

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA
INTELLIZONE EN EL CAMPO SHUSHUFINDI PARA EL
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS**

DENISSE ELIZABETH LÓPEZ JÁCOME

denisselopezj@yahoo.es

DIRECTOR: ING. JORGE VELÁSQUEZ T.

Jorge_velasquez@yahoo.com

QUITO, ENERO, 2017

DECLARACIÓN

Yo, Denisse Elizabeth López Jácome, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Denisse Elizabeth López Jácome

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Denisse Elizabeth López Jácome, bajo mi supervisión.

Ing. Jorge Velásquez T.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sentidos agradecimientos a mis padres, Elisabet y Byron, por el apoyo incondicional que me han sabido brindar a lo largo de mi vida, papis les agradezco infinitamente, ya que gracias a su esfuerzo, a sus palabras de aliento y a todas las cosas que ustedes me han enseñado; yo logre cristalizar una de las metas propuestas para mi vida.

También quiero agradecer la constancia y paciencia de mi esposo Anibal, quién ha estado junto a mí a lo largo de mi carrera universitaria.

DEDICATORIA

*El presente trabajo
se lo dedico a mis padres,
por estar junto a mí
en todos los momentos de mi vida.*

CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	3
1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO SHUSHUFINDI	3
1.4 LITOLOGÍA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	4
1.4.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	6
1.4.1.1 Formación Napo	6
<i>1.4.1.1.1 Arena “T”</i>	<i>6</i>
<i>1.4.1.1.2 Arena “U”.....</i>	<i>7</i>
1.4.1.2 Formación Tena.....	8
<i>1.4.1.2.1 Basal Tena.....</i>	<i>8</i>
1.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	8
CAPÍTULO II.....	9
DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE COMPLETACIÓN	9
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INTELLIZONE Y SU FUNCIONAMIENTO.....	9
2.1.1 PARTES QUE FORMAN EL SISTEMA INTELLIZONE	10
2.1.1.1 Equipos de fondo	10
2.1.1.2 Equipos de superficie	16
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADO EN EL ÁREA DE ESTUDIO.....	17
2.2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	17
2.2.1.1 Descripción de los equipos de fondo	18
2.2.1.2 Descripción de los equipos de superficie	20
CAPÍTULO III	22
ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA OBTENIDA EN LOS POZOS COMPLETADOS CON EL SISTEMA INTELLIZONE UTILIZANDO OFM Y DATOS DE PRODUCCIÓN DIARIA.	22
3.1 MÉTODO ESTADÍSTICO T-STUDENT.....	22
3.2 OIL FIELD MANAGER (OFM)	25
3.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS ESTUDIADOS	26

3.3.1 POZO SHUSHUFINDI 136 D	26
3.3.1.1 Análisis t-student	32
3.3.1.2 Análisis mediante el uso de OFM.....	35
3.3.1.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.	36
3.3.1.2.2 Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.	38
3.3.2 POZO SHUSHUFINDI 145 D	42
3.3.2.1 Análisis t-student	47
3.3.2.2 Análisis mediante el uso de OFM.....	49
3.3.2.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.	49
3.3.2.2.2 Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.	50
3.3.3 POZO SHUSHUFINDI 146 D	54
3.3.3.1 Análisis t-student	59
3.3.3.2 Análisis mediante el uso de OFM.....	60
3.3.3.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.	60
3.3.3.2.2 Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.	61
3.3.4 POZO SHUSHUFINDI 208 D	65
3.3.4.1 Análisis t-student	71
3.3.4.2 Análisis mediante el uso de OFM.....	73
3.3.4.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.	73
3.3.4.2.2 Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.	74
CAPÍTULO IV	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
4.1. CONCLUSIONES:	78
4.2. RECOMENDACIONES:.....	79
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	80
ANEXOS	82
.....	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Tasas de producción	2
Figura 1.2. Sección sísmica Sacha- Shushufindi	4
Figura 1.3. Columna estratigráfica del campo Shushufindi	5
Figura 2.1. Partes del sistema Intellizone.....	9
Figura 2.2. Partes que forman el sistema Intellizone.....	10
Figura 2.3. Válvula de control de flujo	11
Figura 2.4. Módulo Hidráulico Multipunto	13
Figura 2.5 Empacador de múltiples orificios Intellizone Compact.	15
Figura 3.1. Producción del pozo SHSB-136, arena “T” inferior, 2012-2013	36
Figura 3.2. Producción del pozo SHSB-136, arena “U” inferior, 2013	37
Figura 3.3. Producción del pozo SHSB-136, arena “T” inferior, 2014-2015	38
Figura 3.4. Producción del pozo SHSB-136, arena “U” inferior, 2014-2015.....	39
Figura 3.5. Producción del pozo SHSB-136, el 2012-2015	40
Figura 3.6 Producción del pozo SHSY-145, arena “T” inferior, 2013-2014	49
Figura 3.7 Producción del pozo del pozo SHSY-145, durante el 2014-2016	50
Figura 3.8 Producción del pozo del pozo SHSY-145, arena “U” inferior, 2014-2016	51
Figura 3.9 Producción del pozo SHSY-145D, 2013-2016	52
Figura 3.10. Producción del pozo SHSJ-146, arena “U” inferior, 2014.....	61
Figura 3.11. Producción del pozo SHSJ-146, arena “U” inferior, 2014-2016	62

Figura 3.12. Producción del pozo SHSJ-146, arena “T” inferior, 2014-2016.....	63
Figura 3.13. Producción del pozo SHSJ-146, 2014-2016	64
Figura 3.14. Producción del pozo SHSC-208, arena “T” inferior, 2014	73
Figura 3.15. Producción del pozo SHSC-208, arena “T” inferior, 2014-2016	74
Figura 3.16. Producción del pozo SHSC-208, arena “U” inferior, 2014-2016.....	75
Figura 3.17. Producción del pozo SHSC-208, 2014-2016.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Ubicación en coordenadas UTM	3
Tabla 1.2. Tasas de producción	8
Tabla 3.1 Profundidades de las arenas productoras pozo 136-D, 2012.....	26
Tabla 3.2 Producción de la arena “U” inferior del pozo 136- D, 2013.....	27
Tabla 3.3. Producción de la arena “T” inferior del pozo 136- D, 2013	27
Tabla 3.4. Producción del pozo 136-D, arena “T” inferior, 2014 y 2015	30
Tabla 3.5. Producción del pozo 136-D, arena “U” inferior, 2014 y 2015.....	31
Tabla 3.6. Análisis t-Student, pozo 136-D, 2013-2014.....	34
Tabla 3.7. Resumen de producción, pozo SHSB-136D.	40
Tabla 3.8 Profundidad de la arena productora pozo 145-D, 2013.....	42
Tabla 3.9 Producción del pozo 145-D de la arena “T” inferior, 2013-2014.....	42
Tabla 3.10 Profundidades de las arenas productoras pozo 145-D, 2014.....	44
Tabla 3.11 Producción del pozo 145-D, arena “T” inferior, 2014-2016.....	44
Tabla 3.12 Producción del pozo 145-D, arena “U” inferior, 2014-2015	46
Tabla 3.13 Análisis t-Student, pozo 145-D, 2014-2015	48
Tabla 3.14 Resumen de producción, pozo SHSY-145D	52
Tabla 3.15. Profundidad de la arena productora pozo 146-D, 2014.....	54
Tabla 3.16. Producción del pozo 146-D de la arena “U” inferior, 2014.....	54
Tabla 3.17. Profundidades de las arenas productoras pozo 146-D, 2014.....	55
Tabla 3.18. Producción del pozo 146-D, arena “U” inferior, 2014-2016	56
Tabla 3.19. Producción del pozo 146-D, arena “T” inferior, 2014-2016.....	57
Tabla 3.20. Análisis t-Student, pozo 146-D, 2014-2015	59
Tabla 3.21. Resumen de producción, pozo SHSJ-146D.	64
Tabla 3.22. Profundidad de la arena productora pozo 208-D, 2014.....	66

Tabla 3.23. Producción del pozo 208-D de la arena “T” inferior, 2014	66
Tabla 3.24. Profundidades de las arenas productoras pozo 208-D, 2014.....	67
Tabla 3.25. Producción del pozo 208-D, arena “T” inferior, 2014-2016.....	67
Tabla 3.26. Producción del pozo 208-D, arena “U” inferior, 2015-2016	69
Tabla 3.27. Análisis t-Student, pozo 208-D, 2014-2015	72
Tabla. 3.28. Resumen de producción pozo, SHSC-208D	76

RESUMEN

En el CAPÍTULO I del presente trabajo, se inicia con una breve reseña histórica del campo, la cual cuenta con datos relevantes como: el año de descubrimiento del campo, los grados API del crudo, las pruebas de producción iniciales, entre otras. Se detalla además las empresas que han sido responsables de este campo hasta la actualidad.

Es posible encontrar una descripción general de los aspectos más relevantes correspondientes a la ubicación geográfica, estructura y litología del campo, características litológicas de los reservorios, etc.

Además se indica la producción que se encuentra manejando en este campo.

En el CAPÍTULO II se describe la tecnología con la que actualmente cuentan los pozos estudiados en el presente trabajo, se detalla los componentes y el funcionamiento del sistema. Además se describe también el sistema de levantamiento artificial que tenía cada uno de estos pozos antes de ser intervenidos y cambiados de tecnología.

El CAPÍTULO III describe los métodos de análisis seleccionados para el estudio de la eficiencia del sistema. Estos métodos de análisis fueron aplicados a cada uno de los pozos estudiados, y la conjugación de las respuestas de los dos análisis realizados a cada pozo nos permite determinar la eficiencia del sistema.

Además en el análisis de cada pozo, podemos visualizar una tabla resumen de las producciones, tanto de petróleo, fluido y agua.

El CAPÍTULO IV presenta las conclusiones y recomendaciones, analizando la eficiencia de la aplicación de la nueva tecnología Intellizone.

PRESENTACIÓN

Con el propósito de determinar la aplicabilidad de nuevas tecnologías existentes en el mercado hidrocarburífero y que son ofertadas por las empresas de servicios, se ha visto la necesidad de hacer un análisis en el caso específico, del sistema Intellizone implementado en ciertos pozos del Bloque 57 del Oriente Ecuatoriano.

El presente trabajo de titulación permitirá conocer las partes y funcionamiento de la tecnología Intellizone, además permitirá el análisis de producción, comparando tasas de producción antes y después de aplicado el sistema.

Este trabajo servirá como fuente de investigación para estudiantes, profesionales y demás personas que requieran alguna información respecto a los sistemas de completación existentes en el campo Shushufindi.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf en 1969 con la perforación del pozo exploratorio Shushufindi-1, en el que se encontraron las formaciones productoras Tena con el reservorio Basal Tena y Napo con los reservorios U superior, U inferior, T superior y T inferior; las pruebas iniciales de producción de este pozo arrojaron una tasa de 2.621 BPPD de petróleo de 32,5 °API del reservorio “T” inferior y 2.496 BPPD de 26,6 °API del reservorio “U” inferior.

El promedio de las presiones iniciales fueron de 4.050 psi para el reservorio “T” y 3.867 psi para el reservorio “U”.

Las reservas iniciales probadas de este campo fueron de 1.592 millones de barriles, que representan el 18 % de todas las reservas de la Cuenca Oriente.

En 1972 se inició la producción de este campo, con un caudal de 19.200 BPPD sin que existiera producción de agua.

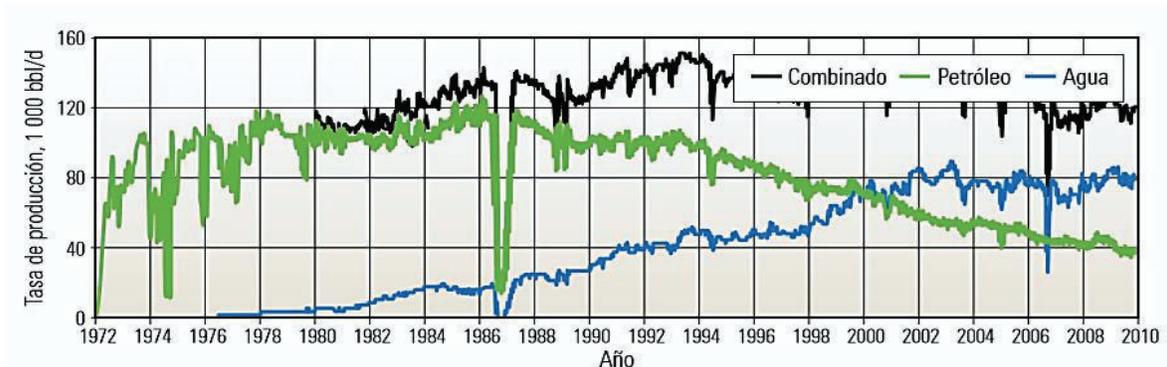
Para el año de 1976 la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) compró el 62,5% de las acciones del consorcio Texaco-Gulf y se constituyó el consorcio CEPE- Texaco. Posteriormente CEPE adquirió la totalidad de las acciones y pasó a tener el control de la operación del campo Shushufindi.

En 1986 este campo alcanzó su producción máxima con aproximadamente 125.000 BPPD y un corte de agua bajo.

Como consecuencia de la producción de petróleo, la presión de formación tiende a declinar, dando lugar a que el acuífero invada el yacimiento; para el año 1994 se tuvo una producción de 100.000 BPPD y una producción superior a 40.000 BAPD.

En la figura 1.1. se puede apreciar el comportamiento de la producción desde que el campo inicia su producción.

Figura 1.1. Tasas de producción



Fuente: Biedma et al, (2014). *Oilfield Review*, n° 3.

En el 2010 la producción de petróleo era aproximadamente del 35% de la producción total de líquidos, lo que motivó al gobierno Ecuatoriano a invitar a un conjunto de compañías a presentar ofertas para la revitalización del campo Shushufindi.

De esta manera Schlumberger creó el consorcio Shushufindi S.A. (CSSFD), consorcio conformado con la participación de la compañía Schlumberger con un 65%, la compañía argentina de E&P Tecpetrol S.A. con un 25% y con la firma multinacional de capital privado Kohlberg Kravis Roberts & Co. LP con un 10%. Este consorcio firmó un contrato por 15 años con EP Petroecuador en Enero del 2012, con el fin de reactivar la producción de petróleo con inversión privada.

En si el campo Shushufindi cuenta con una superficie de 400 Km² y es el campo petrolero más grande del Ecuador con aproximadamente 3.700 millones de barriles de petróleo original en sitio. Y para el mes de Enero del 2014, el campo había producido aproximadamente 1.200 millones de barriles acumulados de petróleo.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi se encuentra ubicado a aproximadamente 250 Km al Este de la ciudad de Quito y a 35 Km al sur de la frontera con Colombia, en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi.

La ubicación del campo con respecto a otros campos petroleros se presenta en el Anexo 1.

El campo Shushufindi se extiende desde los 00°06'39" a los 00°17'58" latitud Este, hasta los 76°36'55" de longitud Oeste, en coordenadas geográficas, y las coordenadas UTM del campo Shushufindi son las que se detallan a continuación:

Tabla 1.1. Ubicación en coordenadas UTM

Norte	9998000 N	Este	326000 E
Sur	99666000 N	Oeste	309000 E

Fuente: Carvajal & Ordóñez, 2007.

Elaborado por: Denisse López J.

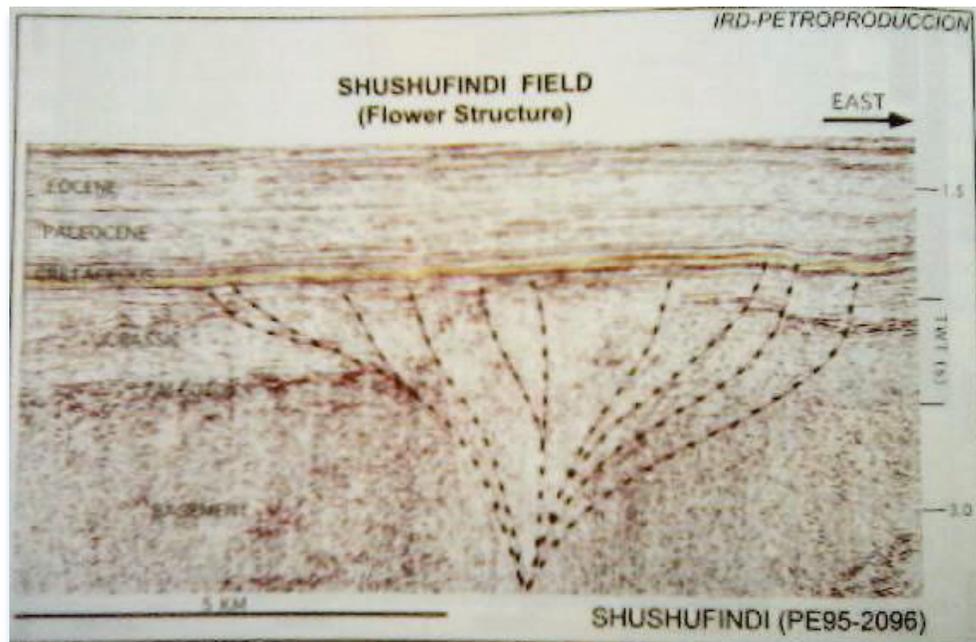
1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La estructura del campo Shushufindi corresponde a un anticlinal asimétrico, el cual posee una orientación N-S y “tres culminaciones principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y una tercera denominada Aguarico”, dispuestas de una manera escalonada que cambia su dirección a NO-SE.

La estructura posee una longitud de 35 km (aproximadamente) y su ancho oscila entre 6 y 7 km, medidos respecto a la base de la caliza A del Turoniense.

“Su máximo cierre estructural se ubica en el alto Shushufindi Sur con 371 pies, le sigue el alto Shushufindi Norte con 341 pies y finalmente el alto Aguarico con 223 pies.” (Baby et al, 2014).

Figura 1.2. Sección sísmica Sacha- Shushufindi

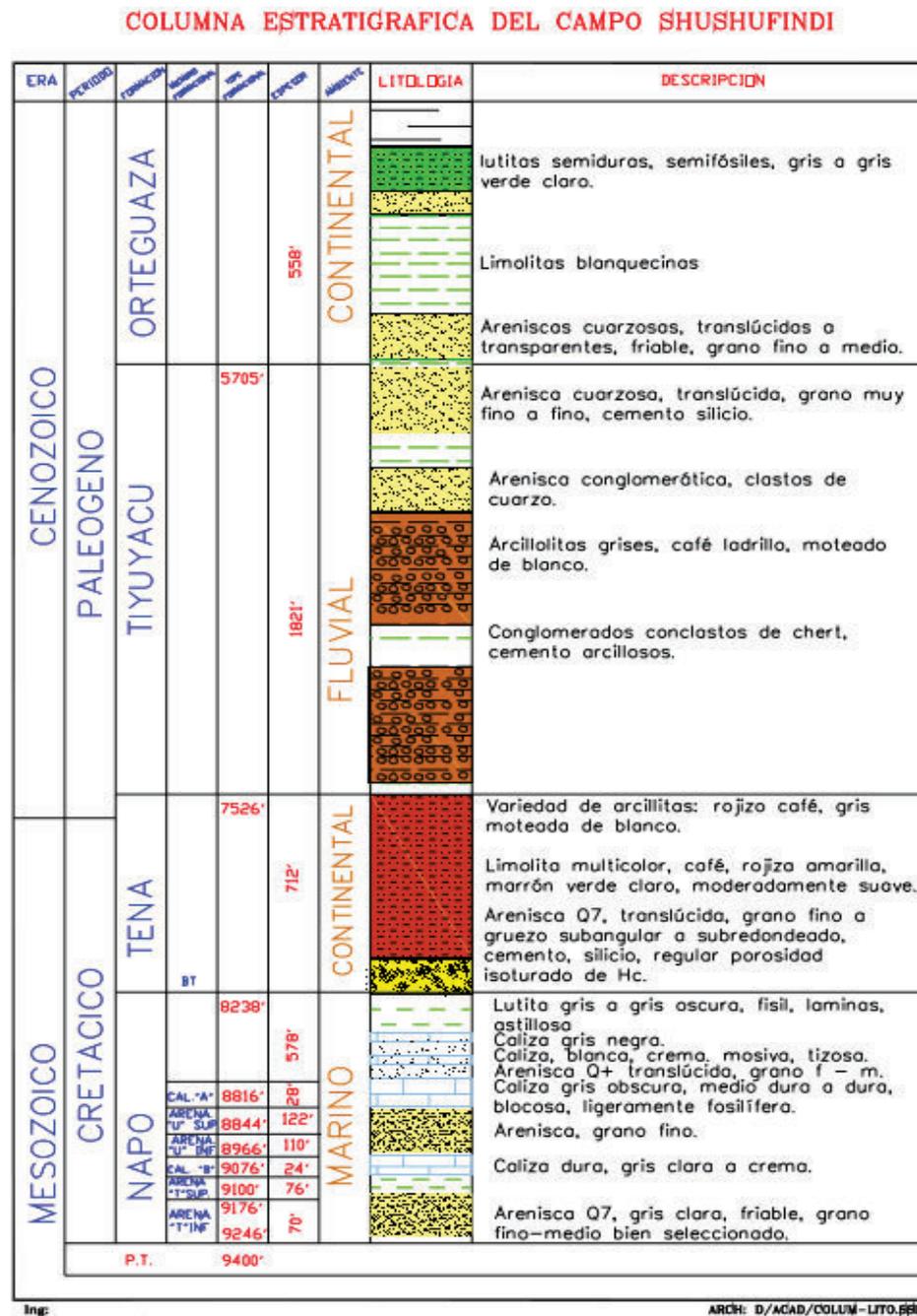


Fuente: Baby et al, 2014. La cuenca oriente: Geología y Petróleo.

1.4 LITOLOGÍA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La litología del campo se detalla en la columna estratigráfica que se presenta en la figura 1.3:

Figura 1.3. Columna estratigráfica del campo Shushufindi



Fuente: Enríquez, J., & Feijóo, M. (2008). *Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi.*

Como podemos observar las arenas productoras del campo Shushufindi pertenecen a la era Mesozoica (zoológicamente conocida como la era de los dinosaurios o botánicamente conocida como la era de las cícadas).

Las formaciones de interés corresponden a un ambiente Marino transgresivo con facies regresivas para la formación Napo, mientras que para la formación Tena el ambiente es Continental a marino somero.

En la formación Napo se encuentran los reservorios “T” y “U”, el reservorio “T” se encuentra compuesto por las arenas “T” inferior y la “T” superior, luego de este reservorio se encuentra la caliza “B” que separa el mencionado reservorio del reservorio “U”, que lo conforma las arenas “U” inferior y “U” superior.

Entre las arenas “U” superior y Basal Tena encontramos la presencia de la caliza “A”.

En la formación Tena encontramos el reservorio Basal Tena, el cual cuenta con arenisca, limolita multicolor, variedad de arcillas, etc.

1.4.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.4.1.1 Formación Napo

Esta formación contiene a los yacimientos “T” y “U” que tienen barreras de permeabilidad longitudinales y transversales.

1.4.1.1.1 Arena “T”

Generalmente a la base de la arena se puede ubicar los mejores valores de porosidad y permeabilidad.

La porosidad promedio en esta arena es de 17%, y 38.415 acres es el área original saturada por hidrocarburos. Los grados API del crudo presente varía entre 28-32 y la saturación de agua inicial (Swi) +/- 15%.

El valor promedio de la permeabilidad absoluta varía entre 300 – 600 mD y el valor de la salinidad para este reservorio varía entre 15.000 – 25.000 ppm de cloruro de Sodio (claro está que este valor no es el mismo en todo el reservorio).

A su vez la arena “T” se subdivide en “T” inferior y “T” superior

- Arena “T” inferior

Mediante las correlaciones estratigráficas conseguidas de los registros de pozos, podemos determinar la continuidad del reservorio “T” inferior en el subsuelo de Shushufindi – Aguarico en dirección Sur- Norte y en dirección Oeste- Este.

- Arena “T” superior

En comparación, la arena “T” superior presenta una permeabilidad muy inferior a la arena “T” inferior.

Mediante las características litológicas y con resultados obtenidos a través de la petrofísica, la arenisca “T” superior muestra un potencial interesante, por volumetría se reportan 229 millones de barriles de petróleo en sitio para el reservorio.

1.4.1.1.2 Arena “U”

Aproximadamente 36.376 acres fue el área inicial saturada de hidrocarburo para esta arena, la saturación de agua inicial de 15% y la porosidad promedio de 19%.

Para los Hidrocarburos de la arena “U” se tienen gravedades API que se encuentran desde 24-30°, pero algunos pozos localizados al sur muestran gravedades API entre 16 y 20°.

También podemos decir que se ha estimado un valor promedio de permeabilidad efectiva al petróleo de 300 mD y el valor de la salinidad para esta arena varía de entre 40.000 – 60.000 ppm de cloruro de Sodio (claro está que este valor no es el mismo en todo el reservorio).

