

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO
HIDRÁULICO A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE REALIZADO
EN EL CAMPO FICT”

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

ROBERT NORBERTO ROCA FIGUEROA

DAMIAN LEONARDO PERERO MACÍAS

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTOS

A Dios gracias por haber puesto en mi camino a personas durante todos estos años, todos los profesores quiénes han compartido sus conocimientos, personas que con paciencia han formado a este humilde servidor.

A mi familia, amigos de la universidad y del arbitraje, muchas personas por mencionar quienes fueron parte de esta meta. Eternamente agradecido con todos ellos.

Robert Roca Figueroa

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo está dedicado a mis padres, quienes con su esfuerzo y dedicación me brindaron la oportunidad de estudiar en una de las mejores universidades del país.

A mis tías, Gladys y Miriam que fueron las personas que me cuidaron y me otorgaron un espacio en su casa y su familia durante el tiempo que llevo haciendo mis estudios en la ciudad de Guayaquil.

Damian Perero Macías

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mamita Virgen quién supo guiarme durante todos estos años lejos de mi familia, me dio las fuerzas necesarias para seguir adelante y no desmayar en este camino lleno de adversidades, pero con ella todo fue posible.

A la Sra. Yolanda Figueroa, mi madre, pilar fundamental para poder lograr esta meta ya que sin ella esto no fuera posible. Al Sr. Higinio Roca, mi padre, mis hermanos, Gabrielito, mis sobrinas, los chinchus y toda mi familia quiénes supieron dar su granito de arena para poder ser ingeniero.

Robert Roca Figueroa

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a todas las personas que influyeron y que me ayudaron a lograr esta meta, principalmente a mis padres, Bessy Macías y Nelson Perero; y a mis tías, Gladys Macías y Miriam Figueroa.

Damian Perero Macías

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

MSc. Fidel Chuchuca Aguilar

DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Kenny Escobar Segovia

PROFESOR EVALUADOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

Robert Norberto Roca Figueroa

Damian Leonardo Perero Macías

RESUMEN

El presente proyecto tiene por objetivo analizar las posibilidades técnico-económicas de realizar un cambio de levantamiento artificial en 4 pozos del Campo FICT, los mismos que operaban con bombeo hidráulico y con la finalidad de aprovechar el alto potencial del campo, se propuso cambiar por bombeo electrosumergible con el objetivo de incrementar la producción en barriles de petróleo por día (bppd).

Es así que por medio de un análisis ingenieril se comprueba la capacidad que tienen estos pozos para producir más de lo que han venido produciendo los últimos años con la aplicación del bombeo electrosumergible (BES), logrando un aumento de aproximadamente 514,46 bppd.

Se demuestra la rentabilidad del proyecto realizando un análisis en torno a la Tasa Interna de Retorno y el Valor Presente Neto, ambos resultados son obtenidos en base a dos precios propuestos para el barril de petróleo de \$10,5 dado para los cálculos de la operadora del campo FICT, y de \$20 usado para el cálculo del presupuesto del estado.

Por último se establecen las conclusiones que deja el estudio de este cambio de levantamiento artificial, además de las recomendaciones necesarias para una mejor operación en este tipo de actividades.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ÍNDICE GENERAL.....	II
ABREVIATURAS	III
SIMBOLOGÍA	IV
INDICE DE FIGURAS.....	V
INDICE DE TABLAS	VI

CAPÍTULO 1

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.1 Descripción del problema.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO.

2.1 Generalidades del Campo.....	4
2.1.1 Introducción.....	4
2.1.2 Estructura Geológica	5
2.1.3 Estratigrafía.....	6
2.1.4 Facilidades de producción	11
2.2 Levantamiento Artificial	14
2.2.1. Introducción.....	14
2.2.2. Bombeo Mecánico.....	15
2.2.3. Bombeo Hidráulico.....	16
2.2.4. Bombeo Electrosumergible	22

CAPÍTULO 300

3. DISEÑO DEL SISTEMA BES.

3.1 Selección de pozos para el cambio de SLA	30
3.1.1. Datos Básicos.....	31
3.1.2. Pozos seleccionados	32
3.2 Información de los pozos seleccionados.....	33
3.2.1. Historial de reacondicionamiento	33
3.2.2. Esquema Mecánico	33
3.2.3. Historial de producción.....	34
3.3 Procedimiento para el diseño de BES	34
3.3.1 Recopilación de información del pozo y yacimiento ..	35

3.3.2	Determinación de la presión de fondo fluvente (Pwf) al caudal deseado.....	35
3.3.3	Cálculo de la Gravedad Específica de la mezcla (γ_L)..	36
3.3.4	Profundidad de la bomba – Presión de entrada de la bomba (PIP)	37
3.3.5	Propiedades PVT y condiciones del fluido en la entrada de la bomba	38
3.3.6	Carga Dinámica Total (TDH)	41
3.4	Selección de los componentes del sistema BES	42
3.4.1	Selección de la bomba.....	42
3.4.2	Número de etapas de la bomba.....	43
3.4.3	Selección del Motor.....	43
3.4.4	Potencia del motor	43
3.4.5	Selección del cable eléctrico.....	44
3.4.6	Voltaje superficial requerido	45
3.4.7	Selección del transformador	45
3.5	Resumen de los cálculos y resultados de diseño del sistema BES	45

CAPÍTULO 4

4.	ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO	54
4.1	Análisis técnico	54
4.2	Análisis económico	55
4.2.1	Criterios para la evaluación económica	56
4.2.2	Costo de inversión	59
4.2.3	Ingresos.....	62
4.2.4	Egresos	64
4.2.5	Hipótesis bajo las cuales se basa el análisis económico	64
4.2.6	Cálculo del VAN y TIR para 10,5 USD/BBL.....	66
4.2.7	Cálculo del VAN y TIR para 20 USD/BBL.....	69

CAPÍTULO 5

5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
5.1	Conclusiones	73
5.2	Recomendaciones.....	77

ANEXOS	79
ANEXO 1.....	80
Registros eléctricos de las formaciones del Campo FICT.....	80
ANEXO 1.1	81
Registro eléctrico, miembros de la formación Hollín	81
ANEXO 1.2.....	82
Registro eléctrico, miembros de la formación T	82

ANEXO 1.3	83
Registro eléctrico, miembros de la formación U	83
ANEXO 1.4	84
Registro eléctrico, miembros de la formación Basal Tena	84
ANEXO 2.....	85
Historiales de reacondicionamiento	85
ANEXO 3.....	105
Esquema mecánico de los pozos, último reacondicionamiento....	105
ANEXO 4.....	110
Historiales de producción	110
ANEXO 5.....	154
Plantilla de datos para diseño BES – Pozos de estudio	154
ANEXO 6.....	163
Diseño del sistema de bombeo electrosumergible	163
ANEXO 7.....	179
Curva de comportamiento de las bombas seleccionadas para los pozos en estudio	179
ANEXO 8.....	183
Esquema mecánico para implementar el sistema BES.....	183
BIBLIOGRAFÍA.....	188

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BES	Bombeo electrosumergible
BFPD	Barriles de fluidos por día
BH	Bombeo hidráulico
BM	Bombeo mecánico
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic Sediments and Water
PIP	Pump Intake Pressure
SLA	Sistema de levantamiento artificial
TDH	Total Dynamic Head

SIMBOLOGÍA

Bls	Barriles
Qo	Caudal de Petróleo
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Fahrenheit
°R	Grados Rankine
K	Permeabilidad
Ø	Porosidad
Y _{oil}	Gravedad específica del petróleo.
Y _{water}	Gravedad específica del agua de formación.
BSW	Porcentaje de producción de agua y sedimentos
Pb	Presión de burbuja.
Hd	Nivel estático de fluido (pies).
D _{pump}	Profundidad de asentamiento de la bomba (pies).

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Columna Lito-estratigráfica tipo del Campo FICT (Halliburton).....	7
Figura 2.2. Distribución de los sistemas de levantamiento artificial en el Campo FICT	13
Figura 2.3. Sistema de levantamiento Mecánico (Bradley, 1992)	16
Figura 2.4. Equipo de Superficie para Bombeo Hidráulico (Bradley, 1992) ..	19
Figura 2.5. Operación bombeo Hidráulico tipo pistón (Castillo)	21
Figura 2.6. Componentes superficie y subsuelo de BES (Baker Hughes, 1998).....	24
Figura 2.7. Esquema interno de una bomba centrífuga (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)	27
Figura 2.8. Esquema interno de una bomba centrífuga (multietapa) (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)	27
Figura 4.1. VPN vs i	58
Figura 4.2. Flujo de caja acumulado vs Tiempo (\$10,50/BBL)	68
Figura 4.3. Flujo de caja acumulado vs Tiempo (\$20/BBL)	71

INDICE DE TABLAS

Tabla I Producción en [bppd] del Campo FICT según los SLA.....	12
Tabla II. Descripción de los alimentadores del Sistema Eléctrico del Campo FICT.....	13
Tabla III. Pozos seleccionados para el cambio de SLA	33
Tabla IV. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-100	46
Tabla V. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-200	48
Tabla VI. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-300	50
Tabla VII. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-301	52
Tabla VIII. Parámetros de los pozos estudio: antes y después del cambio de SLA.....	55
Tabla IX. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-100.....	60
Tabla X. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-200.....	60
Tabla XI. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-300.....	61
Tabla XII. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-301.....	61
Tabla XIII. Costos de pre producción de los pozos seleccionados	62
Tabla XIV. Producción de los pozos seleccionados.....	62
Tabla XV. Producción mensual esperada.....	63
Tabla XVI.Cálculo del VAN y TIR para 10,5 USD/BBL	67
Tabla XVII.Cálculo del VAN y TIR para 20 USD/BBL	70

CAPÍTULO 1

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.1 Descripción del problema.

El campo FICT es creado por objeto de estudio, con características similares a los campos de la cuenca oriente ecuatoriana. Considerado como un campo maduro que tiene un gran potencial productivo.

El sistema de producción artificial que dominaba el campo era el bombeo hidráulico; pero luego de cierto tiempo y considerando el alto potencial que aún presenta, se optó por hacer cambio en el sistema de levantamiento artificial a Bombeo Electrosumergible, con el objetivo de incrementar la producción que ha venido decayendo debido a métodos antiguos que; ó necesitaba mantenimiento ó ya no resulta efectivo para el yacimiento, provocando de esta forma que la producción de los pozos no aumentara a pesar que el yacimiento aun da para producir a mayores tasas.

1.2 Justificación

El cambio de sistema de levantamiento artificial es una solución práctica frente a problemas económicos, cuando no es posible mantener un sistema por precio que cuesta producir un barril frente al precio de venta del mismo en el mercado; por otro lado está también la razón del proyecto el cual se debe a los yacimientos que presentan altos índices de productividad y por ende la potencia para producir de un método no es capaz de explotar a la capacidad máxima óptima del yacimiento.

Teniendo el campo estudios previos sobre el cambio de levantamiento artificial; se puede realizar comparaciones con estos pozos antiguamente escogidos para este proceso y ayudar a la investigación actual de manera que simplifique y ayude a la conformación de los resultados.

Bajo estudios técnicos y económicos se verificará la validación de este proyecto y su objetivo, esto gracias a los conocimientos previos que se tienen para poder

sustentar los resultados en base a los métodos requeridos para la correcta validación de las hipótesis y solución del problema.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Demostrar la factibilidad y viabilidad del cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Conceptuar los sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible.
- Realizar un análisis técnico del proyecto para el cambio de sistema de levantamiento artificial.
- Justificar la viabilidad del proyecto mediante un análisis económico.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO.

2.1 Generalidades del Campo

2.1.1 Introducción

El campo FICT es un campo petrolero creado para realizar un estudio de cambio de sistema de levantamiento artificial, cuyas características son similares a uno de los campos de mayor importancia en el país, esto en lo que respecta a

extracción de hidrocarburos; este campo tendrá una producción promedio de 70000 BPPD de 26.5 °API y un BSW de 46%. Su producción inicial fue de 20000 BPPD.

El campo FICT será compuesto de tres estaciones de producción: Estación Central, Norte, y Sur.

El campo tendrá unas dimensiones promedio de 33 km de largo por 8 km de ancho, el ancho varía de 2.5 km en la parte norte y 9 km en el centro de la estructura.

2.1.2 Estructura Geológica

La estructura FICT es un anticlinal de dirección NNE-SSO de bajo relieve cortado en su flanco oeste por fallas inversas y fallas de cizalla que atraviesan la estructura en sentido ENE–OSO. Tiene un ancho de 3 km al norte, 8 km al centro-sur y una longitud aproximada de 30 km (Baby, La cuenca oriente geología y petróleo, 2004).

“El Campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente es reactivo en más de una ocasión y que también controló la deposición de los sedimentos. Esta falla llega hasta la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el centro del Campo 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies. Los principales yacimientos productores del Campo son Hollín Superior e Inferior, Napo “T”, Napo “U” y Basal Tena” (Secretaría de hidrocarburos, s.f.)

2.1.3 Estratigrafía

La estructura FICT, se formó en la primera etapa de inversión tectónica entre el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano. (Baby, Modelo estructural de la parte norte de la cuenca oriente ecuatoriana, 1997)

La columna de sobrecarga estaría representada por las rocas marinas del Cretáceo Superior, las rocas de ambiente transicional del Paleoceno y las rocas continentales del Eoceno a Mioceno.

La columna estratigráfica generalizada de las formaciones Hollín y Napo (Figura 2.1), del área de estudio (Campo FICT) está representada por una sección vertical de aproximadamente 1100 pies de espesor de sedimentos siliciclasticos / carbonatados del Cretácico, representados por varias secuencias sedimentarias de tercer orden de ambientes de plataforma, plataforma carbonatada, marinos someros y de transición. Los reservorios productores se depositaron en ambientes estuarios dominados por marea (Hollín, T y U).

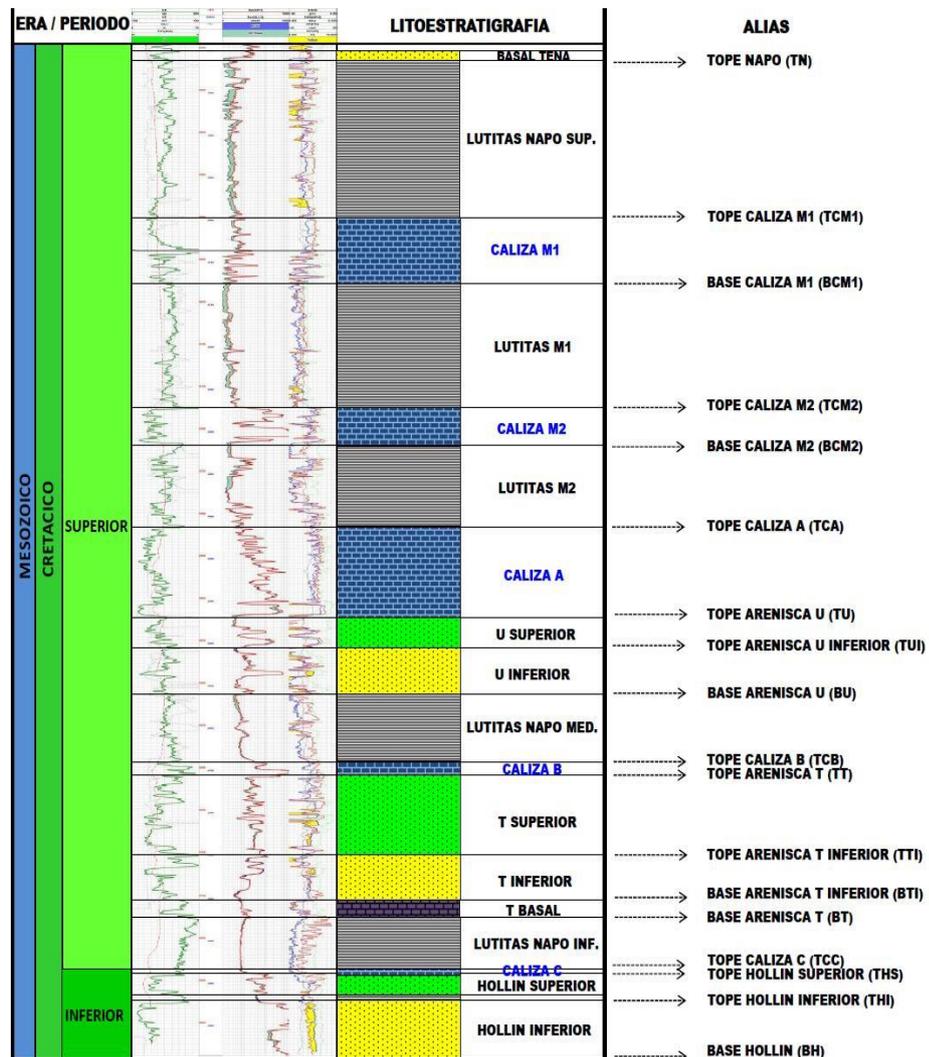


Figura 2.1. Columna Lito-estratigráfica tipo del Campo FICT (*Halliburton*)

A continuación se describe una breve descripción estratigráfica de las principales formaciones del Campo FICT y en el Anexo A se presenta los registros eléctricos de cada una de las formaciones:

Estratigrafía de la Formación Hollín

Hollín, de base a tope presenta tres ambientes depositacionales, fluvial para el Miembro Hollín Inferior (Hi), sin embargo hacia el tope se muestra un ambiente fluvial con influencia mareal (Anexo A.1).

El Miembro Hollín Superior (Hs) fue depositado durante una transgresión, comienza con depósitos estuarinos que gradualmente cambian a areniscas glauconíticas de shoreface.

El análisis de registros eléctricos para el Miembro Hollín Inferior y cuando ésta presenta la parte inferior del Miembro Hollín Superior, la curva de rayos Gamma tiene una forma tipo caja, típica de un sistema canal/barra, el cruce de las curvas Rhob y NPHI muestran una buena calidad de roca para almacenar fluidos.

Entre los Miembros Hs y Hi se encuentra lutitas depositadas en una planicie lodosa, el espesor tiene un espesor hasta 20 pies, la dirección de depósito es ONO – ESE.

Para los depósitos de shoreface (Parte superior de Hollín Superior), se caracterizan por presentar regulares propiedades petrofísicas. En el análisis de registros eléctricos como la curva de rayos gamma, indica el aumento de material radiactivo, mostrando el empobrecimiento de la calidad de reservorio por la presencia de arcillas (Glauconita).

Estratigrafía de la Arenisca T

En la Arenisca T se observó tres unidades, a continuación se detalla los intervalos:

Arenisca T Basal corresponde a un intervalo de sedimentos calcáreos y finos, el ambiente de depósito de esta unidad correspondería a una plataforma calcárea.

El análisis de registros eléctricos para esta unidad se observa en la curva de rayos Gamma tiene una forma tipo caja, las curvas Rhob y NPHI se superponen lo que indica una litología de tipo calcárea o siliciclasticos con matriz calcárea.

Este depósito se muestra estable en toda el área del estudio y en ocasiones tienen cambio de facies a areniscas de plataforma o material fino (Lutitas).

Arenisca T Inferior se depositó en un ambiente estuarino y de tope a base presenta predominantemente facies típicas de canal/barra y plataforma arenosa, las cuales cambian de facies lateralmente a zonas de plataforma lodosa (Anexo A.2).

La respuesta de registros eléctricos en las zonas donde presenta el sistema barra/canal se observa que predomina en las curvas de rayos gamma forma de embudo (Se afina hacia arriba), el cruce de las curvas de Rhob y NPHI muestran de regular a buena calidad de reservorio. Para las facies de planicie el patrón típico aserrado en el Gamma ray. Las curvas de porosidad (Rhub, Neutrón y DT) muestran pobre calidad de las propiedades de roca para almacenar fluidos.

Arenisca T Superior se caracteriza por la presencia de areniscas glauconíticas depositas en un ambiente de tipo shoreface, hacia el tope pasa a depósitos más profundos y pasan a plataforma carbonatada en la Caliza B.

El análisis de registros eléctricos para esta unidad se observa en la curva de rayos Gamma tiene una forma tipo simétrico cuando se depositaron las areniscas glauconíticas, el cruce de las curvas Rhob y NPHI muestran una regular calidad de roca para almacenar fluidos.

Estratigrafía de la Arenisca U

En la Arenisca U se observó dos unidades, se detalla los intervalos:

Arenisca U Inferior se depositó en un ambiente estuarino y de tope a base presenta predominantemente facies típicas de canal/barra y plataforma arenosa, las cuales cambian de facies lateralmente a zonas de plataforma lodosa (Anexo A.3).

La respuesta de registros eléctricos en las zonas donde presenta el sistema barra/canal se observa que predomina en las curvas de rayos gamma forma de caja y embudo (Se afina hacia arriba), el cruce de las curvas de Rhob y NPHI muestra buena calidad de reservorio.

Para las facies de planicie el patrón típico aserrado en el Gamma ray. Las curvas de porosidad (Rhub, Neutrón y DT) muestran pobre calidad de las propiedades de roca para almacenar fluidos.

Arenisca U Superior presencia de areniscas glauconíticas depositadas en un ambiente de tipo shoreface, hacia el tope pasa a depósitos más profundos y pasan a plataforma carbonatada en la Caliza A.

El análisis de registros eléctricos para esta unidad se observa en la curva de rayos Gamma tiene una forma tipo simétrico cuando se depositaron las areniscas glauconíticas, el cruce de las curvas Rhob y NPHI muestran de regular a mala calidad de roca para almacenar fluidos.

Estratigrafía de la Arenisca Basal Tena

La falta de información de núcleos y recopilando la información existente para este reservorio se concluyó que la Arenisca Basal Tena fue depositada en un ambiente fluvial con influencia mareal (Anexo A.4).

La respuesta de registros eléctricos en las zonas donde presenta el sistema barra/canal se observa en las curvas de rayos gamma en forma de embudo, el cruce de las curvas de Rhob y NPHI muestra buena calidad de reservorio. Para las facies de planicie el patrón típico aserrado en el gamma ray. Las curvas de porosidad (Rhub, Neutrón y DT) muestran pobre calidad de las propiedades de roca para almacenar fluidos.

2.1.4 Facilidades de producción

Estado actual de producción de petróleo por estación

El Campo FICT cuenta con 3 estaciones de producción y son:

- Estación Norte
- Estación Central
- Estación Sur

Los sistemas de levantamiento artificial que se utilizan comúnmente en el Campo FICT son tres y se detallan en la Tabla I, donde indica la cantidad de pozos y la producción de petróleo por día:

TIPO DE LEVANTAMIENTO	N° DE POZOS	PRODUCCIÓN [BPPD]
Bombeo Hidráulico	22	5327
Bombeo Electrosumergible	205	67242
Bombeo Mecánico	6	612
TOTAL POZOS PRODUCIENDO AL 31-12-2015	233	73241

Tabla I Producción en [bppd] del Campo FICT según los SLA

Mediante un gráfico circular (figura 2.2) se representa los datos de producción de petróleo por cada sistema de levantamiento artificial:

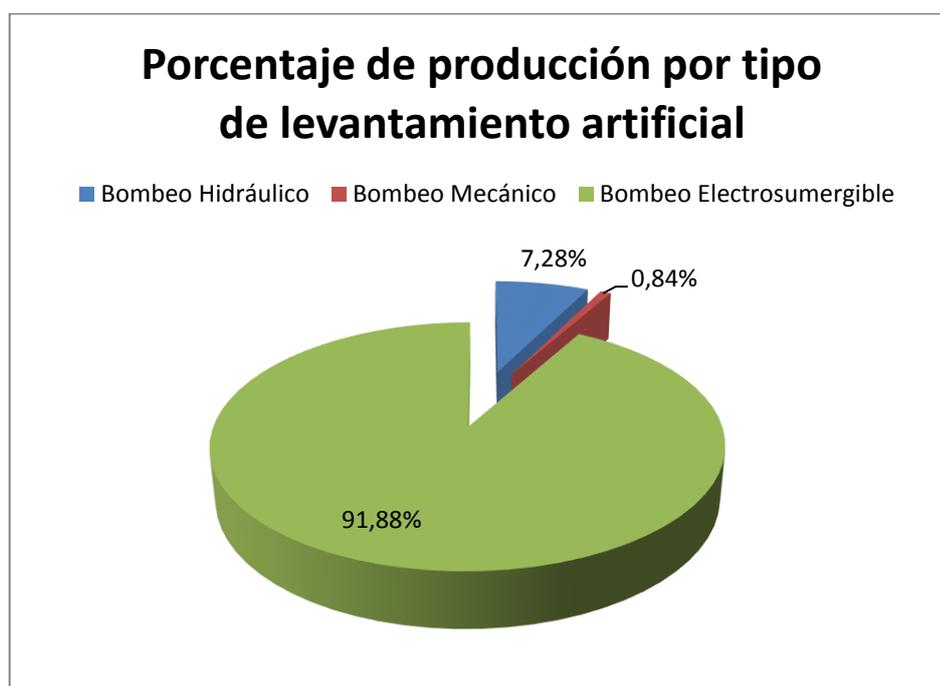


Figura 2.2. Distribución de los sistemas de levantamiento artificial en el Campo FICT

Sistema de generación y distribución eléctrica

El Campo FICT cuenta con un sistema Eléctrico llamado SEF (Sistema Eléctrico FICT), la cual tiene una distribución a 13.8 kV conformado principalmente por circuitos aéreos de medio voltaje, distribuidos en tres alimentadores:

Alimentador	Longitud [km]	No. estructuras
Norte (B)	17,72	540
Norte (A)	10,11	168
Sur	14,1	614

Tabla II. Descripción de los alimentadores del Sistema Eléctrico del Campo FICT

Además de los tres alimentadores, existe una subestación de distribución a nivel de 13.8 kV, Estación FICT Central, tipo doble barra, estructura de acero, de 7 bahías, 2 castillos aéreos para la interconexión de dos circuitos externos con la central de generación de CELEC y con Switchgear HPS de Power Oil.

La demanda máxima del SEF es de 21 MW y su generación máxima es de 29.7 MW.

2.2 Levantamiento Artificial

2.2.1. Introducción

Los sistemas de levantamiento artificial hacen referencia a los métodos, técnicas y herramientas por el cual un pozo produce luego de que es completado y sea objetivo para una producción asistida.

Estos sistemas se utilizan en pozos que no son capaces de producir por la energía del yacimiento o cuando es necesario aumentar la producción del pozo.

Su funcionamiento radica en dos principios básicos, los cuales son; disminuir la densidad del fluido que se espera producir; o la inyección de una energía extra al pozo, de esta forma se logrará producir el fluido de yacimiento.

Existen diversas técnicas y las más comunes son:

- Inyección de gas o Gas Lift (También llamada Bombeo Neumático BN).
- Bombeo Mecánico (BM).
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Bombeo Electrosumergible (BES).

Los sistemas de levantamiento más relevantes para el presente proyecto son los sistemas electrosumergible e hidráulico, por lo que se realizará un estudio más profundo de los métodos antes mencionados y se menciona el bombeo mecánico presente en el campo.

2.2.2. Bombeo Mecánico

Es un método de levantamiento artificial que nació a la par con la industria petrolera. Este método emplea una bomba de desplazamiento alternativo la misma que está instalada en el pozo, con un arreglo el cual es accionado por medio de una sarta de varillas de oscilación vertical; conectadas a un dispositivo motriz denominado balancín que le imprime el movimiento a las varillas, en el instante de su ascenso, el fluido entra a una cámara de bombeo mediante una válvula fija y luego lo obliga a salir por la descarga de la bomba para ser llevado a la superficie.

Características de los pozos.

- Profundidad promedio \pm 5000 ft.
- Tasa de producción (Q) 100-200 BPPD
- Índice de producción (IP) \leq 1.5 BPPD/PSI
- Presión de fondo fluyente (Pwf) \pm 600 PSI
- Relación gas petróleo (GOR) $<$ 200 Scf/STB
- Tipo de crudo (API) $>$ 25°

A continuación se presenta las partes principales de un sistema de bombeo mecánico en la figura 2.3:

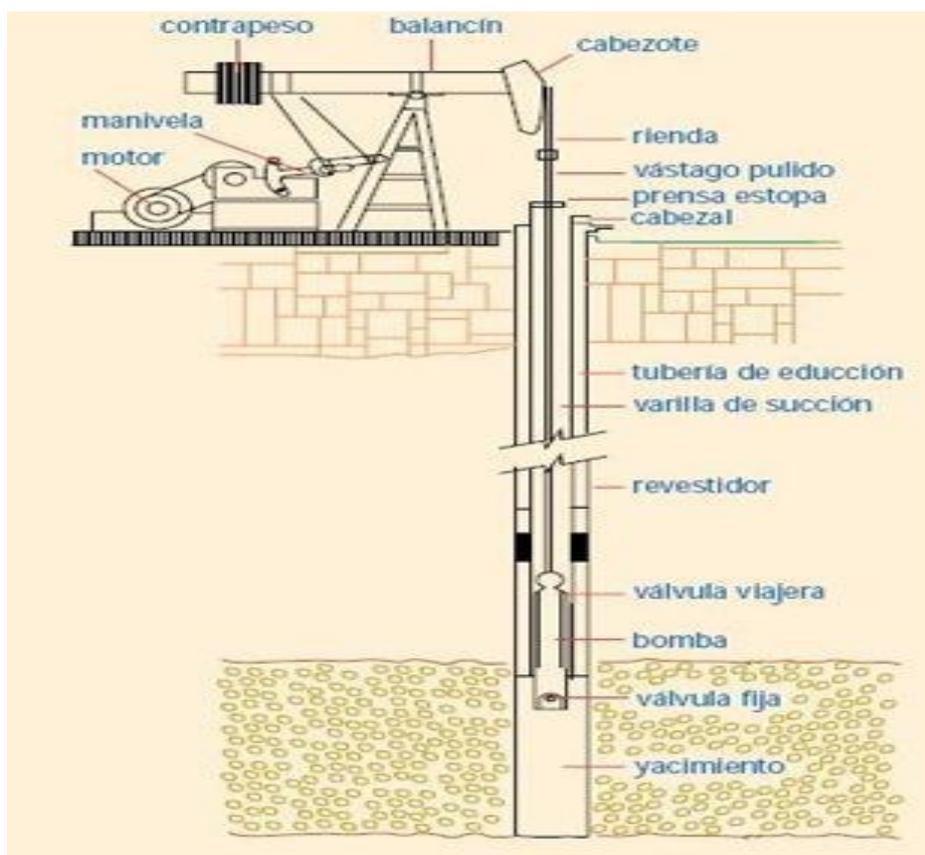


Figura 2.3. Sistema de levantamiento Mecánico (Bradley, 1992)

2.2.3. Bombeo Hidráulico

El Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico, funciona gracias al uso de la ley de Pascal que dice: "la presión aplicada en cualquier punto sobre un líquido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a cada porción del líquido y a las paredes del recipiente que lo contiene". Gracias a este

principio se puede transmitir presión a través de un fluido que es enviado desde la superficie hasta un punto en el pozo.

Como se mencionó, este tipo de bombeo usa este líquido, el cual se encuentra a muy alta presión (fluido motriz), este es inyectado al pozo por la tubería de producción y enviado a la bomba instalada en el fondo del pozo.

La bomba usada transforma la energía con la que es accionada en energía hidráulica para el líquido y así mover el fluido de producción aumentando presión y en ciertos casos disminuyendo también su densidad.

Fluido Motriz

El fluido que se emplea para este sistema de levantamiento varía su composición dependiendo del fluido de yacimiento; pero en la mayoría de veces, la base de este líquido es agua o crudo liviano provenientes del pozo.

La selección del fluido también depende de las normas o leyes ambientales y de seguridad del país, lo que condiciona al uso mayoritario del agua. Cabe aclarar que cuando se usan crudos livianos, es posible hacer uso de uno de los principios de funcionamiento de estos sistemas, el cual es disminuir la densidad o viscosidad en el caso de producir crudos pesados y extra pesados.

Para poder realizar la inyección del fluido motriz es necesario un sistema hidráulico en superficie, el mismo que debe contener equipos para poder tratar el fluido motriz logrando de esta manera disminuir, en su mayoría toda clase de impurezas como el gas y los sólidos indeseados que se encuentren en el fluido a ser inyectado. Es así

que también se logra tener una mayor vida útil para todos los equipos. Adicionalmente se intenta hacer una separación de aceite y agua para seleccionar el fluido motriz más adecuado para las condiciones específicas.

Componentes de superficie

Tubería de alta y baja presión.

Son las tuberías que transportan el fluido motriz hacia el pozo, y de regreso la mezcla de este con el fluido del yacimiento. Soportan hasta 5000 psi (alta), mientras las tuberías de baja presión tienen márgenes de resistencia menores (500–800 Psi).

Unidad de potencia

La unidad de potencia es la que proporciona la energía para poder enviar el fluido motriz a través del sistema de tuberías y hacia el pozo. Es proporcionada por una bomba reciprocante del tipo triplex o quintuplex, accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.

Manifold

El manifold es la estructura que regula el flujo proveniente del pozo y de la bomba de superficie. Para esto, cuentan con un sistema de medidores que permiten determinar el volumen del fluido, válvulas reguladoras de flujo que controlan la cantidad de fluido que pasa por una sección u otra y las válvulas reguladoras de presión.

Cabezal de pozo

Controla el movimiento del fluido motriz y de retorno, tiene las mismas funciones que cualquier cabezal.

