

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BES A POWER OIL, INSTALANDO UNA MTU AL POZO AVILEON-01 DEL CAMPO AVILEON”

PROYECTO INTEGRADOR

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Diana Mariana Avilés Ortega

Mercedes del Carmen León Chele

Director de Proyecto Integrador:

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez

Guayaquil – Ecuador

2016

AGRADECIMIENTO

A Dios por permitirnos llegar a culminar este trabajo con éxito, a nuestros familiares por apoyarnos cuando más lo necesitamos, y motivarnos cuando estábamos a punto de flaquear.

Al Ing. Cesar Venegas Paz por compartir sus conocimientos, experiencias vividas en el campo, brindarnos la información y su ayuda para poder desarrollar este trabajo.

Al Ing. Ronald Guichay por ayudarnos con información que requeríamos para la ejecución del tema.

A todos los docentes de la ESPOL, en especial al Ing. Xavier Vargas por brindarnos sus conocimientos y formarnos para la vida profesional.

A nuestros amigos y todas las personas que nos alentaron para seguir adelante y culminar con éxito este trabajo.

DEDICATORIA

Principalmente dedicada a Dios, por guiarme, sostenerme y brindarme su amor inconmensurable en todo momento.

A mi mamá la Sra. Mariana Ortega Taday por su amor, dedicación, esfuerzo constante, por fomentar en mí principios morales y el amor a Dios, ser amiga, consejera, animadora, por todo esto y más es mi EJEMPLO DE MUJER.

A mi hermana la Srta. Karla Ortega Taday por ser un apoyo fundamental en cualquier asunto que emprenda, por su cariño y complicidad.

A mi regalo de Dios, mi bebé Emma Sofía Venegas Avilés que ilumina mis días.

A mis amigos, los cuales a lo largo de mi carrera me han hecho sentir que cuento con ellos en cualquier circunstancia, en especial a la Srta. Jessica Yanza por ser más que amiga, una hermana.

Diana Mariana Avilés Ortega

DEDICATORIA

A Dios por permitirme cumplir con éxito esta meta, a mi familia por el apoyo incondicional que me brindan, a mi mamá la Sra. Ibetty Chele Villegas por el amor, esfuerzo, dedicación y ejemplo de superación que me inculcó para salir adelante.

A la Arq. Miriam Chele Villegas (+) quien más que ser mi tía fue como otra mamá, un pilar fundamental en mi vida por todas sus enseñanzas, inculcándome valores, principalmente a perseverar y no dejarme vencer por las adversidades.

A mi tía Leticia Chele Villegas por haberme recibido en su hogar durante toda mi etapa universitaria.

A todos mis amigos y personas particulares que creyeron en mí y apoyaron para poder cumplir esta meta.

Mercedes del Carmen León Chele

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez
DOCENTE DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Danilo Arcentales Bastidas
COORDINADOR DE CARRERA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

Diana Mariana Avilés Ortega

Mercedes del Carmen León Chele

RESUMEN

El presente trabajo se realizó con la finalidad de determinar los beneficios que se obtendrían al cambiar el Sistema de Levantamiento Artificial: Bombeo Electrosumergible (BES) a Bombeo Hidráulico utilizando una MTU (Unidad Móvil de Prueba) en el campo AVILEON específicamente en el pozo AVILEON-01; tomando en cuenta las características petrofísicas del yacimiento, sistemas de producción instalados en el pozo de estudio.

En este trabajo consideramos los componentes y parámetros con los que trabajan tanto el sistema BES y Bombeo Hidráulico, luego de la observación por menorizada que le hemos hecho al pozo que produce con BES y la disminución paulatina de la producción a niveles antieconómicos para realizar un estudio y comparaciones y así poder determinar con que bomba es recomendable trabajar dadas las condiciones del pozo en estudio.