A igual que la arena “T”, esta se subdivide en “U” inferior y “U” superior.

- Arena “U” Inferior

Esta arena se encuentra presente en todo el subsuelo del campo, esto se ha determinado gracias a correlaciones estratigráficas.

- Arena “U” Superior

Este es un reservorio secundario, es conocido también como “G2”, ya que los sedimentos que conforman este reservorio contienen glauconita y pirita diseminada; también estos minerales al ser conductivos disminuyen la resistividad en los registros eléctricos por lo que existe la probabilidad que contenga petróleo en zonas de resistividades bajas.

1.4.1.2 Formación Tena

1.4.1.2.1 Basal Tena

Este reservorio aparece en ciertas áreas del campo y sus espesores se encuentran entre 1- 22 pies. Además este reservorio contiene 71 millones de barriles de petróleo en sitio, y presenta una estructura de grano decreciente.

1.5 PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

La producción del campo Shushufindi, se encuentra en alrededor de 56.000 BPPD, sin contar con la producción de Aguarico, en la tabla siguiente se muestran los datos correspondiente a las producciones obtenidas durante el mes de Octubre del 2015.

Tabla 1.2. Tasas de producción

ESTACIONES	BPPD	BFPD	BAPD	BSW
SHUSHUFINDI CENTRAL	13181,28	43955	30773,72	70,0
SHUSHUFINDI NORTE	20783,6	49284,8	28501,2	58,0
SHUSHUFINDI SUR	11625,41	49050	37424,61	76,0
SHUSHUFINDI SUR OESTE	11175,24	36968	25792,76	70,0
PRODUCCIÓN TOTAL	56765,53	179257,80	122492,29	68,0

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaborado por: Denisse López J.

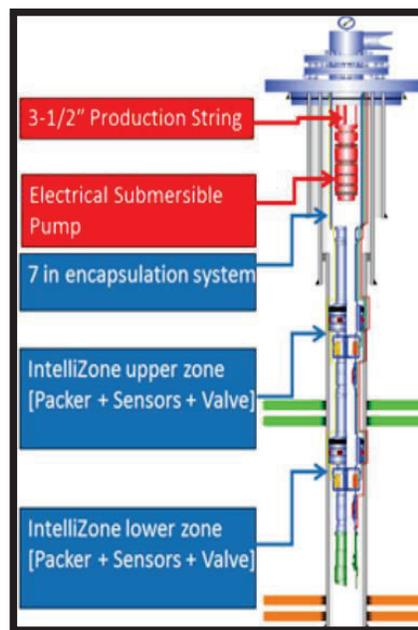
CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE COMPLETACIÓN

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INTELLIZONE Y SU FUNCIONAMIENTO.

El sistema Intellizone es un mecanismo introducido por la Cia. Schlumberger para la completación de pozos, orientado a producir de dos o más zonas simultáneamente, con la posibilidad de medir la producción de cada una de ellas, mediante el uso de una serie de válvulas y sensores que son manipuladas desde la superficie. En la figura 2.1; Se presenta un esquema del sistema, cuyos elementos se describen más adelante.

Figura 2.1. Partes del sistema Intellizone



Fuente: Consorcio Shushufindi, 2013.

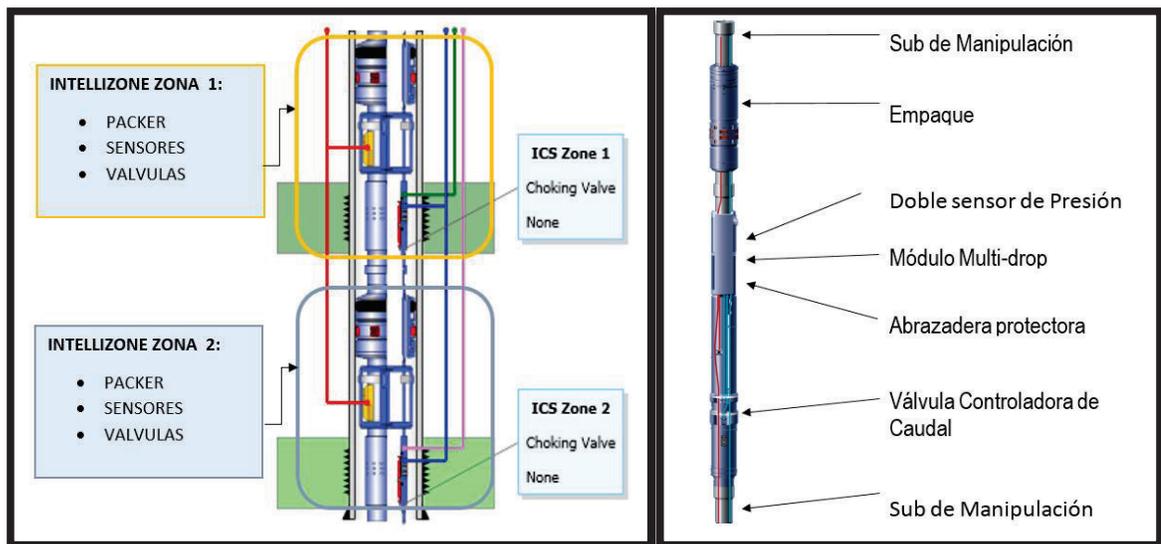
2.1.1 PARTES QUE FORMAN EL SISTEMA INTELLIZONE

El sistema Intellizone consta de equipos que van dentro del pozo o equipos de fondo y equipos que se ubican en la superficie, que sirven para control y monitoreo.

2.1.1.1 Equipos de fondo

Los equipos de fondo básicamente se agrupan en Válvulas, Módulo hidráulico multipunto, Sensores y Empaques (Packers) como se muestra en la figura 2.2.

Figura 2.2. Partes que forman el sistema Intellizone



Fuente: Consorcio Shushufindi, 2013.

▪ Válvula para control de flujo

Esta válvula provee un control de producción accionado desde superficie, trabaja con una operación tipo pistón balanceado, la válvula se acciona debido al uso de presión diferencial hidráulica en el pistón.

En configuraciones básicas se puede utilizar dos líneas de control hidráulico para aplicar esta presión.

En completaciones con varios sistemas Intellizone, a cada válvula le corresponde una línea de control hidráulico.

Figura 2.3. Válvula de control de flujo



Fuente: Schlumberger, IntelliZone Compact, 2012.

Las válvulas Intellizone, cuentan con dos opciones de estranguladores, el de 4 posiciones (posiciones múltiples) y el de 2 posiciones (apertura y cierre).

A través de un dispositivo de mandril interno se fija el estrangulador a la posición requerida, lo cual garantiza que el desequilibrio o las vibraciones de las líneas hidráulicas no moverán de manera accidental al estrangulador.

Los sellos del estrangulador no quedan expuestos al flujo durante el accionamiento y durante la operación, gracias a una camisa de protección o camisa deslizable, la misma que se encuentra provista con ranuras que se pueden abrir o cerrar a voluntad, su funcionamiento es similar al de una camisa mecánica con la diferencia que esta se la opera hidráulicamente desde superficie con la opción de manejarla en las 4 posiciones para estrangular el flujo (0%, 33%, 66%, 100%).

En superficie la posición del estrangulador es monitoreada durante la operación, mediante el uso de un sensor de posición absoluta, el mismo que se encuentra situado en la válvula de control de flujo.

Posterior a la activación y mediante el cable del sensor, este sensor emite un mensaje a superficie, lo cual permite la identificación acertada de la nueva posición del estrangulador de la válvula.

En el anexo 2 se visualizan las Especificaciones de la válvula de control de flujo.

▪ **Módulo hidráulico multipunto**

Este módulo posibilita la instalación de más válvulas de control de flujo con una disminución de líneas de control hidráulico, que con las completaciones inteligentes tradicionales. En una completación, la minimización de la cantidad de líneas de control hidráulico disminuye la complicación de la instalación.

Este módulo admite que los sistemas Intellizone sean:

- ✓ Bajados en más zonas
- ✓ Controlados individualmente desde superficie

En el exterior de la tubería, se encuentra instalado el módulo multipunto, enlazado tanto al agujero de apertura como al agujero de cierre de la válvula de control de flujo; también se enlaza en serie, a la línea de control hidráulico utilizado en superficie.

El módulo es instalado con configuraciones secuenciales pre-programadas, las válvulas de posiciones múltiples y de apertura o cierre tienen la posibilidad de ser instaladas en múltiples zonas con varias configuraciones. Además, transfiere el pulso de presión de la línea de control requerida hacia el lado adecuado de cada pistón de la válvula para accionar la válvula de interés.

La incorporación del módulo multipunto admite instalar hasta tres zonas con solo una línea de control hidráulico en superficie. En la figura 2.4 se muestra el Módulo hidráulico multipunto y en el anexo 3 se describen las especificaciones.

Figura 2.4. Módulo Hidráulico Multipunto



Fuente: Schlumberger, IntelliZone Compact, 2012.

- **Sensor de presión**

Estos dispositivos sirven para monitorear en tiempo real y controlar continuamente parámetros del reservorio como: presiones, temperatura y caudal.

Las tasas de producción de cada zona pueden ser calculadas gracias a la presión diferencial aplicada en el estrangulador.

- **Sensor de posición**

Los sensores de posición absoluta se encuentran incorporados en la válvula, y sirven para identificar las posiciones del estrangulador de la válvula de control de flujo. Después de que las válvulas han sido activadas, estos sensores mandan un

mensaje hacia superficie a través de cable eléctrico o fibra óptica, hacia las pantallas de monitoreo ubicadas en superficie, y de esta manera se puede identificar con seguridad la nueva posición del estrangulador de la válvula.

- **Líneas hidráulicas**

Son capilares que permiten la inyección de fluido que se utiliza para manipular las válvulas.

- **Empaque**

Es una herramienta de fondo utilizada para proporcionar un sello entre la tubería de producción y el espacio anular, además permite aislar dos o más zonas productoras.

El empacador Intellizone es fabricado con una diversidad de materiales lo que hace que el mismo tenga una extensa variedad de aplicaciones, y además es fijado de manera hidráulica, se corre y se opera mediante la tubería de producción. En la versión de 7 pulgadas, se encuentra equipado de 5 orificios de derivación de $\frac{1}{4}$ pulgada, los cuales sirven para la conexión de las líneas de control hidráulicas y/o eléctricas y en la versión de 5 $\frac{1}{2}$ pulgadas cuenta con 4 orificios de derivación de $\frac{1}{4}$ pulgadas.

Para que el empacador pueda ser fijado, la tubería de producción debe ser incomunicada del espacio anular; para este tipo de procedimiento es necesario el cierre de las válvulas Intellizone o también puede ser empleado un tapón obturador, una válvula, un asiento de bola u otro dispositivo de aislamiento de la tubería de producción (por debajo del empacador).

El empacador es fijado mediante el asentamiento hidráulico de localización central, los pistones de asentamiento son energizados mediante la presión de la tubería de producción, presión que es transferida a través de los orificios del mandril.

Los empacadores pueden recuperarse de dos maneras, dependiendo de la configuración seleccionada:

- Tensionar para recuperar (SPR), en esta versión, es necesario acrecentar la tensión sobre la sarta de tubería hasta que supere el valor de corte de los pasadores de liberación.

En campo antes de la instalación, el dispositivo de liberación por esfuerzo de corte del empacador puede ser ajustado.

- Cortar para recuperar (CTR), en este caso se corta mediante el uso de un cortador mecánico o un explosivo, el mandril interno del empacador.

Esto admite que las cuñas desenganchen la tubería de revestimiento y que el elemento se relaje.

En la figura 2.5 se presenta el Empacador y en el anexo 4 se detallan las especificaciones.

Figura 2.5 Empacador de múltiples orificios IntelliZone Compact.



Fuente: Schlumberger, IntelliZone Compact, 2012.

- **Sistema de monitoreo**

El sistema de monitoreo funciona en tiempo real, lo que permite la protección del equipo de fondo de pozo desde superficie.

Este sistema “es una estación de medición dual que proporciona mediciones de temperatura y presión del espacio anular y de la tubería de producción”. También proporciona la posición del estrangulador de la válvula de control de flujo. (Schlumberger, 2012).

La medición de los parámetros mencionados se realiza cada un segundo y a través de un solo cable monoconductor, transfiere los datos al sistema de control de superficie.

El sistema Intellizone que tiene la posibilidad de ser multipunto, tiene la capacidad de monitorear de manera continua 3 zonas independientes con un solo cable monoconductor.

2.1.1.2 Equipos de superficie

- **Software de control y visualización**

Mediante los comandos de las válvulas, este software permite manejar el sistema desde superficie. Controlando de manera muy rápida las válvulas de fondo de pozo. Además el software permite guardar datos históricos, visualizar los datos de las zonas en tiempo real.

- **Unidad de potencia hidráulica (HPU)**

Es la encargada de manejar las presiones de los fluidos de todas las líneas de control y también maneja los volúmenes de los fluidos de retorno para de esta manera accionar las herramientas de fondo. La función de esta unidad incluye el almacenamiento, bombeo, filtrado y ruteo del fluido hidráulico, este fluido hidráulico se encuentra contenido en un tanque de almacenamiento.

- **Sistema de control UniConn**

Es un sistema flexible de recolección y control de datos, el mismo que opera con sistemas de motor de control, sistema SCADA, sistema de herramientas de fondo, entre otros.

En el anexo 5 se presenta el diagrama de completación del pozo Shushufindi 146, en el que se visualiza con mayor detalle la instalación de un sistema Intellizone.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADO EN EL ÁREA DE ESTUDIO.

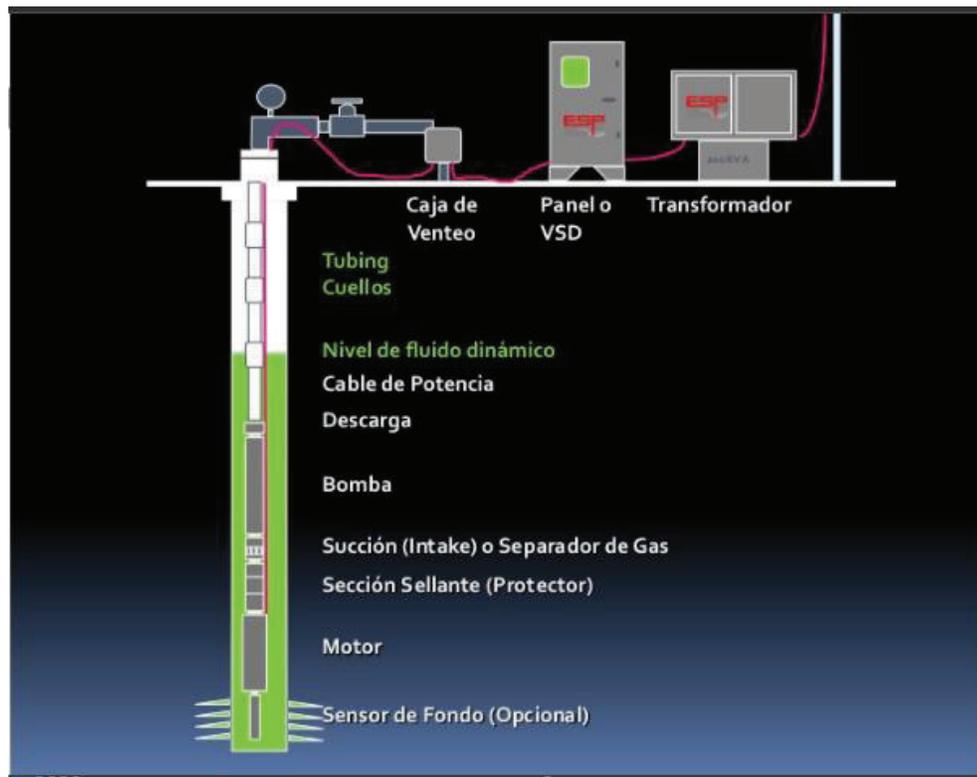
2.2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de levantamiento artificial utilizado en el área de estudio, es el Bombeo Electrosumergible, el mismo que emplea la energía eléctrica transformada en energía mecánica, para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

Sistema que se encuentra estructurado por los siguientes elementos (ver Fig 2.6):

- Equipo de fondo
 - ✓ Sensor de fondo
 - ✓ Motor
 - ✓ Sección sellante (Protector)
 - ✓ Succión (Intake)
 - ✓ Bomba
 - ✓ Descarga
 - ✓ Cable de potencia
- Equipo de superficie
 - ✓ Caja de venteo
 - ✓ Panel o VSD
 - ✓ Transformador.

Figura 2.6 Completación con bombeo electrosumergible



Fuente: Carl Patt, 2011. Bombeo Electrosumergible,

2.2.1.1 Descripción de los equipos de fondo

- **Sensor de fondo**

Este dispositivo electrónico de adquisición de datos tiene la capacidad de soportar presiones altas; además de detectar las presiones de succión y descarga, el sensor de fondo también tiene la capacidad de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión, corriente de fuga, vibración y flujo.

El sensor de fondo transmite señales de presión y temperatura en fondo de pozo a través del cable eléctrico hasta superficie.

▪ **Motor**

Es un dispositivo que transforma energía eléctrica en energía mecánica. Es también considerado como un transformador giratorio, porque induce voltajes y corrientes en el rotor.

El motor consta de tres partes:

- Bastidor (Housing): cubierta o carcasa del motor, está provisto de roscas en ambos extremos.
- Estator: consiste en todas las partes inmóviles, que permiten el giro del rotor.
- Rotor: es la parte interna del motor electrosumergible, que gira libremente acoplado al eje del motor.

Los motores utilizados en el sistema de bombeo electrosumergible se encuentran llenos de un aceite mineral altamente refinado, el mismo que sirve para lubricar los cojinetes del motor y transferir el calor generado hacia la carcasa del motor y este a su vez transfiere el calor hacia los fluidos del pozo.

▪ **Protector o sección sellante**

Las funciones básicas de esta herramienta son:

- Igualar la presión entre el motor y el espacio anular
- Evitar el ingreso de fluidos del pozo hacia el motor
- Transmitir el torque desde el motor hacia la bomba centrífuga
- Suministrar aceite para los procesos de arranque y parada del motor.

▪ **Separador de gas**

La función del separador de gas se basa en la retención del gas libre, antes de que este pueda ingresar a la bomba y enviándolo hacia la superficie a través del anular, evitando de esta manera la cavitación de la bomba debido al exceso de gas libre.

- **Bomba electrosumergible**

Las bombas electrosumergibles son bombas de tipo centrífugo de múltiples etapas, cada etapa consiste de:

- Impulsor (dinámico), el cual proporciona energía cinética al fluido.
- Difusor (estático), el cual cambia la energía cinética en energía potencial.

La función de este tipo de bomba es suministrar la energía adicional para elevar la producción esperada a superficie.

El número de etapas se encuentra en función del volumen de fluido a ser levantado.

- **Descarga**

La cabeza de descarga es un adaptador que se encuentra entre las bombas electrosumergibles y la tubería de producción, el sello entre unidades es metal-metal; la parte superior es roscada.

- **Cable de potencia**

Este cable lleva la potencia eléctrica a partir del tablero de control de superficie hasta el motor y puede también transportar señales de temperatura, presión, entre otras, desde el sensor de fondo hasta superficie.

2.2.1.2 Descripción de los equipos de superficie

- **Transformador**

Es un mecanismo eléctrico que transforma el suministro de voltaje disponible al voltaje solicitado por el sistema.

- **Tableros de control**

Estos equipos proveen:

- La potencia eléctrica al motor electrosumergible
- La capacidad de monitorear el sistema de producción.

- **Variador de frecuencia (VSD)**

Mediante este elemento podemos lograr que el motor de la bomba trabaje a distintas velocidades, con lo que podemos variar: el caudal de fluido producido, la altura de la columna dinámica o dependiendo del caso podemos variar ambas.

- **Caja de venteo**

Debido a que el gas logra viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero, se instala la caja de venteo, entre el cabezal del pozo y el tablero de control.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA OBTENIDA EN LOS POZOS COMPLETADOS CON EL SISTEMA INTELLIZONE UTILIZANDO OFM Y DATOS DE PRODUCCIÓN DIARIA.

El objetivo del presente capítulo es determinar el funcionamiento del sistema Intellizone instalado en los pozos 136, 145, 146 y 208 del campo shushufindi, para lo cual se utiliza los métodos t-student y el modelo computarizado de la Cia. Schlumberger “Oil Field Manager (OFM)”.

Los datos obtenidos para el desarrollo de este capítulo se han clasificado y ordenado de acuerdo a los requerimientos de los métodos de análisis.

A continuación se presenta una breve descripción de los métodos utilizados.

3.1 MÉTODO ESTADÍSTICO T-STUDENT

Este método fue descubierto por William S. Gosset en 1908, quien por efectos de confidencialidad de la información en la empresa que trabajaba, firmó sus publicaciones con el nombre “Student”.

Al existir muestras pequeñas y al desconocer la desviación estándar; se debe suponer que la muestra obtenida de la población sigue una distribución normal y, por lo tanto, se puede basar el estudio en la distribución t.

Para realizar el análisis de la distribución que poseen los datos estudiados, es posible realizar los correspondientes histogramas de frecuencias, y para determinar el grado de dispersión de los datos respecto a la media, se puede calcular el coeficiente de curtosis.

$$\text{Curtosis} = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^4}{Ns^4} - 3$$

Donde:

\bar{x} = media aritmética

s = desviación típica

Si:

El coeficiente de curtosis =0, la distribución se dice normal y recibe el nombre de Mesocúrtica.

El coeficiente de curtosis >0, hay una mayor concentración de los datos en torno a la media y la distribución se llama Leptocúrtica.

El coeficiente de curtosis <0, hay una menor concentración de datos en torno a la media y la distribución se llama Platicúrtica.

Para realizar la prueba t- Student se realizó cada uno de los estudios mencionados anteriormente al grupo de muestras a ser analizadas, y se determinó viable realizar el análisis t-Student.

Una prueba t de Student, prueba t-Student o Test-T sirve únicamente para determinar si existe una diferencia significativa entre las medidas de dos grupos; sin embargo no identifica cuál de estos dos grupos es más relevante.

La prueba t-Student se aplica cuando se tiene hasta 30 muestras por ser analizadas.

Existen dos tipos de pruebas t- Student:

- Desapareada: Se utiliza cuando se adquieren dos grupos de muestras aleatorias, independientes e igualmente distribuidas a partir de los dos grupos a ser cotejados
- Apareada: Hace referencia a la diferencia entre las medias de una sola muestra del grupo estudiado que se determina antes y después de un suceso.

Para el análisis de los datos del presente capítulo se considera la prueba t-Student apareada.

Las ecuaciones para el desarrollo de esta prueba se presentan a continuación:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$\bar{Y} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m Y_i$$

$$\widehat{S1}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$$

$$\widehat{S2}^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (Y_i - \bar{Y})^2$$

$$t_o = \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{(n-1)\widehat{S1}^2 + (m-1)\widehat{S2}^2}{n+m-2}} \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}}$$

$$gl = m + n - 2$$

En donde:

X_i = dato de las muestras antes

Y_i = dato de las muestras después

\bar{X} = valor promedio de las muestras antes

\bar{Y} = valor promedio de las muestras después

n = número de muestras antes

m = número de muestras después

$\widehat{S1}^2$ = cuasivarianzas de X_i

$\widehat{S2}^2$ = cuasivarianza de Y_i

t_o = valor estadístico obtenido

t_c = valor estadístico crítico (Tabla: Puntos de porcentaje de la distribución t – student; Anexo 6)

gl = grados de libertad

Ho = hipótesis nula; no existe diferencia significativa entre antes y después del suceso

α = nivel de significancia

Luego de plantear la hipótesis nula se determina el nivel de significancia (rango de aceptación de la hipótesis):

Se considera:

α

- 0.05 para proyectos de investigación.
- 0.01 para aseguramiento de calidad
- 0.10 para encuestas de mercadotecnia y políticas

Para la interpretación de resultados se realiza las siguientes comparaciones:

De acuerdo a los grados de libertad obtenidos y con el nivel de significancia ($\alpha= 0.05$), se ingresa en la tabla del anexo 6: Puntos de porcentaje de la distribución t-student, y se lee el valor de t_c (t crítico).

Se compara t_o vs t_c , y se tiene:

Si:

$t_o > t_c$, se rechaza H_o

$t_o < t_c$, se acepta H_o

3.2 OIL FIELD MANAGER (OFM)

OFM es un software que permite supervisar, monitorear y el análisis de yacimientos. Mediante un conjunto de módulos integrados que facilitan un manejo eficiente de los campos de hidrocarburos, durante las etapas de exploración y producción.

Este software facilita flexibilidad de integrar datos de producción y de yacimientos para de esta forma poder obtener: predicciones de producción más exactas en menor tiempo, proyectar planes para mejoramiento de producción.

Es una herramienta que ofrece un análisis de curvas de declinación en una forma más efectiva para pozos con suficiente, poca o ninguna historia de producción, independiente de ser pozos horizontales, fracturados o se encuentren produciendo en régimen transitorio.