En la figura 2.4, se presenta los componentes existentes en superficie para un sistema de bombeo hidráulico:

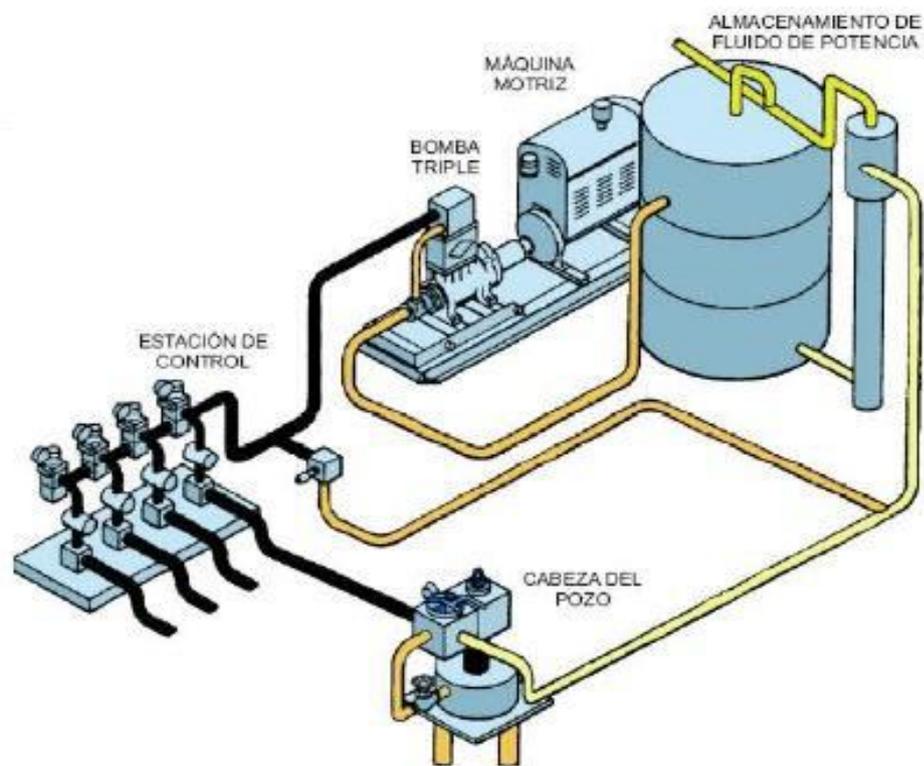


Figura 2.4. Equipo de Superficie para Bombeo Hidráulico (Bradley, 1992)

Componentes de subsuelo

Cavidad

Es un conjunto de extensiones, camisas y acoples; va acorde a tipo de bomba que se use sea pistón o jet, pues en ella se aloja la misma

Válvula de pie (Standing Valve)

Previene que el líquido circulante regrese al reservorio.

Bomba

Componente ubicado en la cavidad es quien da la energía para poder producir el fluido de yacimiento, mientras es accionada por el fluido motriz.

Camisas

Su función es permiten la comunicación entre el tubing y el casing para poder producir determinadas zona, logrando que el fluido del yacimiento llegue hasta la cavidad y la bomba. Las camisas pueden abrirse o cerrarse con la ayuda de una herramienta auxiliar llamada "Shifting tool".

Bombeo hidráulico tipo pistón

En este tipo de bombeo el fluido motriz acciona los pistones del motor y de la bomba de subsuelo, la cual debe de estar bajo el nivel libre de fluido de yacimiento. Consiste de un grupo de pistones reciprocantes acoplados, uno accionado por la presión del fluido motriz, el pistón motor y que transmite el movimiento al otro pistón que bombea los fluidos del pozo hacia la superficie, el pistón bomba.

El fluido motriz entra a la unidad por la parte superior hasta un extremo del cilindro motriz, forzando al pistón hacia el otro extremo; cuando el pistón termina su carrera,

la válvula motriz, accionada por la varilla de la válvula, cambia automáticamente el sentido del fluido motriz, de tal forma que envía a éste a un extremo del cilindro y permite la salida por el otro extremo y así en forma alternativa. Este movimiento es transmitido al pistón de producción, desplazando al fluido producido de la formación, que entra por la parte inferior de la sección de producción.

La figura 2.5 muestra las partes por donde pasa el fluido motriz y el fluido de yacimiento cuando la bomba es accionada en carrera descendente y ascendente:

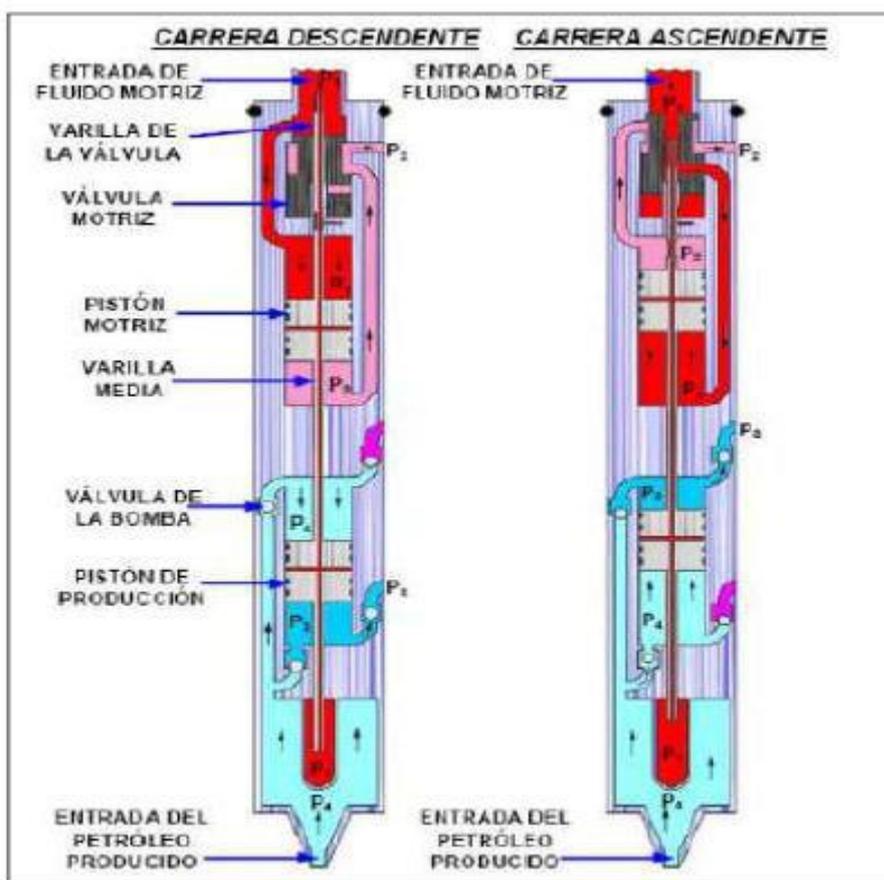


Figura 2.5. Operación bombeo Hidráulico tipo pistón (Castillo)

Bombeo Hidráulico tipo Jet

El bombeo Tipo Jet, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles, y el bombeo se realiza gracias a la transferencia de energía o potencia mediante la bomba del subsuelo, entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

La bomba logra la transferencia de energía mediante las dos corrientes de fluidos, la presión del fluido motriz enviado desde superficie (alta) pasa a través de una boquilla donde ocurre la transformación de energía potencial a energía cinética en el cual el fluido toma forma de chorro a gran velocidad. El fluido de producción es succionado y mezclado con el motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.

El sistema no requiere de cables eléctrico para la transmisión de potencia ni de varillas, se trabaja con dos bombas, la de superficie que suministra el fluido motriz y la de fondo que trabaja con ambos fluidos, la misma que puede ser recuperada

2.2.4. Bombeo Electrosumergible

El Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como finalidad levantar el fluido del yacimiento a superficie, por medio de la acción que realiza una bomba centrífuga de múltiples etapas. Esta bomba es accionada por un motor eléctrico que se encuentra en subsuelo, conectada a superficie mediante un cable de potencia quien suministra la corriente eléctrica para su funcionamiento.

Este tipo de sistema levanta altos niveles de fluidos a grandes profundidades, en pozos con distintas condiciones. Para su aplicación, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- 350° F, límite de temperatura para motores y cables
- Saturación de gas libre < 10%, presencia de gas
- < 200 ppm (preferencia 0), presencia de arena
- ~200 cps, límite de viscosidad
- Completación: Vertical, direccional.

En la Figura 2.6 se presenta una instalación común de una bomba electrosumergible especificando sus componentes de superficie y del subsuelo:

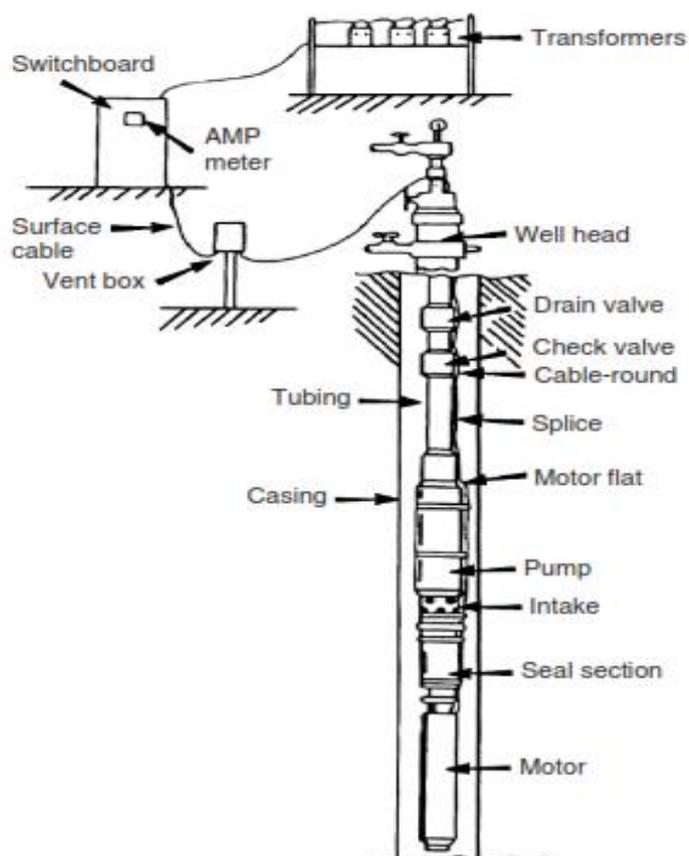


Figura 2.6. Componentes superficie y subsuelo de BES (Baker Hughes, 1998)

Componentes de superficie:

- Cabezal del pozo
- Transformador (transformers)
- Central de mando (switchboard)
- Caja de venteo (vent box)
- Cable superficial (surface cable)

Componentes de subsuelo:

- Cable de potencia
- Bomba (pump)
- Intake
- Protector (seal section)
- Motor
- Sensor

Componentes de superficie

Cabezal del pozo

Este componente cumple distintas funciones entre estas están:

- Cerrar la comunicación yacimiento – pozo a través de válvulas en superficie
- Soporta el peso de la completación de fondo
- Controla y monitorea el flujo de fluido entre el pozo y las facilidades de superficie

Los diseños de los cabezales de pozos son variados, dependiendo del cabezal empleado, éste podría resistir presiones diferenciales que alcanzan los 10000 psi. (Landázuri & Quintana, 2011).

Transformador

Como su nombre lo indica, transforma el voltaje de la línea de alimentación al voltaje requerido por el motor. Debido a que las líneas de alta tensión trabajan con 13400 V mientras que los equipos de superficie y de fondo del sistema de levantamiento artificial, trabajan como máximo a 4000 V aproximadamente.

Central de mando

Cumple diferentes funciones como: protección por sobrecarga, control de amperaje, señales de alerta, apagado automático por baja tasa de producción. Puede incluir un variador de frecuencia.

Caja de venteo

Dispositivo ubicado entre el cabezal del pozo y el central de mando, esto como medida de seguridad, ya que el gas proveniente del pozo viaja a través del cable de

potencia hacia superficie y es en éste lugar donde se elimina el gas y así evitar el riesgo de incendio o explosión.

Cable superficial

Cable de conexión entre equipos de superficie, transmite la corriente desde el transformador.

Componentes de subsuelo

Cable de potencia

Cable que transmite la corriente desde superficie al motor de la bomba en el subsuelo, mismo que está diseñado para diferentes temperaturas. Este cable debe tener protección contra penetración de fluidos, incluido el gas; además que la protección debe tener una aleación anticorrosiva.

Bomba

Transmite la energía al fluido, donde el movimiento rotacional del rotor (impulsor o impeller) provoca un incremento en la velocidad del fluido.

Luego, este fluido es direccionado hacia una sección estacionaria (difusor o diffuser) donde se incrementa el área de flujo, la velocidad disminuye y se transforma en incremento de presión. La figura 2.7 muestra un esquema interno de una bomba centrífuga de etapa simple. Y la figura 2.8 muestra una vista cortada de una bomba centrífuga de múltiples etapas.

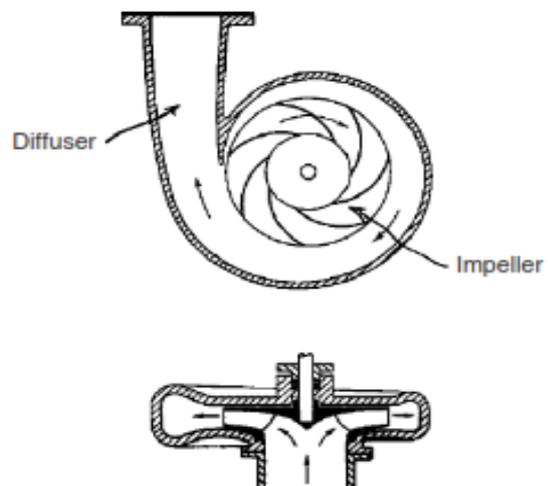


Figura 2.7. Esquema interno de una bomba centrífuga (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)



Figura 2.8. Esquema interno de una bomba centrífuga (multietapa) (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)

Intake

Es el componente por medio del cual ingresa el fluido proveniente del pozo, éste es dirigido hacia las bombas electro sumergibles y posteriormente a superficie. El Intake es instalado en la base de la bomba, cerca de la cabeza del protector.

Usado cuando los fluidos del yacimiento tienen poca cantidad de gas libre, ya que el Intake no realiza un proceso de separación de fluidos, si existe gran cantidad de gas libre, se conectará a un separador de gas.

Separador de gas

Se ubica entre el protector y la bomba. Se emplea cuando el pozo presenta alto contenido de gas libre. Su función es dejar ingresar el fluido en una cámara centrífuga que gira a altas velocidades por acción de un inductor, el fluido de mayor densidad (petróleo) va hacia las paredes de la cámara mientras que el fluido de menor densidad (gas) va al centro del separador. El gas separado es llevado al final del separador por medio de un divisor para ser expulsado por el espacio anular; por otra parte el petróleo es enviado a la bomba electrosumergible para ser bombeado a superficie.

Protector o sección sellante

Es ubicado entre el motor y la bomba electrosumergible. Cumple las siguientes funciones:

- Enlaza el eje de la bomba y el eje del motor.
- Previene la entrada de fluidos del pozo al motor.

Motor

Transmite el movimiento rotatorio al eje de la bomba centrífuga. La velocidad con la que giran éstos motores es constante y depende de la frecuencia utilizada que puede ser de 60 Hz para que la velocidad de rotación sea de 3500 rpm o de 50 Hz con una velocidad de rotación de 2915 rpm. Los tipos de motores empleados pueden ser:

- Eléctrico
- De dos polos
- Trifásicos
- De inducción

En la instalación del equipo BES, el motor debe ser llenado con aceite dieléctrico la cual provee de lubricación y buena transmisión térmica. Este aceite enfría los componentes internos del motor y así evitar el apagado automático del motor por temperaturas altas. La circulación de fluido del yacimiento por el exterior del motor también ayuda a enfriar los componentes del mismo; por lo cual, el motor nunca debe ser posicionado por debajo de los disparos a menos que se disponga de un medio que dirija el paso de fluidos alrededor del motor.

Sensor

Es un dispositivo electrónico tubular de aproximadamente 1,5 metros instalados en la base del motor, su función es evaluar continuamente y a tiempo real, la presión de intake y descarga de la bomba, temperatura del motor y la formación.

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DEL SISTEMA BES.

Una vez definido el problema del proyecto y con la finalidad de incrementar la producción de petróleo, se realizará los siguientes pasos para el diseño de los sistemas de bombeo electrosumergible para los pozos en estudio.

3.1 Selección de pozos para el cambio de SLA

Los pozos a seleccionar serán del Campo FICT, los cuales se realizarán cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo

electrosumergible, esto debido a que el campo está en etapa de declinación de presión y presenta altos cortes de agua por lo que el bombeo hidráulico se hace ineficiente. Implementando el bombeo electrosumergible se aprovechará los altos potenciales de los pozos a intervenir.

3.1.1. Datos Básicos

Para realizar el diseño de un sistema de bombeo electrosumergible se requiere disponibilidad de información para realizar cálculos y obtener resultados confiables con la que se pueda escoger el equipo apropiado para determinado pozo, además que ayude a conservar las condiciones del yacimiento. La información requerida es la siguiente:

a) Datos del pozo y del yacimiento

- Arena productora
- Profundidad arenas productoras
- Tope del pozo
- Datos casing y liner: diámetros (ID, OD), peso, tamaño

b) Datos de producción

- Presión de fondo fluyente
- Presión del reservorio
- Presión de cabeza del pozo
- Tasa de producción actual
- Tasa de producción esperada

c) Características de los fluidos – PVT

- Gravedad específica del petróleo

- Grados API
- Corte de agua
- Gravedad específica del agua
- Producción de GOR y GLR
- Gravedad específica del gas
- Presión en el punto de burbuja

d) Datos de energía eléctrica

- Ubicación de central eléctrica
- Capacidad de generación de energía

e) Posibles problemas

- Presencia de gas libre
- Altas temperaturas
- Corrosión
- Fluidos con arena

3.1.2. Pozos seleccionados

Considerando los aspectos técnicos del punto anterior, se ha seleccionado 4 pozos que tienen alto potencial de producción, la cual se implementará el sistema de bombeo electrosumergible. Los pozos seleccionados se resumen en la siguiente tabla:

ESTACIÓN	POZOS
Norte	FICT-100
Central	FICT-200
Sur	FICT-300; FICT-301
TOTAL POZOS	4

Tabla III. Pozos seleccionados para el cambio de SLA

3.2 Información de los pozos seleccionados

La información proporcionada da una idea del comportamiento del pozo, por lo que ayuda a evitar que problemas operacionales en anteriores trabajos de workover se reflejen en los nuevos trabajos a realizarse.

3.2.1. Historial de reacondicionamiento

El historial de reacondicionamiento o de workover describe una información completa desde la completación inicial hasta el último trabajo realizado en el pozo.

En el [Anexo No. 2](#) se presenta los historiales de reacondicionamiento de cada uno de los pozos en estudio, donde se detalla la cantidad de trabajos de workover que se han realizado en dicho pozo, el objetivo y procedimiento de cada una de ellas.

3.2.2. Esquema Mecánico

El esquema mecánico es un diagrama que muestra la configuración del pozo en el subsuelo, sus partes y componentes que tiene el mismo.

En el [Anexo No. 3](#) se muestra el esquema mecánico del último trabajo de reacondicionamiento de cada pozo y antes de implementar el bombeo electrosumergible.

3.2.3. Historial de producción

Los historiales de producción se presentan en el [Anexo No. 4](#), en que se detalla información completa desde la completación inicial hasta el último trabajo realizado en el pozo con sus respectivas fechas en la que se realizó dicho trabajo. Se especifica la producción de barriles de fluidos y petróleos por día (BFPD y BPPD respectivamente), el corte de agua (BSW), presión en cabeza (Pc), la arena productora, el método de levantamiento ya sea flujo natural (FN), bombeo hidráulico (PPH) o bombeo electrosumergible (PPS). Además se especifica ciertos trabajos como referencia para futuros trabajos, por ejemplo: cuando el pozo entra y sale de un workover, cambio de bomba por bajo aporte de producción, presencia de cavitación, entre otros.

3.3 Procedimiento para el diseño de BES

A continuación se enumera cada uno de los pasos a seguir de manera teórica para realizar el diseño de un equipo de bombeo electrosumergible.

En el [Anexo No. 6](#) se encuentra disponible un ejemplo del diseño de un equipo BES para un pozo de estudio. Los demás diseños de los pozos fueron realizados en una hoja de cálculo de Microsoft Excel.

Con los resultados obtenidos, se presenta los posibles esquemas mecánicos para implementar el sistema BES en el [Anexo No. 8](#).

3.3.1 Recopilación de información del pozo y yacimiento

Por lo general la información de los pozos viene dado en la Plantilla de Datos para diseño del equipo BES elaborado por la empresa operadora del campo, y se envía a varias empresas para que éstas realicen ofertas técnico – económica de sus equipos de acorde a la información dada. Las Plantillas de Datos de los pozos de estudio se presentan en el [Anexo No. 5](#)

3.3.2 Determinación de la presión de fondo fluente (P_{wf}) al caudal deseado

La presión de fondo fluente al caudal deseado, se obtiene a partir de la curva IPR, la gráfica tiene un comportamiento lineal para el caso en la presión del reservorio es mayor a la presión del punto de burbuja ($P_r > P_b$), dado por la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = P_r - (Q * IP) \quad (3.1)$$

Donde:

P_r : Presión estática del yacimiento.

Q : caudal de producción deseado.

IP : Índice de productividad.

En otro caso, cuando la presión del reservorio es menor a la presión del punto de burbuja ($P_r < P_b$), se utiliza la curva de Vogel dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3.2)$$

Donde:

Q: caudal de producción deseado.

Q_{max}: caudal máximo

P_r: Presión estática del yacimiento.

P_{wf}: Presión del fondo fluyente.

3.3.3 Cálculo de la Gravedad Específica de la mezcla (γ_L)

La gravedad específica se describe como la razón de densidades entre dos fluidos, cuando se tiene en producción un caudal que es una suma de dos fluidos diferentes mezclados; es necesario obtener su gravedad específica por la siguiente formula; siendo el BSW para este proyecto el porcentaje de agua que tiene el fluido de producción:

$$\gamma_L = \gamma_{oil} * (1 - BSW) + \gamma_{water} * (BSW) \quad (3.3)$$

Donde:

γ_{oil} : Gravedad específica del petróleo.

γ_{water} : Gravedad específica del agua de formación.

BSW: Porcentaje de producción de agua y sedimentos

3.3.4 Profundidad de la bomba – Presión de entrada de la bomba (PIP)

a. Profundidad de la bomba

Es la altura en la cual se encuentra ubicada la bomba con respecto a la superficie, por eso es necesario conocer el nivel estático del fluido H_d , para poder calcularlo con la siguiente expresión:

$$D_{pump} = H_d + \frac{P_b}{0,433 * \gamma_L} \quad (3.4)$$

Siendo:

P_b : Presión de burbuja.

H_d : Nivel estático de fluido (pies).

D_{pump} : Profundidad de asentamiento de la bomba (pies).

b. Presión de entrada a la bomba (PIP)

Es la presión que entregará el fluido al momento de entrar o ser succionado por la bomba de producción, para poder obtener el cálculo de la presión de entrada a la bomba, se utiliza la siguiente expresión:

$$PIP = P_{wf} - (D - D_{pump}) * 0,433 * \gamma_L \quad (3.5)$$

Siendo D la profundidad media de las perforaciones.

Hay que tener en cuenta lo siguiente:

Si PIP es menor que P_b , entonces hay presencia de gas libre.

Si PIP es mayor que P_b , entonces no hay presencia de gas libre.

3.3.5 Propiedades PVT y condiciones del fluido en la entrada de la bomba

Durante todo el proceso de extracción del petróleo es necesario conocer cómo se comporta el fluido y cuáles son sus características, por eso a continuación se describen brevemente las propiedades y la manera de obtener su medida respectiva:

a. Relación Gas – Petróleo en solución (Correlación Standing)

La relación gas petróleo representa una medida de la solubilidad, el volumen de gas que se encuentra disuelto en el petróleo, con las condiciones que posee el yacimiento en un determinado momento, viene expresado en (ft³ de gas / bbl de petróleo).

Si las condiciones de yacimiento cambian como por ejemplo la presión y se mantiene la temperatura constante, la solubilidad aumenta; y disminuye cuando aumenta la presión.

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{P_b}{18,2} + 1,4 \right) * 10^{(0,0125*API - 0,00091*T)} \right]^{1,2048} \quad (3.6)$$

Donde:

R_s :Relación Gas-Petróleo en Solución (PCS/BF)

γ_g : Gravedad específica del gas

API : Gravedad API del petróleo

T : Temperatura del yacimiento (°F)

b. Factor volumétrico del petróleo.

El factor volumétrico del petróleo o de formación (B_o), se define como el volumen ocupado de fluido a condiciones de yacimiento, por cada barril de petróleo a condiciones de superficie.

$$B_o \left[\frac{rb}{stb} \right]$$

c. Factor volumétrico del gas

Al igual que el factor volumétrico del petróleo, expresa la cantidad de gas que existe a condiciones de yacimiento por cada pie cubico en superficie.

$$\beta_g = 5,03 * \frac{z*T}{P} = \left[\frac{bbl}{Mstf} \right] \quad (3.7)$$

Donde:

β_g : Factor volumétrico del gas

z: Factor de compresibilidad del gas, (adimensional)

P: Presión de entrada de la bomba, (psi)

T: Temperatura del yacimiento (°R)

d. Factor volumétrico del agua (Correlación Standing)

Representa la cantidad de agua de yacimiento que hay por cada barril de agua producido en superficie.

$$\beta_w = 1 + 1,2 \times 10^{-4}(T - 60) + 1 \times 10^{-6}(T - 60)^2 - 3,33 \times 10^{-6}P \quad (3.8)$$

Donde:

β_w : Factor volumétrico del agua.

e. Volumen total de gas

Es el volumen total de gas libre y en solución que posee el yacimiento

$$V_{gtotal} = q_o * GOR \quad (3.9)$$

f. Volumen de gas en solución

Cantidad volumétrica de gas que se encuentra disuelto en el petróleo

$$V_{gsolución} = q_o * R_s \quad (3.10)$$

g. Volumen de gas libre

Es el volumen de gas que se encuentra libre en el yacimiento, aquel que forma la capa de gas que se encuentra por encima del nivel de petróleo o agua.

$$V_{glibre} = V_{gtotal} - V_{gsolución} \quad (3.11)$$

h. Volumen de petróleo

Es el volumen de petróleo a ser producido que existe al momento de entrar en la bomba:

$$V_o = q_o * \beta_o \quad (3.12)$$

i. Volumen de agua

Es el volumen de agua a ser producido en la entrada de la bomba:

$$V_w = q_w * \beta_w \quad (3.13)$$

j. Volumen de gas

Al igual que los anteriores es el volumen de gas que producirá la bomba:

$$V_g = V_{glibre} * \beta_g \quad (3.14)$$

k. Volumen total

Es el volumen total de fluido a producir por parte de la bomba, es decir gas, agua y petróleo.

$$V_{\text{total}} = V_o + V_w + V_g \quad (3.15)$$

l. Porcentaje de gas libre

Representa la fracción porcentual de gas a producir con respecto al volumen total producido por la bomba.

$$\% \text{gas libre} = \frac{V_g}{V_{\text{total}}} * 100 \quad (3.16)$$

3.3.6 Carga Dinámica Total (TDH)

La Altura Dinámica Total representa todos los obstáculos que tendrá que vencer el fluido de producción impulsado por la bomba para poder llegar a superficie y a los separadores.

$$TDH = NVL + H_{\text{fricción}} + H_{\text{THP}} \quad (3.17)$$

Donde:

NVL: levantamiento neto vertical

$H_{\text{fricción}}$: Perdida total por fricción

H_{THP} : Presión de cabeza.

a. NVL

Es la distancia total vertical, la cual se debe ser levantada el fluido medido desde la profundidad de la bomba.

$$NVL = D_{\text{pump}} - \frac{PIP}{0,433 \cdot \gamma_L} \quad (3.18)$$

b. Pérdida de carga por fricción

$$\frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} = \frac{2,083 \cdot \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \cdot \left(\frac{Q_f}{34,29}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}} \quad (3.19)$$

$$H_{\text{fricción}} = \frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} \cdot D_{\text{pump}} \quad (3.20)$$

c. Presión de cabeza

Es la presión necesaria para vencer las pérdidas que provoca el equipo de superficie.

$$H_{\text{THP}} = \frac{WHP}{0,433 \cdot \gamma_L} \quad (3.21)$$

3.4 Selección de los componentes del sistema BES

3.4.1 Selección de la bomba

Con los datos y los cálculos previos se procede a realizar el diseño y selección de la bomba, poniendo énfasis en la selección de una etapa y del número de etapas necesarias que debe poseer la bomba para las condiciones dadas para los pozos; logrando de esta manera, producir al caudal deseado y otorgar la presión necesaria para llevar el fluido a superficie.

Como regla general, las bombas deben ser seleccionada, acorde con la tasa de flujo optima, es decir el punto de producción de mayor eficiencia, o tan cercano como sea

posible a dicho punto y además debe estar lo más cercano posible al punto de operación estipulado por el fabricante para la bomba, dentro del rango de operación.

3.4.2 Número de etapas de la bomba

Para poder determinar el número de etapas es necesario ver las curvas de eficiencia de bombas, son curvas de desempeño para una sola etapa con base en agua a 60 °F y gravedad específica igual a 1.0., las mismas que nos dan también la potencia y eficiencia de la misma.

El número de etapas requeridas para alcanzar la tasa de flujo deseada, es calculado con la siguiente relación:

$$\text{N}^\circ \text{ total de etapas} = \frac{\text{TDH}}{\text{Cabeza hidraulica por etapa}} \quad (3.22)$$

Donde:

Cabeza hidráulica por etapa: Altura total levantada por una sola etapa (ft/etapa); mismo que es obtenido de las curvas de eficiencia de bombas.

3.4.3 Selección del Motor

Un motor debe cumplir con las cualidades para operar bajo las características y condiciones operativas en las que se encuentra el pozo. Se debe considerar que los motores trabajan con un 85 % de eficiencia.

3.4.4 Potencia del motor

El tamaño del motor de la bomba es análogo a la potencia requerida también llamado potencia al freno.

De la gráfica de curvas de eficiencia de bomba se obtiene los caballos de fuerza por etapa; y se halla la potencial total:

$$\text{BHP} = \text{Número de etapas} * \left(\frac{\text{HP}}{\text{etapas}} \right) * \gamma_L \quad (3.23)$$

3.4.5 Selección del cable eléctrico

Para seleccionar el cable eléctrico correcto es necesario realizar el análisis en base al tamaño del cable, las pérdidas y el costo del cable.

El punto que requiere mayor énfasis es el tamaño del cable para eso nos basaremos en tres criterios para su selección

- Los requerimientos de voltaje y amperaje del motor de fondo.
- Pérdidas de voltaje sobre la longitud del cable
- Espaciamiento disponible entre las uniones de las tuberías de producción y revestimiento del pozo.

Es recomendable que para las condiciones de amperaje y temperatura del motor de fondo se dé una caída de potencial de al menos 30voltios/1000 pies, para asegurar la capacidad de transporte de corriente del cable.

Para obtener la pérdida total de voltaje se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta \text{Volt} = \frac{\Delta \text{Volt}_{68^\circ\text{F}}}{1000} * D_{\text{cable}} \quad (3.24)$$

Donde $\Delta \text{ Volt}$ es la pérdida de voltaje.

D_{cable} es la longitud del cable; el cual debe ser mayor que la profundidad de asentamiento de la bomba para realizar las conexiones en superficie.

3.4.6 Voltaje superficial requerido

Para el transformador se deberá conocer el voltaje primario disponible en la red eléctrica, el voltaje en superficie y la potencia requerida. Expresado por:

$$\text{Volt}_{\text{superficie}} = \text{Volt}_{\text{motor}} + \Delta\text{Volt} \quad (3.25)$$

Donde:

$\text{Volt}_{\text{superficie}}$ = Voltaje en superficie

$\text{Volt}_{\text{motor}}$ = Voltaje en el motor de fondo.

3.4.7 Selección del transformador

Para seleccionar el transformador es necesario obtener la potencia en la cual trabajará (KVA), la misma que debe ser igual o mayor a la potencia requerida para el funcionamiento del motor de la bomba de fondo de pozos. La potencia se la determina mediante la siguiente ecuación:

$$\text{KVA} = \frac{\text{Volt}_{\text{superficie}} * \text{Amp}_{\text{motor}} * \sqrt{3}}{1000} \quad (3.26)$$

Donde:

$\text{Volt}_{\text{superficie}}$ = Voltaje en superficie.

$\text{Amp}_{\text{motor}}$ = Amperaje del motor.