Este trabajo se desarrolló en 5 capítulos entre los cuales se detallan la historia, ubicación y litología del campo; se describen las características, ventajas y desventajas en la aplicación de los sistemas en estudio como son: Sistema de Bombeo Electrosumergible y Bombeo Hidráulico; se realiza un análisis técnico y económico entre la aplicación de los SLA de estudio; y finalmente se presentan las recomendaciones y conclusiones, al igual que las tablas y anexos utilizados en el desarrollo del trabajo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS.....	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.3 UBICACIÓN	3
1.4 GEOLOGÍA.....	4
1.5 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	5
2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	
2.1 DEFINICIÓN DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (BES)	
8	
2.2 COMPONENTES DEL EQUIPO.....	10
2.3 INSTALACIÓN, ARMADA Y BAJADA DEL EQUIPO BES MEDIANTE	
WO (WORK OVER)	34
2.4 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LEVANTAMIENTO	
ARTIFICIAL BES.....	35
2.5 CAUSAS DE LA REDUCCIÓN EN LA PRODUCCIÓN	35
2.6 DIAGNÓSTICO Y UTILIZACIÓN DE MÉTODOS PARA RECUPERAR	
LA PRODUCCIÓN:	38
2.7 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ÉSTA	
PROBLEMÁTICA.	41
3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL BOMBEO HIDRÁULICO Y UNIDAD MÓVIL	
DE PRUEBA (MTU).	
3.1 BOMBEO HIDRÁULICO	42
3.2 BENEFICIOS (UTILIDAD)	46
3.3 RAZONES PARA PREFERIR BOMBAS PISTÓN O JET	49
3.4 DAÑOS PRINCIPALES DE LAS BOMBAS PISTÓN Y JET	51
3.5 MTU (UNIDAD MÓVIL DE PRUEBA)	52
3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS HIDRÁULICAS CON	
MTU Y JET	56
3.7 RESTRICCIÓN DEL USO DE BOMBA DE PISTÓN UTILIZANDO MTU	
57	

4 ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BES A BH INSTALANDO UNA MTU EN EL POZO AVILEON-01	
4.1 RAZONES POR LAS QUE SE EFECTÚA EL CAMBIO:.....	58
4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DE LA MTU Y PUESTA EN PRODUCCIÓN DEL POZO AVILEON-01	62
4.3 MEDICIÓN DE GAS A TRAVÉS DEL MÉTODO PLACA ORIFICIO (PRUEBA DE POZO)	67
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	70
5 RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	
5.1 CONCLUSIÓN:.....	76
5.2 RECOMENDACIONES:	77
ANEXOS.....	79
ANEXO A: TABLAS PARA CALCULAR FB	
ANEXO B: COSTOS DE REALIZAR WORK OVER	
ANEXO C: PRUEBA DE POZO REALIZADA AL POZO AVILEON-01	
BIBLIOGRAFÍA.....	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del campo AVILEON	3
Figura 1.2 Mapa estructural del campo AVILEON.....	4
Figura 1.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriente	5
Figura 2.1 Bombeo Electrosumergible.....	9
Figura 2.2 Componentes del Equipo BES.....	10
Figura 2.3 Bomba: Impulsor y Difusor.....	11
Figura 2.4 Tipos de Cables.....	15
Figura 2.5 Cable capilar.....	16
Figura 2.6 Tipos de packers mecánicos.....	21
Figura 2.7 Packer Recuperable TKR1.....	22
Figura 2.8 Cross Over.....	23
Figura 2.9 Extremo del Pump Joint.....	23
Figura 2.10 Tipos de Niple.....	24
Figura 2.11 Tipos de Protectores.....	25
Figura 2.12 Componentes del separador de Gas.....	30
Figura 2.13 Protector de cable.....	31
Figura 2.14 Conexión macho y hembra en tuberías.....	33
Figura 3.1 Sistema de Bombeo Hidráulico	43
Figura 3.2 Bomba Pistón.....	44
Figura 3.3 Partes de la Bomba Jet Claw	45
Figura 3.4 Unidad Móvil de Prueba.....	52
Figura 4.1 Esquema de la MTU.....	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Condiciones Limitantes de Operación. Fuente: (Patricio Jaya)	50
Tabla II “Manual para Operaciones de Campo”	55
Tabla III “Operaciones de Bombas Jet”. (Patricio Jaya)	61
Tabla IV Detalle del flujo de caja	74
Tabla V Obtención del valor Fb. Fuente: (Jimmy Proaño, 2012)	81
Tabla VI Factor de Gravedad. Fuente: (Jimmy Proaño, 2012)	83
Tabla VII Obtención del factor Fff, temperatura de fluencia dados °F. Fuente: (Jimmy Proaño, 2012).....	86
Tabla VIII Obtención del factor Fff, temperatura de Fluencia dados °C. Fuente: (Jimmy Proaño, 2012).....	88
Tabla IX Fuente: Tesis “Teoría y Práctica sobre medidores de Orificio” (Jimmy Proaño, 2012)	89