Basándose en las curvas de declinación de producción respecto al tiempo se establece los valores de producciones promedio y acumuladas, además se realiza las tablas y gráficas resumen que permiten comparar las producciones de los pozos estudiados, antes y después de la instalación del sistema Intellizone.

3.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS ESTUDIADOS

3.3.1 POZO SHUSHUFINDI 136 D

El pozo shushufindi 136-D perteneciente al PAD B fue perforado desde el 18 de marzo hasta el 21 de abril del 2012, llegando a una profundidad de 10080 (pies) MD, con un ángulo máximo de desviación de 26.26° a la profundidad de 6674,41(pies) MD. Las pruebas iniciales y la completación del pozo se realizaron del 21 de abril hasta el 25 de abril del 2012.

Para las pruebas se dispara las arenas "Ui" y "Ti", en los Intervalos que se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Profundidades de las arenas productoras pozo 136-D, 2012

Arena	Profundidad		Espesor de la arena productora (pies)
	Desde (pies)	Hasta (pies)	
"U" inferior	9702	9706	4
	9710	9718	8
	9722	9746	24
"T" inferior	9957	9966	9

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

El pozo se deja en producción de la arena “T” inferior con Bombeo Electrosumergible (BES).

Workover 1.- Este trabajo inició el 3 de abril de 2013 y finalizó el 17 de abril de 2013. El objetivo del workover fue probar la arena “U” inferior con bombeo hidráulico tipo jet. Para lo cual se instaló una completación con bomba hidráulica de camisa.

Finalizado el workover se realizaron pruebas de producción para la arena “U” inferior, el 19 de abril hasta el 4 de mayo de 2013, cuyos resultados se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Producción de la arena “U” inferior del pozo 136- D, 2013

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Abr	22	633,6	720	86,4	12	
Abr	23	624,96	672	47,04	7	
Abr	24	624,96	672	47,04	7	30,5
Abr	25	638,4	672	33,6	5	30,5
Abr	27	645,12	672	26,88	4	30,5
May	01	635,04	648	12,96	2	30,5
May	02	603,68	616	12,32	2	30,5
May	03	635,04	648	12,96	2	30,5
May	04	635,04	648	12,96	2	29,3

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Luego del periodo de prueba de producción de la arena “U” inferior, se deja nuevamente produciendo de la arena “T”.

La siguiente tabla muestra los resultados de producción obtenidos de la arena “T” inferior, durante el año 2013 antes de la aplicación del sistema Intellizone en este pozo.

Tabla 3.3. Producción de la arena “T” inferior del pozo 136- D, 2013

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Ene	10	567,6	946	378,4	40	30,5

Continuación, Tabla 3.3. Producción de la arena "T" inferior del pozo 136- D, 2013

Ene	23	410,4	684	273,6	40	30,5
May	20	396,6	661	264,4	40	27,8
May	22	396,6	661	264,4	40	27,5
May	23	429,65	661	231,35	35	27,5
May	24	452,4	696	243,6	35	27,5
May	26	434,16	648	213,84	33	27,5
May	27	459,36	696	236,64	34	27,5
May	29	459,36	696	236,64	34	27,5
May	31	487,2	696	208,8	30	27,5
Jun	01	438,48	696	257,52	37	27,5
Jun	02	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	03	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	04	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	07	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	10	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	11	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	12	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	13	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	14	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	15	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	20	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	22	486	648	162	25	27,5
Jun	23	497,28	672	174,72	26	27,5
Jun	28	504	672	168	25	27,5
Jun	30	504	672	168	25	27,5
Jul	05	504	672	168	25	27,5
Jul	09	486	648	162	25	27,5
Jul	10	486	648	162	25	27,5
Jul	13	444	600	156	26	27,5
Jul	14	455,52	624	168,48	27	27,5
Jul	15	455,52	624	168,48	27	27,5
Jul	19	307,2	480	172,8	36	27,5
Ago	14	563,76	648	84,24	13	27,5
Ago	15	563,76	648	84,24	13	27,5
Ago	16	563,76	648	84,24	13	27,5
Ago	18	563,76	648	84,24	13	27,5
Ago	19	563,76	648	84,24	13	27,5
Ago	20	563,76	648	84,24	13	27,5
Ago	22	549,12	624	74,88	12	27,5
Ago	23	549,12	624	74,88	12	27,5
Ago	24	549,12	624	74,88	12	27,5
Ago	25	549,12	624	74,88	12	27,5
Ago	26	549,12	624	74,88	12	27,5
Ago	27	549,12	624	74,88	12	27,5

Continuación, Tabla 3.3. Producción de la arena "T" inferior del pozo 136- D, 2013

Sep	03	549,12	624	74,88	12	27,5
Sep	04	549,12	624	74,88	12	27,5
Sep	05	549,12	624	74,88	12	27,5
Sep	06	549,12	624	74,88	12	29
Sep	07	549,12	624	74,88	12	29
Sep	09	549,12	624	74,88	12	29
Sep	11	549,12	624	74,88	12	29
Oct	27	314,88	384	69,12	18	27,5
Oct	28	204	240	36	15	27,5
Oct	30	367,2	432	64,8	15	27,5
Oct	31	338,64	408	69,36	17	27,5
Nov	01	338,64	408	69,36	17	27,5
Nov	02	318,24	408	89,76	22	27,5
Nov	05	326,4	480	153,6	32	27,5
Nov	07	278,4	480	201,6	42	27,5
Nov	08	278,4	480	201,6	42	27,5
Nov	10	278,4	480	201,6	42	27,5
Nov	11	278,4	480	201,6	42	27,5
Nov	12	278,4	480	201,6	42	27,5
Nov	13	288,02	528	239,97	45,4	27,5
Nov	14	290,4	528	237,6	45	27,5
Nov	15	287,28	504	216,72	43	27,5
Nov	16	287,28	504	216,72	43	27,5
Nov	17	287,28	504	216,72	43	27,5
Nov	19	287,28	504	216,72	43	27,5
Nov	20	287,28	504	216,72	43	27,5

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Workover 2.- El objetivo de este workover fue instalar el sistema Intellizone, el trabajo empezó el 4 de enero de 2014 y finalizó el 18 de enero de 2014.

En las siguientes tablas se muestra las producciones de las arenas "T" inferior y "U" inferior durante los años 2014 y 2015, después de que el pozo fue intervenido e instalado el sistema Intellizone.

Arena "T" inferior

Tabla 3.4. Producción del pozo 136-D, arena "T" inferior, 2014 y 2015

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Ene	27	203	406	203	50	27,5
Mar	01	120,96	302,4	181,44	60	27,5
Mar	04	120,06	300,16	180,09	60	27,5
Mar	10	117,38	293,44	176,06	60	27,5
Mar	23	114,68	286,72	172,03	60	27,5
Abr	17	300,8	752	451,2	60	27,5
Abr	18	332,12	722	389,88	54	27,5
Abr	19	387,44	668	280,56	42	27,5
Abr	21	401,36	692	290,64	42	28,6
Abr	26	304,19	543,2	239,00	44	28,6
May	05	437,24	683,2	245,95	36	28,6
May	08	418,61	654,08	235,46	36	28,6
May	10	401,05	626,64	225,59	36	28,6
May	30	326,86	510,72	183,85	36	28,6
Jun	13	326,4	510	183,6	36	28,6
Jun	16	322,56	504	181,44	36	28,6
Jun	25	328,29	512,96	184,66	36	28,6
Jul	07	318,25	497,28	179,02	36	28,6
Jul	10	309,65	483,84	174,18	36	28,6
Jul	20	290,30	453,6	163,29	36	28,6
Ago	07	302,49	472,64	170,15	36	28,6
Ago	19	293,88	459,2	165,31	36	28,6
Sep	02	287,07	448,56	161,48	36	28,6
Sep	05	280,98	439,04	158,05	36	28,6
Sep	13	259,03	439,04	180,00	41	28,6
Sep	15	255,06	432,32	177,25	41	28,6
Oct	08	293,39	497,28	203,88	41	28,6
Oct	17	243,17	412,16	168,98	41	28,6
Oct	18	239,21	405,44	166,23	41	28,6
Nov	02	228,63	387,52	158,88	41	28,6
Nov	18	215,42	365,12	149,69	41	28,6
Dic	16	203,52	344,96	141,43	41	28,6
Dic	25	223,35	378,56	155,21	41	28,6
Ene	11	224,67	380,8	156,12	41	28,6
Feb	15	171,80	291,2	119,39	41	28,6
Feb	22	186,36	291,2	104,83	36	28,6
Mar	26	275,61	430,64	155,03	36	28,6
Mar	27	202,13	315,84	113,70	36	28,6
Abr	09	215,04	336	120,96	36	28,6
Abr	26	252,67	394,8	142,12	36	28,6

Continuación, Tabla 3.4. Producción del pozo 136-D, arena "T" inferior, 2014 y 2015

Abr	28	255,89	399,84	143,94	36	28,6
May	18	247,04	386	138,96	36	28,6
Jun	08	229,37	358,4	129,02	36	28,6
Jun	12	219,34	342,72	123,37	36	28,6
Jun	16	222,20	347,2	124,99	36	28,6
Jun	21	256,61	400,96	144,34	36	28,6
Jun	25	216,47	338,24	121,76	36	28,6
Jul	07	222,20	347,2	124,99	36	28,6
Jul	17	193,53	302,4	108,86	36	28,6
Jul	18	199,27	311,36	112,09	36	28,6
Jul	25	190,66	297,92	107,25	36	28,6

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
Elaborado por: Denisse López J.

Arena "U" inferior

Tabla 3.5. Producción del pozo 136-D, arena "U" inferior, 2014 y 2015

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Ene	21	128	800	672	84	29,3
Ene	22	420	840	420	50	29,3
Ene	27	203	406	203	50	29,3
Feb	14	43,5	87	43,5	50	29,3
Mar	01	95,04	237,6	142,56	60	29,3
Mar	04	94,33	235,84	141,50	60	29,3
Mar	10	92,22	230,56	138,33	60	29,3
Mar	23	103,31	258,28	154,96	60	29,3
Abr	22	218,4	1092	873,6	80	29,3
Abr	23	344	860	516	60	29,3
Abr	26	238,56	426	187,44	44	28,6
May	05	343,55	536,8	193,24	36	28,6
May	08	328,90	513,92	185,01	36	28,6
May	10	315,11	492,36	177,25	36	28,6
May	30	269,61	421,28	151,66	36	28,6
Jun	13	256,81	401,28	144,46	36	28,6
Jun	16	253,44	396	142,56	36	28,6
Jun	25	257,94	403,04	145,09	36	28,6
Jul	07	250,06	390,72	140,65	36	28,6
Jul	10	243,30	380,16	136,85	36	28,6
Jul	20	228,09	356,4	128,30	36	28,6
Ago	07	237,67	371,36	133,69	36	28,6
Ago	19	230,91	360,8	129,88	36	28,6
Sep	02	225,56	352,44	126,87	36	28,6
Sep	05	220,77	344,96	124,18	36	28,6

Continuación, Tabla 3.5. Producción del pozo 136-D, arena "U" inferior, 2014 y 2015

Sep	13	203,52	344,96	141,43	41	28,6
Sep	15	200,41	339,68	139,26	41	28,6
Oct	08	230,52	390,72	160,19	41	28,6
Oct	17	191,06	323,84	132,77	41	28,6
Oct	18	187,95	318,56	130,61	41	28,6
Nov	02	179,64	304,48	124,83	41	28,6
Nov	18	158,63	268,88	110,24	41	28,6
Dic	16	159,91	271,04	111,12	41	28,6
Dic	25	175,49	297,44	121,95	41	28,6
Ene	11	176,52	299,2	122,67	41	28,6
Feb	15	134,99	228,8	93,80	41	28,6
Feb	22	146,43	228,8	82,36	36	28,6
Mar	26	216,55	338,36	121,81	36	28,6
Mar	27	158,82	248,16	89,33	36	28,6
Abr	08	56,32	88	31,68	36	28,6
Abr	09	168,96	264	95,04	36	28,6
Abr	26	198,52	310,2	111,67	36	28,6
Abr	28	201,06	314,16	113,09	36	28,6
May	13	198,4	310	111,6	36	28,6
May	18	198,4	310	111,6	36	28,6
Jun	08	180,22	281,6	101,37	36	28,6
Jun	12	172,33	269,28	96,94	36	28,6
Jun	16	174,592	272,8	98,20	36	28,6
Jun	21	201,62	315,04	113,41	36	28,6
Jun	25	170,08	265,76	95,67	36	28,6
Jul	07	174,59	272,8	98,20	36	28,6
Jul	17	152,06	237,6	85,53	36	28,6
Jul	18	156,57	244,64	88,07	36	28,6
Jul	25	149,81	234,08	84,26	36	28,6

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

3.3.1.1 Análisis t-student

El análisis de datos de producción antes de instalar el sistema Intellizone se presenta en el anexo 7, mientras que el análisis de datos de producción después de instalado el sistema se presenta en el anexo 8.

Arena "T" y "U" inferior

Para el presente análisis se toma en consideración las producciones más relevantes de cada mes, el número de meses analizados es el mismo tanto antes

como después de la implementación del sistema, dependiendo de la vida productiva de cada pozo.

A continuación se desarrolla al análisis t-student (Ejemplo de cálculo), se considera que los valores de producción antes de la instalación del sistema son denotados como X_i y los valores de producción después de la instalación del sistema son denotados como Y_i (corresponden a la suma de producción de "T" y "U" inferior).

Primero se debe calcular los valores promedio de X_i y Y_i respectivamente:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$\bar{X} = 457,568$$

$$\bar{Y} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m Y_i$$

$$\bar{Y} = 492,743$$

Seguidamente se calcula $X_i - \bar{X}$; $Y_i - \bar{Y}$ y se eleva al cuadrado cada una de las expresiones y se realiza la sumatoria de los valores obtenidos:

$$\sum (X_i - \bar{X})^2 = 173705,687$$

$$\sum (Y_i - \bar{Y})^2 = 461547,405$$

Luego se calculan las cuasivarianzas multiplicando el resultado de cada sumatorio por uno sobre el número de muestras menos uno;

$$\widehat{S1}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2$$

$$\widehat{S1}^2 = \frac{1}{15-1} (173705,687)$$

$$\widehat{S1}^2 = 12407,55$$

$$\widehat{S2}^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (Y_i - \bar{Y})^2$$

$$\widehat{S^2} = \frac{1}{15 - 1} (461547,405)$$

$$\widehat{S^2} = 32967,67$$

En la Tabla 3.6 se presentan los resultados obtenidos al usar las ecuaciones anteriores:

Tabla 3.6. Análisis t-student, pozo 136-D, 2013-2014.

N° de muestra	BPPD /2013 Xi	BPPD /2014 Yi	$Xi - \bar{X}$	$Yi - \bar{Y}$	$(Xi - \bar{X})^2$	$(Yi - \bar{Y})^2$
1	434,16	230	-23,41	-262,74	547,93	69034,06
2	497,28	216	39,71	-276,74	1577,04	76586,87
3	486	214,39	28,43	-278,35	808,38	77480,58
4	497,28	217,99	39,71	-274,75	1577,04	75489,39
5	455,52	542,75	-2,05	50,01	4,19	2500,67
6	563,76	747,51	106,19	254,77	11276,74	64906,05
7	549,12	716,16	91,55	223,42	8381,77	49915,01
8	549,12	596,47	91,55	103,73	8381,77	10759,22
9	549,12	583,21	91,55	90,47	8381,77	8184,22
10	549,12	576	91,55	83,26	8381,77	6931,67
11	549,12	586,23	91,55	93,49	8381,77	8739,76
12	314,88	568,31	-142,69	75,57	20359,87	5710,32
13	204	552,95	-253,57	60,21	64296,73	3624,84
14	338,64	518,39	-118,93	25,65	14143,87	657,75
15	326,4	524,79	-131,17	32,05	17205,04	1026,99
Valores promedio	$\bar{X} = 457,568$	$\bar{Y} = 479,517$		Sumatorios	173705,687	461547,405

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

En la ecuación:

$$t_o = \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{(n-1)\widehat{S_1^2} + (m-1)\widehat{S_2^2}}{n+m-2}} \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}}$$

Reemplazamos los valores obtenidos anteriormente:

$$t_o = \frac{457,568 - 492,743}{\sqrt{\frac{(15-1)(12407,55) + (15-1)(32967,67)}{15+15-2}} \sqrt{\frac{1}{15} + \frac{1}{15}}}$$

$$t_o = 0,64$$

Calculamos los grados de libertad

$$gl = n + m - 2$$

$$gl = 15 + 15 - 2$$

$$gl = 28$$

Ingresamos a la tabla del anexo 6 y obtenemos t_c .

$$t_c = 1,701$$

Finalmente comparamos t_o vs. t_c .

$$t_o < t_c$$

Por lo tanto se acepta la hipótesis nula, no existe diferencia significativa entre antes y después.

Es decir que si se suma las muestras de producción antes (6863,52BPPD) y se compara con la suma de muestras después (7391,15 BPPD) se aprecia que la diferencia no es representativa, lo que quiere decir que la implementación del sistema Intellizone no logró un aumento de producción notable.

3.3.1.2 Análisis mediante el uso de OFM

El análisis utilizando el OFM se lo realiza mediante las gráficas de producción vs tiempo correspondientes a cada arena productora antes y después de la instalación del sistema Intellizone.

En las siguientes gráficas se presenta las producciones de las arenas "T" inferior y "U" inferior.

El pozo fue completado el 21 de abril de 2012, produjo de la arena "T" inferior hasta el 23 de enero de 2013 con Bombeo electrosumergible (BES). Desde el 19 de abril al 4 de mayo de 2013 se prueba la producción de la arena "U" inferior.

Una vez finalizada la prueba de producción de la arena “U” inferior se deja produciendo al pozo de la arena “T” inferior.

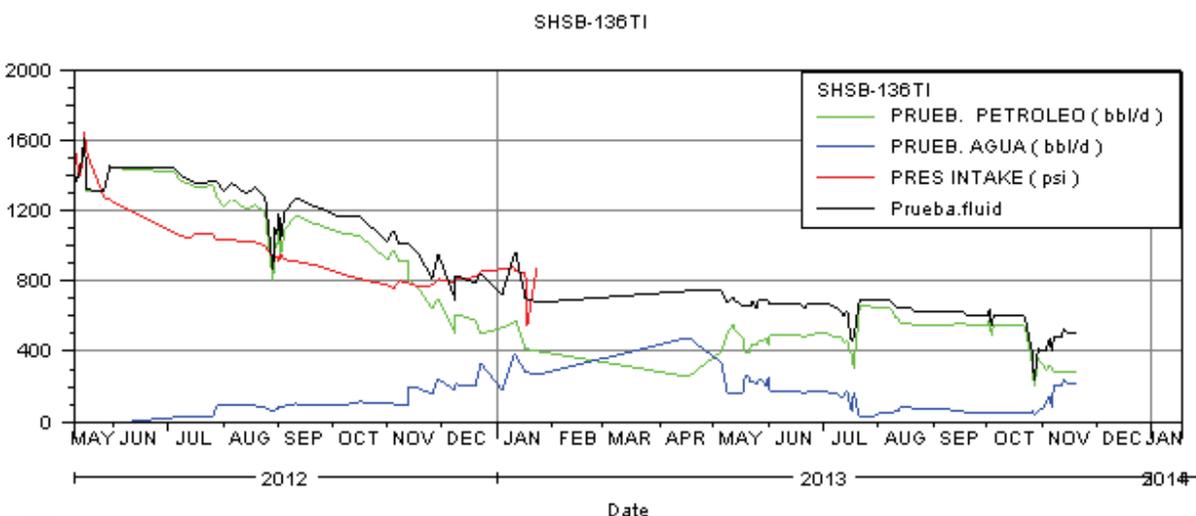
El 4 de enero de 2014 se inician los trabajos para la instalación del sistema Intellizone. Poniéndolo en producción a partir del 19 de enero del mismo año hasta el 25 de julio de 2015. Fecha en la cual existieron problemas operativos del sistema, por lo cual dejó de funcionar.

3.3.1.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.

Arena “T” inferior

Utilizando el software OFM se obtiene los gráficos de producción, como se muestra en la figura siguiente para la arena T inferior.

Figura 3.1. Producción del pozo SHSB-136, arena “T” inferior, 2012-2013



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaborado por: Denisse López J.

Para calcular la producción acumulada se estudia las producciones inmediatamente antes de la aplicación del sistema Intellizone, tomando en consideración el mismo tiempo antes como después de instalado el sistema.

Producción acumulada de petróleo: 402939,709 BPPD

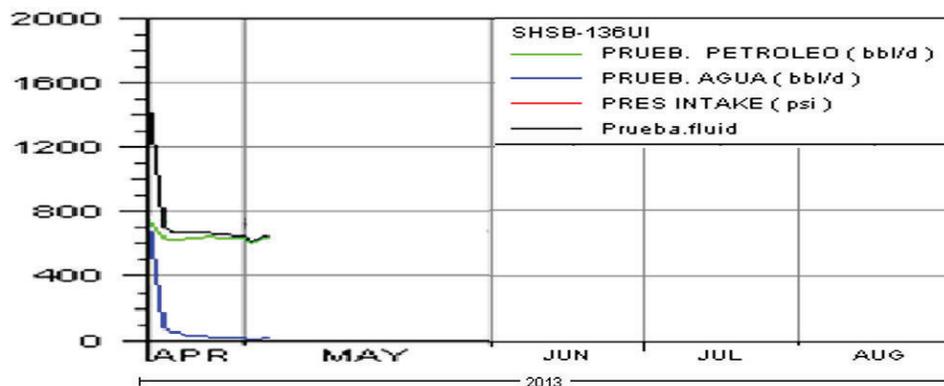
Producción acumulada de agua: 74441,2217 BAPD

Producción acumulada de fluido: 480816,148 BFPD

Arena “U” inferior

De igual manera para la arena U inferior se obtiene los gráficos de producción, como se muestra en la figura siguiente.

Figura 3.2. Producción del pozo SHSB-136, arena “U” inferior, 2013



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaborado por: Denisse López J.

Producción acumulada de petróleo: 9488,36 BPPD

Producción acumulada de agua: 1351,64 BAPD

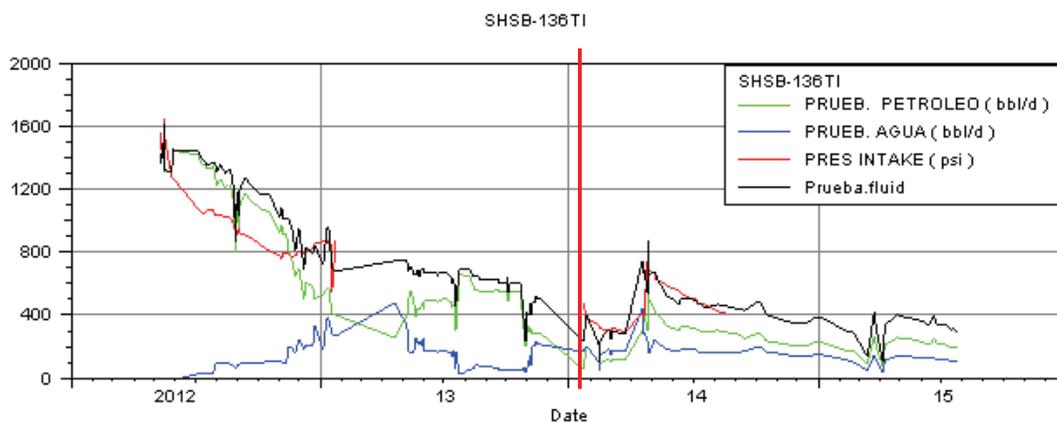
Producción acumulada de fluido: 10840 BFPD

3.3.1.2.2 Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.

Desde el 18 de enero de 2014 el pozo ShsB-136 cuenta con el sistema Intellizone, la producción correspondiente a este período se presenta en las curvas de la parte derecha de la línea roja vertical de las gráficas correspondientes a cada arena productora detalladas a continuación:

Arena “T” inferior

Figura 3.3. Producción del pozo SHSB-136, arena “T” inferior, 2014-2015



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaborado por: Denisse López J.

La producción acumulada se estimó a partir de la puesta en producción al pozo después de la implementación del sistema Intellizone, considerando el mismo tiempo de producción que se utiliza para el acumulado antes de la instalación del sistema.