3.5 Resumen de los cálculos y resultados de diseño del sistema BES

En las siguientes tablas se presentan los resúmenes de los resultados del diseño del equipo electrosumergible de los pozos seleccionados:

FICT-100			
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA SELECCIONADO: Bomba NHV760, 315 stg/180HP/52A/2262V			
DATOS	Índice de productividad	0,11	stb/d/psi
	Corte de agua	16	%
	Caudal deseado	350	bfpd
CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	Profundidad de la bomba	9750	ft
	Tasa de flujo en Operación	348	bfpd
	Tasa de Flujo total al INTAKE	351,51	bfpd
	Tasa de Líquido al Intake	351,51	bfpd
	Tasa de Gas dentro de la Bomba	0,01	Bfpd
	Gas dentro de la Bomba	0,00	%
	Fracción de Volumen de Gas a la entrada	0,00	%
	Eficiencia de Separación	100	%
	Cabeza Dinámica Total (TDH)	8908,43	ft
	Nivel de Fluido sobre la Bomba (FLAP)	8697,65	ft
	Presión a la Entrada (PIP)	448,39	psi
	Presión de Descarga	3655,21	psi
	Presión de Fondo Fluyente (Pwf)	504,5	psi
	Frecuencia de operación	53	Hz
MODELO BOMBA	Serie de la bomba	406	
	Configuración de la bomba	NHV380 (87) + NHV760 (2 cuerpos: 114+114)	
	Número de etapas	315	stg
MOTOR	Descripción y tipo del motor	N406AM 100HP / 32,5A / 1980V	
	Velocidad de operación del Motor	3000	RPM
	Amperaje del Motor	32,5	A
	Voltaje del motor	1980	V
	Carga total de Operación	100	HP
	Factor de carga	56,73	%
	Eficiencia	79,47	%
	Temperatura MLE	302,63	°F
	Velocidad del fluido	1,2	ft/seg
	Temperatura del motor	270,11	°F

Tabla IV. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-100

Continuación de la Descripción general del sistema electrosumergible del pozo FICT-100:

		DESCRIPCIÓN EQUIPO DE SUPERFICIE	
VSD & SUT	Voltaje de superficie	480	V
	KVA requerido	200	KVA
	VSD	NVSD NIF-B NSWF-B NSP-B	
	SUT	480	
DESCRIPCIÓN GENERAL BES	Discharge	Bolt-On head 3 ½" – 8RD EUE-406 Serie CR3	
	Pump Upper	NHV380 SCMP, AR2, CR2C, S14, 87STG, HSG #5	
	Pump Lower	NHV760 SCMP, AR2, CR2C, S14, 114STG, HSG #7 NHV760 SCMP, AR2, CR2C, S14, 114STG, HSG #7	
	Suction / Intake	GAS SEPARATOR N406GS3800 AR2 CR3 HSS	
	Seal Upper	Protector N406TMO LSBPB-SBPBSL CR2C HT HL	
	Seal Lower	Protector N406TMO LSBPB-SBPBSL CR2C HT HL	
	Motor	N406AM100, 1980V, SGL	
	Sensor gauge	NDS2 378 5800PSI CR2 MOD0	
	Cable	Sub-Line, 5KV, 450°F, flat, AWG #2	
RESUMEN SELECCIÓN BES	Bomba	NHV380 SCMP, AR2, CR2C, S14, 87STG, HSG #5 NHV760 SCMP, AR2, CR2C, S14, 114STG, HSG #7 NHV760 SCMP, AR2, CR2C, S14, 114STG, HSG #7	
	Protector	Protector N406TMO LSBPB-SBPBSL CR2C HT HL	
	Motor	N406AM100, 1980V, SGL	
	Sensor	NDS2 378 5800PSI CR2 MOD0	
	Cable	Sub-Line, 5KV, 450°F, flat, AWG #2	
	Equipo de superficie	Configuración para trabajo a 12 pulsos en potencia de 815 KVA	

FICT-200			
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA SELECCIONADO:			
Bomba TD1000 MDLR, ARMOD 266 stg/120HP/33A/2165V			
DATOS	Índice de productividad	0,845	stb/d/psi
	Corte de agua	6	%
	Caudal deseado	500	bfpd
CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	Profundidad de la bomba	9180	ft
	Tasa de flujo en Operación	562	bfpd
	Tasa de Flujo total al INTAKE	951,26	bfpd
	Tasa de Líquido al Intake	633,92	bfpd
	Tasa de Gas dentro de la Bomba	1,58	bfpd
	Gas dentro de la Bomba	0,50	%
	Fracción de Volumen de Gas a la entrada	0,50	%
	Eficiencia de Separación	99	%
	Cabeza Dinámica Total (TDH)	8628	ft
	Nivel de Fluido sobre la Bomba (FLAP)	7997	ft
	Presión a la Entrada (PIP)	499	psi
	Presión de Descarga	3470	psi
	Presión de Fondo Fluyente (Pwf)	601,6	psi
	Frecuencia de operación	56,4	Hz
MODEL O BOMBA	Serie de la bomba	400	
	Configuración de la bomba	TD1000 (2 cuerpos: 133+133)	
	Número de etapas	266	stg
MOTOR	Descripción y tipo del motor	TR5 STD HTI 120 HP/33 A/2165 V	
	Velocidad de operación del Motor	3338,41	RPM
	Amperaje del Motor	33	A
	Voltaje del motor	2165	V
	Carga total de Operación	120	HP
	Factor de carga	69,95	%
	Eficiencia	81,21	%
	Temperatura MLE	302,33	°F
	Velocidad del fluido	0,66	ft/seg
	Temperatura del motor	351,8	°F

Tabla V. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-200

Continuación de la Descripción general del sistema electrosumergible del pozo FICT-200:

		DESCRIPCIÓN EQUIPO DE SUPERFICIE	
VSD & SUT	Voltaje de superficie	2400	V
	KVA requerido	94	KVA
	VSD	Vector VII with VSG	
	SUT	300	
DESCRIPCIÓN GENERAL BES	Discharge	HEAD, PUMP TR4 BO MACH 2 7/8"	
	Pump Upper	ESP TD 1000 AR MDLR, 133/288 #15HSG, HSS, SST, H&B, AR H&B	
	Pump Lower	ESP TD 1000 AR MDLR, 133/288 #15HSG, HSS, SST, H&B, AR H&B	
	Suction / Intake	ESP TR4 MAGS-3	
	Seal Upper	SEAL, TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB/ HL SST	
	Seal Lower	SEAL, TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB/ HL SST	
	Motor	MTR, TR5-92 UT 120 HP/33A/2165V, HIGH TEMP, MNL	
	Sensor gauge	SMARTGUARD TYPE E7 ZENITH	
	Cable	ESP PL450 #2 5KV 450 Flat solid 9180ft armadura: Galv	
RESUMEN SELECCIÓN BES	Bomba	ESP TD 1000 MDLR, ARMOD 266 etapas	
	Protector	SEAL, TR5-AR 2 CHAMBER BAG/LAB/ HL SST	
	Motor	TR5 STD HTI 120 HP/33 A/2165 V	
	Sensor	SMARTGUARD TYPE E7 ZENITH	
	Cable	ESP PL450 #2 5KV 450 Flat solid 9180ft armadura: Galv	
	Equipo de superficie	Configuración para trabajo a 12 pulsos en potencia de 94 KVA	

FICT-300			
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA SELECCIONADO: Bomba D800N, 336 stg/180HP/52A/2262V (Schlumberger, 2009)			
DATOS	Índice de productividad	1,72	stb/d/psi
	Corte de agua	50	%
	Caudal deseado	600	bfpd
CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	Profundidad de la bomba	9926	ft
	Tasa de flujo en Operación	594,84	bfpd
	Tasa de Flujo total al INTAKE	648,38	bfpd
	Tasa de Líquido al Intake	647,11	bfpd
	Tasa de Gas dentro de la Bomba	1,27	bfpd
	Gas dentro de la Bomba	0,20	%
	Fracción de Volumen de Gas a la entrada	0,20	%
	Eficiencia de Separación	99,45	%
	Cabeza Dinámica Total (TDH)	8491,72	ft
	Nivel de Fluido sobre la Bomba (FLAP)	1930,66	ft
	Presión a la Entrada (PIP)	616,68	psi
	Presión de Descarga	3989,59	psi
	Presión de Fondo Fluyente (Pwf)	652	psi
	Frecuencia de operación	53,5	Hz
MODEL O BOMBA	Serie de la bomba	400	
	Configuración de la bomba	D800N (2 cuerpos: 168+168)	
	Número de etapas	336	stg
MOTOR	Descripción y tipo del motor	Maximus 180HP / 52A / 2262V	
	Velocidad de operación del Motor	3011,87	RPM
	Amperaje del Motor	33,86	A
	Voltaje del motor	2017,24	V
	Carga total de Operación	73,49	HP
	Factor de carga	78,50	%
	Eficiencia	85,56	%
	Temperatura MLE	229,06	°F
	Velocidad del fluido	1,12	ft/seg
	Temperatura del motor	297,00	°F

Tabla VI. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-300

Continuación de la Descripción general del sistema electrosumergible del pozo FICT-300:

		DESCRIPCIÓN EQUIPO DE SUPERFICIE	
VSD & SUT	Voltaje de superficie	2194,72	V
	KVA requerido	128,58	KVA
	VSD	Speedstar SWD 12P 815 KVA	
	SUT	300	
DESCRIPCIÓN GENERAL BES	Discharge	BODH serie 400 – 3 ½” EUE	
	Discharge sensor	Phoenix discharge pressure sub serie 400	
	Pump Upper	D800N serie 400 168 STG 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY	
	Pump Lower	D800N serie 400 168 STG 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY	
	Suction / Intake	VGSA D20-60, 400/400 RLOY	
	Seal Upper	Serie 400, maximus BPBSL, INC, HL, RLOY	
	Seal Lower	Serie 400, maximus BPBSL, INC, HL, RLOY	
	Motor	Motor: 456, maximus – 180HP/52A/2262V	
	Sensor gauge	450 sensor Phoenix XT 150 tipo 1	
	Motor guide	7”	
	Cable	4/1 AWG ELB WT 2 cap. 3/8”	
RESUMEN SELECCIÓN BES	Bomba	Flujo radial en series OD 4” con rango amplio de producción (on de 250@1150 bfpd	
	Protector	Protector tándem maximus BPBSL de alta carga HL	
	Motor	Motor series 456, maximus - 180HP/52A/2262V	
	Sensor	Phoenix XT150 tipo 1	
	Cable	Cable AWG 4/1, doble capilar, armadura para protección mecánica	
	Equipo de superficie	Configuración para trabajo a 12 pulsos en potencia de 815 KVA	

FICT-301			
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA SELECCIONADO: Bomba NF(120-250)H SCMP, 345 stg/180HP/52A/2262V			
DATOS	Índice de productividad	0,33	stb/d/psi
	Corte de agua	48	%
	Caudal deseado	350	bfpd
CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA BOMBA	Profundidad de la bomba	10653	ft
	Tasa de flujo en Operación	167,82	bfpd
	Tasa de Flujo total al INTAKE	349,46	bfpd
	Tasa de Líquido al Intake	349,46	bfpd
	Tasa de Gas dentro de la Bomba	0	bfpd
	Gas dentro de la Bomba	0	%
	Fracción de Volumen de Gas a la entrada	0,16	%
	Eficiencia de Separación	70	%
	Cabeza Dinámica Total (TDH)	8787,3	ft
	Nivel de Fluido sobre la Bomba (FLAP)	9181,41	ft
	Presión a la Entrada (PIP)	405,85	psi
	Presión de Descarga	4123,73	psi
	Presión de Fondo Fluyente (Pwf)	445,7	psi
	Frecuencia de operación	80	Hz
MODEL O BOMBA	Serie de la bomba	381	
	Configuración de la bomba	115/115/115/ STG	
	Número de etapas	345	Stg
MOTOR	Descripción y tipo del motor	N512 PM 270HP /2920V /51A /6000 RPM	
	Velocidad de operación del Motor	4800	RPM
	Amperaje del Motor	16,49	A
	Voltaje del motor	2920	V
	Carga total de Operación	23,89	HP
	Factor de carga	1,25	%
	Eficiencia	85,06	%
	Temperatura MLE	290,09	°F
	Velocidad del fluido	0,2	ft/seg
Temperatura del motor	273,04	°F	

Tabla VII. Resumen del sistema BES para el pozo FICT-301

Continuación de la Descripción general del sistema electrosumergible del pozo FICT-301:

		DESCRIPCIÓN EQUIPO DE SUPERFICIE	
VSD & SUT	Voltaje de superficie	3084,09	V
	KVA requerido	184,07	KVA
	VSD	NVSD 200 KVA 60 HZ 6P NIF-B NSWF-B NSP-B	
	SUT	XFMR, 200KVA 480V PRI/ MULTI TAP SEC	
DESCRIPCIÓN GENERAL BES	Discharge	SUBDESCARGA 3 1/2"	
	Discharge sensor	BOLT-ON HEAD-3 1/2" – 8RD EUE-362 SERIES CR3	
	Pump Upper	NF(130-250)H, SCMP, AR2, CR2C, S14, 115STG, HSG #7 NF(130-250)H, SCMP, AR2, CR2C, S14, 115STG, HSG #7	
	Pump Lower	NF(130-250)H, SCMP, AR2, CR2C, S14, 115STG, HSG #7	
	Suction / Intake	PUMP MP, N362MPP1500 CMP, AR2, CR2C, S14, 22STG	
	Seal Upper	GAS SEPARATOR, N362 1500, AR2, CR3, S14	
	Seal Lower	PROTECTOR N406TMP LSBPB- SBPBSL CR2C S13 HT HL	
	Motor	N512 PM	
	Sensor gauge	N512PM, 6000RPM, 270HP/2920V/51,0A, CR2, UHT	
	Motor guide	DOWNHOLE SENSOR NDS2, 378, 5800PSI, CR2	
	Cable	Cable AWG 4/1, doble capilar, armadura para protección mecánica	
RESUMEN SELECCIÓN BES	Bomba	Flujo radial en series OD 4,06" con rango de producción de 165@278 bfpd	
	Protector	PROTECTOR N406TMP LSBPB- SBPBSL CR2C S13 HT HL	
	Motor	N512PM, 6000RPM, 270HP/2920V/51,0A, CR2, Ultra High Temperature	
	Sensor	NDS2, 378, 5800PSI, CR3, MOD0	
	Cable	Cable AWG 4/1, doble capilar, armadura para protección mecánica	
	Equipo de superficie	Configuración para trabajo a 12 pulsos en potencia de 815 KVA	

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

4.1 Análisis técnico

El análisis técnico del presente proyecto se lo realiza en base al incremento de producción de petróleo estimada, por medio de la implementación del sistema por bombeo electrosumergible de los pozos en estudio.

Se realiza una comparación entre el sistema de levantamiento actual (bombeo hidráulico) con el sistema de levantamiento propuesto (bombeo electrosumergible) mostrado en la siguiente tabla:

Pozo	IP (bfpd/psi)	Presión del reservorio (psi)	Pb (psi)	Bombeo hidráulico		Bombeo electrosomergible	
				Presión (psi)	Caudal (bfpd)	Presión (psi)	Caudal (bfpd)
FICT 100	0,11	3700	78	550	315,7	504,5	351,51
FICT 200	0,845	1032	1310	926	126,5	601,6	633,92
FICT 300	1,72	1000	1170	652	388,5	652	648,38
FICT 301	0,33	917	1193	460	247	445,7	349,46

Tabla VIII. Parámetros de los pozos estudio: antes y después del cambio de SLA

En los pozos FICT-200, FICT-300, FICT-301, la presión en el punto de burbuja es mayor a las presiones de fondo fluyente (pwf) de los pozos indicados caso que no sucede en el pozo FICT-100.

Realizado el diseño del equipo BES se calculó que las fracciones de gas libre son relativamente bajas (<10%) por lo que no se utilizaría separadores de gas en la implementación del equipo de bombeo electrosomergible.

En todos los casos se puede evidenciar que existe aumento de producción, dejando atrás el sistema de bombeo hidráulico e implementando el sistema de bombeo electrosomergible, por lo que se puede concluir que el último sistema es el indicado para los pozos seleccionados.

4.2 Análisis económico

A continuación, se plantea el análisis económico, cuyo objetivo es determinar la viabilidad del proyecto; además de si es viable determinar el beneficio económico que

genera para la empresa. Para realizar dicho análisis se contó con la información otorgado por el Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo FICT. Los datos proporcionados fueron los costos de reacondicionamiento para el cambio de sistema de levantamiento.

Los estudios económicos se basan principalmente en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, Valor Presente Neto (V.A.N o V.P.N), Tasa Interna de Retorno (T.I.R) y Relación Costo- Beneficio el proyecto; el estudio de estas medidas o valores económicas determinaran si el proyecto es viable.

4.2.1 Criterios para la evaluación económica

Dado que el valor del dinero cambia con el pasar del tiempo, no resulta lo mismo tener por ejemplo 1000 dólares ahora que tener 1000 dólares después de un año, este dinero tiene menor poder adquisitivo al final del periodo que al inicio del periodo; esto ocurre a diversos factores por ejemplo la inflación; por lo tanto si uno quiere comparar proyectos o saber que ganancia tendrá una inversión, no se lo podrá hacer si se miran los flujos de efectivo a lo largo de los periodos, dado que no se sabe cuál sea el valor de dicho dinero en el periodo determinado; entonces es necesario aplicar tres conceptos para poder comparar o determinar ganancias de un determinado proyecto, y estos son:

a. La tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR)

Es la tasa de referencia de donde se parte para poder hacer comparaciones económicas de las futuras inversiones, y es necesario que todo

inversionista tenga dicha tasa. Si no se obtiene cuando menos esa tasa de rendimiento, se rechazará la inversión.

Para poder calcularla se hará uso de la siguiente ecuación:

$$\text{TMAR} = \text{tasa de inflación} + \text{premio al riesgo} \quad (4.1)$$

Gabriel Vaca Urbina en su libro Fundamentos de Ingeniería Económica señala que; “El premio al riesgo significa el verdadero crecimiento del dinero, y se le llama así porque el inversionista siempre arriesga su dinero (siempre que no invierta en el banco) y por arriesgarlo merece una ganancia adicional sobre la inflación. Como el premio es por arriesgar, significa que a mayor riesgo se merece una mayor ganancia”. Por lo tanto, este es un valor estimado.

b. Valor Presente Neto (V.P.N)

Este valor es el que permitirá comparar los diferentes flujos de dinero obtenidos a través de tiempo, sean estos ingresos o egresos; su objetivo es obtener un equivalente de las cantidades monetarias del futuro en dinero del presente. Es decir, traer los flujos del futuro a su equivalente en el presente.

Para su cálculo se hará uso de la siguiente ecuación:

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad (4.2)$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

P: Inversión inicial.

FNE: Flujo de caja neto.

n: número de periodos.

i: tasa de referencia que corresponde a la TMAR

Como se puede observar el VPN, tal y como se calcula, simplemente indica si el inversionista está ganando un aproximado del porcentaje de ganancia que él mismo fijó como mínimo aceptable. Por tal razón, los criterios para tomar una decisión con el VPN son:

- Si $VPN > 0$, es conveniente aceptar la inversión, ya que se estaría ganando más del rendimiento solicitado.
- Si $VPN < 0$, se debe rechazar la inversión puesto que no se estaría ganando lo mínimo que se espera ganar, es decir con i como $Tmar$.

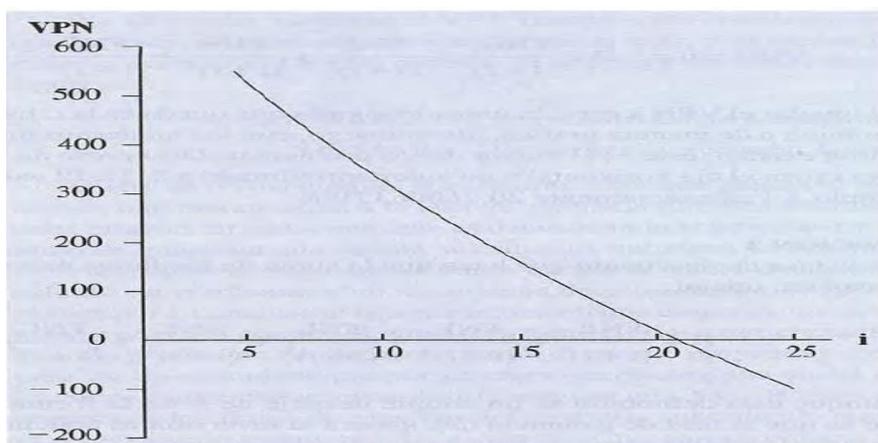


Figura 4.1. VPN vs i

Fuente: *Fundamentos de Ingeniería Económica*; Gabriel Vaca Urbina (Vaca Urbina)

c. La tasa interna de rendimiento (TIR)

Es la tasa de rendimiento que hace al VPN sea cero, representa la ganancia anual que tiene cada inversionista. En la gráfica 4.1 se observa que a medida que la tasa de interés aumenta el VPN se vuelve más pequeño, hasta que en determinado valor se convierte en cero, y es precisamente en ese punto donde la tasa de interés se convierte en la TIR.

Para su cálculo se hará uso de la siguiente ecuación:

$$0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad (4.3)$$

Dada la ecuación será necesario calcular por métodos numéricos.

- Si $TMAR < TIR$ es recomendable aceptar la inversión
- Si $TMAR > TIR$ es preciso rechazar la inversión

Entonces podemos decir que un proyecto es económicamente viable cuando

- VPN es mayor o igual a cero
- Tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa mínima de rendimiento.

Cuando se trata de análisis económicos, en lo que respecta a producción de pozos es necesario usar la siguiente ecuación para determinar el declive de producción en el tiempo.

$$q = q_i * e^{-Dt} \quad (4.4)$$

Donde:

q = Caudal esperado a cierto período de tiempo [BFPD]

q_i = Caudal inicial [BFPD]

D = Porcentaje de declinación anual del Área.

t = Tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal [años]

4.2.2 Costo de inversión

En esta sección se encuentra los costos para poder implementar el sistema de levantamiento artificial BES.

FICT-100		
COSTOS ESTIMADOS		
Servicio	Material	Inversión
Mov. De Torre	(0-25km)	13.650,00
Servicio De Taladro	(4 Días +14 Horas)	39.875,00
	Químicos Fluido De Control	5.967,12
	KCl para densificar fluido	5.466,00
Renta De Herramientas De Limpieza De Casing De 7"		7.356,57
	Redrees.Kit	3.319,66
Servicio Técnico Quick Connector		440,42
Spooler Inst.Bes.Protec		2.489,55
	Misc.Comp Equipo Bes De Fondo	3.262,51
	Equipo Bes Nuevo	184.864,14
	Misc.Comp Equipo Bes Superficie	2.088,95
Servicio Instalación De Equipo Bes		2.800,00
	Set De Partes De Valvulas, Sellos Para Seal Sleeve; Sellos Colgador Hanger.	5.206,51
Total		276.966,43

Tabla IX. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-100

Fuente: Ingeniería de Campo, FICT. (Ingeniería de Campo, FICT)

FICT-200		
COSTOS ESTIMADOS		
Servicio	Material	Inversión
Mov. De Torre		8.160,73
Servicio De Taladro		52.514,56
	Mat.Completacion De Fondo	1.967,88
	Químicos Fluido De Control	25.228,60
Servicio Técnico		2.250,00
Unidad MTU y Bomba Jet	Kit Reparación De Bomba Jet	7.241,32
Spooler Inst.BES.Protec		2.271,43
	Kit Reparación De Herramientas	9.562,81
Rds.Kit Quick Connector		427,62
Ins.BES,Repar..Sensor		28.602,40
	Misc. Comp Equipo BES De Fondo	62.515,94
	Compra De Variador	48.635,50
	Compra Secciones De Cabezal	26.762,35
Total		276.141,14

Tabla X. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-200

Fuente: Ingeniería de Campo, FICT. (Ingeniería de Campo, FICT)

FICT-300		
COSTOS ESTIMADOS		
Servicio	Material	Inversión
Mov. De Torre	(0-25km)	13.650,00
Servicio De Taladro	(5 Dias +3 Horas)	44.587,50
	Químicos fluidos de control	10.799,90
Servicio De Ingeniería Para Fluidos Especiales		703,80
	Compra De Protectores Para Equipo BES	3.197,40
	Grasa Para Tubería	186,97
	Re-Run Para Quick Connector	3.319,66
	Compra De No-Go 3-1/2" Eue	761,68
Servicio Técnico Quick Conector		437,22
Spooler Inst.BES.Protec		1.669,39
	Equipo BES Nuevo Superficie	15.010,63
	Equipo BES Nuevo Fondo	266.264,61
Servicio Instalacion De Equipo Bes		4.500,00
Servicio De Mecanizado Para Biselar Coupling		719,34
	Coupling 3-1/2" Eue	2.797,44
Total		368.585,84

Tabla XI. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-300

Fuente: Ingeniería de Campo, FICT. (Ingeniería de Campo, FICT)

FICT-301		
COSTOS ESTIMADOS		
Servicio	Material	Gasto
Taladro		37.812,50
Movimiento De Torre	(0 -25 Kms)	6.600,00
	Grasa Para Tubería	373,94
	(6) Protectores Low Profile	959,22
	Tool Re Run Kit	3.319,66
Instalación Quick Conector		445,22
Instaladores y Spooler		2.740,28
	(25) Coupling Tubería 3 1/2" Eue	1.128,00
Biselado De 25 Coupling 3 1/2" Eue		239,78
	Químicos Para Fluido De Control	11.340,00
	Equipo De Fondo	172.263,44
Instalación De Equipo BES		2.800,00
Total		240.022,04

Tabla XII. Costos de reacondicionamiento del pozo FICT-301

Fuente: Ingeniería de Campo, FICT. (Ingeniería de Campo, FICT)

POZO	COSTO ESTIMADO
FICT 100	276.966,43
FICT 200	276.141,14
FICT 300	368.585,84
FICT 301	240.022,04
INVERSION TOTAL	1'161.715,45

Tabla XIII. Costos de pre producción de los pozos seleccionados

4.2.3 Ingresos

En lo que respecta a los ingresos, es un cálculo sencillo pues el único rubro que produce ingresos es la producción de petróleo, por lo que para obtener su valor, es necesario multiplicar la producción diaria por el precio del barril de petróleo.

Pozo	Producción Antes De W. O (BPPD)	Producción Esperada (BPPD)	Aumento De Producción. (BPPD)
FICT 100	272,16	294	21,84
FICT 200	119,38	470	350,62
FICT 300	259	300	41
FICT 301	245	346	101
Total	895,54	1410	514,46

Tabla XIV. Producción de los pozos seleccionados

Se considera una declinación de producción anual del 19.8 % (1.65 % mensual), que refleja el comportamiento del Campo FICT en los últimos años (Valor Oficial suministrado por el Departamento de Reservorios, FICT).

El tiempo del reacondicionamiento es de un mes iniciado el 4 de noviembre del 2015 y finalizando el 25 de diciembre del 2015, durante los cuales los pozos irán produciendo paulatinamente; sin embargo, para el cálculo del ingreso se considerará que el primer mes no se producirá, es así que se tomara como producción inicial la del mes de diciembre de BPPD, además de considerar el mes de 30 días.

Mes	Producción	Producción Mensual
1		0,00
2	1407,67	42230,21
3	1405,35	42160,53
4	1403,03	42090,96
5	1400,72	42021,51
6	1398,41	41952,17
7	1396,10	41882,95
8	1393,79	41813,85
9	1391,50	41744,85
10	1389,20	41675,97
11	1386,91	41607,21
12	1384,62	41538,56
13	1382,33	41470,02
14	1380,05	41401,59
15	1377,78	41333,28
16	1375,50	41265,08
17	1373,23	41196,99
18	1370,97	41129,02
19	1368,71	41061,16
20	1366,45	40993,40
21	1364,19	40925,77
22	1361,94	40858,24
23	1359,69	40790,82
24	1357,45	40723,52

Tabla XV. Producción mensual esperada

4.2.4 Egresos

Para los egresos, se consideran todos los gastos de mantenimiento, movilización de equipos, reparación de pozos, químicos, es decir los gastos mostrados anteriormente, el costo operativo de producción de 6,00 dólares por barril (Valor suministrado por el Departamento de Ingeniería Financiera de FICT).

La suma total de inversión, o egreso total es de \$ 1'161.715,45; debido a la rentabilidad de la industria petrolera, el monto será desembolsado en un tiempo de 24 meses.

Se considera un 20% extra de inversión para cubrir ciertas eventualidades que puedan surgir en el transcurso de vida del pozo y del equipo de levantamiento artificial.

4.2.5 Hipótesis bajo las cuales se basa el análisis económico

Las hipótesis bajo las cuales se basa esta evaluación económica, son las siguientes:

- Se estima una tasa mínima de interés de retorno de anual (T_{mar}) igual al 15%, siendo la T_{mar} mensual igual a 1.17% (Valor sugerido por el Departamento de Ingeniería Financiera de la operadora del Campo FICT).
- No intervienen los impuestos fiscales, razón por la cual, no se considera la depreciación contable de los equipos.
- Según ingeniería Financiera del campo se estima el costo operativo de 6.00USD/BBL

- De acuerdo con los historiales de producción, se estima una declinación de producción promedio de 19.8 % anual. Entonces, se establece que el proyecto tiene una declinación mensual de 1.65 %, siendo el período mensual considerado equivalente a 30 días.
- Se estima un incremento de producción de los pozos de 514,46 BPPD, luego de la implementación del BES.
- Se determinó el costo para el cambio de sistema de levantamiento del pozo \$ 1'161.715,45.
- Se estima que la duración del reacondicionamiento tendrá una duración de 7 días por pozo, al que se implementará el sistema de levantamiento artificial por BES; durante ese tiempo no se tendrá producción.
- Se estima un porcentaje de contingencias de +/- 20%.

Para poder realizar el análisis económico del proyecto es necesario establecer un precio del barril de petróleo, para el cual se analizará bajo el precio dispuesto para el cálculo del presupuesto general del estado del año 2016 de 20 USD/BBL y el precio propio para la empresa operadora del Campo FICT de 10,5 USD/BBL.