ABREVIATURAS

BES: Bombeo Electro Sumergible
BH: Bombeo Hidráulico
BPPD: Barriles de Petróleo por Día
BFPS: Barriles de Fluidos por Día
BAPD: Barriles de Agua por Día
BIPD: Barriles de Inyección por Día
BSW: corte de agua, %
API: American Petroleum Institute
MTU: Unidad Móvil de Prueba
Psep: Presión del separador
UI: Arena U inferior
TI: Arena T inferior
CTK: Contra tanque
S/L: Slickline
Bbl: Barriles
TIR: Tasa interna de retorno
VAN: Valor actual neto
WO= Work over

SIMBOLOGÍA

Pc: Presión de cabeza
Pm: Presión del manifold
Ps = Presión estática (Psi)
Ph = Presión diferencial (Psi)
Fb = Factor básico del diámetro de orificio
Fr = Factor de número de Reynolds
Y = Factor de expansión
Fpb = Factor de presión base
Ftb = Factor de temperatura base
Ftf = Factor de temperatura fluyente
Fg = Factor de gravedad específica
Fpv = Factor de supercompresibilidad
Fm = Factor manométrico
Fa = Factor de expansión térmica
Fl = Factor de latitud
Q = Caudal [MPCPD]
C= constante de orificio

INTRODUCCIÓN

El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico es uno de los más importantes que existe en el mundo y particularmente en el Ecuador, aunque últimamente en nuestro país ha ido perdiendo espacio principalmente en la empresa estatal PETROAMAZONAS, como resultado de la disputa que existe entre compañías de servicio que operan a nivel mundial tales como: Schlumberger, Halliburton, Weatherford, entre otras; y la nueva matriz productiva que el gobierno piensa implementar a partir del año 2017, la misma que se basa en utilización de energía limpia (energía hidroeléctrica), dejando de lado todo aquello que representa generación de energía con elementos que se derivan de sustancias fósiles como: carbón, hidrocarburos, etc.

Consecuentemente tendríamos energía eléctrica de sobra que fácilmente sería utilizables en las facilidades superficiales para equipos BES.

Debemos hacer hincapié en que el Bombeo Hidráulico es de gran utilidad en situaciones en las cuales no se haya implementado facilidades de producción que permitan implementar Bombeo Hidráulico convencional, es decir, una estación de recolección y bombeo con tanque de lavado, tanque de surgencia y un tanque de oleoducto con crudo limpio, libre de agua, y una línea de Power Oil que distribuya este fluido motriz a todos los pozos que tienen un BHA de fondo para bomba hidráulica pistón o jet.

Para nuestro caso en particular tomamos uno de los tantos pozos cerrados, o que la producción ha ido declinando paulatinamente, y luego de realizarle varios reacondicionamiento el método BES ya no es el apropiado, es anti técnico, antieconómico, o sencillamente el pozo no aporta, y definitivamente para poder recuperar algo de producción la única alternativa es implementar una bomba Jet con una unidad MTU tal como se muestran en los resultados al implementar este método.

ANTECEDENTES

Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son mecanismos de carácter externo a la formación de producción, los cuales son implementados cuando la energía del pozo no es suficiente para producir el crudo por sí mismo (flujo natural) o cuando la tasa es inferior a la deseada. Estos mecanismos se encargan de llevar el fluido desde la formación a una determinada tasa. (Oil-Mail, 2011)

Los SLA trabajan de formas diferentes dependiendo de lo que se desee hacer en el pozo esto puede ser reactivar el flujo en pozos inactivos o incrementar la tasa de producción en pozos activos. Estos sistemas se categorizan basándose en dos principios: alterar las propiedades físicas del fluido, o,

agregar diferencial de presión necesario mediante el uso de bombas. (Oiler, 2013)

Entre los principales métodos o sistemas de levantamiento artificial tenemos Bombeo Mecánico (Bombeo Neumático), Gas Lift, Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Electro-Sumergible y Bombeo Hidráulico; y entre los SLA con métodos no convencionales: Chamber Lift, Plunger Lift, Recoil, y sistemas combinados. (Oil-Mail, 2011)

Los sistemas de levantamiento artificial a estudiar en el presente trabajo son el Bombeo Electro sumergible y el Bombeo Hidráulico; realizando estudios y comparaciones para determinar la factibilidad del cambio de sistema, dadas las condiciones del pozo en estudio.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la dificultad que encontramos para obtener información real por parte de las operadoras privadas y de la estatal PETROAMAZONAS nos hemos visto obligadas a crear ficticiamente nombre de pozos, campos y operadoras para desarrollar este estudio, siempre enmarcados en las técnicas y leyes que gobiernan todas las etapas en la industria petrolera.