Producción acumulada de petróleo: 130586,88 BPPD

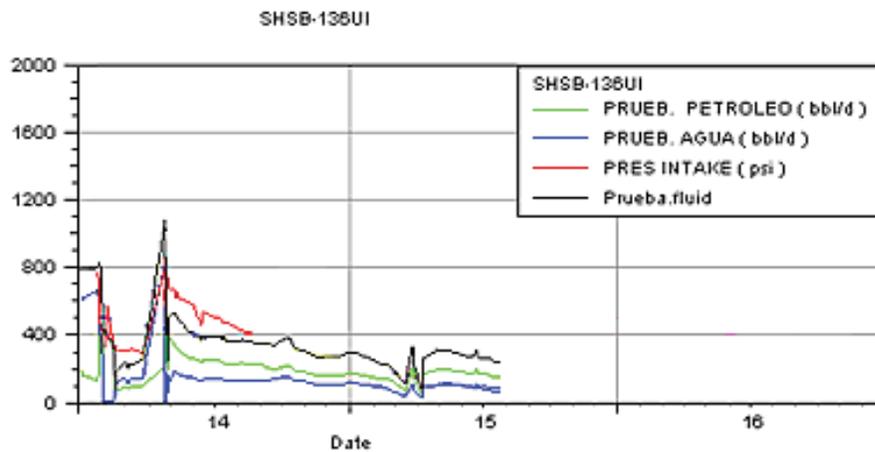
Producción acumulada de agua: 85887,89 BAPD

Producción acumulada de fluido: 219944,6 BFPD

Arena "U" inferior

El pozo estudiado únicamente tuvo un corto período de prueba antes de la instalación del sistema para esta arena, que no es considerado en la figura 3.4; por lo cual en este caso no se presenta la línea roja vertical.

Figura 3.4. Producción del pozo SHSB-136, arena "U" inferior, 2014-2015



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaborado por: Denisse López J.

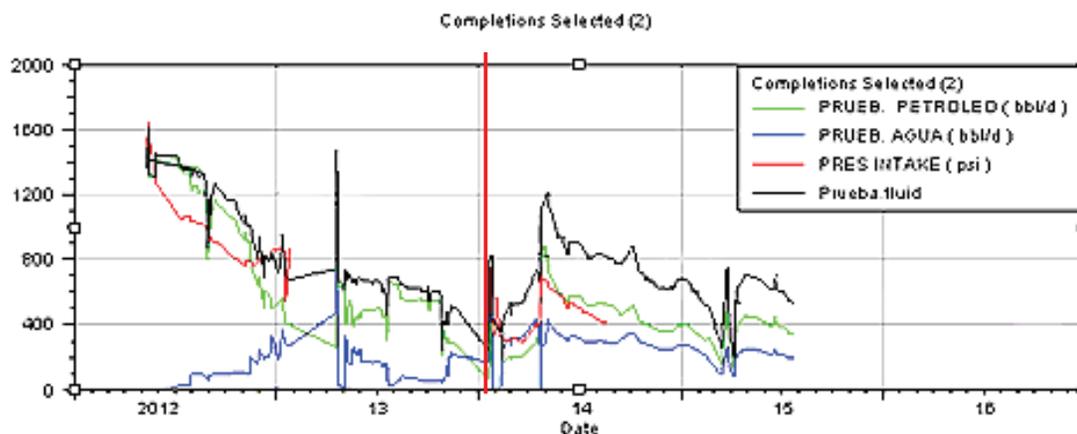
Producción acumulada de petróleo: 5649,06 BPPD

Producción acumulada de agua: 2557,43 BAPD

Producción acumulada de fluido: 8206,5 BFPD

Resultados:

Figura 3.5. Producción del pozo SHSB-136, 2012-2015



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

Elaborado por: Denisse López J.

Tabla resumen pozo 136D

Tabla 3.7. Resumen de producción, pozo SHSB-136D.

POZO SHSB-136			
Antes "T" inf		Después "T" inf	
ACUMULADO (BPPD)	402939,709	ACUMULADO (BPPD)	130586,88
ACUMULADO (BAPD)	74441,2217	ACUMULADO (BAPD)	85887,89
ACUMULADO (BFPD)	480816,148	ACUMULADO (BFPD)	219944,6
Antes "U" inf		Después "U" inf	
ACUMULADO (BPPD)	9488,36	ACUMULADO (BPPD)	5649,05
ACUMULADO (BAPD)	1351,64	ACUMULADO (BAPD)	2557,44
ACUMULADO (BFPD)	10840	ACUMULADO (BFPD)	8206,5

Elaborado por: Denisse López J.

- $TOTAL\ ACUMULADO = ACUM\ "T"\ inf\ (antes\ y\ despues) + ACUM\ "U"\ inf\ (antes\ y\ despues).$

$$TOTAL\ ACUMULADO = (533526,59 + 15137,41) BPPD$$

$$TOTAL\ ACUMULADO = 548664,00 BPPD$$

$$\blacksquare \text{ EFICIENCIA ANTES} = \frac{\text{ACUM "T" inf y "U" inf (antes)}}{\text{TOTAL ACUMULADO}} * 100\%$$

$$\text{ACUM T inf y U inf(antes)} = 412428,07 \text{ BPPD}$$

$$\text{EFICIENCIA ANTES} = 75,16\%$$

$$\blacksquare \text{ EFICIENCIA DESPUÉS} = \frac{\text{ACUM "T" inf y "U" inf (después)}}{\text{TOTAL ACUMULADO}} * 100\%$$

$$\text{ACUM T inf y U inf (despues)} = 136235,93 \text{ BPPD}$$

$$\text{EFICIENCIA} = 24,83\%$$

Como podemos observar el análisis nos muestra que la producción del pozo antes de tener el sistema Intellizone era mejor que la producción que se obtuvo después de la instalación de este nuevo sistema.

Podemos apreciar que la producción acumulada antes fue de 412428,07 BPPD, esta producción es la suma de la producción de la arena "T" inferior durante 532 días y la suma de la producción de la "U" inferior (durante el período de prueba).

Mientras que la producción acumulada que se obtuvo después de tener el sistema Intellizone fue de 136235,93 BPPD, en un período también de 532 días, hay que considerar que después de instalado el sistema este pozo empezó a producir de las dos arenas de manera conjunta.

Se procedió a realizar el cálculo de las eficiencias tanto antes como después de tener el sistema Intellizone y se obtuvo los siguientes resultados:

Eficiencia antes: 75,16%

Eficiencia después: 24,83%

De esta manera queda demostrado que en el pozo 136-D el sistema Intellizone no dio los resultados esperados.

3.3.2 POZO SHUSHUFINDI 145 D

El pozo shushufindi 145-D perteneciente al PAD Y, fue perforado desde el 9 de abril al 5 de mayo de 2013, y completado desde el 5 de mayo hasta el 14 mayo de 2013.

La profundidad del pozo alcanza los 10180 (pies) MD y cuenta con un ángulo de desviación máxima de 33,85° a la profundidad de 3123 (pies). Al iniciar su vida productora, el pozo es completado únicamente para la arena "T" inferior de los intervalos que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.8 Profundidad de la arena productora pozo 145-D, 2013

Arena	Profundidad		Espesor de la arena productora (pies)
	Desde (pies)	Hasta (pies)	
"T" inferior	9934	9947	13
	9951	9959	8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

En la siguiente tabla se muestra las producciones de la arena "T" inferior del pozo 145-D, durante los años 2013-2014 antes de la instalación del sistema Intellizone.

Tabla 3.9 Producción del pozo 145-D de la arena "T" inferior, 2013-2014

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
May	15	1752,75	2337	584,25	25	
May	16	1876	2345	469	20	28,1
May	19	1741,6	2177	435,4	20	28,1
May	20	1741,6	2177	435,4	20	28,1
May	22	1590,26	2149	558,74	26	28,1
May	27	1648,72	2228	579,28	26	28,1
May	31	1282,56	2004	721,44	36	28,1
Jun	01	1315,84	2056	740,16	36	28,1
Jun	03	1233,6	2056	822,4	40	28,1
Jun	09	1238,4	2064	825,6	40	28,1
Jun	22	1087,2	1812	724,8	40	28,1
Jun	24	1029,6	1716	686,4	40	28,1

Continuación, Tabla 3.9 Producción del pozo 145-D de la arena "T" inferior, 2013-2014

Jun	28	878,4	1464	585,6	40	28,1
Jul	01	513,6	856	342,4	40	28,1
Ago	12	482,4	720	237,6	33	28,1
Ago	13	482,4	720	237,6	33	28,1
Ago	19	787,6	1790	1002,4	56	28,1
Ago	20	1074	1790	716	40	28,1
Ago	22	1020	1700	680	40	28,1
Ago	23	895	1790	895	50	28,1
Ago	24	859,2	1790	930,8	52	28,1
Ago	31	761,4	1692	930,6	55	28,1
Sep	16	704	1760	1056	60	28,1
Oct	12	718,4	1796	1077,6	60	28,1
Nov	02	654,4	1636	981,6	60	28,1
Nov	19	697,6	1744	1046,4	60	28,1
Nov	27	680	1700	1020	60	28,1
Dic	05	688	1720	1032	60	28,1
Dic	11	652,8	1632	979,2	60	28,1
Ene	07	673,6	1684	1010,4	60	28,1
Ene	12	676,8	1692	1015,2	60	28,1
Ene	21	670,4	1676	1005,6	60	28,1
Ene	30	665,6	1664	998,4	60	28,1
Feb	09	686,4	1716	1029,6	60	28,1
Feb	22	515,2	1288	772,8	60	28,1
Feb	23	480,8	1202	721,2	60	28,1
Abr	02	748,8	1664	915,2	55	28,1
Abr	06	754,2	1676	921,8	55	28,1
Abr	25	703,92	1676	972,08	58	28,1
Abr	27	683,76	1628	944,24	58	28,1
May	04	666,96	1588	921,04	58	28,1
May	15	672	1600	928	58	28,1
May	25	675,36	1608	932,64	58	28,1
Jun	18	540,2	1460	919,8	63	28,1
Jun	27	542,79	1467	924,21	63	28,1
Jul	16	577,2	1560	982,8	63	28,1
Ago	14	478,04	1292	813,96	63	28,1
Ago	15	452,2	1292	839,8	65	28,1
Ago	20	413,44	1292	878,56	68	28,1
Sep	08	430,08	1344	913,92	68	28,1
Sep	18	428,8	1340	911,2	68	28,1
Oct	03	467,2	1460	992,8	68	28,1
Oct	12	445,44	1392	946,56	68	28,1

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Workover 1.- Este trabajo fue llevado a cabo desde el 2 de agosto hasta el 12 de agosto de 2013, trabajo en el cual se pesca una completación y se baja una completación hidráulica.

Workover 2.- Se realizó desde el 27 de febrero hasta el 8 de marzo de 2014, su objetivo fue sacar completación hidráulica e instalar equipo BES.

Workover 3.- Su ejecución fue desde el 8 de junio al 15 de junio de 2014, el objetivo del trabajo fue cambiar el equipo electrosumergible (BES).

Workover 4.- Empezó el 19 de octubre y finalizó el 15 de noviembre de 2014, la finalidad de este trabajo fue instalar el sistema Intellizone.

Una vez instalado el sistema intellizone, el pozo se lo dejó produciendo de las arenas "T" inferior y "U" inferior de los intervalos punzonados que se muestran en la tabla 3.10:

Tabla 3.10 Profundidades de las arenas productoras pozo 145-D, 2014.

Arena	Profundidad		Espesor de la arena productora (pies)
	Desde (pies)	Hasta (pies)	
"U" inferior	9698	9703	5
	9730	9740	10
	9753	9772	19
"T" inferior	9934	9947	13
	9951	9959	8

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Las siguientes tablas presentan las producciones del pozo después de la instalación del sistema Intellizone.

Arena "T" inferior

Tabla 3.11 Producción del pozo 145-D, arena "T" inferior, 2014-2016

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Dic	04	515,4	1718	1202,6	70	28,1

Continuación, Tabla 3.11 Producción del pozo 145-D, arena "T" inferior, 2014-2016

Dic	05	544,2	1814	1269,8	70	28,1
Dic	07	471,64	1814	1342,36	74	28,1
Dic	10	475,02	1827	1351,98	74	28,1
Dic	25	473,2	1820	1346,8	74	28,1
Ene	02	450,32	1732	1281,68	74	28,1
Ene	07	444,08	1708	1263,92	74	28,1
Ene	19	449,28	1728	1278,72	74	28,1
Feb	05	451,36	1736	1284,64	74	28,1
Feb	12	114,94	328,4	213,46	65	28,1
Feb	13	140,28	400,8	260,52	65	28,1
Feb	16	172,032	614,4	442,368	72	28,7
Feb	19	157,352	605,2	447,848	74	28,7
Feb	23	182,776	589,6	406,824	69	28,7
Mar	06	189,472	611,2	421,728	69	28,7
Mar	14	192,448	620,8	428,352	69	28,7
Mar	30	167,616	620,8	453,184	73	28,7
Abr	13	159,84	592	432,16	73	28,7
Abr	21	177,552	657,6	480,048	73	28,7
Abr	27	173,664	643,2	469,536	73	28,7
Abr	28	180,096	643,2	463,104	72	28,7
May	08	151,424	540,8	389,376	72	28,7
May	21	156,352	558,4	402,048	72	28,7
Jun	07	161,728	577,6	415,872	72	28,7
Jun	15	171,584	612,8	441,216	72	28,7
Jun	21	143,36	512	368,64	72	28,7
Jun	28	118,272	422,4	304,128	72	28,7
Jul	07	134,848	481,6	346,752	72	28,7
Jul	18	161,28	576	414,72	72	28,7
Jul	30	148,288	529,6	381,312	72	28,7
Ago	08	146,944	524,8	377,856	72	28,7
Ago	12	157,472	562,4	404,928	72	28,7
Ago	21	158,144	564,8	406,656	72	28,7
Ago	28	159,936	571,2	411,264	72	28,7
Sep	05	148,288	529,6	381,312	72	28,7
Sep	06	148,288	529,6	381,312	72	28,7
Sep	12	152,32	544	391,68	72	28,7
Sep	16	143,808	513,6	369,792	72	28,7
Sep	23	171,92	491,2	319,28	65	28,7
Sep	27	179,76	513,6	333,84	65	28,7
Oct	01	171,92	491,2	319,28	65	28,7
Oct	15	173,04	494,4	321,36	65	28,7
Oct	21	158,72	496	337,28	68	24,5
Oct	23	163,84	512	348,16	68	24,5
Nov	01	167,424	523,2	355,776	68	24,5

Continuación, Tabla 3.11 Producción del pozo 145-D, arena "T" inferior, 2014-2016

Nov	09	148,352	463,6	315,248	68	24,5
Nov	14	151,04	472	320,96	68	24,5
Nov	20	159,68	499	339,32	68	24,5
Nov	28	158,208	494,4	336,192	68	24,5
Dic	03	164,864	515,2	350,336	68	24,5
Dic	12	146,72	1048	901,28	86	24,5
Dic	20	149,38	1067	917,62	86	24,5
Dic	26	152,32	1088	935,68	86	24,5
Ene	04	111,54	1014	902,46	89	24,5
Ene	10	103,29	939	835,71	89	24,5
Ene	23	172,72	1016	843,28	83	24,5
Feb	02	108,13	983	874,87	89	24,5
Mar	11	240	1200	960	80	24,5
Mar	12	408,96	1704	1295,04	76	26,6
Mar	13	483	1610	1127	70	27
Mar	14	405,6	1560	1154,4	74	27
Mar	15	369,6	1540	1170,4	76	27
Mar	17	275,4	1530	1254,6	82	27
Mar	27	310,5	1725	1414,5	82	27
Abr	03	318,96	1772	1453,04	82	27

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Arena "U" inferior

Tabla 3.12 Producción del pozo 145-D, arena "U" inferior, 2014-2015

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Nov	16	515,32	991	475,68	48	
Feb	12	172,41	492,6	320,19	65	25,2
Feb	13	210,42	601,2	390,78	65	25,2
Feb	23	274,164	884,4	610,236	69	28,7
Mar	06	284,208	916,8	632,592	69	28,7
Mar	14	288,672	931,2	642,528	69	28,7
Mar	30	251,424	931,2	679,776	73	28,7
Abr	13	239,76	888	648,24	73	28,7
Abr	21	266,328	986,4	720,072	73	28,7
Abr	27	260,496	964,8	704,304	73	28,7
Abr	28	270,144	964,8	694,656	72	28,7
May	08	227,136	811,2	584,064	72	28,7
May	21	234,528	837,6	603,072	72	28,7
Jun	07	242,592	866,4	623,808	72	28,7

Continuación, Tabla 3.12 Producción del pozo 145-D, arena "U" inferior, 2014-2015

Jun	15	257,376	919,2	661,824	72	28,7
Jun	21	215,04	768	552,96	72	28,7
Jun	28	177,408	633,6	456,192	72	28,7
Jul	07	202,272	722,4	520,128	72	28,7
Jul	18	241,92	864	622,08	72	28,7
Jul	30	222,432	794,4	571,968	72	28,7
Ago	08	220,416	787,2	566,784	72	28,7
Ago	12	236,208	843,6	607,392	72	28,7
Ago	21	237,216	847,2	609,984	72	28,7
Ago	28	239,904	856,8	616,896	72	28,7
Sep	05	222,432	794,4	571,968	72	28,7
Sep	06	222,432	794,4	571,968	72	24,5
Sep	12	228,48	816	587,52	72	24,5
Sep	16	215,712	770,4	554,688	72	24,5
Sep	23	257,88	736,8	478,92	65	24,5
Sep	27	269,64	770,4	500,76	65	24,5
Oct	01	257,95	737	479,05	65	24,5
Oct	10	282,24	806,4	524,16	65	24,5
Oct	15	259,56	741,6	482,04	65	24,5
Oct	21	238,08	744	505,92	68	24,5
Oct	23	245,76	768	522,24	68	24,5
Nov	01	251,136	784,8	533,664	68	24,5
Nov	09	222,528	695,4	472,872	68	24,5
Nov	14	226,56	708	481,44	68	24,5
Nov	20	239,68	749	509,32	68	24,5
Nov	28	237,312	741,6	504,288	68	24,5
Dic	03	247,296	772,8	525,504	68	24,5

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

3.3.2.1 Análisis t-student

El análisis de datos de producción antes de instalar el sistema Intellizone se presenta en el anexo 9, mientras que el análisis de datos de producción después de instalado el sistema se presenta en el anexo 10.

Arena "T" y "U" inferior

Se considera que los valores de producción antes de la instalación del sistema son denotados como X_i y los valores de producción después de la instalación del

sistema son denotados como Y_i (corresponden a la suma de producción de “T” y “U” inferior).

Con los datos de producción antes y después de la instalación del sistema Intellizone, aplicando el análisis t-student se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 3.13 Análisis t-Student, pozo 145 D, 2014-2015

N° de muestra	BPPD /2014 X_i	BPPD /2015 Y_i	$X_i - \bar{X}$	$Y_i - \bar{Y}$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(Y_i - \bar{Y})^2$
1	673,6	287,35	104,89	-111,51	11002,71	12434,48
2	670,4	350,7	101,69	-48,16	10341,63	2319,39
3	665,6	456,94	96,89	58,08	9388,41	3373,29
4	686,4	473,68	117,69	74,82	13851,83	5598,03
5	515,2	481,12	-53,51	82,26	2862,91	6766,71
6	480,8	419,04	-87,91	20,18	7727,50	407,23
7	748,8	399,6	180,09	0,74	32433,78	0,55
8	703,92	443,88	135,21	45,02	18282,77	2026,80
9	683,76	434,16	115,05	35,30	13237,38	1246,09
10	666,96	378,56	98,25	-20,30	9653,81	412,09
11	672	390,88	103,29	-7,98	10669,61	63,68
12	540,2	404,32	-28,51	5,46	812,60	29,81
13	542,79	358,4	-25,92	-40,46	671,65	1637,01
14	577,2	337,12	8,49	-61,74	72,14	3811,83
15	478,04	367,36	-90,67	-31,50	8220,36	992,25
16	452,2	393,68	-116,51	-5,18	13573,69	26,83
17	413,44	395,36	-155,27	-3,50	24107,59	12,25
18	430,08	370,72	-138,63	-28,14	19217,22	791,86
19	428,8	370,72	-139,91	-28,14	19573,74	791,86
20	467,2	429,87	-101,51	31,01	10303,51	961,62
21	445,44	432,6	-123,27	33,74	15194,55	1138,39
Valores promedio	$\bar{X} = 568,71$	$\bar{Y} = 398,86$		Sumatorios	251199,41	44842,04

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Ver los cálculos en el anexo 11

Tenemos:

$t_0 = 6,40$

$t_c = 1,684$ (leer en la tabla del anexo 6).

$t_o > t_c$

Por lo tanto se rechaza la hipótesis nula, existe una diferencia significativa entre antes y después.

3.3.2.2 Análisis mediante el uso de OFM

Para el análisis se realiza las gráficas de producción vs tiempo correspondientes a cada arena productora antes y después de la instalación del sistema Intellizone.

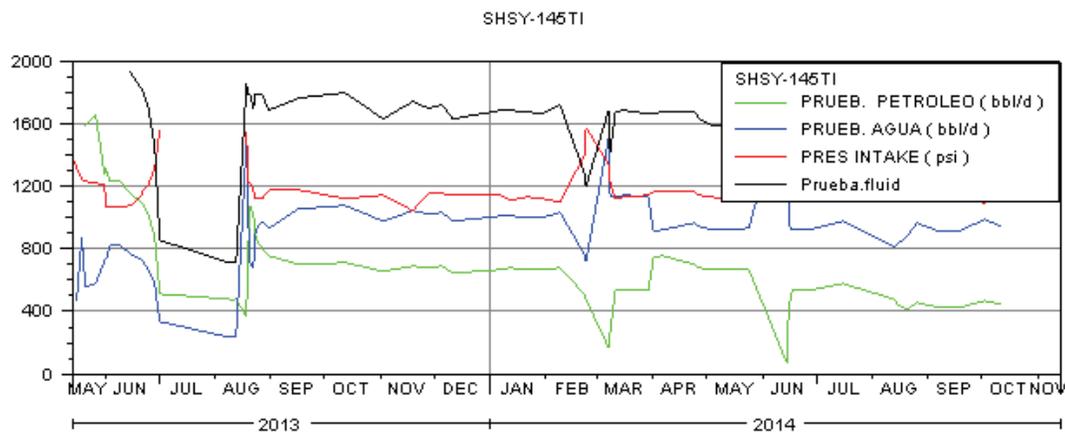
El 19 de octubre de 2014 se inician los trabajos para la instalación del sistema Intellizone. Poniéndolo en producción a partir del 15 de noviembre del mismo año de las arenas “T” inferior y “U” inferior.

3.3.2.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.

Arena “T” inferior

En la siguiente figura se presenta las producciones de la arena “T” inferior, antes de la instalación del sistema.

Figura 3.6 Producción del pozo SHSY-145, arena “T” inferior, 2013-2014



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Para calcular la producción acumulada se estudia las producciones inmediatamente antes de la aplicación del sistema Intellizone, tomando en consideración el mismo tiempo antes como después de instalado el sistema.

Producción acumulada de petróleo: 258496,6 BPPD

Producción acumulada de agua: 395322,913 BAPD

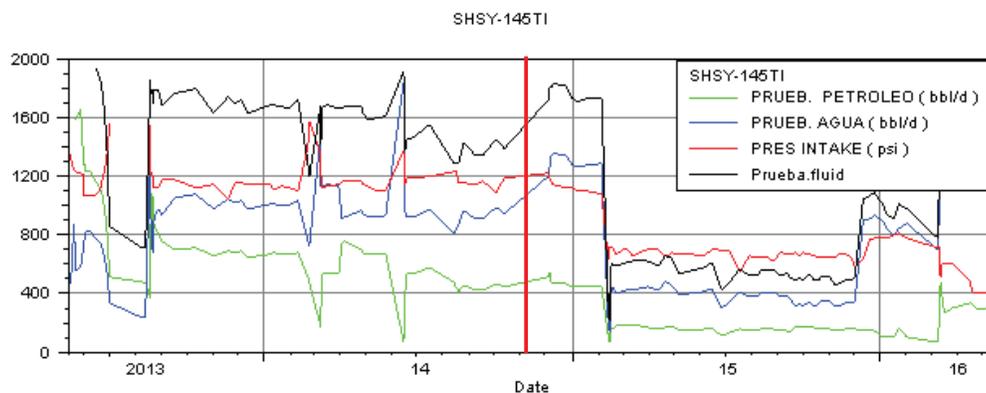
Producción acumulada de fluido: 653819,513 BFPD

3.3.2.2.2 Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.

El sistema Intellizone en este pozo fue instalado el 15 de noviembre de 2014, la producción correspondiente a este período se presenta en las curvas de la parte derecha de la línea roja vertical, de las gráficas correspondientes a cada arena productora detalladas a continuación:

Arena “T” inferior

Figura 3.7 Producción del pozo del pozo SHSY-145, durante el 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

La producción acumulada se estimó a partir de la puesta en producción al pozo después de la implementación del sistema Intellizone, considerando el mismo

tiempo de producción que se utiliza para el acumulado antes de la instalación del sistema.