4.2.6 Cálculo del VAN y TIR para 10,5 USD/BBL

Mes	Producción	Producción Mensual	Ingreso Mensual	Gasto Mensual	Inversión	Flujo De Caja Neto	Flujo De Caja Acumulado
1		0,00	\$ -	\$ -	\$ 276.141,18	\$ (276.141,18)	\$ (276.141,18)
2	1407,67	42230,21	\$ 443.417,15	\$ 253.381,23		\$ 190.035,92	\$ (86.105,26)
3	1405,35	42160,53	\$ 42.685,51	\$ 252.963,15		\$ 189.722,36	\$ 103.617,11
4	1403,03	42090,96	\$ 441.955,08	\$ 252.545,76		\$ 189.409,32	\$ 293.026,43
5	1400,72	42021,51	\$ 441.225,86	\$ 252.129,06		\$ 189.096,80	\$ 482.123,22
6	1398,41	41952,17	\$ 440.497,83	\$ 251.713,05		\$ 188.784,79	\$ 670.908,01
7	1396,10	41882,95	\$ 439.771,01	\$ 251.297,72		\$ 188.473,29	\$ 859.381,30
8	1393,79	41813,85	\$ 39.045,39	\$ 250.883,08		\$ 188.162,31	\$ 1.047.543,61
9	1391,50	41744,85	\$ 38.320,97	\$ 250.469,12		\$ 187.851,84	\$ 1.235.395,45
10	1389,20	41675,97	\$ 437.597,74	\$ 250.055,85		\$ 187.541,89	\$ 1.422.937,34
11	1386,91	41607,21	\$ 436.875,70	\$ 249.643,26		\$ 187.232,44	\$ 1.610.169,78
12	1384,62	41538,56	\$ 436.154,86	\$ 249.231,35		\$ 186.923,51	\$ 1.797.093,29
13	1382,33	41470,02	\$ 435.435,20	\$ 248.820,11		\$ 186.615,09	\$ 1.983.708,38
14	1380,05	41401,59	\$ 434.716,73	\$ 248.409,56		\$ 186.307,17	\$ 2.170.015,55
15	1377,78	41333,28	\$ 433.999,45	\$ 247.999,69		\$ 185.999,76	\$ 2.356.015,31
16	1375,50	41265,08	\$ 433.283,35	\$ 247.590,49		\$ 185.692,86	\$ 2.541.708,18
17	1373,23	41196,99	\$ 432.568,43	\$ 247.181,96		\$ 185.386,47	\$ 2.727.094,65
18	1370,97	41129,02	\$ 431.854,69	\$ 246.774,11		\$ 185.080,58	\$ 2.912.175,23
19	1368,71	41061,16	\$ 431.142,13	\$ 246.366,93		\$ 184.775,20	\$ 3.096.950,43
20	1366,45	40993,40	\$ 430.430,75	\$ 245.960,43		\$ 184.470,32	\$ 3.281.420,75

21	1364,19	40925,77	\$ 429.720,54	\$ 245.554,59		\$ 184.165,95	\$ 3.465.586,70
22	1361,94	40858,24	\$ 429.011,50	\$ 245.149,43		\$ 183.862,07	\$ 3.649.448,77
23	1359,69	40790,82	\$ 428.303,63	\$ 244.744,93		\$ 183.558,70	\$ 3.833.007,47
24	1357,45	40723,52	\$ 427.596,93	\$ 244.341,10		\$ 183.255,83	\$ 4.016.263,30

TMAR	15%
VAN	\$ 928.513,44
TIR	69%

Tabla XVI. Cálculo del VAN y TIR para 10,5 USD/BBL

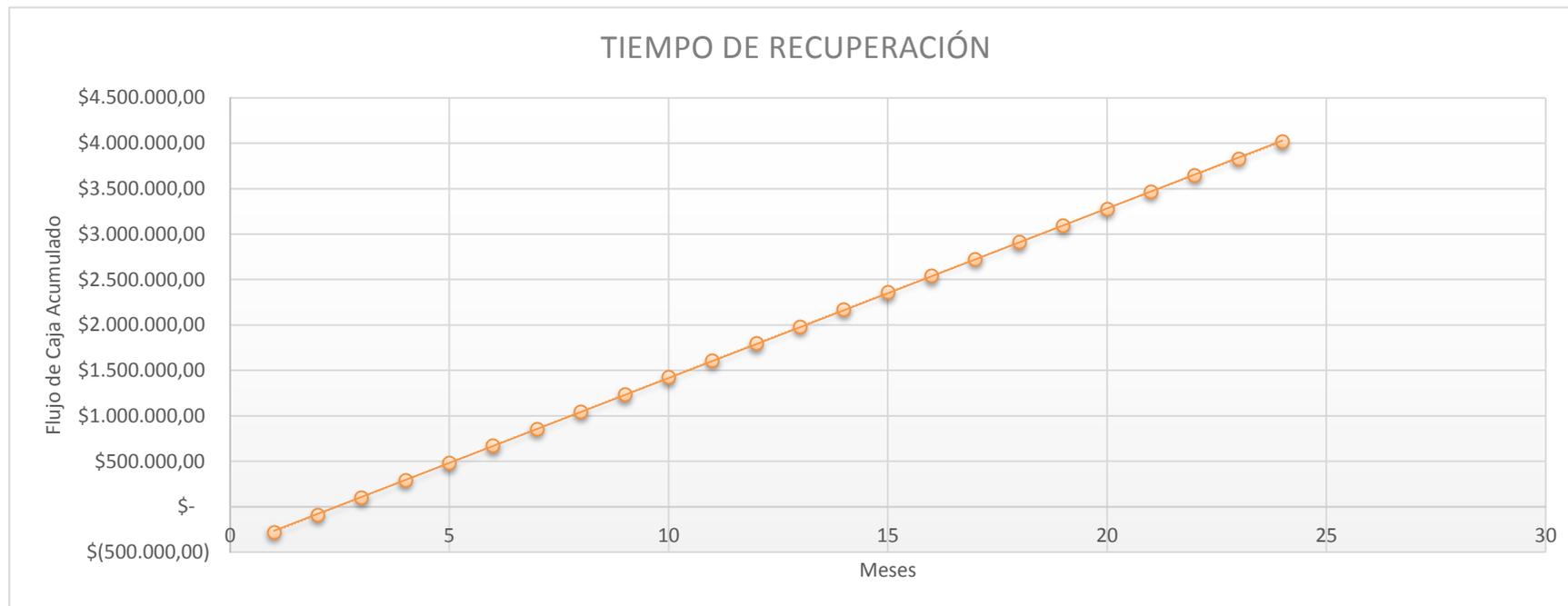


Figura 4.2. Flujo de caja acumulado vs Tiempo (\$10,50/BBL)

Tiempo de recuperación estimado de la inversión para \$10,50/BBL; es de aproximadamente 3 meses

4.2.7 Cálculo del VAN y TIR para 20 USD/BBL

Mes	Producción	Producción Mensual	Ingreso Mensual	Gasto Mensual	Inversión	Flujo De Caja Neto	Flujo De Caja Acumulado
1		0,00	\$ -	\$ -	\$ 76.141,18	\$ (276.141,18)	\$ (276.141,18)
2	1407,67	42230,21	\$ 844.604,10	\$ 253.381,23		\$ 591.222,87	\$ 315.081,69
3	1405,35	42160,53	\$ 843.210,50	\$ 252.963,15		\$ 590.247,35	\$ 905.329,04
4	1403,03	42090,96	\$ 841.819,21	\$ 252.545,76		\$ 589.273,44	\$ 1.494.602,49
5	1400,72	42021,51	\$ 840.430,20	\$ 252.129,06		\$ 588.301,14	\$ 2.082.903,63
6	1398,41	41952,17	\$ 839.043,49	\$ 251.713,05		\$ 587.330,45	\$ 2.670.234,08
7	1396,10	41882,95	\$ 837.659,07	\$ 251.297,72		\$ 586.361,35	\$ 3.256.595,43
8	1393,79	41813,85	\$ 836.276,94	\$ 250.883,08		\$ 585.393,85	\$ 3.841.989,28
9	1391,50	41744,85	\$ 834.897,08	\$ 250.469,12		\$ 584.427,95	\$ 4.426.417,24
10	1389,20	41675,97	\$ 833.519,50	\$ 250.055,85		\$ 583.463,65	\$ 5.009.880,88
11	1386,91	41607,21	\$ 832.144,19	\$ 249.643,26		\$ 582.500,93	\$ 5.592.381,82
12	1384,62	41538,56	\$ 830.771,15	\$ 249.231,35		\$ 581.539,81	\$ 6.173.921,62
13	1382,33	41470,02	\$ 829.400,38	\$ 248.820,11		\$ 580.580,27	\$ 6.754.501,89
14	1380,05	41401,59	\$ 828.031,87	\$ 248.409,56		\$ 579.622,31	\$ 7.334.124,20
15	1377,78	41333,28	\$ 826.665,62	\$ 247.999,69		\$ 578.665,93	\$ 7.912.790,13
16	1375,50	41265,08	\$ 825.301,62	\$ 247.590,49		\$ 577.711,13	\$ 8.490.501,27
17	1373,23	41196,99	\$ 823.939,87	\$ 247.181,96		\$ 576.757,91	\$ 9.067.259,18
18	1370,97	41129,02	\$ 822.580,37	\$ 246.774,11		\$ 575.806,26	\$ 9.643.065,43
19	1368,71	41061,16	\$ 821.223,11	\$ 246.366,93		\$ 574.856,18	\$ 10.217.921,61
20	1366,45	40993,40	\$ 819.868,09	\$ 245.960,43		\$ 573.907,67	\$ 10.791.829,28

21	1364,19	40925,77	\$ 818.515,31	\$ 245.554,59		\$ 572.960,72	\$ 11.364.790,00
22	1361,94	40858,24	\$ 817.164,76	\$ 245.149,43		\$ 572.015,33	\$ 11.936.805,33
23	1359,69	40790,82	\$ 815.816,44	\$ 244.744,93		\$ 571.071,51	\$ 12.507.876,84
24	1357,45	40723,52	\$ 814.470,34	\$ 244.341,10		\$ 570.129,24	\$ 13.078.006,08

TMAR	15%
VAN	\$ 3.471.673,18
TIR	214%

Tabla XVII. Cálculo del VAN y TIR para 20 USD/BBL

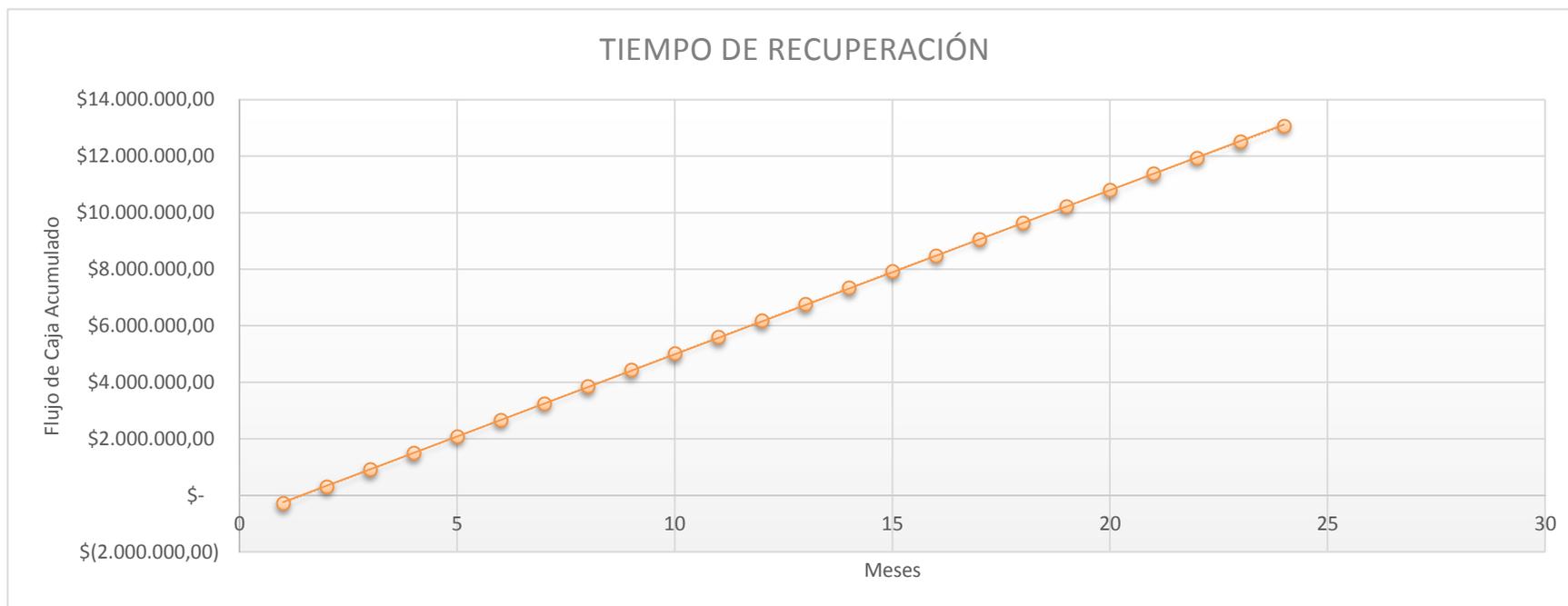


Figura 4.3. Flujo de caja acumulado vs Tiempo (\$20/BBL)

Tiempo de recuperación estimado de la inversión para \$20/BBL; es de aproximadamente 2 meses.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

1. Se propone cambiar el sistema de levantamiento artificial en los pozos seleccionados por dos razones: la primera es que se quiere obtener mayor producción de petróleo dado las condiciones de cada uno de los pozos seleccionados y la segunda razón se debe a una notificación de la compañía prestadora de servicios de unidades de evaluación MTU del campo FICT, de retirar sus unidades debido a la no rentabilidad de las mismas.

2. Los pozos seleccionados para el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible son: FICT-100, FICT-200, FICT-300 y FICT-301.

3. Los equipos para el sistema de bombeo electrosumergible de los pozos se describieron anteriormente en el capítulo 3, los principales componentes son:

FICT – 100:

- BOMBA: NHV 380 SCMP, NHV 760 SCMP, NHV 760 SCMP
- MOTOR: N406AM de 100 HP
- SEPARADOR DE GAS: N406GS 3800 AR2

Se instalará el equipo de bombeo electrosumergible con camisa de refrigeración 5 ½" debido a que la velocidad del fluido no es suficiente para la refrigeración correcta del motor.

FICT – 200:

- BOMBA: TD 1000 AR MDLR que es una bomba de flujo mixto (+/- 30% de manejo de gas libre)
- MOTOR: TR5 de 120 HP
- SEPARADOR DE GAS: MAGS de alta eficiencia (3 etapas de separación que rompe la burbuja de gas y eleva hasta 15 psi por etapa)

No se encuentra justificación técnica para agregar un manejador de gas sobre el separador MAGS ya que el gas libre entrando a la bomba es de 0,05% de la producción y es un valor manejable por la bomba.

FICT – 300:

- BOMBA: D800N que es una bomba de flujo radial
- MOTOR: Maximus de 180 HP
- SEPARADOR DE GAS: VGSA D20 – 60

En este pozo se encuentra 2 casos con la frecuencia de operación: la primera si se trabaja con 53.5 Hz se produciría aproximadamente 595 BFPD con el equipo ya antes señalado y adicional se debe instalar protectores en todo el equipo ya que el

equipo BES ganaría sumergencia y se evita utilizar camisa de refrigeración. El segundo caso es trabajar con frecuencia de 53 Hz con la cual se obtendría una producción aproximada de 610 BFPD y adicional se debe instalar una camisa de refrigeración de 5 ½".

FICT – 301:

- BOMBA: NF (130-250)H que es una bomba de flujo radial
- MOTOR: N512PM de 270 HP
- SEPARADOR DE GAS: N362

4. Los pozos que no lograron recuperar la producción esperada, puede deberse a daño de formación causado por el fluido de control, pese haber realizado pruebas de compatibilidad previa la intervención.

5. La ejecución de este proyecto implica el aumento de producción de petróleo que con el bombeo hidráulico se produce un total de 895,54 BPPD, y una vez implementado el bombeo electrosumergible se puede obtener una producción aproximada de 1410 BPPD, generando una ganancia de producción de **514,46 BPPD**, analizando la producción de petróleo esperada no la real, en la que se obtendría mucha más producción una vez que el corte de agua se estabilice.

6. El análisis económico se lo hizo para dos años, tiempo adecuado; para este tipo de cálculos en lo que respecta a la industria petrolera.

Precio Del Barril De Petróleo.	TMAR	TIR	VAN
10,50	15%	69%	\$ 928.513,44
20,00	15%	214%	\$ 3.471.673,18

- Tanto para los precios de 10,50 y 20 dólares por barril se obtienen TIR mayores que TMAR.
- El VAN de ambos precios es superior a cero.

7. Los factores económicos utilizados para evaluar el proyecto arrojan resultados positivos, por lo que el proyecto resulta económicamente viable.

5.2 Recomendaciones

1. Para implementar un sistema de bombeo electrosumergible, ésta debe ser analizado y estudiado minuciosamente en todos sus aspectos y así no tener pérdida de tiempo y dinero en dichos trabajos.
2. En la actualidad, con el precio del barril de petróleo, no es rentable evaluar con unidades MTU más aún si el pozo intervenido tiene bajas tasas de producción.

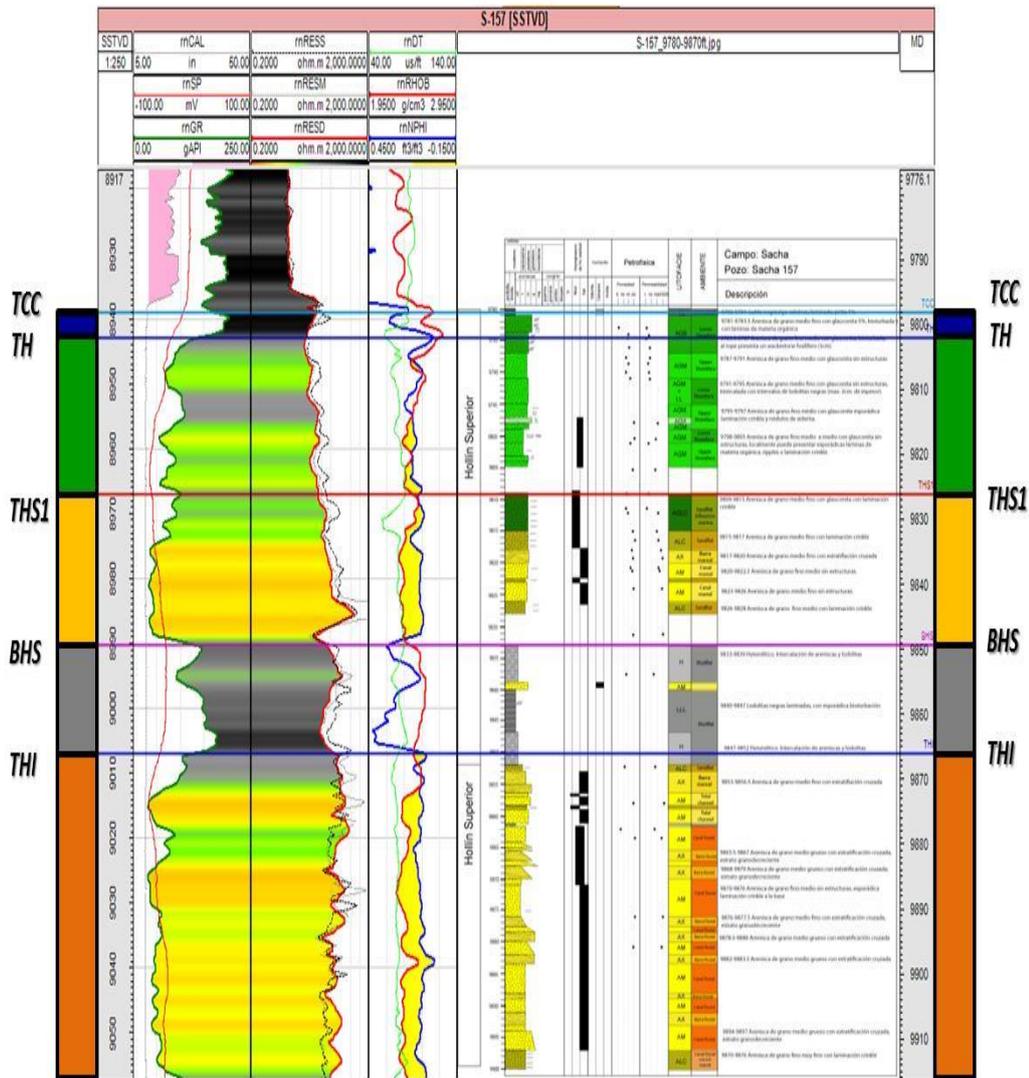
ANEXOS

ANEXO 1

Registros eléctricos de las formaciones del Campo FICT

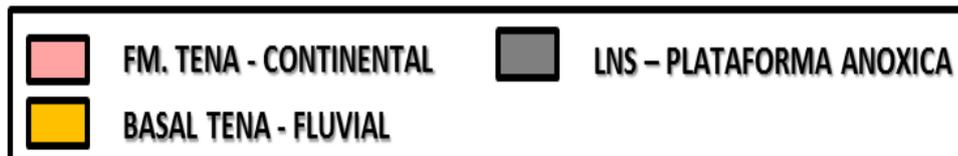
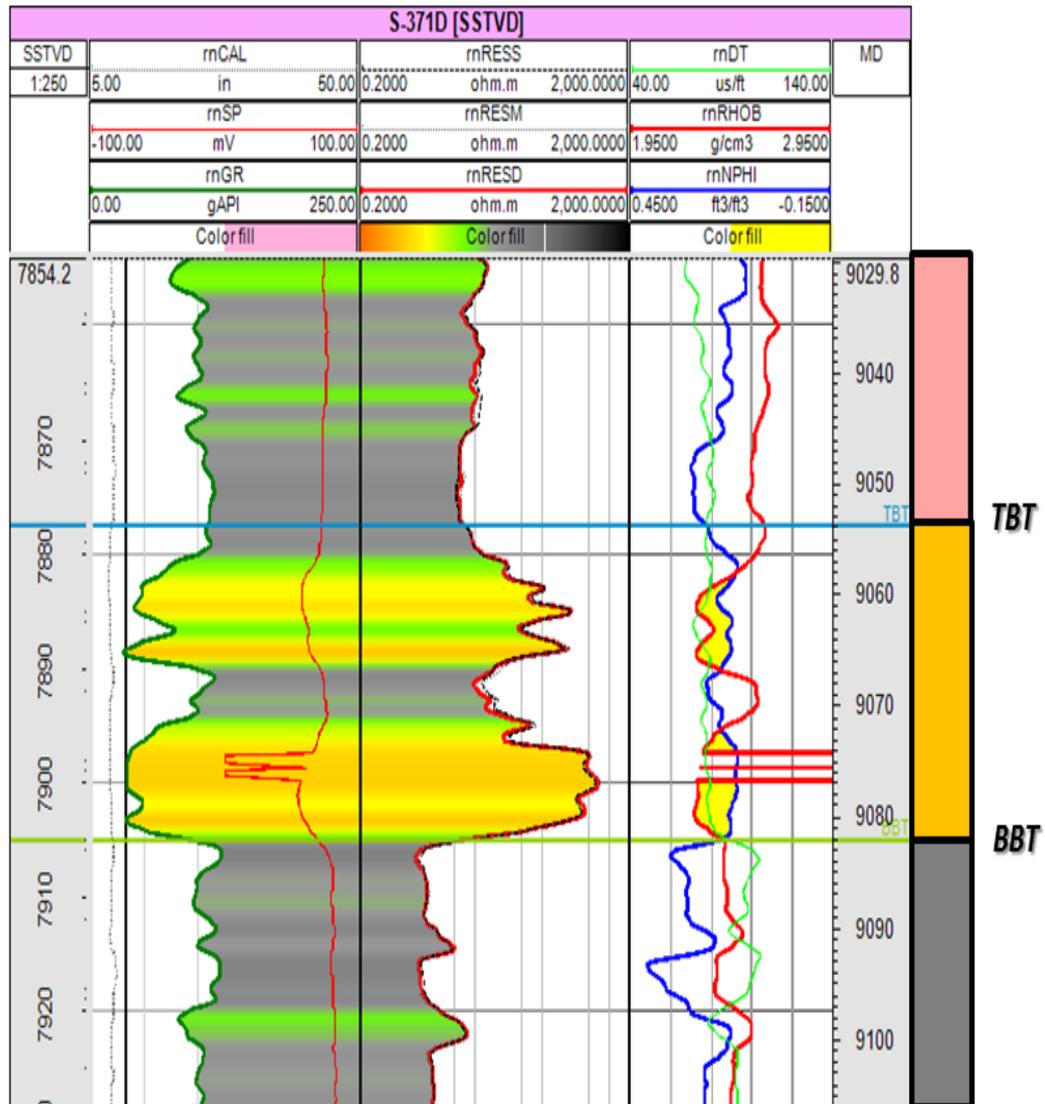
ANEXO 1.1

Registro eléctrico, miembros de la formación Hollín



ANEXO 1.4

Registro eléctrico, miembros de la formación Basal Tena



ANEXO 2

Historiales de reacondicionamiento

FICT – 100

HISTORIAL DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE PERFORACIÓN: 11 – Marzo – 2009

FECHA DE COMPLETACIÓN: 11 – Mayo – 2009

Punzonan con conjunto TCP y cañones de 4½” el siguiente intervalo de arena “HI”:

“Hollín inferior“	9910’	-	9926”	(16’)	@ 5 DPP
-------------------	-------	---	-------	-------	---------

PRUEBAS OFICIALES

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
11-may-09	Hi	624	623	0.2 %	26.7	PPF	Con elementos de presión, CTK

W.O.-01: 30-sept-2009

OBJETIVO: CAMBIO DE SISTEMA DELEVANTAMIENTO DE PPF A PPS.

- Inician operaciones el 25 se septiembre de 2009
- Bajan equipo BES TD-1200 de 156 etapas.
- Finalizan operaciones el 30 de septiembre de 2009.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
20-sep-09	Hi	528	526	0.4 %	26.1	PPF	Antes del W.O.
4-oct-09	Hi	1418	1404	1.0 %	26.1	PPS	Luego de W.O.

W.O. exitoso, se incrementa producción.

W.O.-02: 02-jun-2012

OBJETIVO: REPUNZONAR Hi: 9910' – 9926' (16'). REPARAR BES.

- Inician operaciones el 28 de mayo de 2012.
- Sacan equipo BES TD-1200: Sale eje de la bomba roto.
- Repunzona en Hi y bajan equipo BES de GE Oil&Gas con bomba TD-1250.
- Finalizan operaciones el 02 de junio de 2009.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
18-may-12	Hi	668	663	0.8 %	26.1	PPS	Antes del W.O.
02-jul-12	Hi	976	971	0.5 %	26.1	PPS	Luego de W.O.

W.O. exitoso, se incrementa producción +/- 300 BPPD.

W.O.-03: 02-may-2013

OBJETIVO: REPARAR BES.

- Inician operaciones el 14 de abril de 2013.
- Sacan equipo BES TD-1250 de Cia. GE Oil&Gas.
- Cia. Weatherford repunzona con TCP en Hi: 9910'–9918' (8') a 5 dpp.
- Bajan equipo BES TD-1750 de Cia. GE Oil&Gas hasta 1500', al megar el cable se detecta equipo desbalanceado. Se saca equipo BES a superficie
- Bajan equipo BES P-23 de Cia. Baker Centrilift hasta 9136.92', arranque sin éxito. Equipo desbalanceado. Se saca equipo BES a superficie.
- Cia. Baker arma completación hidráulica
- Cia. Sertecpet desplaza bomba Jet 10J con unidad MTU
- Finalizan operaciones el 02 de mayo de 2013.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
05-abri-13	Hi	920	892	3 %	25.4	PPS	Antes del W.O.
23-may-13	Hi	600	576	4 %		PPH	Luego de W.O.

W.O. no exitoso, se intentó bajar equipo BES por (3) ocasiones sin éxito. Bajan

BHA para evaluar con bomba Jet con MTU

W.O.-04: 23-oct-2014

OBJETIVO: SACAR COMPLETACIÓN HIDRÁULICA. BAJAR COMPLETACIÓN SIMILAR.

- Inician operaciones el 19 de octubre de 2014.
- Sacan completación de bombeo hidráulico hasta superficie.
- Arman y bajan completación de fondo para bombeo hidráulico. Con camisa tipo "L" (cerrada)
- Arman cabezal hidráulico
- Prueba asentamiento de packer hornet con 600 psi por 5 min. Abre camisa de circulación.
- Realizan prueba de producción de la arena "Hi" con bomba Jet 11-K y unidad MTU de Cia. Sertecpet
- Finalizan operaciones el 23 de octubre de 2014.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
28-sep-14	Hi	384	336	12 %		PPH	Antes del W.O.
26-oct-14	Hi	408	343	14 %		PPH	Luego de W.O.

W.O. satisfactorio

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
07-sep-94	Hi	CERRADO				PPH	Antes del W.O.
10-oct-95	Hs	382.77	305	25.5%	28	PPH	Luego de W.O.

W.O. satisfactorio, se recupera producción

W.O.-02: 11-jun-1998

OBJETIVO: CAMBIO DE BHA POR EMPACADURAS DESASENTADAS

- Desasientan empacaduras FH con 160000 Lbs. Sacan BHA y presenta daño en los cauchos del FH.
- Bajaron BHA definitivo con 2 Packers arrow y cavidad Kobe.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
05-jun-98	Hi	CERRADO				PPH	Antes del W.O.
30-junio-98	Hi	773.09	485	59.4%	28	PPH	Luego de W.O.

W.O. exitoso, se recupera producción

W.O.-03: 17-oct-2000

OBJETIVO: CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR BOMBA ATASCADA.

- Desasientan empacaduras con 160000 Lbs. Bomba sale atascada en la cavidad.
- Bajan BHA definitivo con 2 Packers arrow y cavidad nacional. Pozo queda produciendo de Hs

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
18-ago-00	Hs	182.86	107	70.9 %	27	PPH	Antes del W.O.
19-oct-00	Hs	559.18	365	53.2 %	27	PPH	Luego de W.O.

W.O. exitoso, se recupera producción

W.O.-04: 06-feb-2002

OBJETIVO: PUNZONAR “U” (9396’ – 9440’) Y “T” (9646’ – 9680’). EVALUAR POR SEPARADO Y PRODUCIR MEJOR ZONA.

- Bajan BHA de pesca con over shot. No recuperan pescado, queda pescado en el fondo @9870’ y lo aíslan con CIBP @9840’.
- Bajan cañones de 4 ½” y punzonan intervalo:
T @ 5 DPP : 9646’ – 9680’ (34’)
U @ 5 DPP : 9396’ – 9440’ (44’)
- Evalúan T: BFPD = 744 ; BPPD = 724 ; BSW = 2.7% ; API = 28.7; Rec = 513
- Bajan BHA definitivo con empacaduras arrow.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
14-dic-01	T	CERRADO POR BAJA PRODUCCIÓN				PPH	Antes del W.O.
13-febt-02	T	466.99	461	1.3 %	28.6	PPH	Luego de W.O.

W.O. exitoso, se recupera producción. Queda pescado (parte del packer)

W.O.-05: 06-ago-2012

OBJETIVO: RECUPERAR COMPLETACION DE FONDO, CORRER REGISTRO GR-ESPECTRAL. AISLAR “Hs” CON CIB. REPUNZONAR “Ui” y “Ti”. COMPLETAR PARA BOMBEO HIDRAULICO

- Inician operaciones el 01 de agosto de 2012
- Cia. Halliburton corre registro GR espectral, repunzona con Wire Line
 - Ti @ 5 DPP : 9646' – 9674' (28')
 - Ui @ 5 DPP : 9396' – 9426' (30')
- Baján completación selectiva con dos camisas para bombeo hidráulico
- Evalúan Ti: BFPD = 456 ; BSW = 100%
- Finalizan operaciones el 06 de agosto de 2012.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
19-jul-12	T	221.12	209	5.8 %	28.6	PPH	Antes del W.O.
06-sep-12	T	514.69	488	5.47 %	28.6	PPH	Luego de W.O.

W.O. exitoso

FICT – 300

HISTORIAL DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE PERFORACIÓN: 24 – Diciembre – 2012

FECHA DE COMPLETACIÓN: 31 – Diciembre – 2012

Punzonan con conjunto One Trip y cañones de 4½” el siguiente intervalo de arena “Ui”:

U inferior	10179'	-	10208'	(29')	
------------	--------	---	--------	-------	--

PRUEBAS OFICIALES

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
04-ene-13	Hi	861.97	860	0.23 %	18.9	PPS	BES D800N

W.O.-01: 21-jun-2013

OBJETIVO: LIMPIEZA A LA BES CON CTU.

- Realizan limpieza con CT 15 bls de solvente (JP1 + Xileno) solvente mutual + ácido + 24 bls de fluido de desplazamiento Agua + HCl + Surfactante + Solvente mutual. Rata: 0,5 - 0,54 BPM, Presión: 260 - 280 psi. Temperatura de motor 320 °F

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
07-jul-13	Ui	920.02	918	0.22 %	18.9	PPS	Luego de W.O.

W.O. exitoso.

W.O.-02: 05-nov-2013

OBJETIVO: LIMPIEZA A LA BES CON CTU.

- Realizan limpieza con unidad de Coiled Tubing de Cía Baker: 15 bls de solvente + 10 bls de HCL 5%.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
08-nov-13	Ui	711.56	710	0.22 %	18.9	PPS	Luego de W.O.

W.O. exitoso.

W.O.-03: 27-nov-2013

OBJETIVO: LIMPIEZA A LA BES CON CTU y HCL AL 10%

- Realizan limpieza con unidad de Coiled Tubing de Cía Baker: 12 bls de solvente + 10 bls de HCL 10%.

- Bombeando a 0,5 BPM con 114 psi (P. Inicial), 0,5 BPM con 114 psi (P. Final), se desplaza con 20 bls de fluido de control.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
28-nov-13	Ui	554.21	553	0.22 %	18.9	PPS	Luego de W.O.

W.O. exitoso.

W.O.-04: 26-dic-2013

OBJETIVO: LIMPIEZA AL EQUIPO BES CON SOLVENTES POR RECALENTAMIENTO DEL MOTOR

- Realizan trabajos de limpieza con Unidad de Coiled Tubing de Cia. San Antonio
- Mezclan fluido de control por baches de 100 bls. Con los siguientes químicos 12 gl. De CLAY STAB-3 (Estabilizador de arcillas)+12 gl. De AQUAFREE (Demulsificante no iónico)+5 GL.De THPS (Biocida)+300 bls de agua filtrada. Inician operaciones de llenado de anular con 100 bls.de fluido de control 3 bpm con 10 psi.
- Mezclan 1000 gl. de solvente con 10 gls. de EC - 9547A (Demulsificante no ionico)+ 10 gls. de ASP 454 (Dispersante de parafinas)+ 550 gls. de XILENO (Solvente aromático)+ 430 gls de JP-1 proporcionado por FICT.
- Bombean por el tubing 24 bls de solvente a 1 bpm (manteniendo anulares tbg/csg cerrados), desplazan con 71 bls de fluido de control.
- Realizan Rig down de los equipos

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
08-ene-14	Ui	381.84	381	0.22 %	18.9	PPS	Luego de W.O.

W.O. exitoso.

W.O.-05: 08-abri-2014

OBJETIVO: REDISPARAR EQUIPO BES

- Inician operaciones el 28 de marzo de 2014.
- Preparan 800 bls de fluido de control especial.
- Arman BOP. Sacan equipo BES D800N de Cia. Slb en 3 1/2" EUE tbg en paradas, midiendo, desinstalan (1) protector cannon en mitad de cada cuello y (1) mid joint en mitad de cada tubo hasta superficie.
- Desarman equipo BES D800N: 3 1/2" EUE descarga serie 400; descarga de presión serie 400; bomba superior D800N, 82 etapas, serie 400; bomba inferior D800N, 168 etapas, serie 400; AGH d5 21, 32 etapas, serie 400; intake serie 400; protector superior, serie 400; protector inferior, serie 400; motor maximus 456, 120 hp, 30.9 amp, 2533 v; sensor xt1; 5 1/2" centralizador; 7" camisa de enfriamiento.

Condiciones del equipo:

Giro de todo el conjunto suave, bomba upper: giro suave, cabeza y housing limpio, bomba lower: giro suave, cabeza de bomba con presencia de una capa de sólidos, housing limpio, AGH: giro suave, cabeza y base con

presencia de una capa de sólidos housing limpio, intake: giro suave, cabeza con una capa de sólidos en su interior, malla con presencia de sólidos.

- Arman y bajan BHA de limpieza, reciprocán sarta en zona de interés arena "U inf" en el intervalo: 10179 - 10208' (29'), y bajan hasta 10556'.
- Slick line recupera 2.75" standing valve de 3-1/2" no-go a 10344', circulando pozo tbg-csg a través de 6 1/8" broca @ 10556' con fluido de control. Sacan y desarman BHA de limpieza para csg de 7".
- Arman equipo BES como sigue: 5-1/2" centralizador, sensor phoenix xt150 tipo 1 serie 450, motor, dominator 180 hp / 2545 v/42.4 serie 562, protector bpbsl inc afl rloy arz serie 540, protector bpbsl inc afl rloy arz serie 540, separador de gas rf rloy arz serie 400, manejador de gas AGH d5-2166 crctinceszzrly es cr serie 400, bomba D800N 116stg es 66cr-ct serie 400, bomba d800n 116stg es 66cr-ct serie 400, bomba d800n 116stg es 66cr-ct serie 400, descarga de presión phoenix, 3-1/2" EUE descarga s/400. Usan (9) guardacables // (46) bandas en equipo BES.
- Arman BHA de producción sobre equipo BES
- Negativos en superficie, equipo BES a tierra. Slick-line bajan abrir 3-1/2" camisa a 9208', ok.
- Sacan y desarman equipo D800N: 3 1/2" EUE descarga serie 400, descarga de presión serie 400, megan el motor, equipo eléctricamente en buen estado. Observan flat cable dañado, megan mle: fase a tierra.
- Arman BHA combinado de calibrador de csg de 7" y acondicionador del tope del liner: 6-1/8" junk mill, 5-1/2" canasta, 4-3/4" bit-sub, 4-3/4" (6) drill collar, 3-1/2" box x 3-1/2" if pin x-over, 3 1/2" EUE (52) tubería (26 paradas), 3-1/2"

EUE pin x 3-1/2" reg box X-over, 6-1/2" rotary sub 8-1/2" top dress mill (cia. Baker), 6-1/2" rotary sub, 3-1/2" EUE box x 3-1/2" if pin x-over.

