/14	U Inferior	343	190.78	44
12/26/14	T Inferior	629	345.58	45
12/26/14	U Inferior	339	186.08	45
12/27/14	T Inferior	629	345.39	45
12/27/14	U Inferior	338	185.98	45
12/28/14	T Inferior	632	348.44	45
12/28/14	U Inferior	340	187.62	45
12/29/14	T Inferior	639	355.36	44
12/29/14	U Inferior	344	191.35	44
12/30/14	T Inferior	643	359.42	44
12/30/14	U Inferior	346	193.54	44
12/31/14	T Inferior	647	363.92	44
12/31/14	U Inferior	348	195.95	44
01/01/15	T Inferior	618	334.83	46
01/01/15	U Inferior	333	180.29	46
01/02/15	T Inferior	640	357.19	44
01/02/15	U Inferior	345	192.33	44
01/03/15	T Inferior	638	355.2	44
01/03/15	U Inferior	344	191.26	44
01/04/15	T Inferior	640	356.55	44
01/04/15	U Inferior	344	191.99	44
01/05/15	T Inferior	640	356.42	44
01/05/15	U Inferior	344	191.92	44

Fecha	Arena	bapd	bppd	BSW (%)
01/06/15	T Inferior	639	355.47	44
01/06/15	U Inferior	344	191.41	44
01/07/15	T Inferior	638	355.35	44
01/07/15	U Inferior	344	191.34	44
01/08/15	T Inferior	640	357.23	44
01/08/15	U Inferior	345	192.35	44
01/09/15	T Inferior	655	371.41	43
01/09/15	U Inferior	352	199.99	43
01/10/15	T Inferior	647	364.16	44
01/10/15	U Inferior	349	196.09	44
01/11/15	T Inferior	657	374	43
01/11/15	U Inferior	354	201.38	43
01/12/15	T Inferior	644	360.36	44
01/12/15	U Inferior	347	194.04	44
01/13/15	T Inferior	639	355.68	44
01/13/15	U Inferior	344	191.52	44
01/14/15	T Inferior	639	356.13	44
01/14/15	U Inferior	344	191.76	44
01/15/15	T Inferior	639	355.41	44
01/15/15	U Inferior	344	191.37	44
01/16/15	T Inferior	638	355.01	44
01/16/15	U Inferior	344	191.16	44
01/17/15	T Inferior	642	359.33	44
01/17/15	U Inferior	346	193.48	44
01/18/15	T Inferior	641	358.3	44
01/18/15	U Inferior	345	192.93	44
01/19/15	T Inferior	642	359.28	44
01/19/15	U Inferior	346	193.46	44
01/20/15	T Inferior	634	351.28	45
01/20/15	U Inferior	342	189.15	45
01/21/15	T Inferior	642	359.25	44

Continuación Anexo 8. Historial de Producción de las arena U Inferior + T Inferior del pozo SSFD-146D.

Fecha	Arena	bapd	bppd	BSW (%)
01/21/15	U Inferior	346	193.44	44
01/22/15	T Inferior	646	363.29	44
01/22/15	U Inferior	348	195.62	44
01/23/15	T Inferior	641	357.83	44
01/23/15	U Inferior	345	192.68	44
01/24/15	T Inferior	639	355.48	44
01/24/15	U Inferior	344	191.41	44
01/25/15	T Inferior	637	354.17	44
01/25/15	U Inferior	343	190.71	44
01/26/15	T Inferior	643	360.23	44
01/26/15	U Inferior	346	193.97	44
01/27/15	T Inferior	645	362.31	44
01/27/15	U Inferior	348	195.09	44
01/28/15	T Inferior	648	365.09	44
01/28/15	U Inferior	349	196.59	44
01/29/15	T Inferior	638	354.8	44
01/29/15	U Inferior	344	191.05	44

(SHE Unidad Técnica de Producción, 2014)