Producción acumulada de petróleo: 86624,34 BPPD

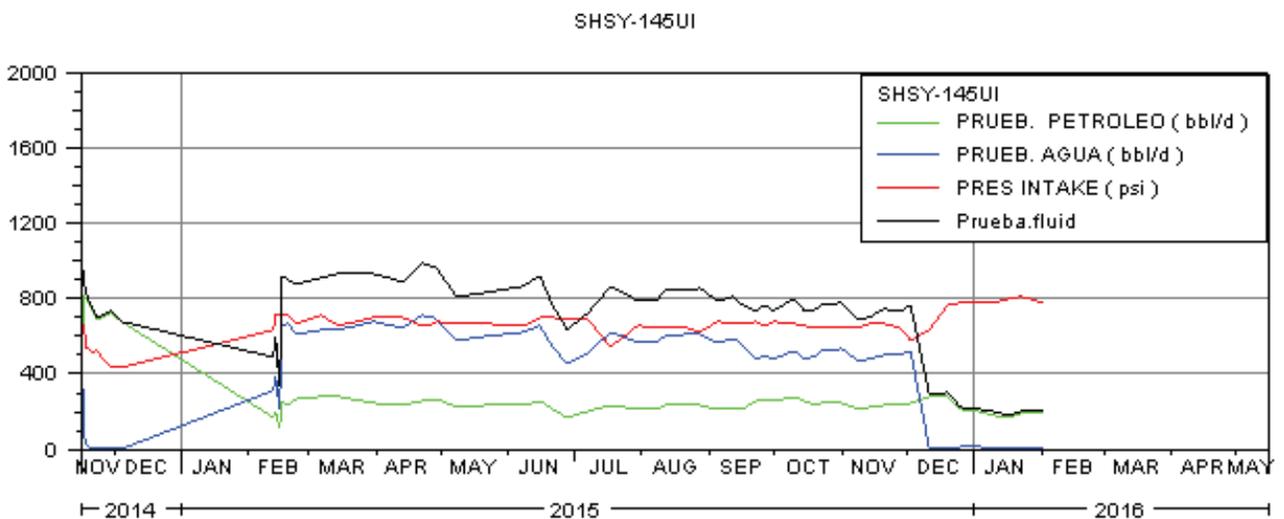
Producción acumulada de agua: 251363,67 BAPD

Producción acumulada de fluido: 337988,00 BFPD

Arena “U” inferior

La figura 3.8 presenta la producción de la arena “U” inferior, no presenta la línea roja vertical ya que el presente pozo hasta el 19 de octubre de 2014 producía únicamente de la arena “T” inferior.

Figura 3.8 Producción del pozo del pozo SHSY-145, arena “U” inferior, 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J

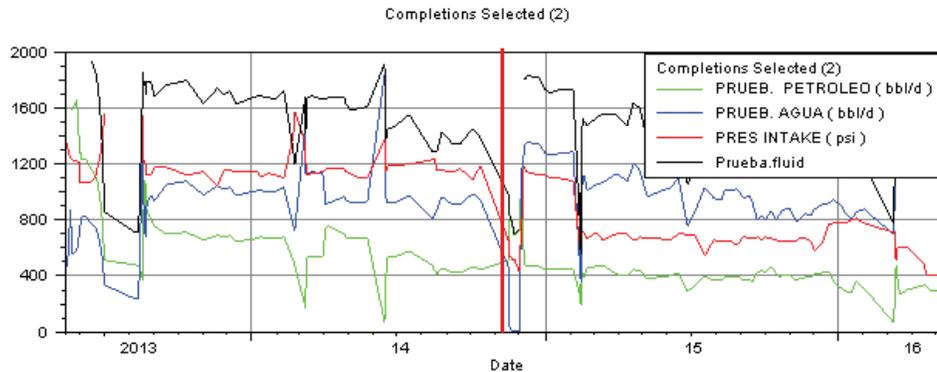
Producción acumulada de petróleo: 122673,162 BPPD

Producción acumulada de agua: 184366,338 BAPD

Producción acumulada de fluido: 307039,5 BFPD

Resultados

Figura 3.9 Producción del pozo SHSY-145D, 2013-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Tabla resumen pozo 145D

Tabla 3.14 Resumen de producción, pozo SHSY-145D

POZO SHSY-145			
Antes "T" inf		Después "T" inf	
ACUMULADO (BPPD)	258496,6	ACUMULADO (BPPD)	86624,34
ACUMULADO (BAPD)	395322,91	ACUMULADO (BAPD)	251363,67
ACUMULADO (BFPD)	653819,51	ACUMULADO (BFPD)	337988,00
Antes "U" inf		Después "U" inf	
ACUMULADO (BPPD)		ACUMULADO (BPPD)	122673,162
ACUMULADO (BAPD)		ACUMULADO (BAPD)	184366,338
ACUMULADO (BFPD)		ACUMULADO (BFPD)	307039,5

Elaborado por: Denisse López J.

- $TOTAL\ ACUMULADO = ACUM\ T\ inf\ (antes\ y\ despues) + ACUM\ U\ inf\ (antes\ y\ despues).$

$$TOTAL\ ACUMULADO = (345120,94 + 122673,162)BPPD$$

$$TOTAL\ ACUMULADO = 467794,102\ BPPD$$

$$\blacksquare \text{ EFICIENCIA ANTES} = \frac{\text{ACUM "T" inf y "U" inf (antes)}}{\text{TOTAL ACUMULADO}} * 100\%$$

$$\text{ACUM T inf y U inf (antes)} = 258496,6\text{BPPD}$$

$$\text{EFICIENCIA ANTES} = 55,25\%$$

$$\blacksquare \text{ EFICIENCIA DESPUÉS} = \frac{\text{ACUM "T" inf y "U" inf (después)}}{\text{TOTAL ACUMULADO}} * 100\%$$

$$\text{ACUM T inf y U inf (después)} = 221405,42 \text{ BPPD}$$

$$\text{EFICIENCIA DESPUÉS} = 44,74\%$$

Como podemos observar el análisis nos muestra que la producción del pozo antes de tener el sistema Intellizone era mejor que la producción que se obtuvo después de la instalación de este nuevo sistema.

Podemos considerar que la producción acumulada antes fue de 258496,6 BPPD, obtenida de la arena "T" inferior durante 423 días.

Mientras que la producción acumulada después de instalado el sistema fue de 221405,42 BPPD, tomando en cuenta que se dejó produciendo de las arenas "T" inferior y "U" inferior, de igual manera los datos fueron obtenidos durante 423 días.

Se procedió a realizar el cálculo de las eficiencias tanto antes como después de tener el sistema Intellizone y obtuvimos los siguientes resultados:

Eficiencia antes: 55,25%

Eficiencia después: 44,74%

De esta manera queda demostrado que en el pozo 145-D el sistema no dio los resultados esperados.

3.3.3 POZO SHUSHUFINDI 146 D

El pozo shushufindi 146-D perteneciente al PAD J, fue perforado desde el 8 al 27 de febrero de 2014 y su completación fue desde el 27 de febrero al 6 de marzo del mismo año.

Este pozo tiene una profundidad que alcanza los 9766 (pies) MD y cuenta con un ángulo de desviación máxima de 22,35° a la profundidad de 1652 (pies).

Este pozo inicialmente se encontraba produciendo de la arena “U” inferior, de los intervalos que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.15. Profundidad de la arena productora pozo 146-D, 2014

Arena	Profundidad		Espesor de la arena productora (pies)
	Desde (pies)	Hasta (pies)	
“U” inferior	9295	9298	3
	9304	9315	11
	9330	9348	18

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

La producción del pozo shushufindi 146-D antes de ser instalado el sistema Intellizone, se presenta a continuación en la tabla 3.16.

Tabla 3.16. Producción del pozo 146-D de la arena “U” inferior, 2014

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Abr	20	460	500	40	8	25,9
Abr	29	441,6	480	38,4	8	25,9
May	07	417,6	480	62,4	13	25,9
May	18	403,2	480	76,8	16	25,9
May	19	294	350	56	16	25,9
May	23	263,76	314	50,24	16	25,9
Jun	07	23,52	28	4,48	16	25,9
Jun	09	35,28	42	6,72	16	25,9
Jun	16	35,28	42	6,72	16	25,9
Jun	27	191,52	228	36,48	16	25,9

Continuación, Tabla 3.16. Producción del pozo 146-D de la arena "U" inferior, 2014

Jul	07	262,08	336	73,92	22	25,9
Jul	13	269,88	346	76,12	22	25,9
Ago	14	283,92	364	80,08	22	25,9
Ago	15	202,8	260	57,2	22	25,9
Ago	18	202,8	260	57,2	22	25,9

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Workover 1.- Se lo realizó desde el 26 de agosto hasta el 26 de septiembre de 2014 con la finalidad de cambiar la completación del pozo al sistema Intellizone.

Este pozo antes de la instalación del sistema Intellizone, producía únicamente de la arena "U" inferior, luego se puso en producción de las arenas "T" inferior y "U" inferior, en la siguiente tabla se presenta los intervalos perforados de las arenas productoras.

Tabla 3.17. Profundidades de las arenas productoras pozo 146-D, 2014.

Arena	Profundidad		Espesor de la arena productora (pies)
	Desde (pies)	Hasta (pies)	
"U" inferior	9295	9298	3
	9304	9315	11
	9330	9348	18
"T" inferior	9518	9547	29

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

En las siguientes tablas se muestra las producciones de las arenas "T" inferior y "U" inferior del pozo 146-D, durante los años 2014, 2015 y 2016, después de la instalación del sistema Intellizone.

Arena "U" inferior

Tabla 3.18. Producción del pozo 146-D, arena "U" inferior, 2014-2016

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Oct	8	192,40	296	103,60	35	25,9
Oct	9	156,00	240	84,00	35	25,9
Oct	11	210,60	324	113,40	35	25,9
Oct	14	213,20	328	114,80	35	25,9
Oct	15	185,25	285	99,75	35	25,9
Oct	16	171,60	264	92,40	35	25,9
Oct	18	205,22	331	125,78	38	25,9
Oct	23	246,14	397	150,86	38	25,9
Oct	24	232,32	363	130,68	36	25,9
Oct	25	210,56	329	118,44	36	25,9
Nov	4	224,64	351	126,36	36	25,9
Nov	5	224,64	351	126,36	36	25,9
Dic	12	207,60	346	138,40	40	25,9
Dic	14	208,20	347	138,80	40	25,9
Dic	25	194,04	346,5	152,46	44	25,9
Ene	30	180,18	346,5	166,32	48	25,9
Mar	9	119,60	230	110,40	48	25,9
Mar	11	107,64	207	99,36	48	25,9
Mar	13	142,69	274,4	131,71	48	25,9
Mar	20	174,72	336	161,28	48	25,9
Abr	6	141,44	272	130,56	48	25,9
Abr	27	145,08	279	133,92	48	25,9
May	2	178,72	343,7	164,98	48	25,9
May	28	178,88	344	165,12	48	25,9
Jun	5	182,00	350	168,00	48	25,9
Jun	21	161,70	367,5	205,80	56	25,9
Jun	28	166,32	378	211,68	56	25,9
Jun	29	166,32	378	211,68	56	25,9
Jul	5	158,46	417	258,54	62	25,9
Jul	18	162,79	428,4	265,61	62	25,9
Jul	23	166,44	438	271,56	62	25,9
Jul	31	164,92	434	269,08	62	25,9
Ago	15	177,69	467,6	289,91	62	25,9
Ago	20	170,24	448	277,76	62	25,9
Ago	28	159,98	421	261,02	62	25,9
Sep	4	162,26	427	264,74	62	25,9
Sep	13	169,71	446,6	276,89	62	25,9
Sep	20	169,18	445,2	276,02	62	25,9

Continuación, Tabla 3.18. Producción del pozo 146-D, arena "U" inferior, 2014-2016

Oct	4	171,84	452,2	280,36	62	25,9
Oct	8	167,58	441	273,42	62	25,9
Oct	16	172,37	453,6	281,23	62	25,9
Oct	28	168,64	443,8	275,16	62	25,9
Oct	31	171,76	452	280,24	62	25,9
Nov	7	169,18	445,2	276,02	62	25,9
Nov	14	158,08	416	257,92	62	25,9
Nov	21	163,32	429,8	266,48	62	25,9
Nov	29	170,24	448	277,76	62	25,9
Dic	4	167,58	441	273,42	62	25,9
Dic	10	88,11	267	178,89	67	25,9
Dic	25	56,98	259	202,02	78	25,9
Ene	4	45,39	267	221,61	83	25,9
Ene	17	46,41	273	226,59	83	25,9
Ene	23	49,68	276	226,32	82	25,9
Ene	27	54,36	302	247,64	82	25,9
Ene	30	55,62	309	253,38	82	25,9
Feb	7	137,71	393,45	255,74	65	25,9
Feb	19	107,88	372	264,12	71	25,9
Mar	14	103,53	357	253,47	71	25,9
Mar	20	57,99	354	296,02	83,62	25,9

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Arena "T" inferior

Tabla 3.19. Producción del pozo 146-D, arena "T" inferior, 2014-2016

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Sep	28	1213,20	1348	134,80	10	25,9
Oct	3	778,50	865	86,50	10	29,1
Oct	4	731,00	850	119,00	14	29,1
Oct	5	691,32	823	131,68	16	29,1
Oct	7	493,02	594	100,98	17	29,1
Oct	26	547,71	704	156,29	22,2	29,1
Oct	27	491,13	642	150,87	23,5	29,1
Oct	28	462,00	616	154,00	25	29,1
Oct	30	362,16	503	140,84	28	29,1
Oct	31	367,20	510	142,80	28	29,1
Nov	3	367,20	510	142,80	28	29,1
Nov	4	367,20	510	142,80	28	29,1

Continuación, Tabla 3.19. Producción del pozo 146-D, arena "T" inferior, 2014-2016

Nov	5	367,20	510	142,80	28	29,1
Dic	12	386,40	644	257,60	40	29,1
Dic	14	385,80	643	257,20	40	29,1
Dic	25	360,36	643,5	283,14	44	29,1
Ene	30	334,62	643,5	308,88	48	29,1
Mar	9	221,52	426	204,48	48	29,1
Mar	11	200,20	385	184,80	48	29,1
Mar	13	264,99	509,6	244,61	48	29,1
Mar	20	324,48	624	299,52	48	29,1
Abr	6	262,08	504	241,92	48	29,1
Abr	27	268,84	517	248,16	48	29,1
May	2	331,92	638,3	306,38	48	29,1
May	28	332,80	640	307,20	48	29,1
Jun	5	338,00	650	312,00	48	29,1
Jun	21	300,08	682	381,92	56	29,1
Jun	28	308,88	702	393,12	56	29,1
Jun	29	308,88	702	393,12	56	29,1
Jul	5	294,50	775	480,50	62	29,1
Jul	18	302,33	795,6	493,27	62	29,1
Jul	23	309,32	814	504,68	62	29,1
Jul	31	306,28	806	499,72	62	29,1
Ago	15	329,99	868,4	538,41	62	29,1
Ago	20	316,16	832	515,84	62	29,1
Sep	4	301,34	793	491,66	62	29,1
Sep	13	315,17	829,4	514,23	62	29,1
Sep	20	314,18	826,8	512,62	62	29,1
Oct	4	319,12	839,8	520,68	62	29,1
Oct	8	311,22	819	507,78	62	29,1
Oct	16	320,11	842,4	522,29	62	29,1
Oct	28	313,20	824,2	511,00	62	29,1
Oct	31	319,12	839,8	520,68	62	29,1
Nov	7	314,18	826,8	512,62	62	29,1
Nov	14	293,36	772	478,64	62	29,1
Nov	21	303,32	798,2	494,88	62	29,1
Nov	29	316,16	832	515,84	62	29,1
Dic	4	315,02	829	513,98	62	29,1
Dic	10	322,00	805	483,00	60	29,1
Dic	25	401,94	957	555,06	58	29,1
Ene	4	443,96	1009	565,04	56	29,1
Ene	17	455,40	1035	579,60	56	29,1
Ene	23	479,88	1116	636,12	57	29,1
Ene	27	509,98	1186	676,02	57	29,1

Continuación, Tabla 3.19. Producción del pozo 146-D, arena “T” inferior, 2014-2016

Ene	30	522,45	1215	692,55	57	29,1
Feb	7	418,97	1102,55	683,58	62	29,1
Feb	19	472,00	1180	708,00	60	29,1
Mar	7	394,64	1233,26	838,62	68	29,1
Mar	14	418,84	1132	713,16	63	29,1
Mar	20	324,80	1120	795,20	71	29,1

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

3.3.3.1 Análisis t-student

El análisis de datos de producción antes de instalar el sistema Intellizone se presenta en el anexo 12, mientras que el análisis de datos de producción después de instalado el sistema se presenta en el anexo 13.

Arena “U” y “T” inferior

Se considera que los valores de producción antes de la instalación del sistema son denotados como X_i y los valores de producción después de la instalación del sistema son denotados como Y_i (corresponden a la suma de producción de “T” y “U” inferior).

Con los datos de producción antes y después de la instalación del sistema Intellizone, aplicando el análisis t-student se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 3.20. Análisis t-Student, pozo 146-D, 2014-2015

N° de muestra	BPPD /2014 X_i	BPPD /2014-2015 Y_i	$X_i - \bar{X}$	$Y_i - \bar{Y}$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(Y_i - \bar{Y})^2$
1	460	591,84	160,84	91,13	25868,22	8304,31
2	441,6	591,84	142,44	91,13	20288,01	8304,31
3	403,2	594	104,04	93,29	10823,49	8702,65
4	294	594	-5,16	93,29	26,67	8702,65
5	263,76	554,4	-35,40	53,69	1253,44	2882,40

Continuación, Tabla 3.20. Análisis t-Student, pozo 146-D, 2014-2015

6	191,52	514,8	-107,64	14,09	11587,23	198,47
7	262,08	341,12	-37,08	-159,59	1375,22	25469,61
8	269,88	407,68	-29,28	-93,03	857,55	8654,95
9	202,8	403,52	-96,36	-97,19	9286,02	9446,28
10	202,8	413,92	-96,36	-86,79	9286,02	7532,85
Valores promedio	$\bar{X} = 299,16$	$\bar{Y} = 500,71$		Sumatorios	90651,88	88198,50

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

Elaborado por: Denisse López J.

Ver los cálculos en el anexo 14

Tenemos:

$$t_o = 4,52$$

$$t_c = 1,725 \text{ (leer en la tabla del anexo 6).}$$

$$t_o > t_c$$

Por lo tanto se rechaza la hipótesis nula, existe una diferencia significativa entre antes y después.

3.3.3.2 Análisis mediante el uso de OFM

Para el análisis se realiza las gráficas de producción vs tiempo correspondientes a cada arena productora antes y después de la instalación del sistema Intellizone.

El 26 de agosto de 2014 se inician los trabajos para la instalación del sistema Intellizone. Poniéndolo en producción a partir del 26 de septiembre del mismo año de las arenas U inferior y T inferior simultáneamente.

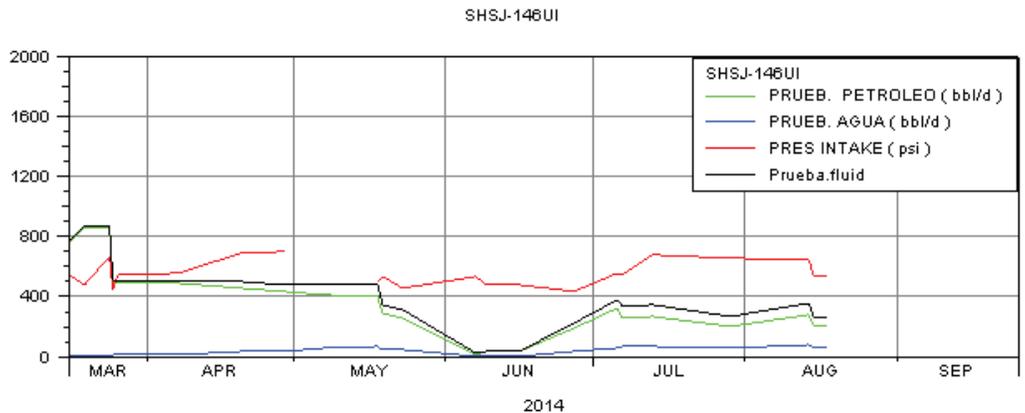
3.3.3.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.

Utilizando el software OFM se obtiene los gráficos de producción, como se muestra en la figura siguiente para la arena "U" inferior.

Arena “U” inferior

En la siguiente gráfica se presenta la producción de la arena “U” inferior antes de la instalación del sistema.

Figura 3.10. Producción del pozo SHSJ-146, arena “U” inferior, 2014



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Para calcular la producción acumulada se estudia las producciones inmediatamente antes de la aplicación del sistema Intellizone, tomando en consideración el mismo tiempo antes como después de instalado el sistema.

Producción acumulada de petróleo: 51154,04 BPPD

Producción acumulada de agua: 7020,96 BAPD

Producción acumulada de fluido: 58175 BFPD

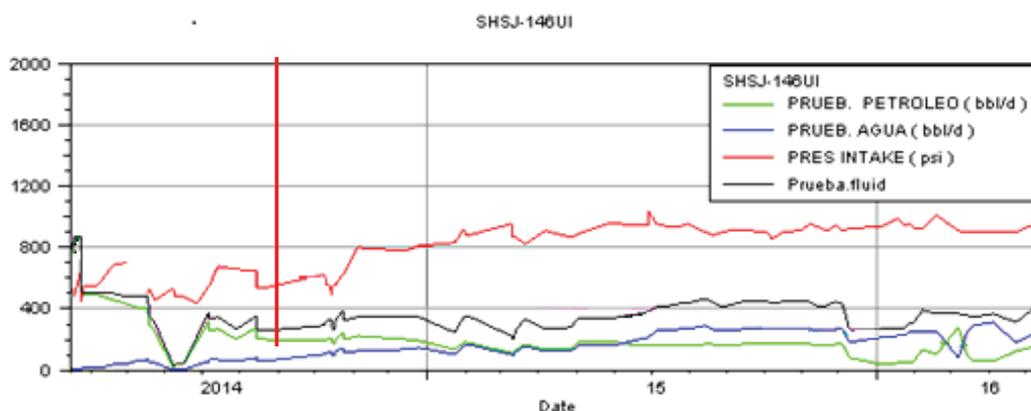
3.3.3.2.2 Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.

El sistema Intellizone se implementó en este pozo el 26 de septiembre de 2014, la producción correspondiente a este período se presenta en las curvas de la parte

derecha de la línea roja vertical, de las gráficas correspondientes a cada arena productora detalladas a continuación:

Arena “U” inferior

Figura 3.11. Producción del pozo SHSJ-146, arena “U” inferior, 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

La producción acumulada se estimó a partir de la puesta en producción al pozo después de la implementación del sistema Intellizone, considerando el mismo tiempo de producción que se utiliza para el acumulado antes de la instalación del sistema.

Producción acumulada de petróleo: 29404,53 BPPD

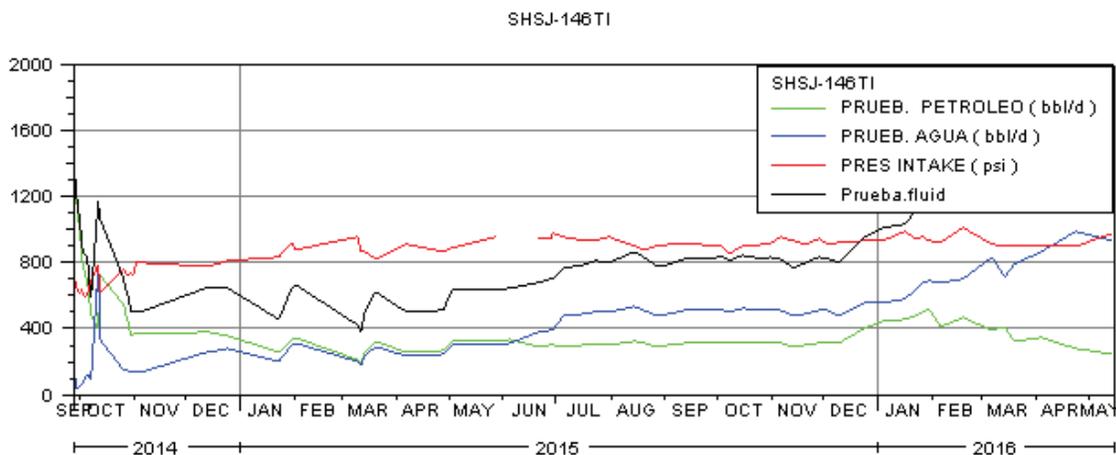
Producción acumulada de agua: 21571,32 BAPD

Producción acumulada de fluido: 50975,85 BFPD

Arena "T" inferior

La línea roja vertical no se presenta en la figura 3.12, ya que antes de la instalación del sistema Intellizone este pozo únicamente producía de la arena "U" inferior.