- Bajan BHA acondicionador hasta 8135', acondicionan liner de 7" con herramienta 8-1/2" dressmill @ 8135.4', ok. Sacan y desarman BHA acondicionador. Herramienta 80% trabajada en el taper de las aletas.
- Arman y bajan BHA de producción sobre equipo BES D800N.
- Sacan y desarman equipo BES D800N en la siguientes condiciones: giro del conjunto suave, las (3) bombas con giro suave, housing limpio, AGH giro suave, housing limpio, separador de gas giro suave, housing limpio, protector superior giro suave, primera cámara con agua, segunda y tercera con aceite limpio. Protector inferior giro suave, todas las cámaras con aceite limpio motor eléctricamente en buen estado, ff: 1.7 ω , ft: 2000 m ω , con aceite limpio. Sensor phoenix eléctricamente en buen estado. Cable lower se encuentra golpeado y con presencia de arrastre en las paradas 147 y 149. (en la misma sección del pulling anterior).
- Arman BHA de completación definitiva híbrida para bombeo hidráulico y mecánico, como sigue: 2 3/8" EUE pata de mula, 2 3/8" EUE pin x 2 7/8" EUE box x-over, 2 7/8" EUE (1) tubo, 2 7/8" EUE no-go con 2.25" std-valve, 2 7/8" EUE (1) tubo, 7" x 2 7/8" packer mecánico r3, 2 7/8" EUE (1) tubo, 2 7/8" EUE camisa cerrada, 2 7/8" EUE pup joint, 2 7/8" EUE pin x 3 1/2" EUE box x-over, 3 1/2" EUE (1) tubo, 3 1/2" EUE niple de asentamiento. (2.78"). Bajan hasta hasta 10141.9'.
- Desarman BOP. Instalan cabezal.

- Abren 2-7/8" camisa @ 10031.59' + chequean circulación, ok. Despl. bomba jet 11j hasta 2-7/8" camisa @ 10031.59' con unidad MTU de cia. Sertecpet + estabilizando parámetros.
- Evaluan arena "Ui" con bomba jet 11J sin elementos de presión y unidad MTU de cia. Sertecpet con retornos al tanque bota del rig.
BFPD=960; BSW=100%; TREC=365; THE=7horas PINY=3500 psi;
SALINIDAD: 1500 ppmcl
- Retiran subestructura del Rig. Arman bayoneta desde el cabezal a la linea de la estación.
- Finalizan operaciones el 08 de abril del 2014.

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
22-abri-14	Ui	648	596	8%	26.1		Antes del W.O.
14-may-14	Ui	744	722	3%	26.1		Luego de W.O.

W.O. exitoso.

FICT – 301

HISTORIAL DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA DE PERFORACIÓN: 13 – marzo – 2013

FECHA DE COMPLETACIÓN: 14 – abril – 2013

Punzonan con conjunto One Trip en los siguientes intervalos de arena “Ti”:

“T inf”	10815'	-	10830'	(15')	@ 5 DPP
“T inf”	10845'	-	10861'	(16')	@ 5 DPP

PRUEBAS OFICIALES

FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BSW	API	MET.	Observación
24-abri-13	Ti	1583.7	1568	1 %		PPS	P-23

W.O.-01: 02-nov-2014

OBJETIVO: REALIZA LIMPIEZA A LA BES CON HCL AL 10%.

- Trabajan para liberar st. Valve, sin éxito. Liberan JDC del pescante bombean a 1 bpm con 1300 psi pescante se libera con éxito. Mezclan 3 bls de HCL a 15%, 20 bls de fluido de desplazamiento, bombean HCL al CT, desplazan a 0.8 bpm con 840 psi, dejan media hora para que actúe el ácido, pescan st.

valve, tensionan hasta 10000 lbs sin éxito, realizan segundo intento, colocan 2000 lbs de peso, tensionan, no registran tensión.

- Parámetros del JM indica que st. valve se liberó. Deciden sacar tubería flexible hasta superficie bombean, retiran Inyector de cabezal de pozo desarman BHA de pesca, pescado no llega a superficie.
- Finalizan operaciones el 12 de febrero de 2014.

W.O.-02: 17-feb-2014

OBJETIVO: REPARAR EQUIPO BES.

- Inician operaciones el 12 de febrero de 2014.
- Controlan pozo tbg-csg con fluido de 8.3 lpg a través de Tubing punch @ 10380'.
- Sacan Equipo BES P23 de Cia. BAKER en 3-1/2" EUE tubería, presenta las siguientes condiciones: Bomba Upper giro duro con arrastre, Motor balanceado eléctricamente.
- Bajan BHAd e limpieza hasta 10376'.
- Bajan equipo BES P-232 de Cia Baker.
- Realizan prueba de producción con Equipo BES P23 a la Arena "Ti".
- Finalizan operaciones el 17 de febrero de 2014.

W.O.-03: 17-feb-2014

OBJETIVO: SACAR EQUIPO BES, REALIZAR ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN LA ARENA "Ti", EVALUAR Y COMPLETAR.

- Inician operaciones el 07 de junio del 2015.
- Bombea 200 bls de fluido de 8.4 PPG y 2.5 NTU por el anular y 100 bls por el tubing @ 3.5 bpm y 200 psi en la bomba de lodos. Monitorea presencia de gas en tubing y casing. Observa pozo estático.
- Sacando equipo BES P23 de Cia Baker Hughes centrilift en 3-1/2" EUE tubería, midiendo cada 20 paradas desde 10412.5' hasta superficie.
Motor eléctricamente en mal estado: f-t: 2 / 2 / 2 k-ohm (bajo aislamiento) y f-f= 1.5 / 1.5 / 1.6 oh, (desbalanceado) y se evidencia cable MLE derretido sobre pot head
- Arman y bajan BHA de limpieza con 6-1/8" broca hasta 10786'. Maniobra sarta y aplica hasta 40 klb de peso sobre One Trip para desplazar lo por debajo de los punzados de arena "Ti", realiza varios intentos, sin éxito. Saca BHA de limpieza.
- Arman y bajan BHA de pesca # 1 con 5-3/4" over shot y 3-3/8" grapa en 3 1/2" eue tubería en paradas, midiendo hasta 10786'. Maniobra sarta para enganchar cabeza de pescado (one trip), aplicando 24 klb de peso y luego tensionando desde 110 klb hasta 136 klb (26 klb de over pull) con éxito.
- Arman y prueban unidad de coiled tubing. "mezclan fluido + bajan tubing flexible de 1-1/2" de unidad de coiled tubing hasta 10861'; CTU bombea (100) bls de fluido de control por directa @ 1.5 bpm y 300 psi en la bomba,

no se presuriza, ni existe retorno; cia. Halliburton ctu realizan mezcla de químicos para tratamiento de arena "Tinf"

- Desplazan bomba jet 10l con bomba de lodos del rig hasta 3-1/2" camisa @ 10710.71. Arrancan equipo estabilizan parámetros de unidad MTU
- Realizan cierre del pozo para prueba de restauración de presiones (build up)
- Se arma completación híbrida para bombeo mecánico e hidráulico sin on-off tool.
- Bajan completación híbrida con 7" x 3 1/2" packer mecánico arrow set y 3-1/2" x 2.78" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi, hasta 10827.13'. Coloca 11" x 3-1/2" x 5000 psi tubing hanger en la sarta, prueba hermeticidad de toda la completación con 3000 psi.
- Arma cabezal eléctrico 13-5/8" x 3000 psi y prueba con 3000 psi / 5 min.
- Desplaza bomba jet 10l hasta 2-7/8" x 2.31" camisa @ 10720.79'. Estabiliza parámetros de producción e inyección en módulo de unidad MTU. Realiza prueba de producción de arena "Ti"
BFPD= 264 bls; BFPH= 11 bls; Total rec= 73 bls; BSWfm= 100%
- Finalizan operaciones el 26 de junio de 2015.

ANEXO 3

Esquema mecánico de los pozos, último reacondicionamiento

FICT 100 WO # 04

R.T.E: 934'
G.L.E: 898'
M.R : 36'

COMPLETACION INICIAL: 11/Mayo/2009

W.O # 01: 30/Sep/2009

W.O # 02: 02/Junio/2009

W.O # 03: 02/Mayo/2013

5732'

← 9 5/8" CASING DE SUPERFICIE:

← CASING SHOE

← 3 1/2" CAMISA

← 3 1/2" (1) TUBO

← 3 1/2" NO-GOC/STD-VALVE O.D. 2,75

← 3 1/2" (1) PUP JOINT

← 7" PACKER

← 3 1/2" (1) PUP JOINT

← PATA DE MULA

ARENA "Hi"

9910'-9918'(10') 15 DPP

9918'-9925' (5') 5 DPP

9910' →

9918' →

9990' →

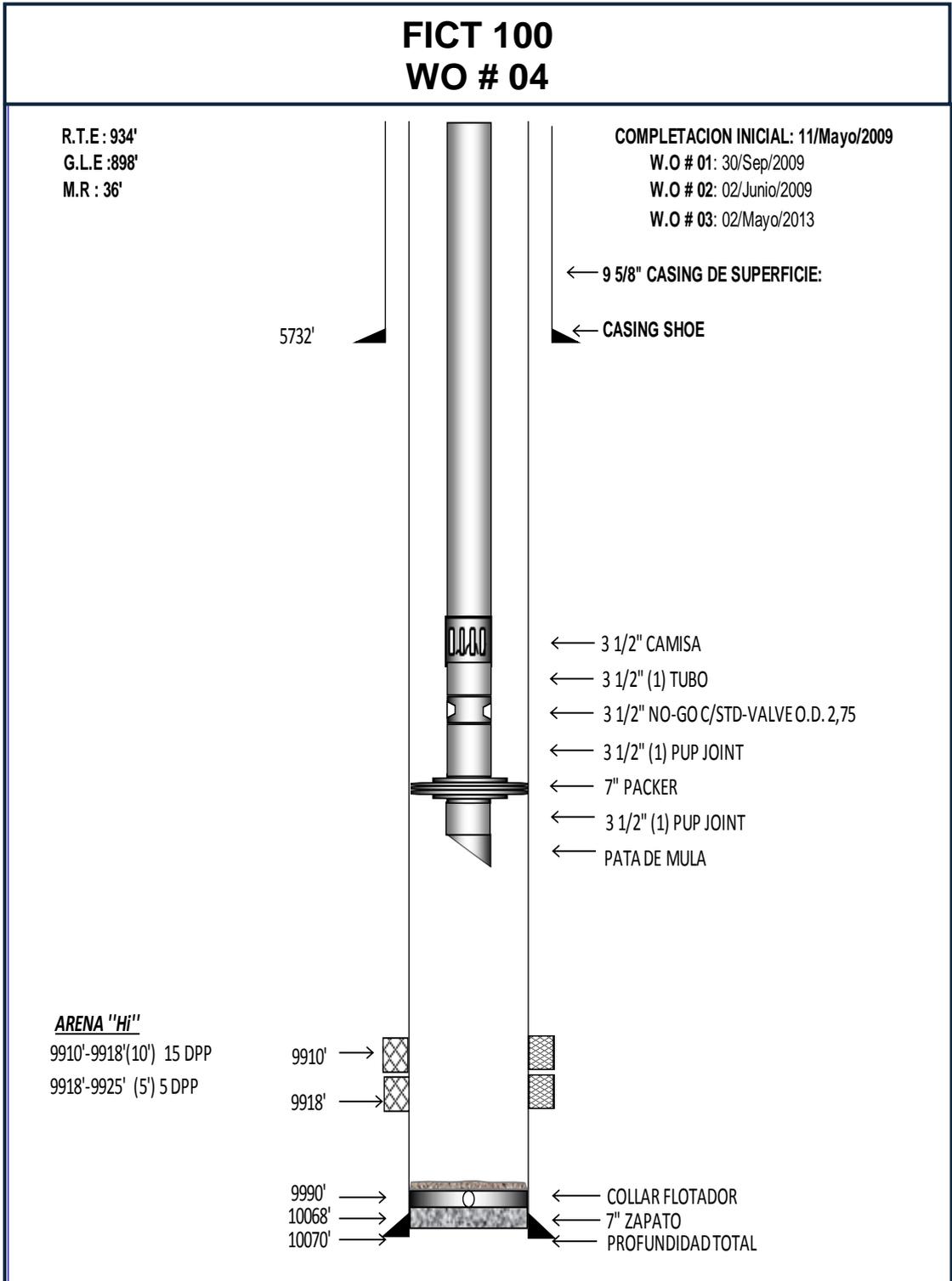
10068' →

10070' →

← COLLAR FLOTADOR

← 7" ZAPATO

← PROFUNDIDAD TOTAL

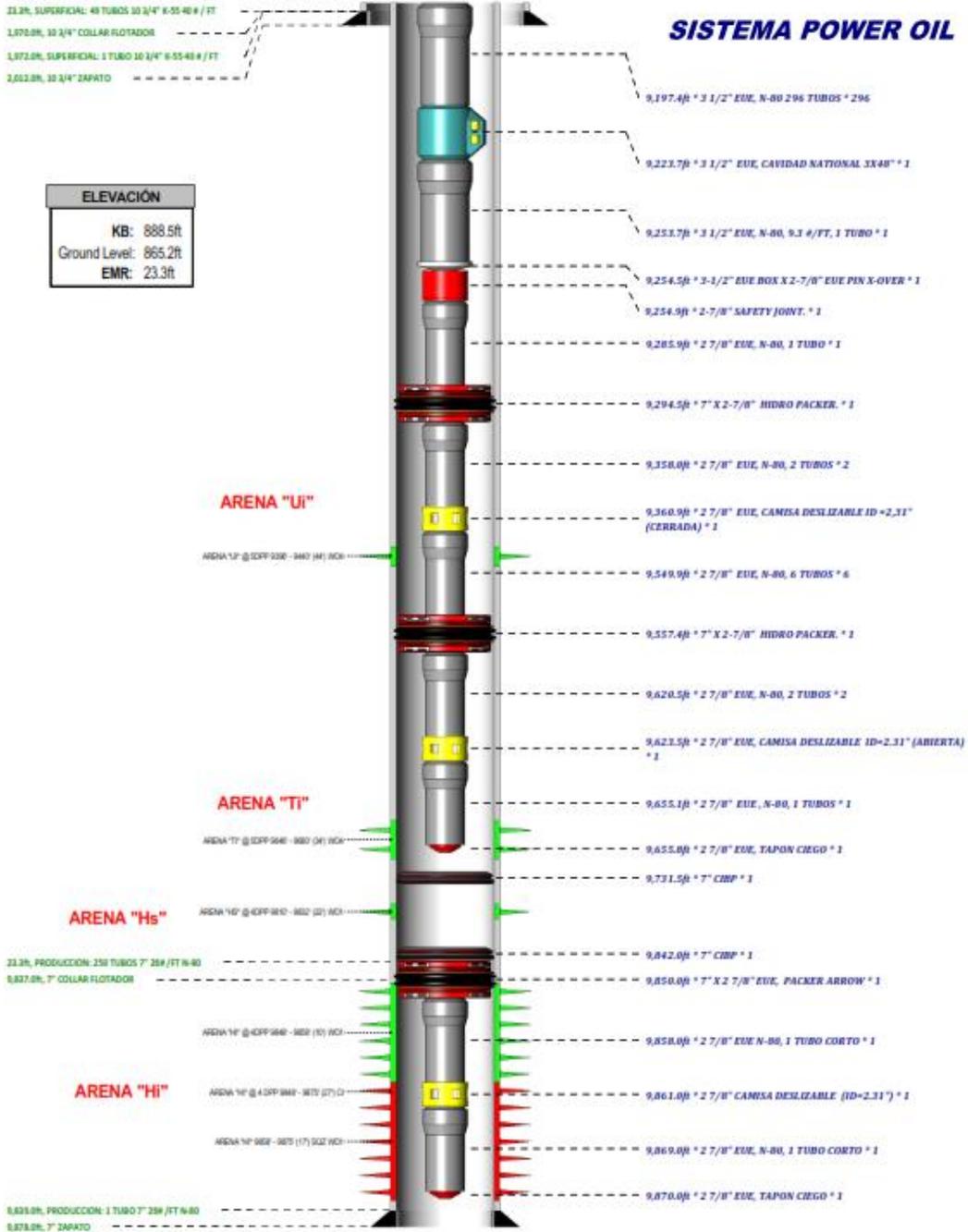


FICT 200 WO # 05

SISTEMA POWER OIL

21.2ft, SUPERFICIAL: 48 TUBOS 30 3/4" 6-55 40 # / FT
 1,970.0ft, 10 2/4" COLLAR FLOTADOR
 1,972.0ft, SUPERFICIAL: 1 TUBO 10 3/4" 6-55 40 # / FT
 2,003.0ft, 10 2/4" ZAPATO

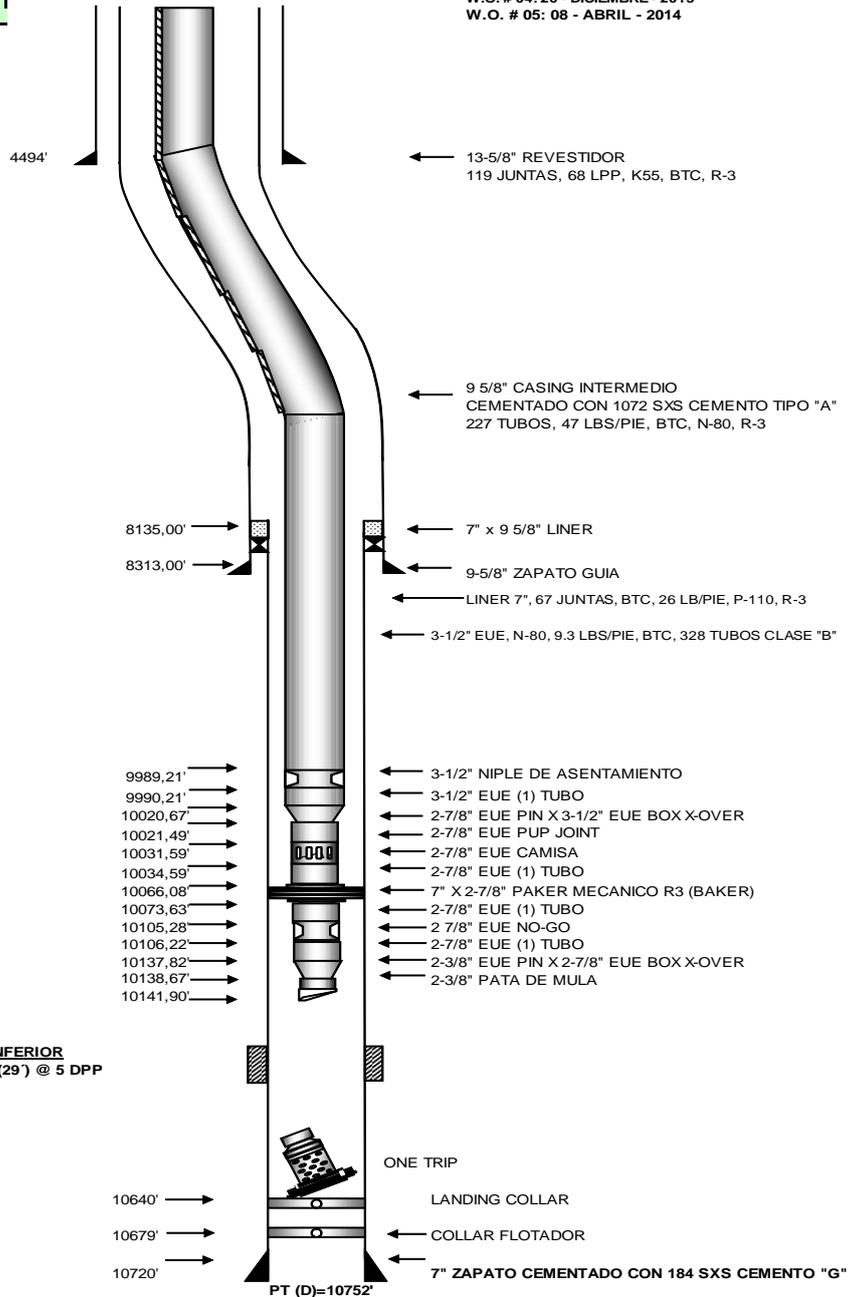
ELEVACIÓN	
KB:	888.5ft
Ground Level:	865.2ft
EMR:	23.3ft



FICT 300 WO # 05

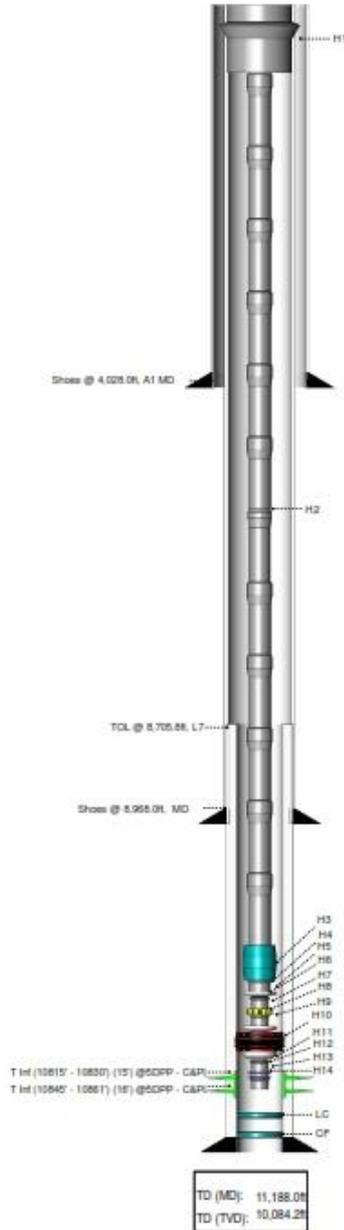
RTE = 891,2'
GLE = 854,8'
EMR = 36,48'

Fecha de Completación : 24 - NOVIEMBRE - 2012
W.O. # 03: 27 - NOVIEMBRE - 2013
W.O. # 04: 26 - DICIEMBRE - 2013
W.O. # 05: 08 - ABRIL - 2014



FICT 301 WO # 03

COMPLETACION HÍBRIDA MECÁNICA E HIDRÁULICA



ELEVACIONES

Original KB: 877.5ft
Water Depth: 841.2ft
EMR: 36.0ft

COMPLETACIÓN HÍBRIDA PARA NOMBEO MECANICO E HIDRÁU

No	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
H1	1	36.0	1.00	11.000	1" X 3-1/2" X 3000 PSI TUBING HANGER
H2	341	37.0	10,019.72	3.500	3-1/2" EUE (341) TUBOS, N#0, 9.3 LB/FT
H3	1	10,056.7	1.11	4.500	3-1/2" X 2.78" NIPPLE DE ASIENTO (WEATHERFORD), NP: 21310
H4	1	10,077.8	31.12	3.500	3-1/2" EUE (1) TUBO, N#0, 9.3 LB/FT
H5	1	10,089.0	0.34	4.500	2-7/8" EUE PIN Y 3-1/2" EUE BOX X-OVER
H6	1	10,089.9	30.90	2.875	2-7/8" EUE (1) TUBO, N#0, 6.5 LB/FT
H7	1	10,703.8	2.36	3.500	2-7/8" X 2.31" EUE CAMISA (SERTECFET), SN: SON-136
H8	1	10,723.8	31.11	2.875	2-7/8" EUE (1) TUBO, N#0, 6.5 LB/FT
H9	1	10,754.9	1.33	4.500	3-1/2" EUE PIN X 2-7/8" EUE BOX X-OVER
H10	1	10,756.2	7.30	7.000	7" X 3-1/2" PACKER MECANICO ARROW SET (WTF), SN: KPW-3041
H11	1	10,764.1	0.30	4.500	2-7/8" EUE PIN X 3-1/2" EUE BOX X-OVER
H12	1	10,764.6	30.83	2.875	2-7/8" EUE (1) TUBO, N#0, 6.5 LB/FT
H13	1	10,795.4	0.35	3.500	2-7/8" X 2.25" NO-GO, SN: NON-M1 CDN 2.25" STD-WAVE, SN: VRN-026
H14	1	10,794.4	30.74	2.875	2-7/8" EUE (1) TUBO, N#0, 6.5 LB/FT CON 2 7/8" EUE CUELLO BICELADO

LANDING COLLAR

No	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
LC	1	11,008.3	0.96	6.276	7" LANDING COLLAR

COLLAR FLOTADOR

No	Joints	Top MD (ft)	Length (ft)	OD (in)	Description
CF	1	11,106.6	1.50	6.276	7" COLLAR FLOTADOR

CASING STRINGS

Name	Top MD (ft)	Base MD (ft)	OD (in)	Weight (lb/ft)
CASING SUPERFICIAL	36.0	4,028.0	16,000	0.1
CASING INTERMEDIO	36.0	8,958.0	12,250	0.0
LINER DE 7"	8,702.8	11,150.0	8,500	0.0

CASING SUPERFICIAL

Description	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (ft)	Sim.
ZAPATO DE 13 3/8"	1	4,026.1	4,028.0	13.375	A1

CASING INTERMEDIO

Description	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (ft)	Sim.
COLLAR FLOTADOR	1	8,923.4	8,924.9	9.625	
ZAPATO FLOTADOR BAKER	1	8,902.8	8,908.0	9.625	

LINER DE 7"

Description	Juntas	Top MD (ft)	MD Base (ft)	D.E. (ft)	Sim.
-------------	--------	-------------	--------------	-----------	------

ANEXO 4

Historiales de producción

FICT – 100

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
21-feb-09	Inicia perforación						
21-mar-09	Termina perforación						
02-may-09	Inicia completación y pruebas iniciales						
11-may-09	Sale de completación y pruebas iniciales						
11-may-09	623	622	0,2	60	HI	FN	
15-may-09	686	685	0,2	70	HI	FN	
28-may-09	Con swab se pistonea pozo por presión de fondo insuficiente, NI=530', NF=Pozo fluye, #corridas=4						
29-may-09	840	837	0,4	65	HI	FN	
30-may-09	901	897	0,4	65	HI	FN	
31-may-09	Con swab se pistonea pozo por presión de fondo insuficiente, NI=700', NF=Pozo fluye, #corridas=6						
02-jun-09	Con swab se pistonea pozo por presión de fondo insuficiente. NI=793', NF=Pozo fluye, #corridas=7						
02-jun-09	1264	1259	0,4	20	HI	FN	CTK

14-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=200', NF=Pozo fluye, NCR=6						
15-jun-09	1586	1580	0,4	20	HI	FN	CTK
17-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=300', NF=Pozo fluye, NCR=4						
18-jun-09	1536	1530	0,4	20	HI	FN	CTK
19-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=1300', NF=Pozo fluye, NCR=8						
20-jun-09	1320	1315	0,4	20	HI	FN	CTK
20-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=1145', NF=Pozo fluye, NCR=7						
21-jun-09	680	677	0,4	20	HI	FN	CTK
23-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=500', NF=Pozo fluye, NCR=6						
24-jun-09	1040	1036	0,4	15	HI	FN	CTK
24-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=500', NF=Pozo fluye, NCR=4						
25-jun-09	1136	1131	0,4	15	HI	FN	CTK

Continuación del historial de producción del pozo FICT-100

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
26-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=1000', NF=Pozo fluye, NCR=6						
27-jun-09	704	701	0,4	15	Hi	FN	CTK
28-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=1000', NF=Pozo fluye, NCR=10						
29-jun-09	Con unidad de swab se pistonea pozo. NI=1000', NF=Pozo fluye, NCR=4						
30-jun-09	688	685	0,4	20	Hi	FN	CTK
30-jun-09	Con Wire Line se chequea TBG de 3 1/2". Se pistonea pozo. NI=1000', NF=Pozo fluye, NCR=6						
30-jun-09	944	940	0,4	20	Hi	FN	CTK
08-jul-09	592	590	0,4	19	Hi	FN	CTK
20-ago-09	512	510	0,4	36	Hi	FN	CTK
11-sep-09	336	335	0,4	35	HI	FN	CTK
30-sep-09	SALE DE W.O-01.: CAMBIO DE SISTEMA DELEVANTAMIENTO DE PPF A PPS						
01-oct-09	1418	1134	20,0	32	HI	PPS	HZ=55,
14-oct-09	1118	1107	1,0	28	HI	PPS	

14-nov-09	1103	1092	1,0	30	HI	PPS	
08-dic-09	1087	1076	1,0	25	HI	PPS	
17-ene-10	1088	1079	0,8	25	HI	PPS	
08-feb-10	1032	1024	0,8	23	HI	PPS	
08-mar-10	1140	1131	0,8	90	HI	PPS	57 HZ
17-jun-10	993	985	0,8	96	HI	PPS	
12-ago-10	827	820	0,8	90	HI	PPS	Pint 2040 PSI
12-oct-10	827	820	0,8	90	HI	PPS	
08-dic-10	804	798	0,8	86	HI	PPS	
07-mar-11	820	813	0,8	80	HI	PPS	
18-abr-11	654	649	0,8	80	HI	PPS	
20-jun-11	607	602	0,8	80	HI	PPS	
06-ago-11	712	706	0,8		HI	PPS	
29-sep-11	607	602	0,8	90	HI	PPS	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-100

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
19-nov-11	563	558	0,8	90	HI	PPS	
26-ene-12	600	595	0,8	90	HI	PPS	
09-mar-12	656	651	0,8	10	HI	PPS	CTK
22-abr-12	624	619	0,8	24	HI	PPS	
18-may-12	668	663	0,8	20	HI	PPS	CTK
23-may-12	BES OFF POR POSIBLE EJE ROTO						
28-may-12	ENTRA A WO # 02: REPUNZONAR Hi: 9910' - 9926' (16'). REPARAR BES						
02-jun-12	SALE DE WO # 02. BAJAN EQUIPO BES TD-1250.						
18-jun-12	972	967	0,5	20	Hi	PPS	Pint=978 / Hz=51
02-jul-12	976	971	0,5	115	Hi	PPS	
07-jul-12	996	991	0,5	115	Hi	PPS	
02-sep-12	996	991	0,5	20	Hi	PPS	
24-oct-12	977	972	0,5	20	Hi	PPS	Pint=932 / Hz=52

27-nov-12	912	907	0,6	20	Hi	PPS	
04-dic-12	936	931	0,5	10	Hi	PPS	Pint=827 / Hz=53
14-dic-12	974	970	0,4	20	Hi	PPS	
27-dic-12	954	949	0,5	20	Hi	PPS	
07-feb-13	966	961	0,5	20	Hi	PPS	
10-feb-13	966	936	3,1	20	Hi	PPS	INCREMENTA BSW A 3%
04-mar-13	974	945	3,0	20	Hi	PPS	Pint=557 / Hz=55
19-mar-13	951	922	3,1	20	Hi	PPS	
05-abr-13	920	892	3,0	20	Hi	PPS	Pint=537 / Hz=55 / Salinidad=2400
13-abr-13	EQUIPO BES OFF POR FASES DESBALANCEADAS. ESPERA W.O.						
14-abr-13	ENTRA A WO # 03: REPARAR EQUIPO BES						
02-may-13	SALE DE WO #3 QUEDA PRODUCCIENDO CON UNIDAD MTU						

Continuación del historial de producción del pozo FICT-100

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
06-may-13	624	574	8,0		Hi	JET-10J / PPH/ MTU	
08-may-13	480	461	4		Hi	JET-10J / PPH/ MTU	
08-may-13	CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE(JET SALE TAPONADO)						
10-may-13	CONTINUA PROBLEMA SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE,INTENTAN RECUPERAR ST-VALVE SIN ÉXITO/CAMBIO DE GEOMETRIA 10I						
12-may-13	696	668	4,0		Hi	JET-10I / PPH/ MTU	
13-may-13	408	392	4,0		Hi	JET-10I / PPH/ MTU	
13-may-13	CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE(JET SALE SIN NOVEDAD)						
14-may-13	532	530	4,0		Hi	JET-10I / PPH/ MTU	
15-may-13	CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE(JET SALE CON RESTOS DE CHEVRON PACKING EN TODO EL CUERPO, BAJAN JET 11K)						
18-may-13	648	473	27,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	SAL:23000
21-may-13	504	474	6,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
21-may-13	CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE(JET SALE SIN NOVEDAD)						
23-may-13	600	576	4,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	

24-may-13	CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE(EL NOZZLE RETAINER SALE DEFORMADO)						
25-may-13	528	512	3,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
27-may-13	288	279	3,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
29-may-13	CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE, BAJAN A RECUPERAR STV-VALVE SIN ÉXITO, BAJAN BLOQUE IMPRESOR, CONSTATAN QUE NO EXISTE ST-VALVE, BAJAN STV-CON ELEMENTOS DE PRESION +BAJAN GEOMETRIA 11K						
31-may-13	480	466	3,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-100

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
01-jun-13	288	279	3,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
02-jun-13	SE SUSPENDE EVALUACION +RECUPERA ELEMENTOS DE PRESION 9+BAJAN MISMA GEOMETRIA						
10-jun-13	336	329	2,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
10-jun-13	CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE(JET SALE TAPONADO)						
14-jun-13	528	517	2,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
23-jun-13	552	546	1,0		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	SAL:8500;API:25,6
26-jun-13	CAMBIO DE BOMBA (JET SALE CON SOLIDOS +CHEVRONG+NOZZLE DAÑADO, BAJAN MISMA GEOMETRIA						
13-jul-13	96	95	1		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
13-jul-13	CAMBIO DE BOMBA (JET SALE CON SOLIDOS, NOZZLE PICADO						
22-jul-13	480	475	1		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
03-jul-13	504	474	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
05-jul-13	CAMBIO DE BOMBA (REJILLA SALE TAPONADA)						
06-jul-13	528	496	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
12-ago-13	CAMBIO DE BOMBA (REJILLA SALE ERROSIONADO)						

19-ago-13	456	429	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
23-ago-13	96	90	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
23-ago-13	CAMBIO DE BOMBA POR TAPONAMIENTO						
06-sep-13	504	474	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	SAL:8500;BSW: 6%
11-sep-13	384	361	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-100

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
11-sep-13	CAMBIO DE BOMBA POR TAPONAMIENTO EN EL NOZZLE						
14-sep-13	360	346	4		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
04-oct-13	456	420	8		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
07-oct-13	BAJA LA PRODUCCION REALIZAN CAMBIO DE BOMBA, SALE NOZZLE PICADO						
15-oct-13	432	397	8		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
24-oct-13	432	397	8		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
25-oct-13	BAJA LA PRODUCCION REALIZAN CAMBIO DE BOMBA, SALE NOZZLE PICADO						
05-nov-13	384	361	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
07-nov-13	384	361	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
09-nov-13	BAJA LA PRODUCCION REALIZAN CAMBIO DE BOMBA, SALE TAPONADO CON CAUCHOS EN LA REJILLA						
12-nov-13	480	451	6		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
16-nov-13	432	406	6		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
19-nov-13	BAJA LA PRODUCCION REALIZAN CAMBIO DE BOMBA, SALE SIN NOVEDAD						
23-nov-13	336	316	6		HI	JET-11K / PPH/ MTU	

23-nov-13	BAJA LA PRODUCCION REALIZAN CAMBIO DE BOMBA, NOZZLE SALE CON SEDIMENTOS						
27-nov-13	408	375	8		HI	JET-11K / PPH	BSW:8 ; SAL 8500
01-dic-13	BAJA LA PRODUCCION REALIZAN CAMBIO DE BOMBA, SALE SIN NOVEDAD						
07-dic-13	480	451	8		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
14-dic-13	BAJA LA PRODUCCION REALIZAN CAMBIO DE BOMBA SALE SIN NOVEDAD						
06-ene-14	432	406	8		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
30-ene-14	408	375	8		HI	PPH/ MTU	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-100

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
20-mar-14	432	397	8		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
15-abr-14	384	353	8		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
17-may-14	384	349	9		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
14-jun-14	384	346	10		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
04-jul-14	384	346	10		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
09-ago-14	312	275	12		HI	JET-11K / PPH/ MTU	
09-ago-14	REVERSAN BOMBA JET "11K" ENCUENTRAN REJILLA PARCIALMENTE POR PEDAZOS DE CAUCHO						
13-sep-14	384	338	12		HI	JET-11K / PPH/	

28-sep-14	SE REALIZA CAMBIO DE MTU SALE MTU #23 ENTRA MTU 32						
30-sep-14	SE REVERSA BOMBA JET 11K OK. (BOMBA SALE SIN NOVEDAD) SE DESPLAZA BOMBA JET 11K						
08-oct-14	SE REVERSA BOMBA , SALE EN BUEN ESTADO, INTENTAN ABRIR CAMISA SIN ÉXITO BAJAN HERRAMIENTA						
	SEPARATION TOOL, SE PRESURITA TBG CON 1500 PSI Y CASING CON 70 PSI, EXISTE PERDIDA DE PRESION						
	200 PSI PO MINUTOS POSIBLE PARKER DESCENTADO.						
19-oct-14	POZO ENTRA A WO #04: PARA SACAR COMPLETACION HIDRAULICA, BAJAR COMPLETACION SIMILAR						
23-oct-14	POZO SALE DE WO #04: POZO PRODUCE CON MTU CIA CERTECPET # 24 BOMBA JET 11K ARENA HI						
25-oct-14	576	219	62				
05-nov-14	408	343	16				
19-nov-14	SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APORTE, SE REVERSA BOMBA JET 11K OK SE INSPECCIONA						
	BOMBA JET SE OBSERVA Y NO PRESENTA NINGUNA NOVEDAD, SE DESPLAZA BOMBA JET 11K						
29-nov-14	384	330	14		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
03-dic-14	360	310	14		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
15-ene-15	336	289	14		Hi	PPH/ MTU	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-100

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	Pc	ARENA	BOMBA / METODO	OBSERVACIONES
15-ene-15	SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA POR PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN SALE BOMBA 11-K CON NOZZLE RAYADO Y THROAT CON EROSIÓN, SE DESPLAZA BOMBA SIMILAR 11-K						
24-ene-15	360	310	14		Hi	JET-11K / PPH/ MTU	
31-ene-15	360	310	14			JET-11K / PPH/ MTU	
02-feb-15	360	310	14			JET-11K / PPH/ MTU	
22-mar-15	360	302	16			JET-11K / PPH/ MTU	
31-mar-15	360	302	16			JET-11K / PPH/ MTU	
05-abr-15	360	302	16			JET-11K / PPH/ MTU	
09-may-15	378	284	25			JET-11K / PPH/ MTU	
26-jun-15	376	323	14			JET-11K / PPH/ MTU	
29-ago-15	376	323	14			JET-11K / PPH/ MTU	
07-sep-15	378	325	14			JET-11K / PPH/ MTU	
03-nov-15	350	294	16			JET-11K / PPH/ MTU	
01-dic-15	273	229	16			JET-11K / PPH/ MTU	

FICT – 200

HISTORIAL DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
29-abr-90	HI	PPH	1610	998	38,0	Bomba pist B2XA
25-oct-91	HI	PPH	2054	817	60,2	
03-ago-92	HI	PPH	2271	642	71,7	Bomba pist B2X2
07-ago-93	HI	PPH	2582	509	80,3	
03-ago-94	HI	PPH	1625	385	76,3	
07-sep-94	HI	PPH	1792	-----	100,0	
10-oct-95	SE REALIZA W.O. # 01. POZO QUEDA PRODUCIENDO DE HS					
12-ago-95	HS	PPH	622	372	40,2	Bomba jet 10A
10-sep-95	HS	PPH	410	305	25,5	Bomba pistón B1XA
09-feb-96	HS	PPH	460	363	21,0	
09-sep-96	HS	PPH	439	347	21,0	
12-abr-97	CAMBIAN ARENA DE HS A HI					
08-ago-97	HI	PPH	1659	614	63,2	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-200

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
14-oct-00	INICIA W.O.-03. CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR BOMBA ATASCADA					
17-oct-00	SALE DE W.O.					
30-abr-01	HS	PPH	412	200	51	Pistón (3x48)
27-nov-01	HS	PPH	425	218	48,7	
13-dic-01	HS	PPH	356	169	52,6	
14-dic-01	CERRADO POR BAJO APORTE DE "HS"					
06-feb-02	SALE DE W.O.- 04: PUNZONAN ARENAS "U" Y "T"					
07-feb-02	T	PPH	699	587	1,1	Pistón (3x48)
17-may-02	T	PPH	412	398	3,37	
01-sep-02	SE REALIZA TRATAMIENTO A "T" CON HCL Y SOLVENTES					
03-sep-02	T	PPH	435	426	2,07	Jet 8A
10-oct-02	T	PPH	390	385	1,28	
14-mar-03	T	PPH	456	450	1,31	Pistón (3x48)
26-sep-03	T	PPH	647	636	1,7	

08-mar-04	T	PPH	622	608	2,25	Jet 10A
30-sep-04	T	PPH	657	648	1,36	
10-mar-05	T	PPH	614	602	1,88	
14-sep-05	T	PPH	665	650	2,25	
29-abr-06	T	PPH	526	498	5,4	Pistón (3x48)
10-oct-06	T	PPH	452	418	7,52	
25-may-07	T	PPH	458	433	5,51	
02-sep-07	T	PPH	438	412	5,95	
29-dic-07	T	PPH	349	329	5,73	
06-may-08	T	PPH	358	337	5,87	
25-oct-08	T	PPH	363	341	6,06	
11-ene-09	T	PPH	478	457	4,00	Pistón (3x48)
23-sep-09	W. LINE BAJA A CERRAR CAMISA NO PASA A 9200'. SE BAJA BLOCK IMPRESOR Y MARCA SEÑA LATERAL QUE SUPONE TUBERÍA COLAPSADA BAJO EL PRIMER PACKER, SE BAJA JET 9A					

Continuación del historial de producción del pozo FICT-200

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
27-dic-09	T	PPH	397	382	3,77	Jet 9A
15-mar-10	T	PPH	444	427	3,93	
26-may-10	T	PPH	419	411	4,20	
30-ago-10	T	PPH	269	253	5,94	
03-sep-10	T	PPH	384	367	4,00	
13-oct-10	T	PPH	382	365	4,45	
10-nov-10	T	PPH	354	337	4,80	
24-dic-10	T	PPH	377	364	3,40	Luego de C/B sale taponada y con escala
18-ene-11	T	PPH	292	276	5,47	
26-feb-11	T	PPH	299	282	5,68	
24-mar-11	T	PPH	264	248	6,06	
10-may-11	T	PPH	315	298	5,39	
05-jun-11	T	PPH	310	292	5,81	
03-jul-11	T	PPH	267	251	5,99	

09-ago-11	T	PPH	319	303	5,02	
23-sep-11	C/B GARGANTA CAVITADA, BAJA LA MISMA BOMBA JET 9A.					
18-oct-11	T	PPH	421	397	5,70	
28-nov-11	T	PPH	437	413	5,49	
28-dic-11	T	PPH	428	403	5,84	
20-ene-12	T	PPH	464	439	5,39	
15-feb-12	T	PPH	412	391	5,10	
23-mar-12	T	PPH	435	410	5,75	
23-abr-12	C/B GARGANTA CAVITADA, BAJA LA MISMA BOMBA JET 9A.					
29-abr-12	T	PPH	417	394	5,52	
04-may-12	T	PPH	442	417	5,66	
14-jun-12	T	PPH	447	424	5,15	
03-jul-12	T	PPH	452	425	5,97	
13-jul-12	T	PPH	457	432	5,47	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-200

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
24-jul-12	C/B GARGANTA CAVITADA, BAJA LA MISMA BOMBA JET 9A.					
26-jul-12	T	PPH	159	151	5,03	
27-jul-12	C/B TAPONAMIENTO DE GARGANTA, BAJA LA MISMA BOMBA JET 9A.					
27-jul-12	T	PPH	138	130	5,80	
28-jul-12	C/B + CHEQUEO DE BHA, SE DETECTA OBSTRUCCIÓN; BAJA LA MISMA BOMBA JET 9A.					
28-jul-12	T	PPH	92	86	6,52	
29-jul-12	POZO NO APORTA ESPERA W.O.					
01-ago-12	W.O. # 5: RECUPERAR COMPLETACIÓN DE FONDO + REPUNZONAR ARENA "Ui Y Ti"					
06-ago-12	POZO SALE DE W.O. # 5					
07-ago-12	Ti	PPH	599	484	19,02	
08-ago-12	SE REALIZA PRUEBA DE INYECTIVIDAD + SE DESPLAZA BLANKING TOOL, EXISTE PROBLEMASD EN EL PRIMER PACKER + POSIBLE TUBERÍA COLAPSADA. SE DESPLAZA BOMBA JET 9A.					
04-nov-12	NO EXISTE APORTE DEL POZO.					
04-nov-12	SE REALIZA PRUEBA DE INYECTIVIDAD Y SE PRUEBA BHA OK. SE DESPLAZA BOMBA JET 9A.					

05-nov-12	NO EXISTE APORTE DEL POZO.					
07-nov-12	SE RECUPERA BOMBA JET 9A PARA REALIZAR TRATAMIENTO CON COILED TUBING LA BOMBA SE REPARA EN EL POZO Y EN SU REPARACION SE CAMBIA LA GARGANTA POR CAVITACIÓN. UNIDAD SE SLICK LINE BAJA @ CERRAR CAMISA + SALE Y BAJA SLICKLINEY ABRE CAMISA SE CORRE BLANKING Y ASIENTA EN LA CAVIDAD. COILD TUBING SE BAJA HASTA SOBRE EL BLANKING Y SE DESPLAZA LAS MEZCLAS A LA FORMULACIÓN (ACIDO CON CTU) SE RECUPERA BLANKING. SE CORRE STD VALVE + BOMBA JET 9A.					
08-nov-12	Ti	PPH	459	5	98,9	
21-nov-12	CAMBIO DE BOMBA POR CAMBIO DE ZONA CIERRAN ARENA T ABREN U DESPLAZAN BOMBA JET 9A					
02-dic-12	POZO CERRADO POR ALTO CORTE DE AGUA. SE RECUPERA BOMBA JET 9A SALE LIMPIA SLICK LINE BAJA A RECUPERAR STD VALVE + SLICK LINE BAJA Y ABRE CAMISA DE ARENA T + SALE Y BAJA A CERRAR CAMISA DE ARENA U. SE CORRE BLANKING TOOL Y SE REALIZA PRUEBA DE INYECTIVIDAD CON 10 BLS. RATA DE 1,12 BLS/ MIN A 2000 PSI CON CERO RETORNO POR EL CASING, POR LO CUAL EL BHA SE ENCUENTRA BIEN SE RECUPERA BLANKING SE CORRE STD VALVE + BOMBA JET 9A					

Continuación del historial de producción del pozo FICT-200

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
04-ene-13	Ti	PPH	267	251	5,99	
06-feb-13	Ti	PPH	259	244	5,8	
17-mar-13	Ti	PPH	221	206	6,78	
24-mar-13	SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA POR BAJO APOORTE PRESENTA GARGANTA CAVITADA, SE RECUPERA STD VALVE SALE CON CAUCHOS TAPONADO SE BAJA BOMBA MISMO TIPO JET 9A					
11-abr-13	Ti	PPH	217	203	6,4	
23-may-13	Ti	PPH	178	167	6,04	
19-jun-13	Ti	PPH	186	175	5,91	
30-jun-13	SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA. SALE NOZZLE PICADO, GARGANTA OK. REPARAN BOMBA Y DESPLAZAN MISMO TIPO 9A					
09-jul-13	Ti	PPH	180	169	6,13	
11-ago-13	Ti	PPH	191	179	6,53	
10-sep-13	Ti	PPH	215	202	6,29	
31-oct-13	Ti	PPH	244	229	6,09	
18-nov-13	Ti	PPH	275	257	6,5	

16-dic-13	Ti	PPH	252	236	6,36	
09-ene-14	Ti	PPH	244	229	6,15	
17-feb-14	Ti	PPH	148	139	6,07	
06-mar-14	Ti	PPH	197	185	6,11	
30-abr-14	Ti	PPH	183	171	6,37	
15-may-14	Ti	PPH	190	177	6,3	
25-jun-14	Ti	PPH	231	216	6,3	
17-jul-14	Ti	PPH	248	233	6,21	
28-ago-14	SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA POR PERDIDA DE PRODUCCIÓN SE BAJA BOMBA JET 9A (GARGANTA NOZZLE CAVITADA) SE BAJA JET 9A					
02-sep-14	SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA SALE BOMBA JET 9A (NOZZLE CON PEQUEÑA CAPA DE SÓLIDOS GARGANTA CON PRINCIPIOS DE CAVITACIÓN) CON UNIDAD DE SWAB SE INTENTA PESCAR STD VALVE SIN ÉXITO SE ROMPE PATAS DE PESCANTE SE DESLIZA DOS INTENTOS SIN ÉXITO. SE DESPLAZA BOMBA JET 9A					
03-sep-14	Ti	PPH	399	378	5,26	
19-oct-14	Ti	PPH	200	189	5,5	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-200

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	OBSERVACIONES
04-nov-14	Ti	PPH	282	267	5,3	
14-nov-14	SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA POR BAJA PRODUCCIÓN CON UNIDAD DE SWAB SE REALIZA PESCA DE BOMBA OK BOMBA SALE CON EL NOZZLE CON PRESENCIA DE SOLIDO POSIBLE ESCALA, GARGANTA CAVITADA SE DESPLAZA BOMBA JET 9A (OILMASTER)					
16-nov-14	Ti	PPH	212	201	5,18	
02-dic-14	Ti	PPH	254	241	5,15	
31-dic-14	Ti	PPH	218	205	5,96	Luego de C/B x pérdida de producción, sale cavitada.
29-ene-15	Ti	PPH	286	270	5,69	
15-feb-15	Ti	PPH	275	258	6,08	
19-mar-15	Ti	PPH	247	232	6,11	
09-abr-15	Ti	PPH	135	126	6,69	
30-abr-15	Ti	PPH	174	163	6,32	
08-may-15	Ti	PPH	140	132	6,21	7-may-2015 C/B x similar 9A.
13-may-15	SE DESPLAZA ST. VALVE CON ELEMENTOS PARA B'UP, 17-MAY-2015 RECUPERAN ELEMENTOS.					

24-may-15	SE REDISEÑA BOMBA JET, SE DESPLAZA JET 10A.					
17-jun-15	Ti	PPH	191	179	6,58	16-jun-2015 chequean tubería OK. Bajan jet 10A.
21-jun-15	Ti	PPH	155	145	6,53	
04-jul-15	Ti	PPH	301	281	6,41	
26-jul-15	Ti	PPH	250	235	6,01	
04-ago-15	Ti	PPH	140	131	6,14	
08-ago-15	Ti	PPH	135	126	6,61	6-ago-2015 C/B por similar Jet 10A
12-ago-15	Ti	PPH	145	135	6,91	
25-ago-15	Ti	PPH	141	132	6,39	
31-ago-15	Ti	PPH	58	54	6,93	
05-sep-15	Ti	PPH	31	29	6,46	
06-sep-15	Ti	PPH				POZO NO APORTA
08-sep-15	Ti	PPH	147	137	6,82	Cambio de VRF, C/B sale con escala en garganta
09-sep-15	Ti	PPH	150	140	6,73	Jet 10A

FICT – 300

HISTORIAL DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	HZ / Tm (°F) / Pi (PSI)	OBSERVACIONES
02-ene-13	Uinf	PPS	696	480	31,00	56 / 272 / 1195	D800N
03-ene-13	Uinf	PPS	842	840	0,20	60 / 297 / 1125	API° 18.9
11-ene-13	Uinf	PPS	830	828	0,20	63 / 323 / 997	
28-ene-13	Uinf	PPS	898	896	0,20	63 / 325 / 910	
24-feb-13	Uinf	PPS	713	712	0,20	63 / 345 / 446	
15-mar-13	Uinf	PPS	588	587	0,20	58 / 355 / 535	
30-abr-13	Uinf	PPS	598	597	0,20	58 / 373 / 552	
29-may-13	Uinf	PPS	853	851	0,20	58 / 378 / 565	API° 18.9
04-jun-13	Uinf	PPS	978	976	0,20	58 / 384 / 558	
21-jun-13	WO. #1. SIN TORRE: REALIZAN LIMPIEZA CON CT 15 BLS DE SOLVENTE (JP1 + XILENO) SOLVENTE MUTUAL + ÁCIDO + 24 BLS DE FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO AGUA + HCL + SURFACTANTE + SOLVENTE MUTUAL. <u>RATA:</u> 0,5 - 0,54 BPM , <u>PRESIÓN:</u> 260 - 280 PSI. TEMPERATURA DE MOTOR 320 °F						
25-jun-13	Uinf	PPS	1082	1080	0,20	59 / 345 / 543	

27-jun-13	Uinf	PPS	1072	1070	0,20	58 / 339 / 518	API° 23,6
21-jun-13	Uinf	PPS	1083	1081	0,20	59 / 339 / 600	
11-ago-13	Uinf	PPS	1176	1174	0,20	59 / 324 / 826	
26-ago-13	Uinf	PPS	1149	1147	0,20	60 / 348 / 1069	
07-sep-13	Uinf	PPS	1135	1133	0,20	60 / 357 / 1085	
23-sep-13	Uinf	PPS	555	554	0,20	58 / 343 / 986	
26-sep-13	Uinf	PPS	601	600	0,20	58 / 330 / 956	API° 24,2
11-oct-13	Uinf	PPS	494	493	0,20	58 / 337 / 959	API° 18,9
29-oct-13	Uinf	PPS	539	538	0,20	59 / 371 / 921	
04-nov-13	BES ATASCADO, PRESENTA ALTA TEMPERATURA DE MOTOR.						

Continuación del historial de producción del pozo FICT-300

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	HZ / Tm (°F) / Pi (PSI)	OBSERVACIONES
05-nov-13	WO # 2. SIN TORRE: REALIZAN LIMPIEZA CON UNIDAD DE COILED TUBING DE CIA BAKER: 15 BLS DE SOLVENTE + 10 BLS DE HCL 5%. EXITOSO.						
07-nov-13	Uinf	PPS	643	642	0,20	58 / 218 / 693	
18-nov-13	Uinf	PPS	696	695	0,20	59 / 218 / 577	
25-nov-13	Uinf	PPS	BES PRESENTA PROBLEMAS POR ALTA TEMPERATURA DE MOTOR. (390°F).				
27-nov-13	WO # 03. SIN TORRE: REALIZAN LIMPIEZA AL EQUIPO BES CON CTU + HCL AL 10% CON SOLVENTES. POZO ARRANCA + BAJA TEMPERATURA DE MOTOR.						
28-nov-13	Uinf	PPS	554	553	0,2	58 / 221 / 517	
05-dic-13	Uinf	PPS	698	696	0,2	58 / 218 / 560	
15-dic-13	Pozo incrementa temperaturad de Motor.						
16-dic-13	Uinf	PPS	741	740	0,2	58 / 218 / 577	
24-dic-13	BES OFF POR ALTA TEMPERATURA DE MOTOR, ESPERANDO LIMPIEZA DEL EQUIPO BES						
26-dic-13	SE REALIZA LIMIEZA CON UNIDAD DE BOMBEO CIA. SAN ANTONIO. BOMBEAN POR EL ANULAR XILENO + JP1. ARRANCAN EQUIPO BES, OK. TEMPERATURA DEL MOTOR = 286						

27-dic-13	Uinf	PPS	568	567	0,2	55 / 219 / 898	
08-ene-15	Uinf	PPS	381	380	0,2	55 / 218 / 586	
20-ene-14	Uinf	PPS	456	455	0,2	56 / 218 / 907	
30-ene-14	Uinf	PPS	516	515	0,2	57 / 218 / 872	
16-feb-14	Uinf	PPS	651	650	0,2	57 / 218 / 914	
03-mar-14	Uinf	PPS	359	358	0,2	57 / 218 / 919	
11-mar-14	Uinf	PPS	651	650	0,2	57 / 218 / 926	
27-mar-14	EQUIPO BES OFF, DESBALANCEADO Y CON FASE A TIERRA (ARENA U INF. BES: D 800 N						
28-mar-14	ENTRA A W.O. # 5. OBJETIVO: REDISEÑAR EQUIPO BES						
07-abr-14	EVALUANDO CON MTU. BOMBA JET 11J ARENA "UINF"						
08-abr-14	Uinf	MTU	1008	0	100		BOMBA 11J

Continuación del historial de producción del pozo FICT-300

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	HZ / Tm (°F) / Pi (PSI)	OBSERVACIONES
14-abr-14	Uinf	MTU	648	402	38		BOMBA 11J
29-abr-14	Uinf	MTU	696	654	6		BOMBA 11J
03-may-14	Uinf	MTU	696	661	5		BOMBA 11J
15-may-14	Uinf	MTU	744	722	3		BOMBA 11J
31-may-14	Uinf	MTU	696	675	3		BOMBA 11J
02-jun-14	Uinf	MTU	696	675	3		BOMBA 11J
06-jun-14	SE RECUPERA BOMBA 11 J CON UNIDAD WIRELINE. SE DESPLAZA BOMBA 11 J.						
12-jun-14	Uinf	MTU	672	652	3		BOMBA 11J
27-jun-14	Uinf	MTU	672	652	3		BOMBA 11J
05-jul-14	Uinf	MTU	696	675	3		BOMBA 11J
15-jul-14	Uinf	MTU	744	737	1		BOMBA 11J
23-jul-14	Uinf	MTU	672	665	1		BOMBA 11J
24-jul-14	CAMBIO DE BOMBA POR PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN. SE PESCA BOMBA 11 J CON UNIDAD SWAB. PRESENTA MÍNIMA PRESENCIA DE SÓLIDOS EN REJILLA. SE DESPLAZA BOMBA JET 11 J						

28-jul-14	Uinf	MTU	554	548	1		BOMBA 11J
10-ago-14	Uinf	MTU	696	682	2		BOMBA 11J
17-ago-14	Uinf	MTU	696	682	2		BOMBA 11J
31-ago-14	Uinf	MTU	696	682	2		BOMBA 11J
03-sep-14	Uinf	MTU	696	682	2		BOMBA 11J
12-sep-14	Uinf	MTU	696	682	2		BOMBA 11J
19-sep-14	CAMBIO DE BOMBA POR PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN. SE PESCA BOMBA 11 J CON UNIDAD SWAB. SALE FILTROS DE LA BOMBA, MÍNIMA PRESENCIA DE SÓLIDOS EN REJILLA. SE DESPLAZA BOMBA JET 11 J						
30-sep-14	Uinf	MTU	624	474	24		BOMBA 11J
02-oct-14	Uinf	MTU	576	438	24		BOMBA 11J

Continuación del historial de producción del pozo FICT-300

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	HZ / Tm (°F) / Pi (PSI)	OBSERVACIONES
03-oct-14	CAMBIO DE BOMBA JET 11J. PRESENTA PEQUEÑA SUCIEDAD EN FILTRO, GARGANTA Y NOZZLE EN BUEN ESTADO						
18-oct-14	Uinf	MTU	561	404	28		BOMBA 11J
18-oct-14	SE RECUPERA BOMBA CON UNIDAD SWAB, OK. BOMBA SALE CON SEDIMENTOS EN FILTROS, NOZZLE SALE CON PRINCIPIOS DE EROSIÓN. SE DESPLAZA BOMBA 11J						
26-oct-14	Uinf	MTU	528	359	32		BOMBA 11J
01-nov-14	Uinf	MTU	528	359	32		BOMBA 11J
17-nov-14	Uinf	MTU	504	353	30		BOMBA 11J
30-nov-14	Uinf	MTU	480	317	34		BOMBA 11J
03-dic-14	Uinf	MTU	480	317	34		BOMBA 11J
19-dic-14	Uinf	MTU	480	293	39		BOMBA 11J
31-dic-14	Uinf	MTU	456	283	38		BOMBA 11J
04-ene-15	Uinf	MTU	408	253	38		BOMBA 11J
20-ene-15	Uinf	MTU	480	298	38		BOMBA 11J
29-ene-15	Uinf	MTU	648	402	38		BOMBA 11J

30-ene-15	CAMBIO DE BOMBA DEL MISMO TIPO. BOMBA SALE BIEN						
06-feb-15	Uinf	MTU	576	357	38		BOMBA 11J
20-feb-15	Uinf	MTU	672	417	38		BOMBA 11J
28-feb-15	Uinf	MTU	624	387	38		BOMBA 11J
04-mar-15	Uinf	MTU	624	387	38		BOMBA 11J
18-mar-15	Uinf	MTU	624	387	38		BOMBA 11J
31-mar-15	Uinf	MTU	624	318	49		BOMBA 11J
05-abr-15	Uinf	MTU	624	324	48		BOMBA 11J
16-abr-15	Uinf	MTU	648	337	48		BOMBA 11J
10-may-15	Uinf	MTU	528	348	34		BOMBA 11J

Continuación del historial de producción del pozo FICT-300

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	HZ / Tm (°F) / Pi (PSI)	OBSERVACIONES
18-may-15	Uinf	MTU	528	348	34		BOMBA 11J
26-may-15	Uinf	MTU	588	306	48		BOMBA 11J
03-jun-15	Uinf	MTU	795	413	48		BOMBA 11J
15-jun-15	Uinf	MTU	597	310	48		BOMBA 11J
26-jun-15	Uinf	MTU	593	308	48		BOMBA 11J
31-jul-15	Uinf	MTU	723	376	48		BOMBA 11J
12-ago-15	Uinf	MTU	767	399	48		BOMBA 11J
26-ago-15	Uinf	MTU	826	430	48		BOMBA 11J
10-sep-15	Uinf	MTU	875	455	48		BOMBA 11J
03-oct-15	Uinf	MTU	780	406	48		BOMBA 11J
28-oct-15	Uinf	MTU	830	440	47		BOMBA 11J
06-nov-15	Uinf	MTU	576	305	47		BOMBA 11J
18-nov-15	Uinf	MTU	552	293	47		BOMBA 11J
26-nov-15	Uinf	MTU	488	259	47		BOMBA 11J

FICT – 301

HISTORIAL DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTOS

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	Hz	Pi (PSI)	OBSERVACIONES
23-abr-13	TI	PPS	1512	0	100,0	45,0	1954,0	EQUIPO BES P23
24-abr-13	TI	PPS	1584	1568	1,0	45,0	1912,0	
30-abr-13	TI	PPS	1536	1521	1,0	45,0	1829,0	
08-may-13	TI	PPS	1736	1719	1	50	1703	
23-may-13	TI	PPS	1744	1727	1,0	50,0	1560,0	
10-jun-13	TI	PPS	1644	1628	1,0	50,0	1473,0	
17-jun-13	TI	PPS	1644	1628	1,0	50,0	1433,0	
03-jul-13	TI	PPS	1722	1713	0,5	52,0	1322,0	
27-jul-13	TI	PPS	1668	1660	0,5	52	1176	
07-ago-13	TI	PPS	1728	1719	0,5	55	1095	
31-ago-13	TI	PPS	1782	1773	0,5	55	1002	
12-sep-13	TI	PPS	1644	1636	0,5	57	715	
29-sep-13	TI	PPS	1666	1658	0,5	57	640	

08-oct-13	TI	PPS	1620	1588	0,5	58	589	
26-oct-13	TI	PPS	1512	1482	2	59	510	INCREMENTA BSW 2%
02-nov-13	TI	PPS	1435	1406	2	59	490	
28-nov-13	TI	PPS	1272	1247	2	59	455	
12-dic-13	TI	PPS	1584	1552	2	60	442	
27-dic-13	TI	PPS	1128	1105	2	60	428	
04-ene-14	TI	PPS	1300	1274	2	60	430	
18-feb-14	TI	PPS	1040	1019	2	60	430	
31-ene-14	TI	PPS	1027	1006	2	60	406	
07-feb-14	TI	PPS	931	912	2	60	481	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-301

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	Hz	Pi (PSI)	OBSERVACIONES
10-feb-14	EQUIPO BES OFF. BES ATASCADA. UNIDAD SWAB INTENTA RECUPERAR STD. VALVE SIN ÉXITO							
11-feb-14	CON UNIDAD DE CTV. DE CIA. BAKER INTENTAN PESCAR STD. VALVE SIN ÉXITO.							
12-feb-14	ENTRA A W.O. # 2. OBJETIVO: REPARAR EQUIPO BES							
17-feb-14	SALE DE W.O.							
23-feb-14	TI	PPS	428	411	4	54	199	
28-feb-14	TI	PPS	366	351	4	54	299	
01-mar-14	TI	PPS	489	469	4	54	290	
20-mar-14	TI	PPS	543	521	4	54	246	
31-mar-14	TI	PPS	693	665	4	54	279	
08-abr-14	TI	PPS	716	687	4	54	285	
15-abr-14	TI	PPS	606	582	4	54	273	
22-abr-14	TI	PPS	627	602	4	54	245	
08-may-14	TI	PPS	693	665	4	54	230	
15-may-14	TI	PPS	643	617	4	54	275	

22-may-14	TI	PPS	643	617	4	54	263	
03-jun-14	TI	PPS	638	612	4	54	215	
19-jun-14	TI	PPS	606	582	4	54	201	
25-jun-14	TI	PPS	626	601	4	54	217	
04-jul-14	TI	PPS	600	576	4	54	200	
24-jul-14	TI	PPS	489	469	4	54	200	
29-jul-14	TI	PPS	536	515	4	54	200	
07-ago-14	TI	PPS	552	530	4	54	216	
14-ago-14	TI	PPS	552	530	4	54	201	
30-ago-14	TI	PPS	584	561	4	54	199	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-301

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	Hz	Pi (PSI)	OBSERVACIONES
03-sep-14	TI	PPS	494	474	4	54	200	
14-sep-14	TI	PPS	496	476	4	54	200	
27-sep-14	TI	PPS	490	470	4	54	215	
03-oct-14	TI	PPS	466	447	4	54	199	
17-oct-14	TI	PPS	462	444	4	54	200	
31-oct-14	TI	PPS	494	474	4	54	205	
06-nov-14	TI	PPS	466	447	4	54	200	
12-nov-14	TI	PPS	438	420	4	54	200	
24-nov-14	TI	PPS	447	429	4	54	199	
01-dic-14	TI	PPS	446	428	4	54	200	
15-dic-14	TI	PPS	404	388	4	54	200	
27-dic-14	TI	PPS	380	365	4	54	200	
07-ene-15	TI	PPS	382	367	4	54	200	
16-ene-15	TI	PPS	321	308	4	54	200	

31-ene-15	TI	PPS	315	302	4	54	199	
01-feb-15	TI	PPS	314	301	4	54	201	
18-feb-15	TI	PPS	362	348	4	54	201	
28-feb-15	TI	PPS	362	348	4	54	199	
09-mar-15	TI	PPS	372	357	4	54	200	
23-mar-15	TI	PPS	326	313	4	54	200	
31-mar-15	TI	PPS	341	327	4	54	200	
07-abr-15	TI	PPS	331	318	4	54	198	
24-abr-15	TI	PPS	358	344	4	54	212	
30-abr-15	TI	PPS	331	318	4	54	179	