Figura 3.12. Producción del pozo SHSJ-146, arena "T" inferior, 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

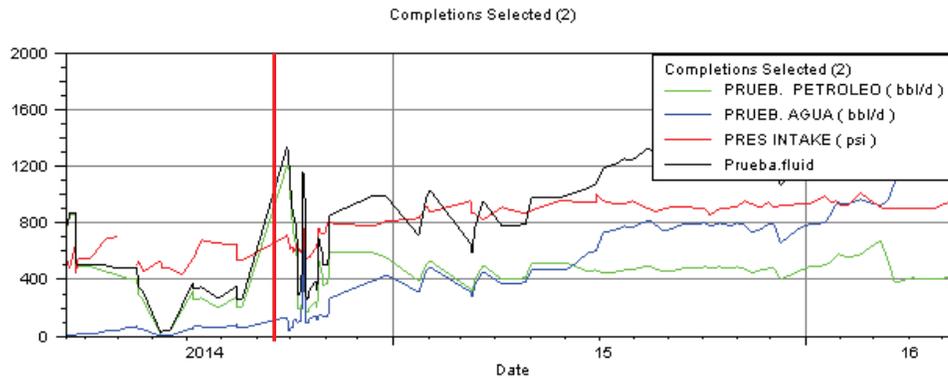
Producción acumulada de petróleo: 63862,32 BPPD

Producción acumulada de agua: 38172,72 BAPD

Producción acumulada de fluido: 102035,05 BFPD

Resultado:

Figura 3.13. Producción del pozo SHSJ-146, 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J

Tabla resumen pozo 146D

Tabla 3.21. Resumen de producción, pozo SHSJ-146D.

POZO SHSJ-146			
Antes "T" inf		Después "T" inf	
ACUMULADO (BPPD)		ACUMULADO (BPPD)	63862,32
ACUMULADO (BAPD)		ACUMULADO (BAPD)	38172,73
ACUMULADO (BFPD)		ACUMULADO (BFPD)	102035,05
Antes "U" inf		Después "U" inf	
ACUMULADO (BPPD)	51154,04	ACUMULADO (BPPD)	29404,53
ACUMULADO (BAPD)	7020,96	ACUMULADO (BAPD)	21571,32
ACUMULADO (BFPD)	58175	ACUMULADO (BFPD)	50975,85

Elaborado por: Denisse López J

- $TOTAL\ ACUMULADO = ACUM\ T\ inf\ (antes\ y\ después) + ACUM\ U\ inf\ (antes\ y\ después).$

$$TOTAL\ ACUMULADO = (63862,32 + 80558,57) BPPD$$

$$TOTAL\ ACUMULADO = 144420,89 BPPD$$

$$\blacksquare \text{ EFICIENCIA ANTES} = \frac{\text{ACUM "T" inf y "U" inf (antes)}}{\text{TOTAL ACUMULADO}} * 100\%$$

$$\text{ACUM T inf y U inf (antes)} = 51154,04 \text{ BPPD}$$

$$\text{EFICIENCIA} = 35.42\%$$

$$\blacksquare \text{ EFICIENCIA DESPUÉS} = \frac{\text{ACUM "T" inf y "U" inf (después)}}{\text{TOTAL ACUMULADO}} * 100\%$$

$$\text{ACUM T inf y U inf (después)} = 93266,85 \text{ BPPD}$$

$$\text{EFICIENCIA} = 64.58\%$$

Como podemos observar el análisis nos muestra que la producción del pozo antes de tener el sistema Intellizone era menor que la producción que se obtuvo después de la instalación de este nuevo sistema.

Podemos considerar que la producción acumulada de la arena "U" inferior antes, fue de 51154,04 BPPD, durante un período de 156 días.

Mientras que la producción acumulada que se obtuvo de las arenas "U" inferior y "T" inferior, después de tener el sistema Intellizone instalado fue de 93266,85 BPPD, durante el mismo período de tiempo.

Se procedió a realizar el cálculo de las eficiencias tanto antes como después de tener el sistema Intellizone y obtuvimos los siguientes resultados:

Eficiencia antes: 35.42%

Eficiencia después: 64.58%

De esta manera queda demostrado que en el pozo 146-D el sistema dio resultados positivos.

3.3.4 POZO SHUSHUFINDI 208 D

El pozo shushufindi 208-D perteneciente al PAD C, fue perforado el 8 de abril hasta el 5 de mayo de 2014, su completación inició el 30 de mayo y finalizó el 18 de junio de 2014.

Este pozo tiene profundidad que alcanza los 9950 (pies) MD y cuenta con un ángulo de desviación máxima de 18,50° a la profundidad de 5410 (pies).

Este pozo queda produciendo únicamente de la arena “T” inferior, del intervalo que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3.22. Profundidad de la arena productora pozo 208-D, 2014.

Arena	Profundidad		Espesor de la arena productora (pies)
	Desde (pies)	Hasta (pies)	
"T" inferior	9698	9723	25

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

La producción de este pozo antes de ser intervenido y cambiado al sistema Intellizone se muestra en la tabla 3.23.

Tabla 3.23. Producción del pozo 208-D de la arena “T” inferior, 2014

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Jun	21	816,85	961	144,15	15	31,9
Jun	23	928,8	1032	103,2	10	31,9
Jun	26	960,69	1033	72,31	7	31,9
Jun	27	1026,72	1104	77,28	7	30,4
Jul	14	1032,3	1110	77,7	7	30,4
Jul	23	1249,92	1344	94,08	7	30,4
Ago	02	1360,4	1432	71,6	5	30,4
Ago	03	1362,3	1434	71,7	5	30,4
Ago	16	1356,6	1428	71,4	5	30,4
Ago	20	1299,48	1428	128,52	9	30,4
Sep	04	1299,48	1428	128,52	9	30,4
Sep	11	1228,08	1428	199,92	14	30,4
Sep	25	1286,56	1496	209,44	14	30,4
Oct	06	1279,68	1488	208,32	14	30,4
Oct	13	1152,4	1340	187,6	14	30,4
Oct	29	991,6	1340	348,4	26	30,4

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Workover 1.-Se realizó desde el 18 de noviembre al 16 de diciembre de 2014, con el objetivo de instalar el sistema Intellizone.

Este pozo se encontraba produciendo únicamente de la arena “T” inferior, y se lo dejó produciendo de las arenas “T” inferior y “U” inferior, en la siguiente tabla se presenta los intervalos perforados de las arenas productoras.

Tabla 3.24. Profundidades de las arenas productoras pozo 208-D, 2014

Arena	Profundidad		Espesor de la arena productora (pies)
	Desde (pies)	Hasta (pies)	
"T" inferior	9698	9723	25
"U" inferior	9470	9482	12
	9492	9505	13

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

En las siguientes tablas se presenta la producción del pozo 208-D, de las arenas “T” inferior y “U” inferior durante los años 2014, 2015 y 2016 después de que el pozo fue intervenido y cambiado al sistema Intellizone.

Arena “T” inferior

Tabla 3.25. Producción del pozo 208-D, arena “T” inferior, 2014-2016

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Dic	17	366,24	872,00	505,76	58	30,4
Dic	18	480,48	924,00	443,52	48	30,4
Dic	20	545,16	924,00	378,84	41	30,4
Dic	21	580,80	968,00	387,20	40	30,4
Dic	25	660,00	1100,00	440,00	40	30,4
Dic	26	606,60	1011,00	404,40	40	30,4
Ene	10	756,00	1260,00	504,00	40	30,4
Ene	13	692,48	1082,00	389,52	36	30,4
Ene	21	692,48	1082,00	389,52	36	30,4
Feb	5	642,00	1284,00	642,00	50	30,4
Feb	6	595,08	1026,00	430,92	42	30,4
Feb	7	731,60	1180,00	448,40	38	30,4
Feb	10	740,28	1194,00	453,72	38	30,4
Feb	17	766,32	1236,00	469,68	38	30,4
Feb	19	704,52	1236,00	531,48	43	30,4
Feb	25	727,32	1276,00	548,68	43	30,4
Feb	27	701,80	1276,00	574,20	45	30,4
Mar	6	686,40	1248,00	561,60	45	30,4

Continuación, Tabla 3.25. Producción del pozo 208-D, arena "T" inferior, 2014-2016

Mar	10	721,60	1312,00	590,40	45	30,4
Mar	16	723,80	1316,00	592,20	45	30,4
Mar	24	728,20	1324,00	595,80	45	30,4
Mar	25	688,48	1324,00	635,52	48	30,4
Mar	27	678,08	1304,00	625,92	48	30,4
Abr	2	673,92	1296,00	622,08	48	30,4
Abr	5	642,88	1312,00	669,12	51	30,4
Abr	9	617,40	1260,00	642,60	51	30,4
Abr	17	438,30	974,00	535,70	55	30,4
Abr	19	473,40	1052,00	578,60	55	30,4
Abr	20	420,80	1052,00	631,20	60	30,4
Abr	26	470,40	1176,00	705,60	60	30,4
Abr	28	469,20	1173,00	703,80	60	30,4
May	10	464,00	1160,00	696,00	60	30,4
May	16	465,60	1164,00	698,40	60	30,4
May	28	442,80	1107,00	664,20	60	30,4
May	31	512,00	1280,00	768,00	60	30,4
Jun	1	208,00	520,00	312,00	60	30,4
Jun	2	208,00	520,00	312,00	60	30,4
Jun	6	396,48	944,00	547,52	58	30,4
Jun	7	413,70	985,00	571,30	58	30,4
Jun	12	421,00	1002,40	581,39	58	30,4
Jun	14	400,96	1002,40	601,44	60	30,4
Jun	15	340,81	1002,40	661,58	66	30,4
Jun	16	342,72	1008,00	665,28	66	30,4
Jun	21	337,79	1055,60	717,80	68	30,4
Jul	1	357,50	1117,20	759,70	68	30,4
Jul	6	345,86	1080,80	734,94	68	30,4
Jul	15	333,31	1041,60	708,29	68	30,4
Jul	16	335,10	1047,20	712,10	68	30,4
Jul	18	347,65	1086,40	738,75	68	30,4
Jul	23	319,20	997,50	678,30	68	30,4
Jul	27	299,25	997,50	698,25	70	30,4
Jul	31	311,64	1038,80	727,16	70	30,4
Ago	1	290,86	1038,80	747,94	72	30,4
Ago	6	288,51	1030,40	741,89	72	30,4
Ago	13	290,08	1036,00	745,92	72	30,4
Ago	16	269,36	1036,00	766,64	74	30,4
Ago	18	248,64	1036,00	787,36	76	30,4
Ago	20	247,97	1033,20	785,23	76	30,4
Ago	28	194,04	808,50	614,46	76	30,4
Sep	3	252,67	1052,80	800,13	76	30,4

Continuación, Tabla 3.25. Producción del pozo 208-D, arena "T" inferior, 2014-2016

Sep	6	252,67	1052,80	800,13	76	26,6
Sep	13	263,42	1097,60	834,18	76	26,6
Sep	17	247,30	1030,40	783,10	76	26,6
Sep	25	247,97	1033,20	785,23	76	30,4
Oct	2	227,30	1033,20	805,90	78	30,4
Oct	8	231,00	1050,00	819,00	78	30,4
Oct	17	229,15	1041,60	812,45	78	30,4
Oct	18	232,85	1058,40	825,55	78	30,4
Oct	23	227,30	1033,20	805,90	78	30,4
Oct	31	233,46	1061,20	827,74	78	30,4
Nov	5	234,08	1064,00	829,92	78	30,4
Nov	14	230,38	1047,20	816,82	78	30,4
Nov	18	237,16	1078,00	840,84	78	30,4
Nov	25	237,62	1080,10	842,48	78	30,4
Dic	4	235,31	1069,60	834,29	78	30,4
Dic	11	49,60	1240,00	1190,40	96	30,4
Dic	17	51,01	1275,19	1224,18	96	30,4
Dic	25	72,00	1200,00	1128,00	94	30,4
Dic	27	73,02	1217,00	1143,98	94	30,4
Ene	4	77,70	1295,00	1217,30	94	30,4
Ene	7	78,84	1314,00	1235,16	94	30,4
Ene	10	78,42	1307,00	1228,58	94	30,4
Ene	17	60,85	1217,00	1156,15	95	30,4
Ene	23	51,92	1298,00	1246,08	96	30,4
Ene	28	82,68	1378,00	1295,32	94	30,4
Ene	31	86,61	1443,49	1356,88	94	30,4
Feb	6	86,40	1440,02	1353,62	94	30,4
Feb	21	51,24	854,00	802,76	94	30,4
Mar	6	64,73	924,75	860,02	93	30,4
Mar	17	57,12	952,00	894,88	94	30,4
Mar	23	210,00	3500,00	3290,00	94	30,4
Mar	31	63,49	907,00	843,51	93	30,4

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Arena "U" inferior

Tabla 3.26. Producción del pozo 208-D, arena "U" inferior, 2015-2016

Mes	Día	BPPD	BFPD	BAPD	Bsw	Api
Ene	29	250,56	696,00	445,44	64	32,1

Continuación, Tabla 3.26. Producción del pozo 208-D, arena "U" inferior, 2015-2016

Feb	1	211,20	240,00	28,80	12	26,5
Feb	2	231,44	263,00	31,56	12	26,5
Feb	3	255,20	290,00	34,80	12	26,5
Feb	4	207,68	236,00	28,32	12	26,5
Abr	9	222,95	245,00	22,05	9	26,5
Abr	10	314,86	346,00	31,14	9	26,5
Abr	12	316,68	348,00	31,32	9	26,5
Abr	13	240,24	264,00	23,76	9	26,5
Abr	14	200,20	220,00	19,80	9	26,5
Jun	1	312,00	780,00	468,00	60	26,5
Jun	6	169,68	404,00	234,32	58	26,5
Jun	7	177,24	422,00	244,76	58	26,5
Jun	12	180,43	429,60	249,17	58	26,5
Jun	14	171,84	429,60	257,76	60	26,5
Jun	15	146,06	429,60	283,54	66	26,5
Jun	16	146,88	432,00	285,12	66	26,5
Jun	21	144,77	452,40	307,63	68	26,5
Jul	1	153,22	478,80	325,58	68	26,5
Jul	6	148,22	463,20	314,98	68	26,5
Jul	15	142,85	446,40	303,55	68	26,5
Jul	16	143,62	448,80	305,18	68	26,5
Jul	18	149,12	466,00	316,88	68	26,5
Jul	23	136,80	427,50	290,70	68	26,5
Jul	27	128,25	427,50	299,25	70	26,5
Jul	31	133,56	445,20	311,64	70	26,5
Ago	1	124,66	445,20	320,54	72	26,5
Ago	6	123,65	441,60	317,95	72	26,5
Ago	13	124,32	444,00	319,68	72	26,5
Ago	16	115,44	444,00	328,56	74	26,5
Ago	18	106,56	444,00	337,44	76	30,4
Ago	20	106,27	442,80	336,53	76	30,4
Ago	28	109,44	456,00	346,56	76	26,5
Sep	3	108,29	451,20	342,91	76	26,5
Sep	6	108,29	451,20	342,91	76	26,6
Sep	13	112,90	470,40	357,50	76	26,6
Sep	17	105,98	441,60	335,62	76	26,6
Sep	25	106,27	442,80	336,53	76	26,5
Oct	2	97,42	442,80	345,38	78	26,5
Oct	8	99,00	450,00	351,00	78	26,5
Oct	17	98,21	446,40	348,19	78	30,4
Oct	18	99,79	453,60	353,81	78	30,4
Oct	23	97,42	442,80	345,38	78	30,4

Continuación, Tabla 3.26. Producción del pozo 208-D, arena “U” inferior, 2015-2016

Oct	31	100,06	454,80	354,74	78	30,4
Nov	5	100,32	456,00	355,68	78	30,4
Nov	14	98,74	448,80	350,06	78	30,4
Nov	18	101,64	462,00	360,36	78	30,4
Nov	25	101,86	463,00	361,14	78	30,4
Dic	4	100,85	458,40	357,55	78	30,4
Dic	11	292,60	308,00	15,40	5	30,4
Dic	17	300,97	316,81	15,84	5	30,4
Dic	25	324,90	342,00	17,10	5	30,4
Dic	27	329,65	347,00	17,35	5	30,4
Ene	4	350,55	369,00	18,45	5	30,4
Ene	7	356,25	375,00	18,75	5	30,4
Ene	10	354,35	373,00	18,65	5	30,4
Ene	17	352,32	367,00	14,68	4	30,4
Ene	23	340,10	358,00	17,90	5	30,4
Ene	28	339,15	357,00	17,85	5	30,4
Ene	31	355,38	374,08	18,70	5	30,4
Feb	6	351,50	370,00	18,50	5	30,4
Feb	21	353,22	406,00	52,78	13	30,4
Mar	6	369,97	425,25	55,28	13	30,4
Mar	17	393,24	452,00	58,76	13	30,4
Mar	23	243,60	280,00	36,40	13	30,4
Mar	31	362,79	417,00	54,21	13	30,4

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

3.3.4.1 Análisis t-student

El análisis de datos de producción antes de instalar el sistema Intellizone se presenta en el anexo 15, mientras que el análisis de datos de producción después de instalado el sistema se presenta en el anexo 16.

Arena “T” y “U” inferior

Se considera que los valores de producción antes de la instalación del sistema son denotados como X_i y los valores de producción después de la instalación del sistema son denotados como Y_i (corresponden a la suma de producción de “T” y “U” inferior).

Con los datos de producción antes y después de la instalación del sistema Intellizone, aplicando el análisis t-student se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 3.27. Análisis t-Student, pozo 208-D, 2014-2015

N° de muestra	BPPD /2014 X_i	BPPD /2015 Y_i	$X_i - \bar{X}$	$Y_i - \bar{Y}$	$(X_i - \bar{X})^2$	$(Y_i - \bar{Y})^2$
1	928,8	840,35	-288,71	380,67	83352,13	144913,16
2	1032,3	572,8	-185,21	113,12	34301,89	12797,18
3	1249,92	486,87	32,41	27,19	1050,56	739,55
4	1360,4	476,16	142,89	16,48	20418,21	271,74
5	1362,3	478,72	144,79	19,04	20964,81	362,70
6	1356,6	456	139,09	-3,68	19346,67	13,51
7	1299,48	445,2	81,97	-14,48	6719,46	209,54
8	1299,48	412,16	81,97	-47,52	6719,46	2257,71
9	1228,08	384,8	10,57	-74,88	111,77	5606,32
10	1286,56	354,24	69,05	-105,44	4768,22	11116,62
11	1279,68	360,96	62,17	-98,72	3865,40	9744,73
12	1152,4	353,28	-65,11	-106,40	4239,01	11319,98
13	991,6	354,24	-225,91	-105,44	51034,29	11116,62
Valores promedio	$\bar{X} = 1217,51$	$\bar{Y} = 459,68$		Sumatorios	256891,88	210469,35

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Ver los cálculos en el anexo 17

Tenemos:

$$t_o = 13,85$$

$$t_c = 1,711 \text{ (ver anexo 6).}$$

$$t_o > t_c$$

Por lo tanto se rechaza la hipótesis nula, existe una diferencia significativa entre antes y después.

3.3.4.2 Análisis mediante el uso de OFM

Para analizar este pozo, se procedió a realizar las gráficas correspondientes para la arena productora “T” inferior y “U” inferior.

El pozo ShsC-208 se encontraba produciendo de la arena “T” inferior aproximadamente desde el 18 de junio de 2014 hasta el 17 de noviembre de 2014.

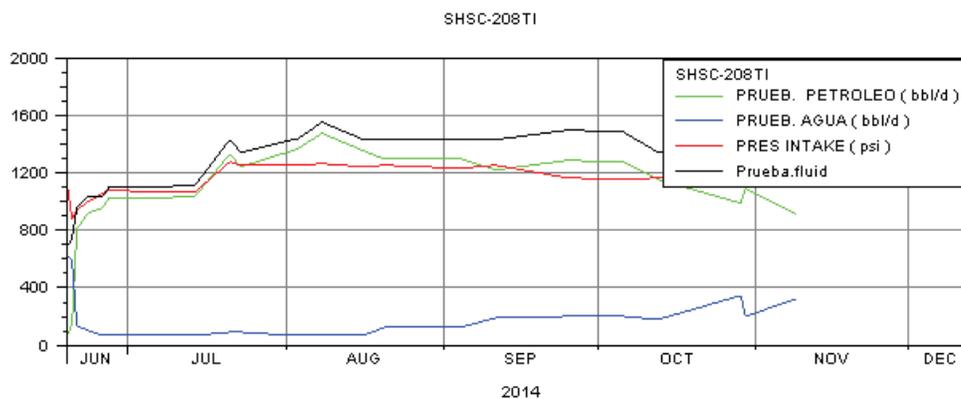
3.3.4.2.1 Análisis antes de la implementación del sistema Intellizone.

Utilizando el software OFM se obtiene los gráficos de producción, como se muestra en la figura siguiente para la arena “T” inferior.

Arena “T” inferior

En la siguiente gráfica se presenta la producción de la arena “T” inferior antes de la instalación del sistema Intellizone.

Figura 3.14. Producción del pozo SHSC-208, arena “T” inferior, 2014



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Para calcular la producción acumulada se estudia las producciones inmediatamente antes de la aplicación del sistema Intellizone, tomando en consideración el mismo tiempo antes como después de instalado el sistema.

Producción acumulada de petróleo: 157367,17 BPPD

Producción acumulada de agua: 19066,32 BAPD

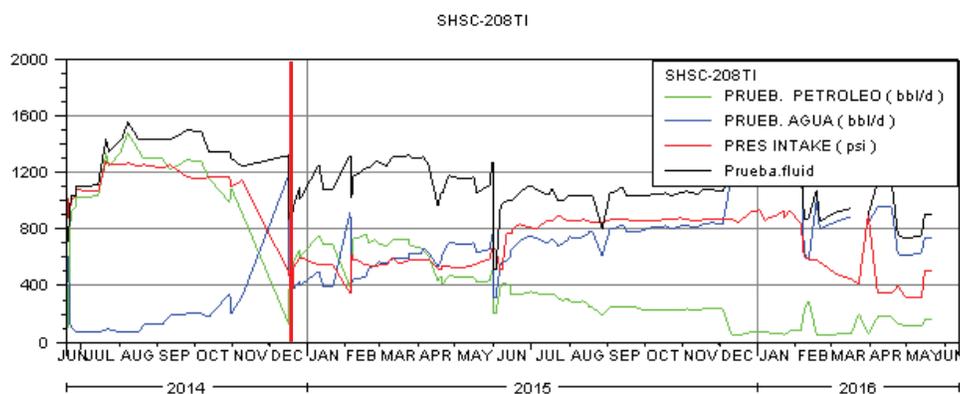
Producción acumulada de fluido: 176433,5 BFPD

3.3.4.2.2 *Análisis después de la implementación del sistema Intellizone.*

El pozo estudiado empezó su producción con el sistema Intellizone a partir del 16 de diciembre de 2014, la producción correspondiente a este período se presenta en las curvas de la parte derecha de la línea roja vertical, de las gráficas correspondientes a cada arena productora detalladas a continuación:

Arena “T” inferior

Figura 3.15. Producción del pozo SHSC-208, arena “T” inferior, 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

Elaborado por: Denisse López J.

La producción acumulada se estimó a partir de la puesta en producción al pozo después de la implementación del sistema Intellizone, considerando el mismo tiempo de producción que se utiliza para el acumulado antes de la instalación del sistema.

Producción acumulada de petróleo: 85972,26 BPPD

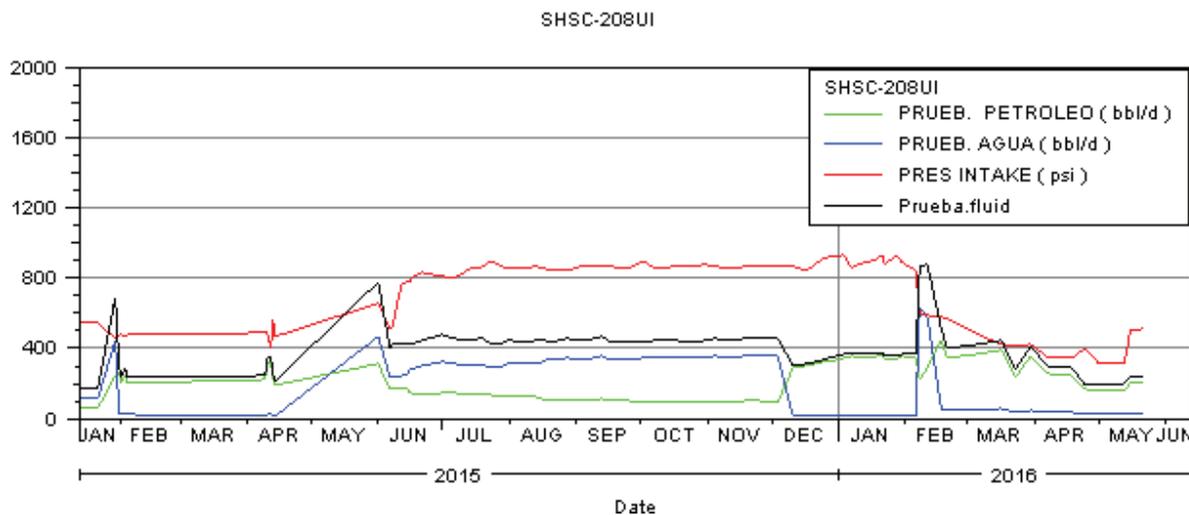
Producción acumulada de agua: 69723,24 BAPD

Producción acumulada de fluido: 155695,5 BFPD

Arena “U” inferior

Antes de ser instalado el sistema Intellizone, el pozo se encontraba produciendo únicamente de la arena “T” inferior.