Continuación del historial de producción del pozo FICT-301

FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	Hz	Pi (PSI)	OBSERVACIONES
08-may-15	TI	PPS	336	323	4	54	215	
13-may-15	TI	PPS	326	313	4	54	151	
19-may-15	TI	PPS	326	313	4	54	151	
07-jun-15	INICIA OPERACIONES DE WO. OBJETIVO: SACAR EQUIPO BES. REALIZAR ESTIMULACIÓN MATRICIAL A LA ARENA TI. EVALUAR Y COMPLETAR.							
15-jun-15	TI	PPH	264	41	84,5			
20-jun-15	TI	PPH	240	159	33,6			
26-jun-15	FINALIZA REACONDICIONAMIENTO. EVALUANDO CON MTU A TK LOCACIÓN							
26-jun-15	TI	PPH	328	0	100			
05-sep-15	ABREN CAMISA DE CIRCULACIÓN. INICIAN EVALUACIÓN CON MTU EN LA ARENA TI HACIA TK LOCACIÓN							
08-sep-15	TI	PPH	155	0	100			
09-sep-15	REALIZAN CAMBIO DE BOMBA SALE 11K. ENTRA 11 J							
15-sep-15	TI	PPH	199	195	2			
29-sep-15	TI	PPH	283	277	2			

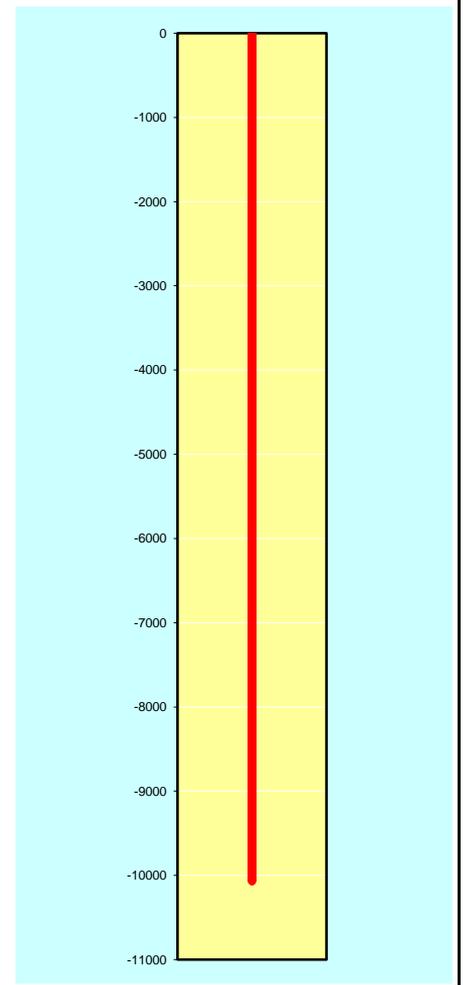
06-oct-15	TI	PPH	302	281	7			
16-oct-15	TI	PPH	312	309	1			
29-oct-15	TI	PPH	298	295	1			
06-nov-15	TI	PPH	307	304	1			
17-nov-15	TI	PPH	331	328	1			
27-nov-15	TI	PPH	310	307	1			

ANEXO 5

Plantilla de datos para diseño BES – Pozos de estudio

DATOS DE DISEÑO

CAMPO:		FICT		POZO:	FICT - 100
				ARENA:	Hi
Profundidad arena	Int. 1	9910	9918	pies	GRÁFICO
	Int. 2	9918	9925		
Tope del pozo			9990	pies	
Casing	7" C-95, 26 lbs pie	0	10068	pies	
Liner				pies	
Tubing	3 1/2 "x9.3 lbs pie		9650	pies	
Gor		24			
Grav. Esp. Gas		1,5767			
DATOS DE BUILD UP		sensor	intake	mid.per	
Presiones @:			9795	pies	
Pwf			550	psi	
Pws			3700	psi	
Pb			78	psi	
Pc			80	psi	
Qt			325	bfpd	
BSW			16	%	
API			25,6	°	
T fondo			225	°F	



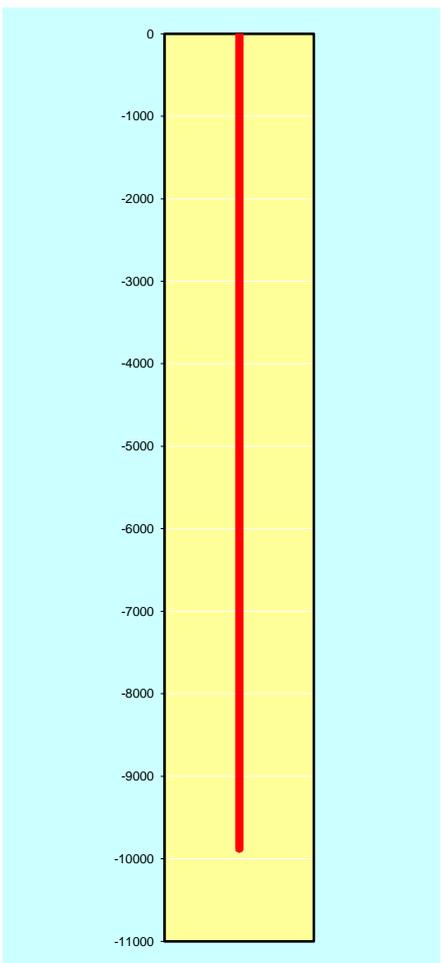
Prod. esperada			
Q	350		bfpd
Rango de Q	200	500	bfpd
Profundidad Intake	9750		ft
T superficie	110		°F
Frecuencia	54		Hz
Rango de F	50	65	Hz
Presión de Cabeza	100		Psi
Prod. Actual			
Q prom	324		bfpd
BSW	16		%
Geometría	11K		
P. Descargar	3500		psi
Inyección	2544		bfpd
Tipo Levant.	PPH		

FUENTE: PLANTILLA DE DATOS PARA DISEÑO BES DEL POZO FICT – 100, HI, WO#5

OBSERVACIONES

- Transformador reductor y elevador para vsd 12 pulsos
- Cable # 2 con capilar de 3/8"
- Disponibilidad de equipos de la operadora del Campo FICT en stock Bodegas.
- Considerar los costos de todos los adicionales para bombas
- Equipos resistentes a la corrosión

DATOS DE DISEÑO

CAMPO:	FICT			POZO:	FICT – 200
				ARENA:	Ti
Profundidad arena	Int. 1	9646	9680	pies	GRÁFICO
	Int. 2				
Tope del pozo			9731	pies	
Casing	7" N-80, 26 lbs pie	0	9878	pies	
Liner				pies	
Tubing	3 1/2 "x9.3 lbs pie		9100	pies	
Gor			436		
Grav. Esp. Gas			1,25		
Presiones @:	9230	sensor	pies		
Pwf			926	psi	
Pws			1032	psi	
Pb			1310	psi	
Pc			200	psi	
B'up					
Qt			151	bfpd	
BSW			6	%	
API			28,1	°	
T fondo			218	°F	

Prod. esperada			
Q	500		bfpd
Rango de Q	200	800	bfpd
Profundidad Intake	9180		ft
T superficie	110		°F
Frecuencia	54		Hz
Rango de F	50	65	Hz
BSW	7		%
Prod. Actual			
Q prom	127		bfpd
BSW	7		%
Geometría	10A		
P. Descargar	3700		Psi
Inyección	2340		Bfpd
Tipo Levant.	PPH		

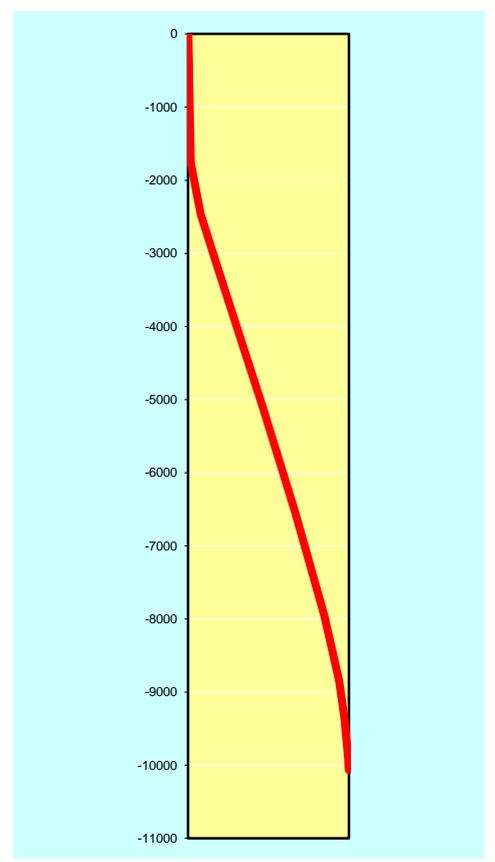
FUENTE: PLANTILLA DE DATOS PARA DISEÑO BES POZO FICT – 200, TI, WO#6

OBSERVACIONES

- Transformador reductor y elevador para vsd 12 pulsos
- Cable # 2 con capilar de 3/8"
- Disponibilidad de equipos de la operadora del Campo FICT en stock Bodegas.
- Considerar los costos de todos los adicionales para bombas y los misceláneos requeridos para la instalación del equipo de superficie

DATOS DE DISEÑO

CAMPO:	FICT			POZO:	FICT – 300
				ARENA:	Ui
Profundidad arena	Int. 1		9926	pies	GRÁFICO
	Int. 2				
Tope del pozo			10179	pies	
Casing	9 5/8" N-80, 47 lbs pie		8313	pies	
Liner	7" P-110 x 26 lbs pie		10720	pies	
Tubing	3 1/2 "x9.3 lbs pie		9886	pies	
Gor			436	scf/stb	
Grav. Esp. Gas			1.21		
Presiones @:	10178	sensor		pies	
Pwf			652	psi	
Pws			1000	psi	
Pb			1170	psi	
Pc			250	psi	
B'up					
Qt				bfpd	
BSW			50	%	
API			18.9	°API	
T fondo			216	°F	



Prod. esperada			
Q	600		Bfpd
Rango de Q	300	800	Bfpd
Profundidad Bomba	9926		ft
T superficie	100		°F
Frecuencia	53		Hz
Rango de F	50	65	Hz
BSW	50		%
Prod. Actual (AS-400)			
Q prom	435		bfpd
BSW	47		%
API	18.9		°API
BOMBA JET	11J		
Tipo levant.	PPH		

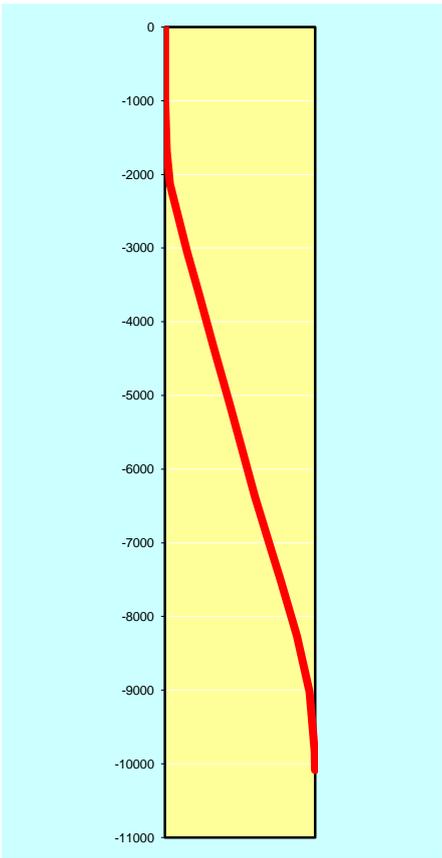
FUENTE: PLANTILLA DE DATOS PARA DISEÑO BES POZO FICT-300, Ui, WO#6

OBSERVACIONES

- Transformador reductor y elevador para vsd 12 pulsos
- Cable # 2 con capilar de 3/8"
- El equipo debe ser nuevo.
- Considerar los costos de todos los adicionales para bombas
- Equipos resistentes a la corrosión

DATOS DE DISEÑO

CAMPO:		FICT	POZO:	FICT - 301
			ARENA:	Ti

Profundidad arena	Int.	1	10815	10830	pies	GRÁFICO
	Int.	2	10845	10861		
Tope del pozo				11068	pies	
Casing			0	8968	pies	
Liner	7" P-110 x 26 lbs pie		8705	11150	pies	
Tubing	3 1/2 " N-80 x 9.3 lbs pie			10613	pies	
Gor				554		
Grav. Esp. Gas				1,6		
Presiones @:			10739	SENSOR	pies	
Pwf				460	psi	
Pws				917	psi	
Pb				1193	psi	
Pc				200	psi	
B'up						
Qt				240	bfpd	
BSW				1	%	
API				29,5	°API	

Prod. esperada			
Q	350		bfpd
Rango de Q	150	500	bfpd
Profundidad Intake	10600		ft
T superficie	110		°F
Frecuencia	55		Hz
Rango de F	50	65	Hz
BSW	1		%
Prod. Actual (AS-400)			
Q prom	309		bfpd
BSW	1		%
API	29,5		°
Bomba Jet	11J		
Tipo levant.	PPH		

FUENTE: PLANTILLA DE DATOS PARA DISEÑO BES POZO FICT-301, TI, WO#4

OBSERVACIONES

- Transformador reductor y elevador para vsd 12 pulsos
- Cable # 2 con capilar de 3/8"
- Disponibilidad de equipos de la operadora del Campo FICT en stock Bodegas
- Considerar los costos de todos los adicionales para bombas
- Equipos resistentes a la corrosión

ANEXO 6

Diseño del sistema de bombeo electrosumergible

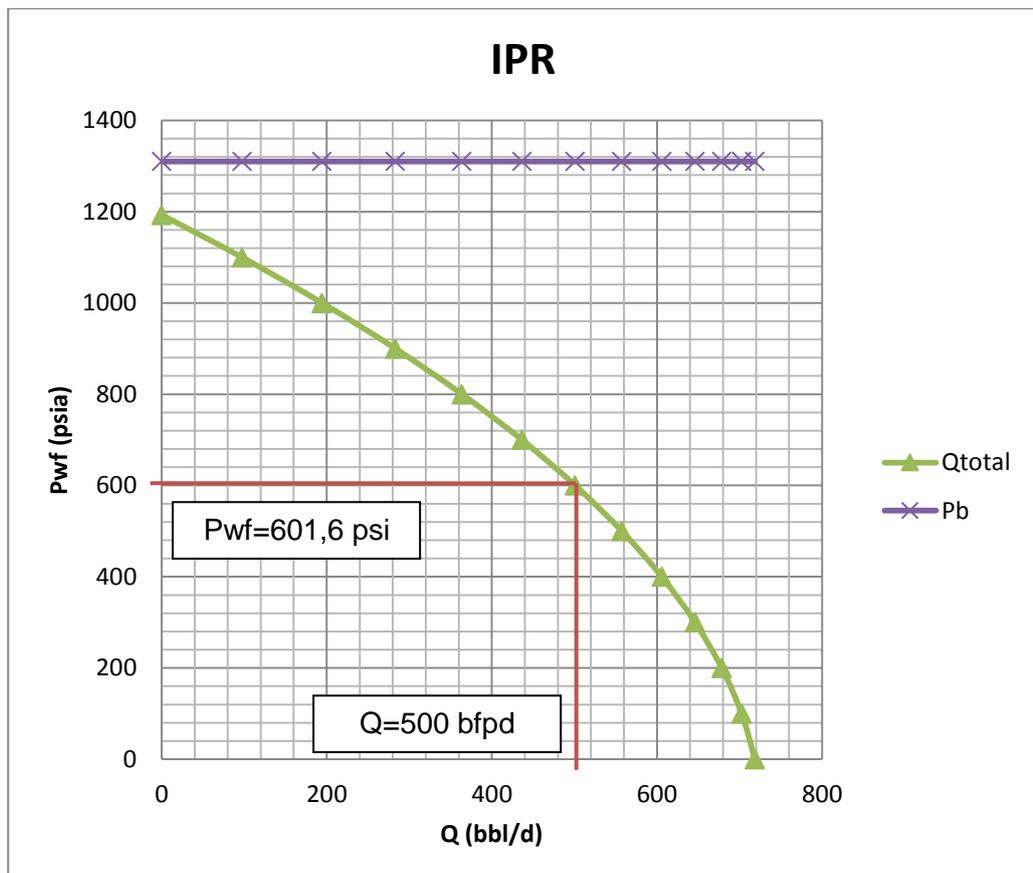
POZO FICT – 200

1. Datos del pozo

Los datos para realizar el diseño del equipo BES son proporcionados por el Departamento de Ingeniería del Campo FICT y fueron presentados anteriormente en el [Anexo No. 5](#).

2. Determinación de la presión de fondo fluente (Pwf) al caudal deseado

Teniendo datos disponibles del pozo en el punto anterior, se realiza la curva de Índice de Productividad (IPR) con ayuda de una hoja de cálculo en Microsoft Excel. El valor de Pwf al caudal deseado se determina en la gráfica mostrada a continuación: **Pwf @ Q=500 bfpd = 601,6 psi**



Cálculos			
Pwf (psia)	Pb (psia)	Qt (bbl/d)	Qmax
0	1310	718,69	718,689801
100	1310	702,60	
200	1310	678,43	
300	1310	646,19	
400	1310	605,86	
500	1310	557,45	
600	1310	500,97	
700	1310	436,40	
800	1310	363,76	
900	1310	283,04	
1000	1310	194,23	
1100	1310	97,35	
1193	1310	0,00	

3. Gravedad específica del fluido de producción

$$\gamma_L = \gamma_{oil} * (1 - BSW) + \gamma_{water} * (BSW)$$

$$\gamma_L = 0,8866 * (1 - 0,06) + 1,03 * (0,06)$$

$$\gamma_L = 0,895$$

4. Profundidad de la bomba – Presión de entrada a la bomba

Para calcular la presión de entrada a la bomba (PIP – pump intake pressure) o Psuction, se estima una profundidad de la bomba.

Usando profundidad de la bomba al nivel del intake: 9180 ft, PIP es igual a:

$$PIP = P_{wf} - (D - D_{pump}) * 0,433 * \gamma_L$$

$$PIP = 601,6 - (9646 - 9180) * 0,433 * 0,895$$

$$PIP = 420,97 \text{ psi}$$

5. Propiedades PVT y condiciones del fluido en la entrada de la bomba

a. Relación Gas – Petróleo en solución (Correlación Standing)

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{P_b}{18,2} + 1,4 \right) * 10^{(0,0125 * API - 0,00091 * T)} \right]^{1,2048}$$

$$R_s = 1,25 * \left[\left(\frac{1310}{18,2} + 1,4 \right) * 10^{(0,0125 * 28,1 - 0,00091 * 218)} \right]^{1,2048}$$

$$R_s = 337,85 \text{ scf/bbl}$$

b. Factor volumétrico del petróleo (Correlación Standing)

$$\beta_o = 1,28 \text{ bbl/stb}$$

c. Factor volumétrico del gas (Correlación Standing)

$$\beta_g = 5,03 * \frac{z * T}{P}$$

$$\beta_g = 5,03 * \frac{0,85 * (218 + 460)}{498,9}$$

$$\beta_g = 6,89 \text{ bbl/Mscf}$$

d. Factor volumétrico del agua (Correlación Standing)

$$\beta_w = 1 + 1,2 \times 10^{-4}(T - 60) + 1 \times 10^{-6}(T - 60)^2 - 3,33 \times 10^{-6} * P$$

$$\beta_w = 1 + 1,2 \times 10^{-4}(218 - 60) + 1 \times 10^{-6}(218 - 60)^2 - 3,33 \times 10^{-6} * 420,97$$

$$\beta_w = 1,04 \text{ bbl/stb}$$

e. Volumen total de gas

$$V_{gtotal} = q_o * GOR$$

$$V_{gtotal} = 470 * 436$$

$$V_{gtotal} = 204,92 \text{ mscf}$$

f. Volumen de gas en solución

$$V_{gsolución} = q_o * R_s$$

$$V_{gsolución} = 470 * 337,85$$

$$V_{gsolución} = 158,79 \text{ mscf}$$

g. Volumen de gas libre

$$V_{glibre} = V_{gtotal} - V_{gsolución}$$

$$V_{glibre} = 46,13 \text{ mscf}$$

h. Volumen de petróleo

$$V_o = q_o * \beta_o$$

$$V_o = 602,33 \text{ bbl/d}$$

i. Volumen de agua

$$V_w = q_w * \beta_w$$

$$V_w = 31,26 \text{ bbl/d}$$

j. Volumen de gas

$$V_g = V_{\text{glibre}} * \beta_g$$

$$V_g = 317 \text{ bbl/d}$$

k. Volumen total

$$V_{\text{total}} = V_o + V_w + V_g$$

$$V_{\text{total}} = 951,26 \text{ bfpd}$$

l. Porcentaje de gas libre

$$\% \text{gas libre} = \frac{V_g}{V_{\text{total}}} * 100$$

$$\% \text{gas libre} = 33,4\%$$

6. Carga Dinámica Total (TDH)

$$TDH = NVL + H_{\text{fricción}} + H_{\text{THP}}$$

a. NVL

$$NVL = D_{\text{pump}} - \frac{PIP}{0,433 * \gamma_L}$$

$$NVL = 9180 - \frac{420,97}{0,433 * 0,895}$$

$$NVL = 8093,96 \text{ pies}$$

b. Pérdida de carga por fricción

$$\frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} = \frac{2,083 * \left(\frac{100 Q_f}{34,29 C}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}}$$

$$\frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} = \frac{2,083 * \left(\frac{100 * 500}{34,29 * 120}\right)^{1,85}}{2,992^{4,8655}}$$

$$\frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} = 1,021 \left(\frac{psi}{pie}\right)$$

$$H_{\text{fricción}} = \frac{\text{pérdidas}}{\text{pie}} * D_{\text{pump}}$$

$$H_{\text{fricción}} = \frac{1,021}{1000} * 9180$$

$$H_{\text{fricción}} = 9,38 \text{ pies}$$

c. Presión de cabeza

$$H_{\text{THP}} = \frac{\text{WHP}}{0,433 * \gamma_L}$$

$$H_{\text{THP}} = \frac{200}{0,433 * 0,895}$$

$$H_{\text{THP}} = 515,96 \text{ pies}$$

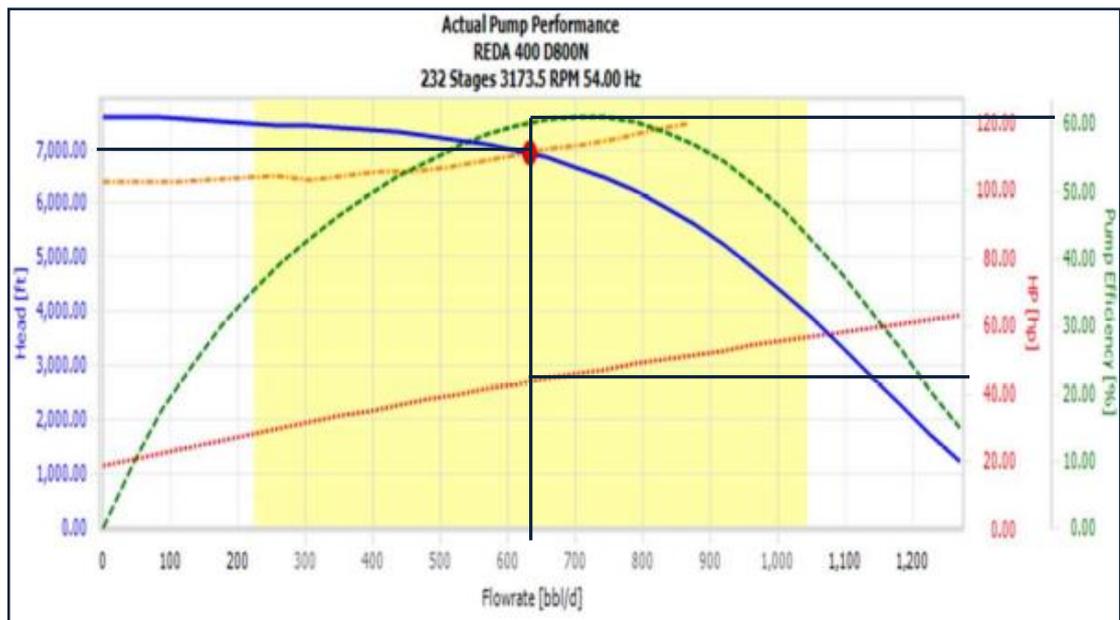
$$\text{TDH} = \text{NVL} + H_{\text{fricción}} + H_{\text{WHP}}$$

$$\text{TDH} = 8093,96 + 9,38 + 515,96$$

$$\text{TDH} = 8619,32 \text{ pies}$$

7. Selección de la bomba

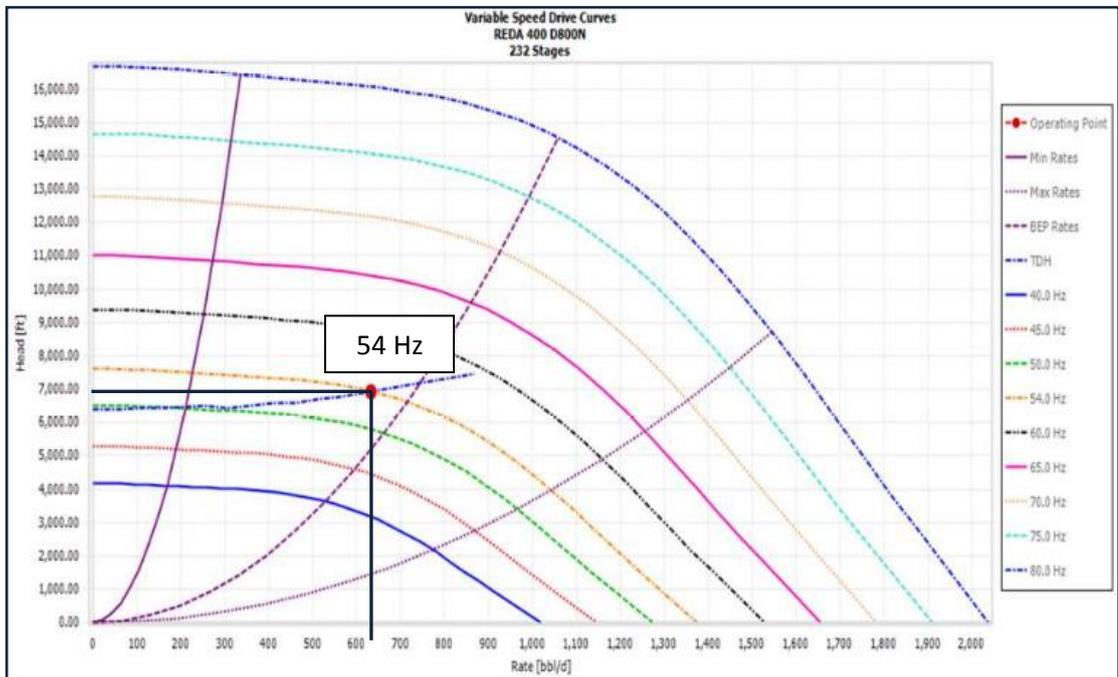
Con los resultados previos, se selecciona el tipo de bomba según catálogos de empresas con bombas electrosumergibles a disposición, dado que el caudal a la entrada de la bomba es 633,61 bfpd, se presenta las diferentes opciones que se estudiaron para seleccionar la bomba para este pozo:



FUENTE: REDA (2005), SLB (Schlumberger, 2005)

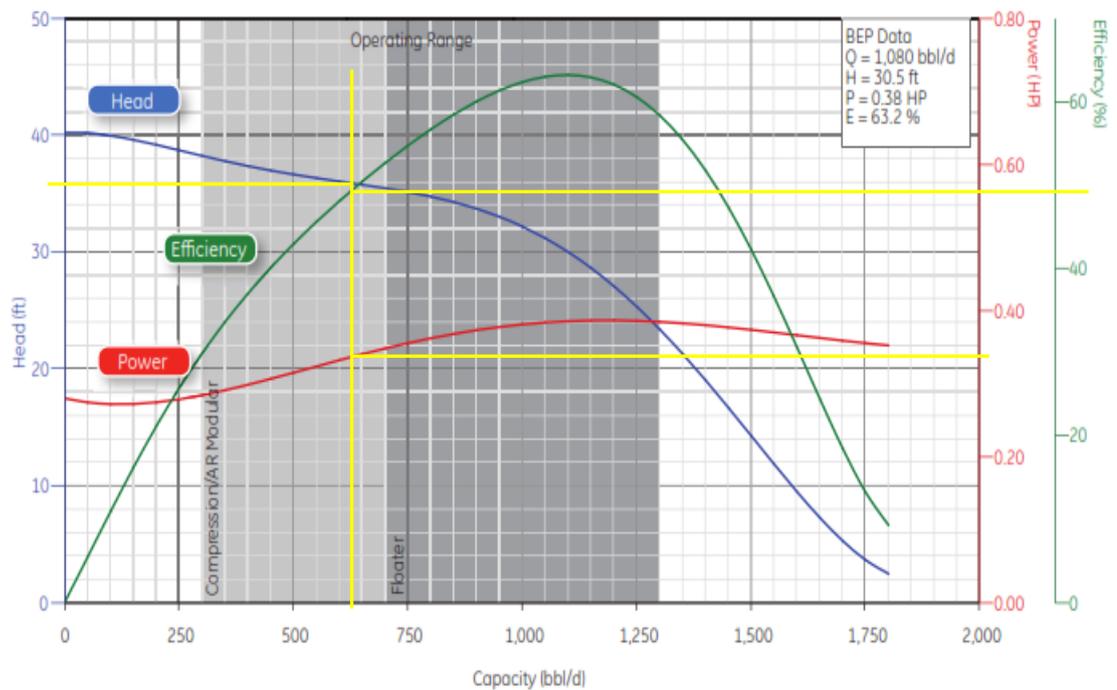
De la curva de rendimiento se obtiene los siguientes datos:

Bomba	Serie	Caudal mínimo (bfpd)	Caudal óptimo (bfpd)	Caudal máximo (bfpd)	HP/etapa	Head (ft)	E(%)
D800N	400	250	600	1150	45	7000	61



FUENTE: REDA (2005), SLB (Schlumberger, 2005)

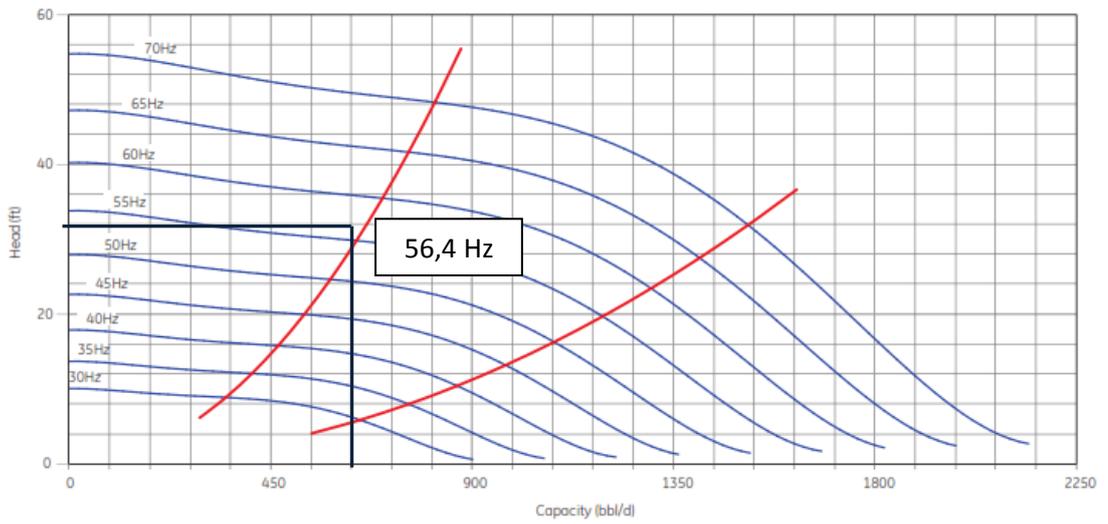
TD 1000, 1 stg@60Hz 3500 RPM. SG-1.0



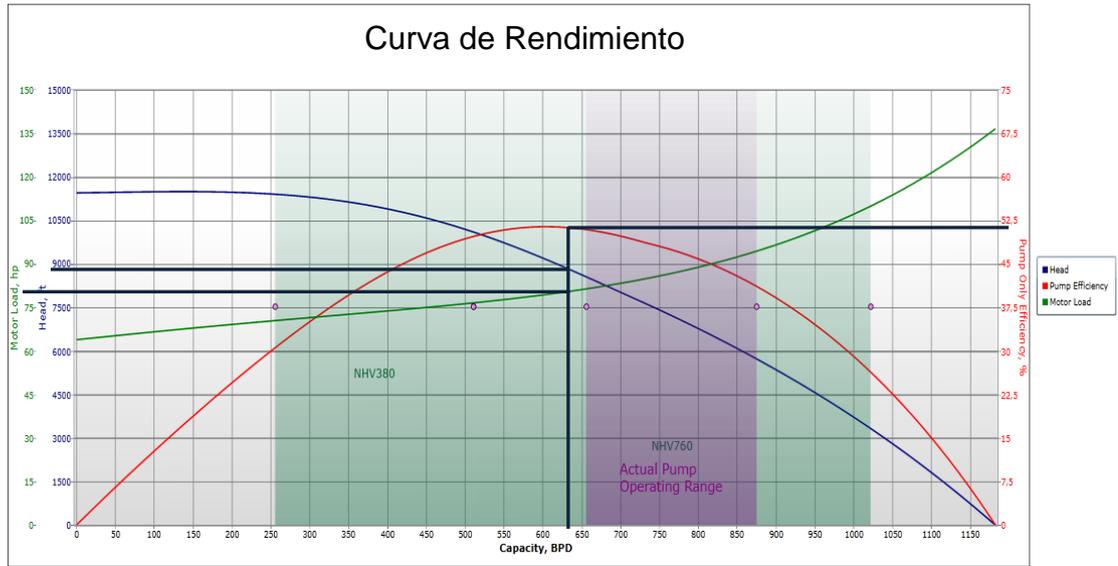
FUENTE: TD 1000_ PRODUCT CATALOG. GE & GAS (GE OIL & GAS, 2013)

De la curva de rendimiento se obtiene los siguientes datos:

Bomba	Serie	Caudal mínimo (bfpd)	Caudal óptimo (bfpd)	Caudal máximo (bfpd)	HP/etapa	ft/etapa	E(%)
TD1000	400	250	1080	1300	0,34	36	51



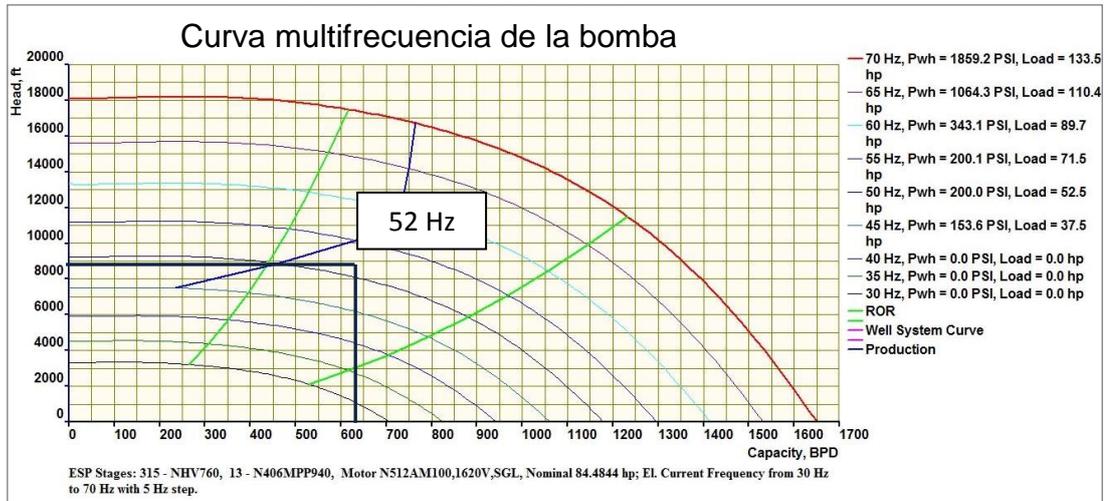
FUENTE: TD 1000_ PRODUCT CATALOG. GE & GAS (GE OIL & GAS, 2013)



FUENTE: NOVEMETECUADOR (Novomet)

De la curva de rendimiento se obtiene los siguientes datos:

Bomba	Serie	Caudal mínimo (bfpd)	Caudal óptimo (bfpd)	Caudal máximo (bfpd)	HP/etapa	Head (ft)	E(%)
NHV760	400	655,5	760	874,9	78	8800	51



FUENTE: NOVEMETECUADOR (Novomet)

Características de las bombas			
	SLB	GE	NOV
Tipo Bomba	D800N	TD1000	NHV760
Numero etapas	286	266	312
Número de cuerpos	2	2	2
TDH / etapa	34,7	36,0	31,0
Rango Mínimo	250,0	250,0	528,0
Rango Máximo	1150,0	1300,0	1057,0
Amplitud del rango	900	1050	529,0
Frecuencia de operación	54	56,4	52
Precio BES	142.735,44	136.328,37	198.611,66

Se seleccionó la bomba **TD1000** de la Empresa General Electric Oil & Gas con frecuencia de operación de 56,4 Hz. Debido a las condiciones que presenta la misma y por el precio que ésta tiene.

8. Número de etapas

$$\text{N}^\circ \text{ total de etapas} = \frac{\text{TDH}}{\left(\frac{\text{ft}}{\text{etapa}}\right)}$$

$$\text{N}^\circ \text{ total de etapas} = \frac{8619,32 \text{ pies}}{36 \text{ pies/etapa}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ total de etapas} = 239,43 \cong 240 \text{ etapas}$$

Detalles de la bomba seleccionada:

Bomba	Serie	Housing	Nº De etapas	Peso (lbs)	Longitud (pies)
TD1000	400	15	133	568	21,8
TD1000	400	15	133	568	21,8
			266		

9. Potencia del motor

$$\text{BHP} = \text{Número de etapas} * \left(\frac{\text{HP}}{\text{etapas}}\right) * \gamma_L$$

$$\text{BHP} = 240 * (0,34) * 0,895$$

$$\text{BHP} = 73,05 \text{ HP}$$

10. Selección del Motor

La potencia mínima del motor trabajando al 85% de eficiencia es:

$$\mathbf{BHP_{min.requerido} = 1,15 * BHP}$$

$$BHP_{min.requerido} = 1,15 * 84,36$$

$$BHP_{min.requerido} = 84,01 \text{ HP}$$

Anteriormente se escogió la bomba de la compañía GE Oil & Gas por lo que se escogerá la bomba ésta ofrece y tiene las siguientes características:

Descrip.	OD (in)	Potencia (HP)	Voltaje (V)	Amperaje (A)	RPM	E (%)
TR5 STD	4,06	120	2165	33	3338,41	81,2

Se escoge motores que utilicen voltajes altos para que el amperaje sea bajo y así reducir las pérdidas de voltaje en el cable de potencia.

11. Selección del cable eléctrico

Por disposición de la operadora del Campo, se utilizará el cable #2 con capilar de 3/8". La longitud del cable es:

$$\mathbf{D_{cable} = D_{pump} + 100}$$

$$D_{cable} = 9180 + 100 \text{ pies}$$

$$D_{cable} = 9280 \text{ pies}$$

Por recomendación de los fabricantes, se debe verificar la caída de voltaje, que no sea mayor a 30 voltios/1000 pies:

$$\left(\frac{\Delta \text{Volt}}{1000 \text{ pies}} \right) = 9,24 \text{ V} < 30 \text{ V (ok)}$$

Entonces la pérdida de voltaje en el cable es:

$$\Delta \text{Volt} = \frac{\Delta \text{Volt}_{68^\circ\text{F}} * D_{\text{cable}}}{1000}$$

$$\Delta \text{Volt} = \frac{9,24 * 9280}{1000}$$

$$\Delta \text{Volt} = 85,74 \text{ V}$$

Detalles del cable seleccionado:

Descripción	Calibre	Pérdida de Voltaje /1000'	Pérdida de Voltaje (V)	Amperaje (A)	Longitud (pies)
ESP FLT450 # 2	3/8 in	9,24 V	85,74	22,5	9280

12. Voltaje superficial requerido

$$\text{Volt}_{\text{superficie}} = \text{Volt}_{\text{motor}} + \Delta \text{Volt}$$

$$\text{Volt}_{\text{superficie}} = 2165 + 85,74$$

$$\text{Volt}_{\text{superficie}} = 2250,74 \text{ V}$$

13. Selección del transformador

$$\text{KVA} = \frac{\text{Volt}_{\text{superficie}} * \text{Amp}_{\text{motor}} * \sqrt{3}}{1000}$$

$$\text{KVA} = \frac{2250,74 * 33 * \sqrt{3}}{1000}$$

$$\text{KVA} = 128,65 \text{ KVA}$$

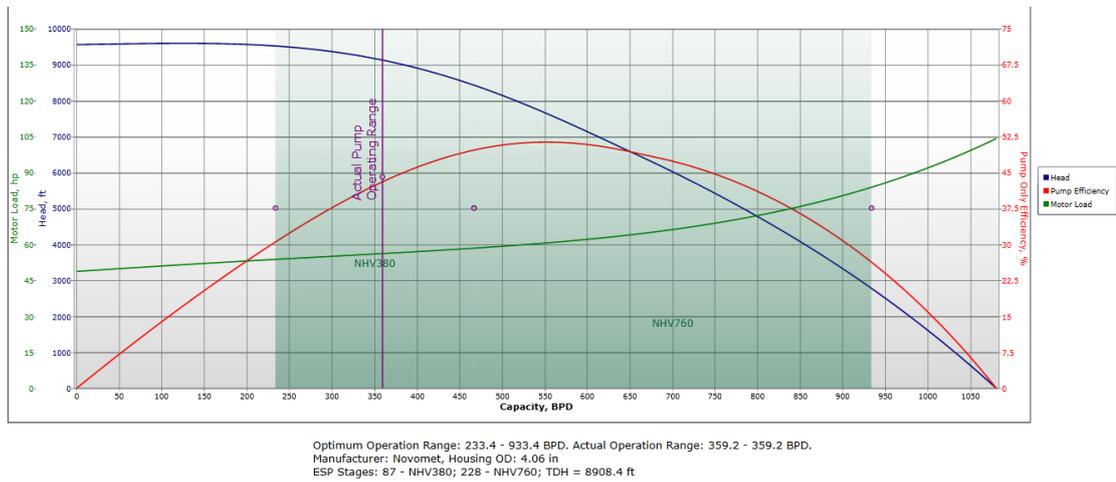
Se selecciona 2 transformadores, uno reductor y otro elevador para que cumplan ambas funciones. El transformador reductor puede llevar de 13800KV a 480V trabajando a 60 Hz.

ANEXO 7

Curva de comportamiento de las bombas seleccionadas para los pozos en estudio

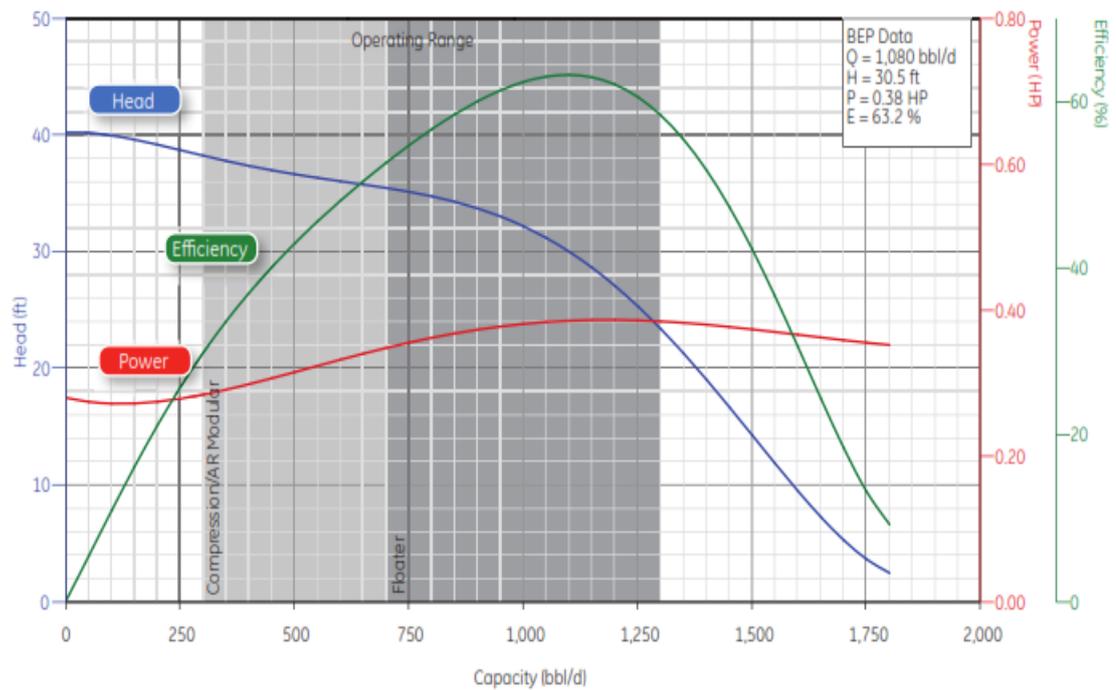
POZO FICT – 100

BOMBA: NHV760, Cía. NOVEMET ECUADOR



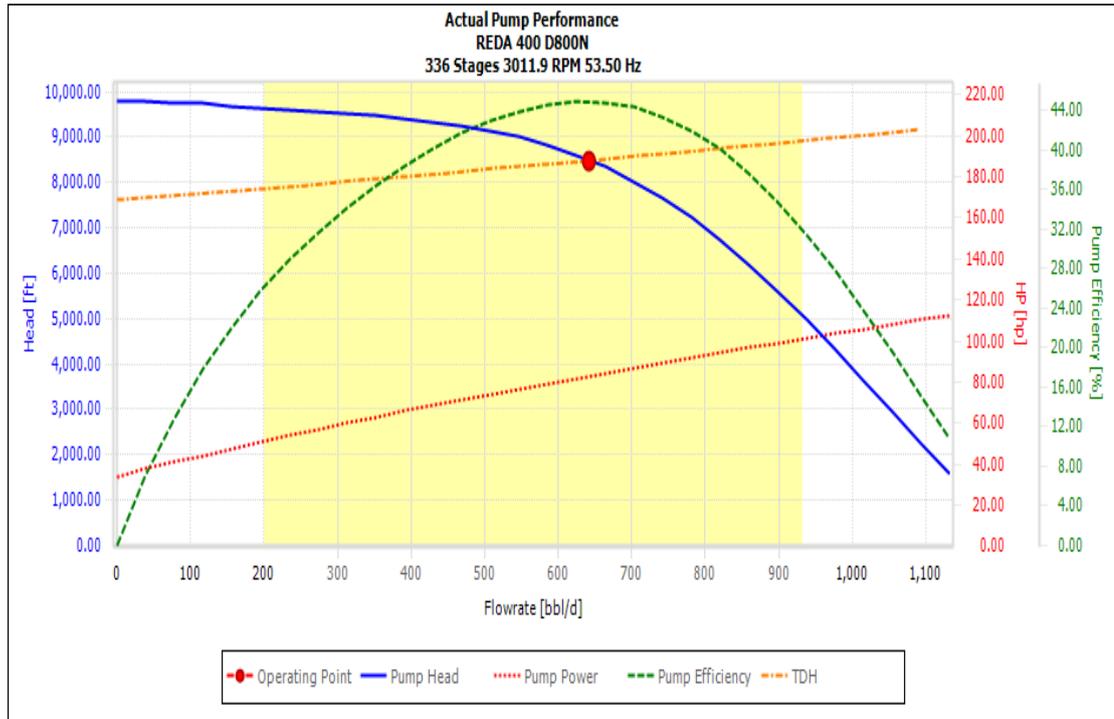
POZO FICT – 200

BOMBA: TD 1000, Cía. GE OIL & GAS



POZO FICT – 300

BOMBA: D800N, Cía. Schlumberger



POZO FICT – 301

BOMBA: NF(130-250)H, Cía. NOVOMET ECUADOR

COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA - CONDICIÓN INICIAL



Condiciones Iniciales para el Diseño:
IP = 0,642 Bbl/psi, W.C. = 10% , API = 29,5 , Q = 358,10 BFPD

ANEXO 8

Esquema mecánico para implementar el sistema BES

FICT - 100

DIAGRAMA PROPUESTO - BES

COMPLETACION : 14 - MAYO - 2009

W.O. - 01 30-SEPT-2009

RTE : 934'
GLE : 898'
RT : 34'

36'

2535'

CABLE CON CAPILAR 3/8"

20" CASING PILOTEADO

1 TUBO, J-55, 106,5 LBS/PIE

9 5/8" CASING SUPERFICIAL:

149 TUBOS, C-95, 47 LBS/PIE, BTC R-3

9 5/8" ZAPATO GUIA CEMENTADO CON:
1310 SxS CEMENTO CLASE "A"

7" CASING

264 TUBOS, C-95, 26 LBS/PIE, BTC.

3 1/2" EUE N-80, 9,3 LB/PIE, TUBOS CLASE "B"

3 1/2" EUE, CAMISA

3 1/2" EUE N-80, 1 TUBO

3 1/2" NO-GO

3 1/2" EUE N-80, 1 TUBO

3 1/2" x 2 7/8" X-OVER

DESCARGA

BOMBA

SEPARADOR DE GAS

INTAKE

PROTECTOR

PROTECTOR

MOTOR

SENSOR

7" CENTRALIZADOR

ARENA "Hinf"

9910' - 9918' (8') A 15 DPP

9918' - 9925' (7') A 5 DPP

9990'

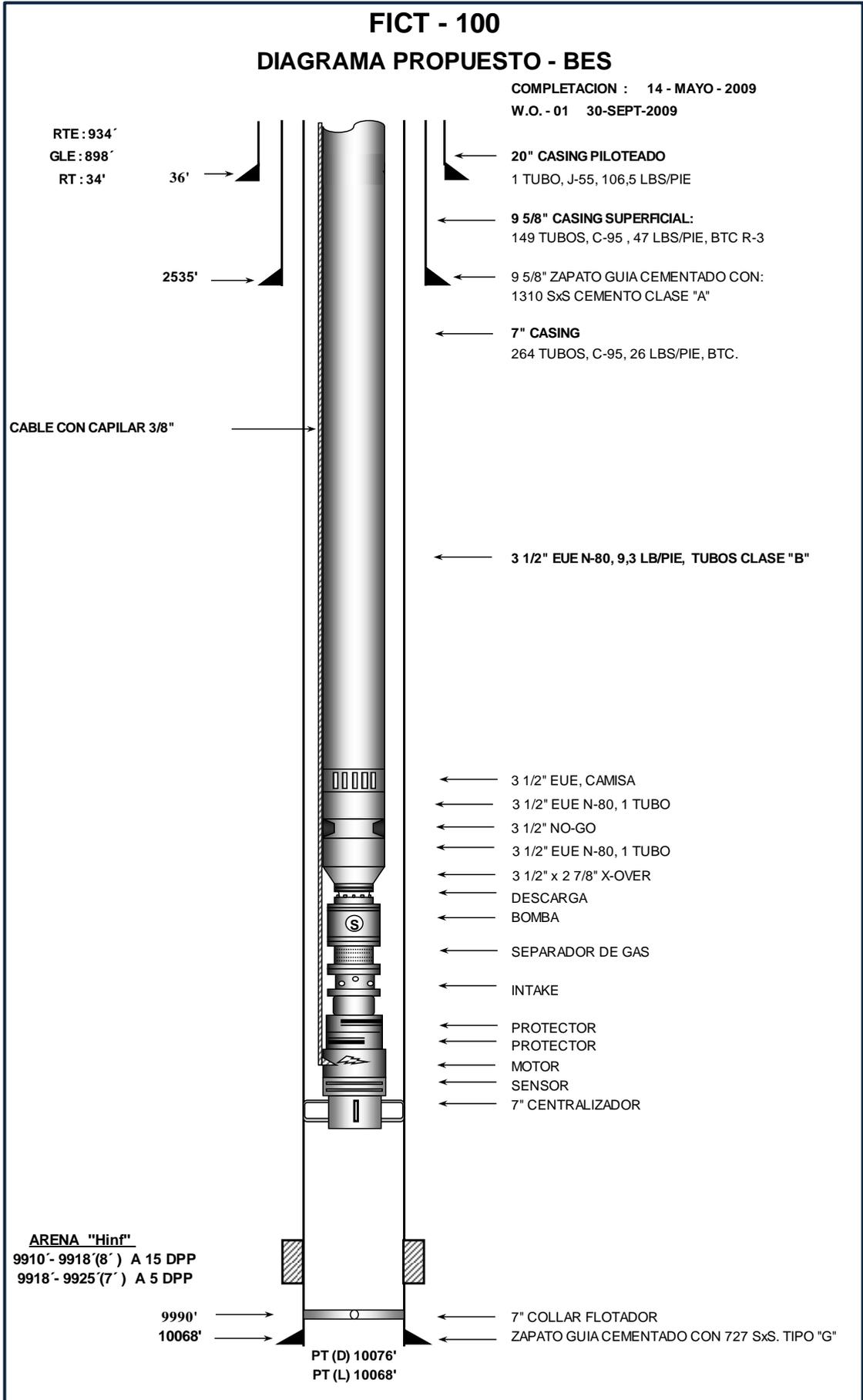
10068'

7" COLLAR FLOTADOR

ZAPATO GUIA CEMENTADO CON 727 SxS. TIPO "G"

PT (D) 10076'

PT (L) 10068'

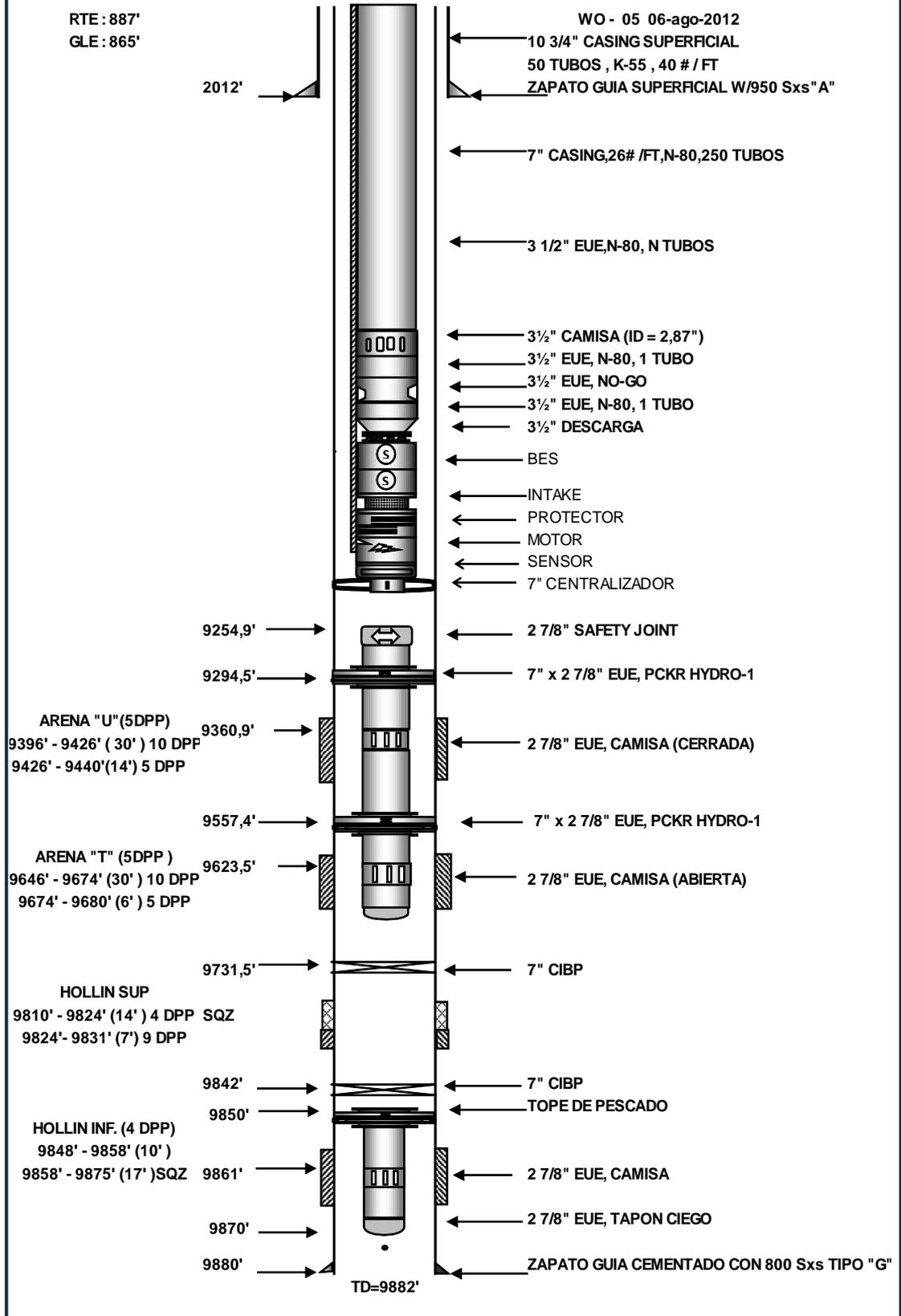


FICT - 200

DIAGRAMA PROPUESTO W.O.-06

COMPLETACION : 02-JULIO-1987

RTE : 887'
GLE : 865'



FICT - 300

DIAGRAMA PROPUESTO W.O.- 6

FECHA DE PERFORACION : 21-NOV-2012

W.O. # 01: 23 - JUNIO - 2013

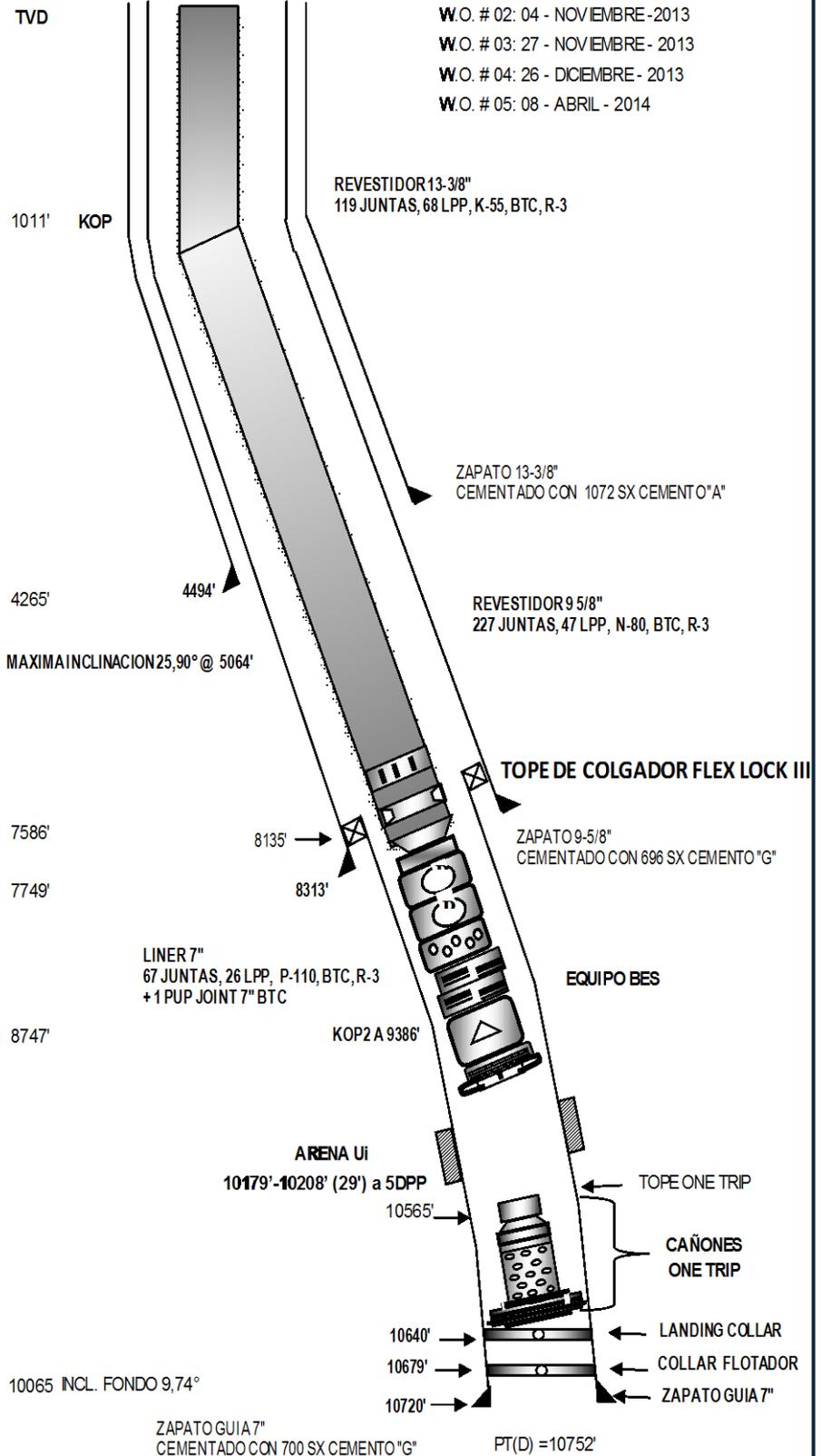
W.O. # 02: 04 - NOVIEMBRE - 2013

W.O. # 03: 27 - NOVIEMBRE - 2013

W.O. # 04: 26 - DICIEMBRE - 2013

W.O. # 05: 08 - ABRIL - 2014

RTE: 891,2 PIES
GLE: 854,8 PIES
36,48 PIES



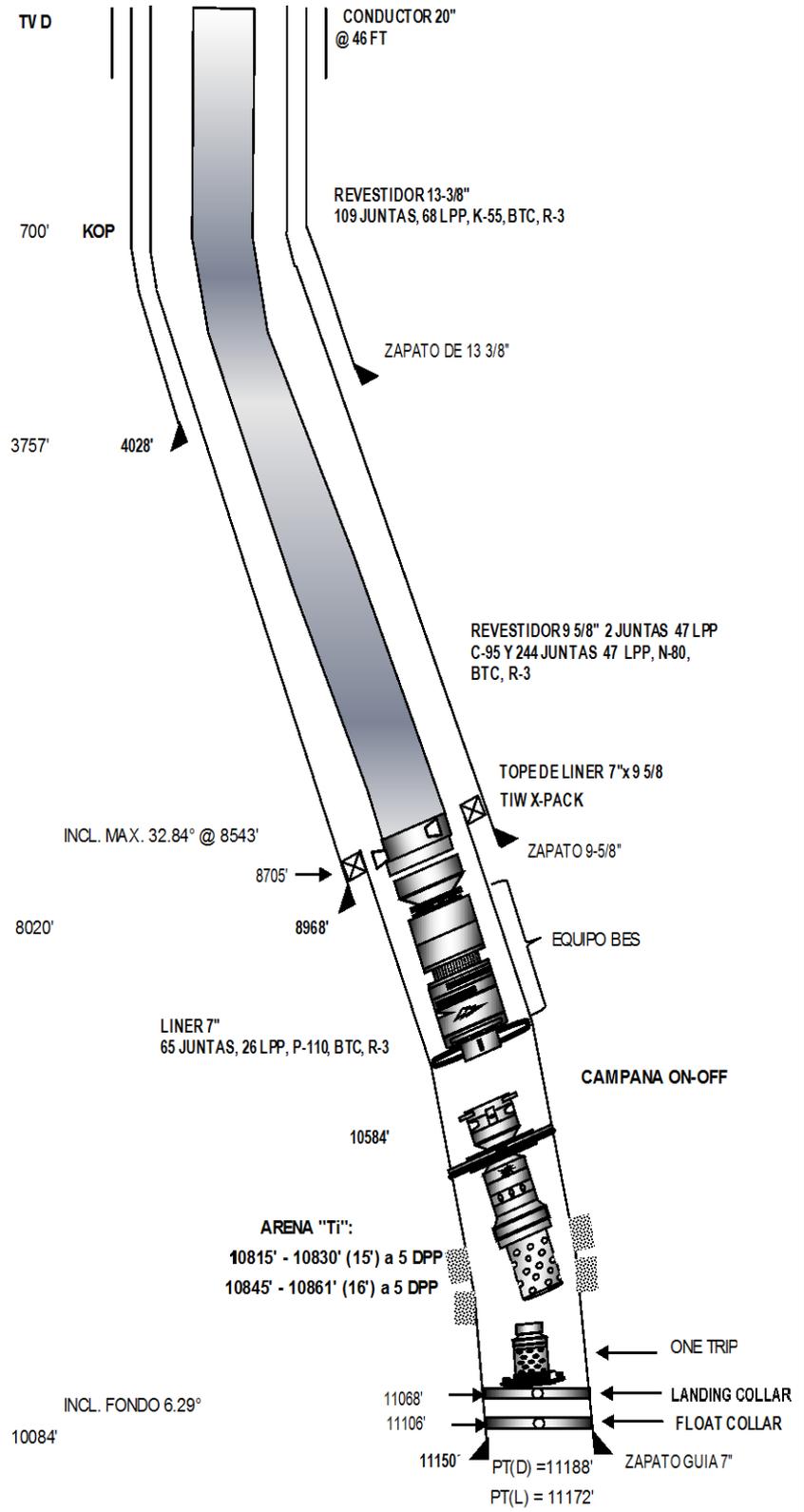
FICT - 301

DIAGRAMA PROPUESTO W.O.- 04

ESTIMATIVO No.

FECHA DE COMPLETACION: 23-abr-13

RTE 877,5 HES
 GLE 841,5 HES
 36 HES



BIBLIOGRAFÍA

1. Baby, P. (1997). En *Modelo estructural de la parte norte de la cuenca oriente ecuatoriana* (pág. 31).
2. Baby, P. (2004). En *La cuenca oriente geología y petróleo* (pág. 295).
3. Baker Hughes. (1998). *Centrilift*. Recuperado el 30 de Junio de 2016, de <http://www.bakerhughes.com/>
4. Bradley, H. B. (1992). *Petroleum Engineering Handbook*. SPE.
5. Castillo, V. (s.f.). *Nomenclatura y formulación bombeo hidráulico Jet*.
6. GE OIL & GAS. (2013). TD 1000 . *Product Catalog*.
7. Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). Electrical Submersible Pump. En *Petroleum Production Engineering: A Computer - Assisted Approach* (págs. 208-209). Elsevier Science & Technology Books.
8. Halliburton. (s.f.). *Modelamiento estático y dinámico de los reservorios Hollín, U, T y Basal Tena*.
9. Ingeniería de Campo, FICT. (s.f.). *Costos de reacondicionamiento*.
10. Landázuri, J., & Quintana, A. (2011). *Análisis y simulación matemática de motores usados en sistema de bombeo electrosumergible*. Quito.
11. Novomet. (s.f.). Complete ESP systems.
12. Schlumberger. (2005). REDA. *Catálogo de bombas eléctricas*.
13. Schlumberger. (2009). *Artificial Lift Field Operations Reference Manual - Downhole*.
14. Secretaría de hidrocarburos. (s.f.). Recuperado el 6 de Junio de 2016, de <http://www.she.gob.ec>
15. Vaca Urbina, G. (s.f.). Fundamentos de Ingeniería Económica.