Figura 3.16. Producción del pozo SHSC-208, arena “U” inferior, 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

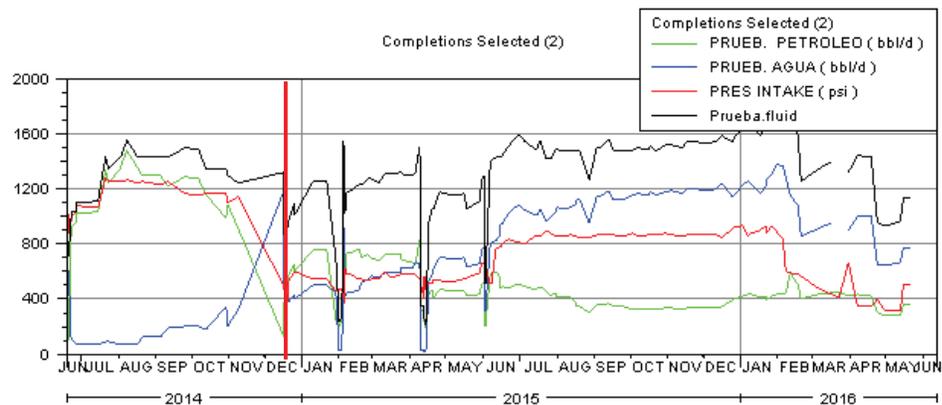
Producción acumulada de petróleo: 30704,16 BPPD

Producción acumulada de agua: 16643,86 BAPD

Producción acumulada de fluido: 47348,02 BFPD

Resultados:

Figura 3.17. Producción del pozo SHSC-208, 2014-2016



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Denisse López J.

Tabla resumen pozo 208D

Tabla. 3.28. Resumen de producción pozo, SHSC-208D

POZO SHSC-208			
Antes "T" inf		Después "T" inf	
ACUMULADO (BPPD)	157367,17	ACUMULADO (BPPD)	85972,26
ACUMULADO (BAPD)	19066,32	ACUMULADO (BAPD)	69723,24
ACUMULADO (BFPD)	176433,5	ACUMULADO (BFPD)	155695,5
Antes "U" inf		Después "U" inf	
ACUMULADO (BPPD)		ACUMULADO (BPPD)	30704,16
ACUMULADO (BAPD)		ACUMULADO (BAPD)	16643,86
ACUMULADO (BFPD)		ACUMULADO (BFPD)	47348,02

Elaborado: Denisse López J.

- $TOTAL\ ACUMULADO = ACUM\ T\ inf\ (antes\ y\ después) + ACUM\ U\ inf\ (antes\ y\ después).$

$$TOTAL\ ACUMULADO = (243339,43 + 30704,16)\ BPPD$$

$$TOTAL\ ACUMULADO = 274043,59\ BPPD.$$

- $EFICIENCIA\ ANTES = \frac{ACUM\ "T" inf\ y\ "U" inf\ (antes)}{TOTAL\ ACUMULADO} * 100\%$

$$ACUM\ T\ inf\ y\ U\ inf\ (antes) = 157367,17\ BPPD.$$

$$EFICIENCIA = 57,42\%$$

- $EFICIENCIA\ DESPUÉS = \frac{ACUM\ "T" inf\ y\ "U" inf\ (después)}{TOTAL\ ACUMULADO} * 100\%$

$$ACUM\ T\ inf\ y\ U\ inf\ (después) = 116676,42\ BPPD$$

$$EFICIENCIA = 42,57\%$$

Como podemos observar el análisis nos muestra que la producción del pozo antes de tener el sistema Intellizone era mejor que la producción que se obtuvo después de la instalación de este nuevo sistema.

La producción acumulada correspondiente a la arena "T" inferior antes de instalado del sistema fue de 157367,17 BPPD, datos tomados durante 131 días.

Mientras que la producción acumulada que se obtuvo de las arenas "T" inferior y "U" inferior, después de tener el sistema Intellizone instalado fue de 116676,42 BPPD, durante 131 días.

Se procedió a realizar el cálculo de las eficiencias tanto antes como después de tener el sistema Intellizone y obtuvimos los siguientes resultados:

Eficiencia antes: 57,42%

Eficiencia después: 42,57%

De esta manera queda demostrado que en el pozo 208-D no se obtuvieron los resultados esperados.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES:

- El sistema Intellizone es un sistema que nos permite producir de dos o más arenas de manera simultánea, permitiendo probar la producción de cada una de ellas mediante la apertura y cierre de camisas (válvulas) hidráulicamente desde superficie. El sistema estudiado no constituye un sistema de levantamiento de fluidos, sino únicamente una técnica de completación de fondo, que como se mencionó anteriormente nos permite producir de dos o más zonas con una sola tubería de producción.
- En el campo Shushufindi se implementó el sistema en los pozos 136 D, 145 D, 146 D y 208 D.
- De acuerdo al análisis realizado, se determinó que la tecnología Intellizone no dio los resultados esperados en los pozos 136 D, 145 D, y 208 D; a pesar de que se logró producir de dos arenas simultáneamente después de instalado el sistema.
- El pozo SHSJ-146 D tuvo un período inicial de producción no muy prolongado, del cual únicamente se producía de la arena “U” inferior. Para luego dejarlo en producción de la arena “T” inferior (63862 Bls) y de la arena “U” inferior (28363 Bls). De esta forma se pudo optimizar la energía del reservorio y tener un aumento en la producción.
- Los análisis presentados en este proyecto fueron desarrollados en base a la información disponible, proporcionada por la ARCH; para un análisis más detallado se requeriría mayor información.
- Hay un decrecimiento de la producción que es relevante, y esta de entender que el reservorio necesite mecanismos de estimulación del reservorio.

4.2. RECOMENDACIONES:

- Debido a los resultados obtenidos en los pozos analizados se recomienda no utilizar este sistema en el campo Shushufindi.
- Antes de la implementación de un sistema Intellizone, se recomienda realizar un análisis a fondo sobre las condiciones de las arenas productoras, tanto en producción como en presiones, así como las condiciones mecánicas del pozo.
- Se recomienda que las arenas productoras sean probadas por un corto período, de ser posible durante la completación inicial del pozo, previo a la instalación de un sistema Intellizone.
- Para algunos pozos con alta producción, se debería regular el flujo de la arena que presente mayor presión, para evitar que obstruya el flujo de la arena de menor presión.
- Antes de la implementación de un sistema Intellizone, para la producción de varias arenas, se recomienda analizar los posibles daños mecánicos y/o de formación que se pudieron presentar durante y después de los trabajos de workover anteriores.
- Se recomienda hacer un análisis Costo-Beneficio antes de instalar el Sistema Intellizone.
- Se recomienda invertir en sistemas que estimulen el reservorio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

-Rivadeneira, M., Baby, P., & Barragán, R. (2014). *La cuenca oriente: geología y petróleo*. Ecuador: Instituto francés de estudios andinos, ISBN.

Bonilla, M. (2013). *Análisis de fallas de equipos electrosumergibles empleados en el campo shushufindi octubre 2013*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Moncayo, S. (2014). *Estudio de factibilidad para la perforación de pozos direccionales con trayectoria no convencional en el campo shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Biedma, D., Corbett, C., Giraldo, F., Lafournère, J., Marín, G., Navarre, P., Suter, A., Villanueva, G., & Vela, I. (2014). *Shushufindi: El renacimiento de un gigante*. Oilfield Review, 26, n°3, pp.47-48.

Benavides, X., & Nuñez, S. (2011). *Estudio técnico económico del tratamiento químico para la deshidratación del crudo en el campo shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Carvajal, F., & Ordóñez L. (2007). *Análisis de las perforaciones horizontales de los campos sacha y shushufindi de petroproducción*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Sarango, M. (2013). *Optimización de operación de pozos con bombeo electrosumergible en el campo shushufindi mediante curvas de la bomba vs curvas del sistema y análisis nodal*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Enríquez, J., & Feijóo, M. (2008). *Actualización de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Schlumberger. (2012). Intellizone Compact. Abril 4, 2016, de Schlumberger Sitio web:

http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intellizone_esp/intellizone_multiport_packer_esp.pdf

Schlumberger. (2012). Avance de las terminaciones convencionales. Abril 4, 2016, de Schlumberger Sitio web:

https://www.slb.com/~media/Files/completions/brochures/intellizone_compact_br_esp.pdf

Schlumberger. (2012). Sistema de control de superficie. Abril 6, 2016, de Schlumberger Sitio web:

http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intellizone_esp/intellizone_compact_surface_control_system_esp.pdf

Schlumberger. (2012). Sistema de monitoreo. Abril 8, 2016, de Schlumberger Sitio web:

http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intellizone_esp/intellizone_compact_monitoring_system_esp.pdf

Schlumberger. (2012). Módulo hidráulico multipunto. Abril 8, 2016, de Schlumberger Sitio web:

http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intellizone_esp/intellizone_hydraulic_multidrop_module_esp.pdf

Schlumberger. (2012). Válvula de control de flujo. Abril 9, 2016, de Schlumberger Sitio web:

http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/intellizone_esp/intellizone_flow_control_valve_esp.pdf

Jaramillo, J. (2011). *Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo Parahuacu para incrementar la producción*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

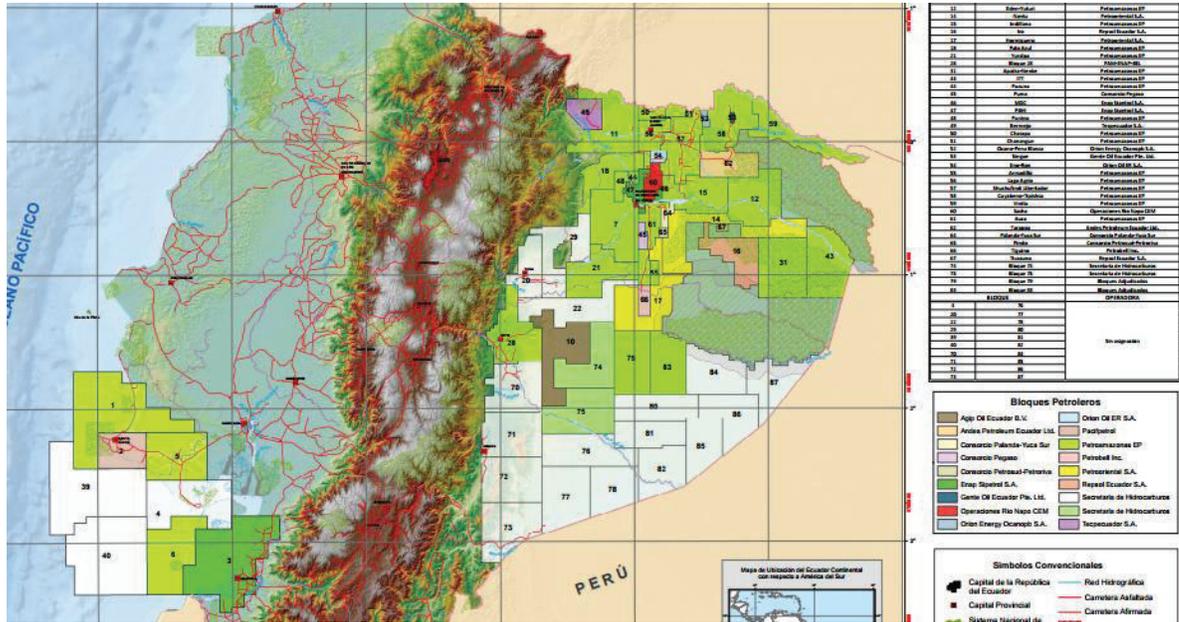
Ramírez, M. (2004). *Bombeo electrosumergible: Análisis, diseño, optimización, y trouble shooting*. ESP oil international training group, 1, pp.19-38.

Alfonso Pérez García. 2008. "Estadística aplicada: conceptos básicos". Madrid: Universidad Nacional de Educación a Distancia.

ANEXOS

Anexo 1

BLOQUES PETROLEROS.



Fuente: Secretaría de Hidrocarburos

Anexo 2

Especificaciones de la válvula de control de flujo IntelliZone Compact

Especificaciones de la válvula de control de flujo IntelliZone Compact				
Tamaño	2½ pulgadas		3½ pulgadas	
	Apertura/cierre	Posiciones múltiples	Apertura/cierre	Posiciones múltiples
Diámetro externo máximo, pulgadas [mm]	4,595 [116,713]		5,905 [149,987]	
Diámetro interno mínimo, 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 [2 703]		44 000 [6 996]	
Tamaño mínimo recomendado de la tubería de revestimiento, pulgadas; peso, lbm/pie	5½; 20		7; 32	
Longitud total, pulgadas [mm]	72 [1 828]	97 [2 464]	72 [1 828]	97 [2 464]
Máximo número de posiciones de la herramienta	Dos (abierta, cerrada)	Cuatro (abierta, dos estranguladas, cerrada)	Dos (abierta, cerrada)	Cuatro (abierta, dos estranguladas, cerrada)
Tipo de rosca, peso, lbm/pie	VAM [®] TOP, 6,4		NUE, 9,2, o VAM TOP, 9,2	
Resistencia a la tracción, lbf/pie	144 960		159 000 (NUE) 207 000 (VAM TOP)	
Opciones de metalurgia	13Cr		4 140 o 13Cr	
Área de flujo máximo	125% del área de la tubería de producción			
Principio del accionador	Pistón balanceado			
Sensor de posición	Absoluta			
Tipo de fijación de las líneas de control	IDFC (conector con virola dual invertida)			
Opción en caso de contingencias	Perfil integral de comando BB			
Materiales				
Especificación de materiales	NACE MR0175			
Material de sello	HNBR (caucho de acrilonitrilo-butadieno hidrogenado)			
Compatibilidad de los fluidos de las líneas de control	A base de aceite o a base de agua			
Datos de operación				
Presiones de trabajo, psi [kPa]	5 000 [34 474]			
Presión de accionamiento máximo, psi [kPa]	10 000 [68 946]			
Presión diferencial de equalización máximo, psi [kPa]	1 000 [6 894]			
Presión diferencial de flujo máximo, psi [kPa]	1 000 [6 894]			
Rango de temperatura de operación, °F [°C]	68–250 [20–121]			
Temperatura de instalación mínimo °F [°C]	33 [0,5]			
Temperatura de almacenamiento mínimo °F [°C]	–40 [–40]			
Profundidad de colocación máxima con el módulo de pulsos múltiples, pies [m]	8 000 [2 438] TVD			
Calificación medioambiental				
Erosión, psi [kPa]	Presión diferencial en las boquillas, 1 000 [6 894]			

Anexo 3

Especificaciones del módulo hidráulico multipunto

Presión máxima de la línea de control, psi [kPa]	10 000 [68 946]
Presión mínima de la línea de control, psi [kPa]	7 500 [51 710]
Presión de restablecimiento mínima, psi [kPa]	4 000 [27 579]
Profundidad de colocación máxima, pies [m]	8 000 [2 438] (profundidad vertical verdadera, TVD)
Compatibilidad de los fluidos de las líneas de control hidráulico	Base de aceite o base de agua
Rango de temperatura de operación, °F [°C]	68–250 [20–121]

Anexo 4

Especificaciones del empacador de múltiples orificios Intellizone Compact.

Tipo	Empacador de 7 × 3½ pulgadas (Calidad superior)			Empacador de 7 × 3½ pulgadas (Estándar)		Empacador de 5½ × 2¼ pulgadas (Calidad superior)	
	23–26 [34,2–38,7]	26–29 [38,7–43,2]	29–32 [43,2–47,6]	23–26 [34,2–38,7]	26–29 [38,7–43,2]	17 [25,3]	20 [29,8]
Peso de la tubería de revestimiento, lbm/pie [kg/m]							
Diámetro externo máximo, pulgadas [mm]	6,090 [154,7]	6,000 [152,4]	5,910 [150,1]	6,090 [154,7]	6,000 [152,4]	4,710 [119,6]	4,595 [116,7]
Tamaño de la tubería de revestimiento, pulgadas [mm]	7 [177,8]			7 [177,8]		5½ [139,7]	
Tamaño de la tubería de producción, pulgadas [mm]	3½ [88,9]			3½ [88,9]		2¾ [73]	
Diámetro interno mínimo, pulgadas [mm]	2,900 [73,66]			2,942 [74,73]		2,399 [60,9]	
Excentricidad, pulgadas [mm]	0,25 [6,35]			0,25 [6,35]		0,25 [6,35]	
Longitud total, pulgadas [mm]	91 [2 311]			Cortar para recuperar: 138 [3 505] Tensionar para recuperar: 138 [3 505] Aislamiento: 146 [3 708]		52,6 [1 336]	
Tipo de rosca, peso, lbm/pie	VAM [®] TOP, 9,2			NUE, 9,2		VAM TOP, 6,4	
Configuración de la derivación	IDFC (conexión con virola dual invertida) 5 × ¼ pulgada			IDFC (conexión con virola dual invertida), 5 × ¼ pulgada		IDFC (conexión con virola dual invertida), 4 × ¼ pulgada	
Presión diferencial nominal, psi [kPa]	5 000 [34 474]			5 000 [34 474]		5 000 [34 474]	
Resistencia a la tracción, lbf	207 000			159 090		144 960	
Presión de asentamiento mínima, psi [kPa]	3 500 [24 132]			3 500 [24 132]		3 500 [24 132]	
Método de recuperación	Poner en tensión para recuperar			Cortar para recuperar o tensionar para recuperar		Tensionar para recuperar	
Fuerza de corte de liberación, lbf	50 000–100 000			50 000–120 000		60 000–80 000	
Rango de temperatura de operación, °F [°C]	68–250 [20–121]			68–250 [20–121]		68–250 [20–121]	
Materiales							
Material humedecido con el flujo	4 130 o 13CR			4 130 o 13CR		4 130 o 13CR	
Material del elemento	HNBR (caucho de acrilonitrilo-butadieno hidrogenado)			HNBR		HNBR	
Especificación del material	NACE MR0175			NACE MR0175		NACE MR0175	
Calificación medioambiental							
Nivel de calificación	ISO V3 (250–131, 200–68)			Cortar para recuperar: ISO V3 (250–68) Tensionar para recuperar: ISO V3 (250–68) Aislamiento: ISO V5 (250–68)		ISO-V3 (250–131, 200–68)	

Anexo 5

Completación Intellizone del pozo SSFD 146D



Intellizone Completion configuration with ESP system Well SSFD 146D (Proposed)



COMPLETION SYSTEMS
PCE - ECUADOR

Proposed By: Yolande Malincha		Phone: _____	WELL: SSFD 146D
Rig: CRABPION	Type: 2 1/2" SUE	FLUID: _____	(Depth)
Revised: _____	Phone: _____	FLUID: _____	
Author Checked: (PM) L. Luis M. Sandoval (CPM)	Phone: _____	FLUID: _____	
Approved By: Juan Carlos Aranda (CPM)	Phone: _____	FLUID: _____	
			Date: 1-Oct-14

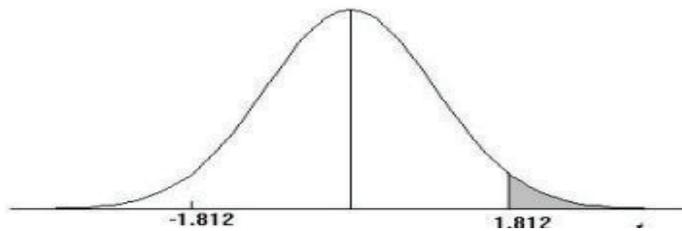
Item	Quantity	Length	Unit	Weight	Volume	Notes
TABLE 1	20	1.00	ft	0.21	0.21	
TABLE 2	27	1.00	ft	0.21	0.21	
TABLE 3	27	1.00	ft	0.21	0.21	
TABLE 4	27	1.00	ft	0.21	0.21	

CODE	QTY	DESCRIPTION	Part Number	BN	OD	ID	Length	Top Depth FT (MG)	Bottom FT (MG)	Supply
MIA Abastecido entre empacadoras										
000	1	7" Tubing Hanger					21.2	0	21.2	
001	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing			7.641	6.188	6.00	21.20	20.00	CPM
002	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (21-20)			7.641	6.188	20.00	21.20	20.00	CPM
003	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (20-19)			7.641	6.188	19.00	20.00	19.00	CPM
004	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (19-18)			7.641	6.188	18.00	19.00	18.00	CPM
005	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (18-17)			7.641	6.188	17.00	18.00	17.00	CPM
006	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (17-16)			7.641	6.188	16.00	17.00	16.00	CPM
007	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (16-15)			7.641	6.188	15.00	16.00	15.00	CPM
008	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (15-14)			7.641	6.188	14.00	15.00	14.00	CPM
009	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (14-13)			7.641	6.188	13.00	14.00	13.00	CPM
010	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (13-12)			7.641	6.188	12.00	13.00	12.00	CPM
011	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (12-11)			7.641	6.188	11.00	12.00	11.00	CPM
012	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (11-10)			7.641	6.188	10.00	11.00	10.00	CPM
013	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (10-9)			7.641	6.188	9.00	10.00	9.00	CPM
014	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (9-8)			7.641	6.188	8.00	9.00	8.00	CPM
015	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (8-7)			7.641	6.188	7.00	8.00	7.00	CPM
016	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (7-6)			7.641	6.188	6.00	7.00	6.00	CPM
017	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (6-5)			7.641	6.188	5.00	6.00	5.00	CPM
018	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (5-4)			7.641	6.188	4.00	5.00	4.00	CPM
019	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (4-3)			7.641	6.188	3.00	4.00	3.00	CPM
020	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (3-2)			7.641	6.188	2.00	3.00	2.00	CPM
021	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (2-1)			7.641	6.188	1.00	2.00	1.00	CPM
022	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (1-0)			7.641	6.188	0.00	1.00	0.00	CPM
023	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (0-1)			7.641	6.188	1.00	0.00	1.00	CPM
024	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-1-0)			7.641	6.188	0.00	1.00	0.00	CPM
025	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-2-0)			7.641	6.188	0.00	2.00	0.00	CPM
026	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-3-0)			7.641	6.188	0.00	3.00	0.00	CPM
027	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-4-0)			7.641	6.188	0.00	4.00	0.00	CPM
028	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-5-0)			7.641	6.188	0.00	5.00	0.00	CPM
029	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-6-0)			7.641	6.188	0.00	6.00	0.00	CPM
030	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-7-0)			7.641	6.188	0.00	7.00	0.00	CPM
031	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-8-0)			7.641	6.188	0.00	8.00	0.00	CPM
032	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-9-0)			7.641	6.188	0.00	9.00	0.00	CPM
033	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-10-0)			7.641	6.188	0.00	10.00	0.00	CPM
034	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-11-0)			7.641	6.188	0.00	11.00	0.00	CPM
035	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-12-0)			7.641	6.188	0.00	12.00	0.00	CPM
036	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-13-0)			7.641	6.188	0.00	13.00	0.00	CPM
037	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-14-0)			7.641	6.188	0.00	14.00	0.00	CPM
038	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-15-0)			7.641	6.188	0.00	15.00	0.00	CPM
039	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-16-0)			7.641	6.188	0.00	16.00	0.00	CPM
040	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-17-0)			7.641	6.188	0.00	17.00	0.00	CPM
041	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-18-0)			7.641	6.188	0.00	18.00	0.00	CPM
042	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-19-0)			7.641	6.188	0.00	19.00	0.00	CPM
043	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-20-0)			7.641	6.188	0.00	20.00	0.00	CPM
044	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-21-0)			7.641	6.188	0.00	21.00	0.00	CPM
045	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-22-0)			7.641	6.188	0.00	22.00	0.00	CPM
046	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-23-0)			7.641	6.188	0.00	23.00	0.00	CPM
047	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-24-0)			7.641	6.188	0.00	24.00	0.00	CPM
048	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-25-0)			7.641	6.188	0.00	25.00	0.00	CPM
049	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-26-0)			7.641	6.188	0.00	26.00	0.00	CPM
050	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-27-0)			7.641	6.188	0.00	27.00	0.00	CPM
051	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-28-0)			7.641	6.188	0.00	28.00	0.00	CPM
052	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-29-0)			7.641	6.188	0.00	29.00	0.00	CPM
053	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-30-0)			7.641	6.188	0.00	30.00	0.00	CPM
054	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-31-0)			7.641	6.188	0.00	31.00	0.00	CPM
055	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-32-0)			7.641	6.188	0.00	32.00	0.00	CPM
056	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-33-0)			7.641	6.188	0.00	33.00	0.00	CPM
057	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-34-0)			7.641	6.188	0.00	34.00	0.00	CPM
058	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-35-0)			7.641	6.188	0.00	35.00	0.00	CPM
059	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-36-0)			7.641	6.188	0.00	36.00	0.00	CPM
060	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-37-0)			7.641	6.188	0.00	37.00	0.00	CPM
061	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-38-0)			7.641	6.188	0.00	38.00	0.00	CPM
062	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-39-0)			7.641	6.188	0.00	39.00	0.00	CPM
063	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-40-0)			7.641	6.188	0.00	40.00	0.00	CPM
064	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-41-0)			7.641	6.188	0.00	41.00	0.00	CPM
065	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-42-0)			7.641	6.188	0.00	42.00	0.00	CPM
066	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-43-0)			7.641	6.188	0.00	43.00	0.00	CPM
067	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-44-0)			7.641	6.188	0.00	44.00	0.00	CPM
068	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-45-0)			7.641	6.188	0.00	45.00	0.00	CPM
069	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-46-0)			7.641	6.188	0.00	46.00	0.00	CPM
070	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-47-0)			7.641	6.188	0.00	47.00	0.00	CPM
071	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-48-0)			7.641	6.188	0.00	48.00	0.00	CPM
072	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-49-0)			7.641	6.188	0.00	49.00	0.00	CPM
073	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-50-0)			7.641	6.188	0.00	50.00	0.00	CPM
074	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-51-0)			7.641	6.188	0.00	51.00	0.00	CPM
075	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-52-0)			7.641	6.188	0.00	52.00	0.00	CPM
076	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-53-0)			7.641	6.188	0.00	53.00	0.00	CPM
077	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-54-0)			7.641	6.188	0.00	54.00	0.00	CPM
078	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-55-0)			7.641	6.188	0.00	55.00	0.00	CPM
079	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-56-0)			7.641	6.188	0.00	56.00	0.00	CPM
080	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-57-0)			7.641	6.188	0.00	57.00	0.00	CPM
081	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-58-0)			7.641	6.188	0.00	58.00	0.00	CPM
082	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-59-0)			7.641	6.188	0.00	59.00	0.00	CPM
083	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-60-0)			7.641	6.188	0.00	60.00	0.00	CPM
084	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-61-0)			7.641	6.188	0.00	61.00	0.00	CPM
085	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-62-0)			7.641	6.188	0.00	62.00	0.00	CPM
086	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-63-0)			7.641	6.188	0.00	63.00	0.00	CPM
087	1	7" 20# 1.361" NCT 10# Blue Top Chasing (-64-0)			7.641</					

ANEXO 6

Puntos de porcentaje de la distribución t student.

Puntos de porcentaje de la distribución t



Ejemplo

Para $\phi = 10$ grados de libertad:

$$P\{t > 1.812\} = 0.05$$

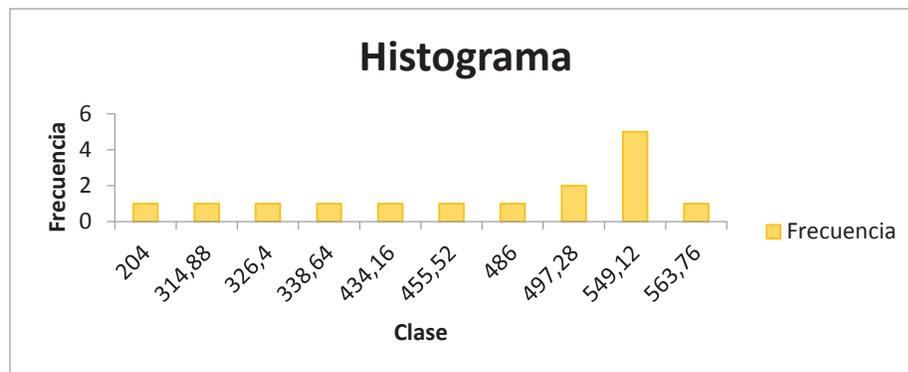
$$P\{t < -1.812\} = 0.05$$

α Γ	0,25	0,2	0,15	0,1	0,05	0,025	0,01	0,005	0,0005
1	1,000	1,376	1,963	3,078	6,314	12,706	31,821	63,656	636,578
2	0,816	1,061	1,386	1,886	2,920	4,303	6,965	9,925	31,600
3	0,765	0,978	1,250	1,638	2,353	3,182	4,541	5,841	12,924
4	0,741	0,941	1,190	1,533	2,132	2,776	3,747	4,604	8,610
5	0,727	0,920	1,156	1,476	2,015	2,571	3,365	4,032	6,869
6	0,718	0,906	1,134	1,440	1,943	2,447	3,143	3,707	5,959
7	0,711	0,896	1,119	1,415	1,895	2,365	2,998	3,499	5,408
8	0,706	0,889	1,108	1,397	1,860	2,306	2,896	3,355	5,041
9	0,703	0,883	1,100	1,383	1,833	2,262	2,821	3,250	4,781
10	0,700	0,879	1,093	1,372	1,812	2,228	2,764	3,169	4,587
11	0,697	0,876	1,088	1,363	1,796	2,201	2,718	3,106	4,437
12	0,695	0,873	1,083	1,356	1,782	2,179	2,681	3,055	4,318
13	0,694	0,870	1,079	1,350	1,771	2,160	2,650	3,012	4,221
14	0,692	0,868	1,076	1,345	1,761	2,145	2,624	2,977	4,140
15	0,691	0,866	1,074	1,341	1,753	2,131	2,602	2,947	4,073
16	0,690	0,865	1,071	1,337	1,746	2,120	2,583	2,921	4,015
17	0,689	0,863	1,069	1,333	1,740	2,110	2,567	2,898	3,965
18	0,688	0,862	1,067	1,330	1,734	2,101	2,552	2,878	3,922
19	0,688	0,861	1,066	1,328	1,729	2,093	2,539	2,861	3,883
20	0,687	0,860	1,064	1,325	1,725	2,086	2,528	2,845	3,850
21	0,686	0,859	1,063	1,323	1,721	2,080	2,518	2,831	3,819
22	0,686	0,858	1,061	1,321	1,717	2,074	2,508	2,819	3,792
23	0,685	0,858	1,060	1,319	1,714	2,069	2,500	2,807	3,768
24	0,685	0,857	1,059	1,318	1,711	2,064	2,492	2,797	3,745
25	0,684	0,856	1,058	1,316	1,708	2,060	2,485	2,787	3,725
26	0,684	0,856	1,058	1,315	1,706	2,056	2,479	2,779	3,707
27	0,684	0,855	1,057	1,314	1,703	2,052	2,473	2,771	3,689
28	0,683	0,855	1,056	1,313	1,701	2,048	2,467	2,763	3,674
29	0,683	0,854	1,055	1,311	1,699	2,045	2,462	2,756	3,660
30	0,683	0,854	1,055	1,310	1,697	2,042	2,457	2,750	3,646
40	0,681	0,851	1,050	1,303	1,684	2,021	2,423	2,704	3,551
60	0,679	0,848	1,045	1,296	1,671	2,000	2,390	2,660	3,460
120	0,677	0,845	1,041	1,289	1,658	1,980	2,358	2,617	3,373
∞	0,674	0,842	1,036	1,282	1,645	1,960	2,326	2,576	3,290

ANEXO 7

Histograma de frecuencias del pozo Shs 136 D antes de instalar el sistema Intellizone.

Clase	Frecuencia
204	1
314,88	1
326,4	1
338,64	1
434,16	1
455,52	1
486	1
497,28	2
549,12	5
563,76	1



CURTOSIS

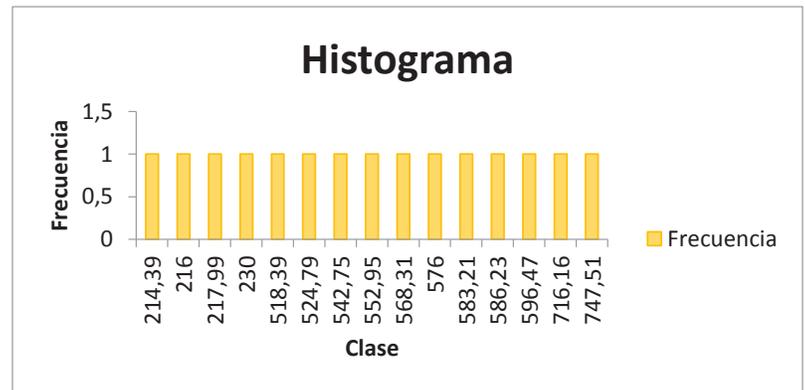
N° de muestra	Bppd	$((x_i - x_{prom})^4)$	Desviación	Desviación ⁴	Curtosis
1	434,16	300232,1768			
2	497,28	2487064,447			
3	486	653475,9997			
4	497,28	2487064,447			
5	455,52	17,59218604			
6	563,76	127164884,5			
7	549,12	70254046,61			
8	549,12	70254046,61			
9	549,12	70254046,61			
10	549,12	70254046,61			
11	549,12	70254046,61			
12	314,88	414524116,8			
13	204	4134069569			
14	338,64	200049035,5			
15	326,4	296013546,7			
Promedio	457,568	5529019240	111,38918	153947274	-0,606

Distribución Platicúrtica

ANEXO 8

Histograma de frecuencias del pozo Shs 136 D, después de instalado el sistema Intellizone

Clase	Frecuencia
214,39	1
216	1
217,99	1
230	1
518,39	1
524,79	1
542,75	1
552,95	1
568,31	1
576	1
583,21	1
586,23	1
596,47	1
716,16	1
747,51	1



CURTOSIS

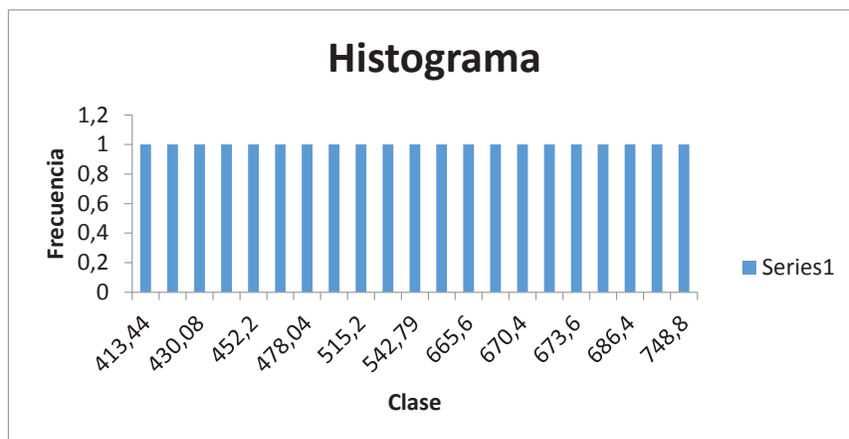
N° de muestra	Bppd/2014	$((x_i - x_{prom})^4) - 2014$	Desviación 2014	Desviación 4	Curtosis 2014
1	230	4765701331			
2	216	5865549046			
3	214,39	6003239995			
4	217,99	5698648633			
5	542,75	6253334			
6	747,51	4212795904			
7	716,16	2491507918			
8	596,47	115760844,7			
9	583,21	66981420,63			
10	576	48048084,26			
11	586,23	76383349,7			
12	568,31	32607767,19			
13	552,95	13139484,68			
14	518,39	432637,0504			
15	524,79	1054706,087			
Promedio	492,7433333	29398104455	175,413303	946782253,3	-0,930

Distribución Platicúrtica

ANEXO 9

Histograma de frecuencia del pozo Shs 145 D, antes de instalar el sistema Intellizone.

Clase	Frecuencia
413,44	1
428,8	1
430,08	1
445,44	1
452,2	1
467,2	1
478,04	1
480,8	1
515,2	1
540,2	1
542,79	1
577,2	1
665,6	1
666,96	1
670,4	1
672	1
673,6	1
683,76	1
686,4	1
703,92	1
748,8	1



CURTOSIS

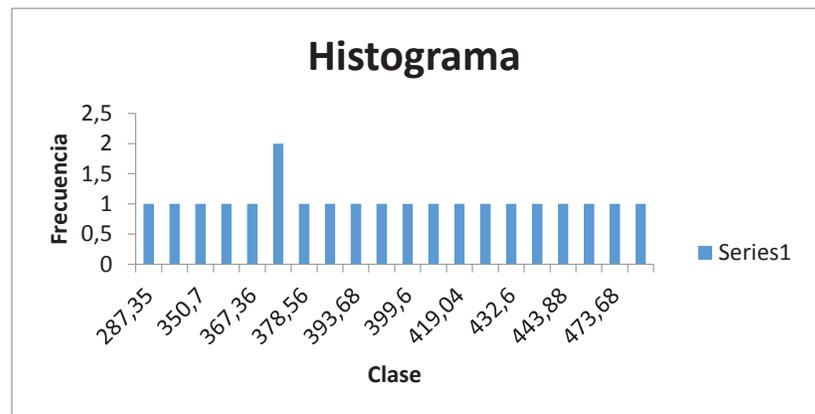
N° de muestra	Bppd/2013	$(xi-xprom)^4$	Desviación	Desviación ⁴	Curtosis 2013
1	673,6	121059655,4			
2	670,4	106949329,6			
3	665,6	88142248,41			
4	686,4	191873271,9			
5	515,2	8196267,52			
6	480,8	59714230,35			
7	748,8	1051950100			
8	703,92	334259835,6			
9	683,76	175228205,1			
10	666,96	93196068,48			
11	672	113840600,7			
12	540,2	660323,4657			
13	542,79	451112,2836			
14	577,2	5204,8722			
15	478,04	67574287,22			
16	452,2	184245125,9			
17	413,44	581175891			
18	430,08	369301570,9			
19	428,8	383131381,1			
20	467,2	106162250,4			
21	445,44	230874462,6			
Promedio	568,71	4267991423	112,071	157752861,6	-1,712

DISTRIBUCIÓN PLATICURTICA

ANEXO 10

Histograma de frecuencias del pozo Shs 145 D, después de instalar el sistema Intellizone

Clase	Frecuencia
287,35	1
337,12	1
350,7	1
358,4	1
367,36	1
370,72	2
378,56	1
390,88	1
393,68	1
395,36	1
399,6	1
404,32	1
419,04	1
429,87	1
432,6	1
434,16	1
443,88	1
456,94	1
473,68	1
481,12	1



CURTOSIS

N° de muestra	Bppd	$(xi-xpr)^4$	Desviación	Desviación ⁴	Curtosis
1	287,35	154616295,4			
2	350,7	5379549,56			
3	456,94	11379061,14			
4	473,68	31337966,75			
5	481,12	45788331,74			
6	419,04	165838,23			
7	399,6	0,30			
8	443,88	4107919,86			
9	434,16	1552740,29			
10	378,56	169818,17			
11	390,88	4055,19			
12	404,32	888,73			
13	358,4	2679806,98			
14	337,12	14530029,65			
15	367,36	984560,06			
16	393,68	719,98			
17	395,36	150,06			
18	370,72	627041,63			
19	370,72	627041,63			
20	429,87	924713,22			
21	432,6	1295926,33			
Promedio	398,86	276172454,9	47,351	5027022,051	-0,384

DISTRIBUCIÓN PLATICÚRTICA

ANEXO 11

Análisis t-student, pozo 145-D.

$$\widehat{S1}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Xi$$

$$\widehat{S1}^2 = 12559,97$$

$$\widehat{S2}^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (Yi - \bar{Y})^2$$

$$\widehat{S2}^2 = 2242,10$$

$$t_o = \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{(n-1)\widehat{S1}^2 + (m-1)\widehat{S2}^2}{n+m-2}} \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}}$$

$$t_o = 6,40$$

$$t_c = 1,684$$

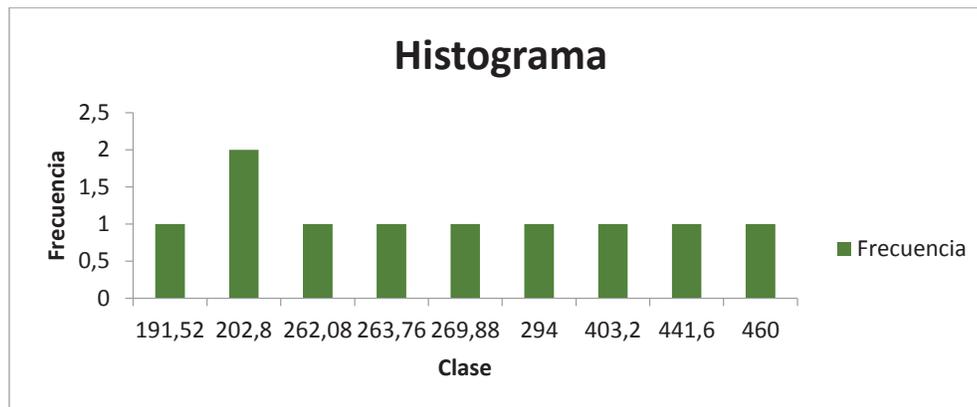
$$6,40 > 1,684$$

$t_o > t_c \therefore$ se rechaza la hipótesis nula.

ANEXO 12

Histograma de distribución de frecuencias del pozo Shs 146 D, antes de instalar el sistema Intellizone

Clase	Frecuencia
191,52	1
202,8	2
262,08	1
263,76	1
269,88	1
294	1
403,2	1
441,6	1
460	1



CURTOSIS

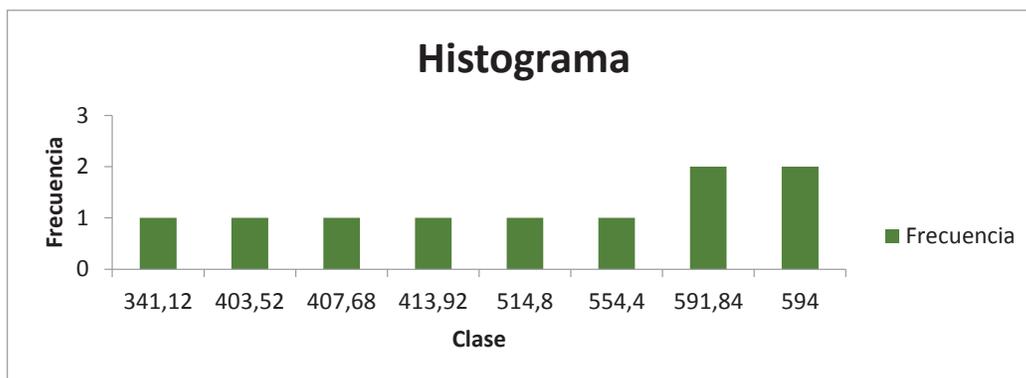
N° de muestra	Bppd	$(xi-xprom)^4$	Desviación	Desviación 4	Curtosis
1	460	669164748,85			
2	441,6	411603515,96			
3	403,2	117147920,54			
4	294	711,12			
5	263,76	1571119,90			
6	191,52	134263916,13			
7	262,08	1891238,45			
8	269,88	735396,56			
9	202,8	86230176,65			
10	202,8	86230176,65			
Promedio	299,164	1508838921	100,362	101453868,1	-1,513

DISTRIBUCIÓN PLATICÚRTICA

ANEXO 13

Histograma de distribución de frecuencias del pozo Shs 146, después de instalado el sistema Intellizone

Clase	Frecuencia
341,12	1
403,52	1
407,68	1
413,92	1
514,8	1
554,4	1
591,84	2
594	2



CURTOSIS

N° de muestra	Bppd	$(xi-xpr)^4$	Desviación	Desviación ⁴	Curtosis
1	591,84	68961604,17			
2	591,84	68961604,17			
3	594	75736133,45			
4	594	75736133,45			
5	554,4	8308237,51			
6	514,8	39391,03			
7	341,12	648700853,43			
8	407,68	74908211,85			
9	403,52	89232297,73			
10	413,92	56743848,17			
Promedio	500,712	1167328315	98,994	96036723,26	-1,784

DISTRIBUCIÓN PLATICÚRTICA

ANEXO 14

Análisis t-student, pozo 146-D.

$$\widehat{S1}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Xi$$

$$\widehat{S1}^2 = 10072,43$$

$$\widehat{S2}^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (Yi - \bar{Y})^2$$

$$\widehat{S2}^2 = 9799,83$$

$$to = \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{(n-1)\widehat{S1}^2 + (m-1)\widehat{S2}^2}{n+m-2}} \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}}$$

$$to = 4,52$$

$$tc = 1,725$$

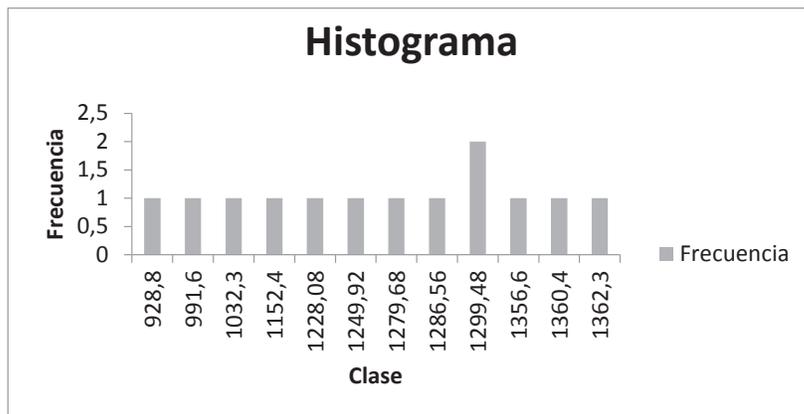
$$1,725 < 4,52$$

$to > tc \therefore$ se rechaza la hipótesis nula.

ANEXO 15

Histograma de frecuencias del pozo Shs 208, antes de instalar el sistema Intellizone

Clase	Frecuencia
928,8	1
991,6	1
1032,3	1
1152,4	1
1228,08	1
1249,92	1
1279,68	1
1286,56	1
1299,48	2
1356,6	1
1360,4	1
1362,3	1



CURTOSIS

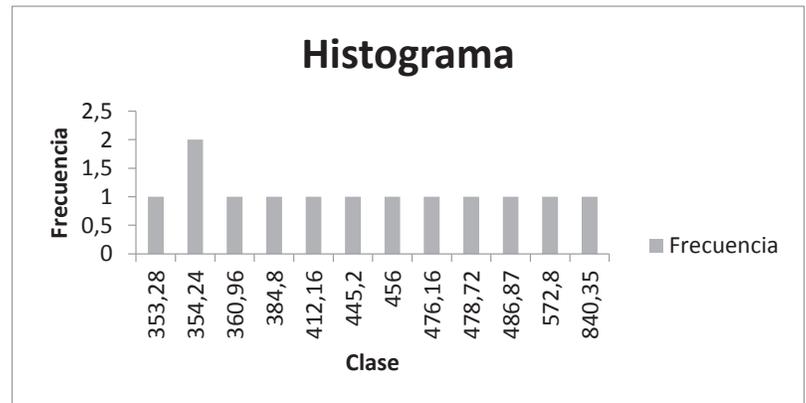
N° de muestra	Bppd	$(xi-xprom)^4$	DESVIACIÓN	DESVIACIÓN ⁴	Curtosis
1	928,8	6947577842			
2	1032,3	1176619609			
3	1249,92	1103671,46			
4	1360,4	416903364,8			
5	1362,3	439523357,6			
6	1356,6	374293642,4			
7	1299,48	45151132,32			
8	1299,48	45151132,32			
9	1228,08	12493,35776			
10	1286,56	22735933,39			
11	1279,68	14941285,03			
12	1152,4	17969219,32			
13	991,6	2604498291			
PROMEDIO	1217,508	12106480973	146,314	458287759,8	-0,968

DISTRIBUCIÓN PLATICÚRTICA

ANEXO 16

Histograma de frecuencias del pozo Shs 208 D, después de instalado el sistema Intellizone

Clase	Frecuencia
353,28	1
354,24	2
360,96	1
384,8	1
412,16	1
445,2	1
456	1
476,16	1
478,72	1
486,87	1
572,8	1
840,35	1



CURTOSIS

N° de muestra	Bppd/2014	DESVIACIÓN	DESVIACIÓN ⁴	Curtosis 2014
1	840,35			
2	572,8			
3	486,87			
4	476,16			
5	478,72			
6	456			
7	445,2			
8	412,16			
9	384,8			
10	354,24			
11	360,96			
12	353,28			
13	354,24			
PROMEDIO	459,675	132,435	307620479,9	2,419

DISTRIBUCIÓN LEPTOCÚRTICA

ANEXO 17

Análisis t-student, pozo 208-D.

$$\widehat{S1}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Xi$$

$$\widehat{S1}^2 = 21407,66$$

$$\widehat{S2}^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (Yi - \bar{Y})^2$$

$$\widehat{S2}^2 = 17539,11$$

$$t_o = \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{(n-1)\widehat{S1}^2 + (m-1)\widehat{S2}^2}{n+m-2}} \sqrt{\frac{1}{n} + \frac{1}{m}}}$$

$$t_o = 13,85$$

$$t_c = 1,711$$

$$13,85 > 1,711$$

$t_o > t_c \therefore$ se rechaza la hipótesis nula.