Los parámetros de geología regional, del petróleo, del subsuelo así como los parámetros petrofísicos de un pozo son extraídos e interpolados de un pozo real hacia el pozo AVILEON-01.

La producción con la que arrancó el pozo AVILEON-01 en diciembre de 1978 fue de 448 BPD con un crudo de 31ºAPI, el cual provenía de la arena “T”.

Actualmente el pozo presenta problemas por depletación de la presión en la arena U inferior, razón por la que se la presión ha disminuido por debajo del punto de burbuja en varios pozos afectando la producción. (Conde, 2012)

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

El objetivo de este trabajo es explicar las bondades que brinda el sistema de Bombeo Hidráulico tipo Jet implementando una MTU como respuesta a la necesidad imperiosa de la operadora al tener pozos cerrados por diferente índole con su correspondiente pérdida de producción y no haber otra alternativa de respuesta inmediata con costos manejables en momentos de crisis.

1.2.2 Objetivo Específico

- Describir los parámetros de funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Electro Sumergible y Bombeo Hidráulico.

- Realizar un análisis técnico y económico para determinar la factibilidad de realizar un cambio de Bombeo Electro Sumergible a Bombeo Hidráulico utilizando una MTU.

1.3 UBICACIÓN

El pozo AVILEON-01 se encuentra ubicado en el campo AVILEON, en la provincia de Sucumbíos. Como se muestra en la Figura 1.

ESPOL es la empresa operadora del campo AVILEON, que está ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador, con una extensión de 350 Km² aproximadamente. (Morocho, 2007)

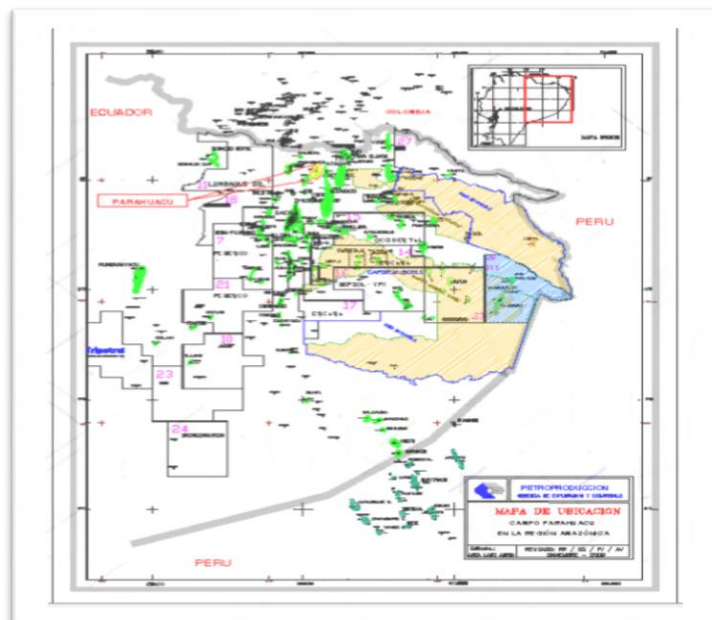


Figura 1.1 Ubicación del campo AVILEON

1.4 GEOLOGÍA

El campo AVILEON se encuentra ubicado sobre el flanco norte del arco de la trans-cuenca, la cual separa la cuenca oriente de Ecuador y Perú, por el sur de la cuenca Putumayo en Colombia. (Morocho, 2007)

El campo AVILEON está constituido por un anticlinal alargado con dirección Norte- Sur de 15 Km de largo, y 2.5 Km de ancho promedio, limitado por una falla inversa al Este y el lado Oeste levantado. (Figura 2). (Conde, 2012)

En el campo AVILEON están las formaciones Napo y Tena con presencia de hidrocarburos, siendo las zonas productoras las areniscas: Basal Tena (secundaria), Napo "U" y Napo "T". (Conde, 2012)

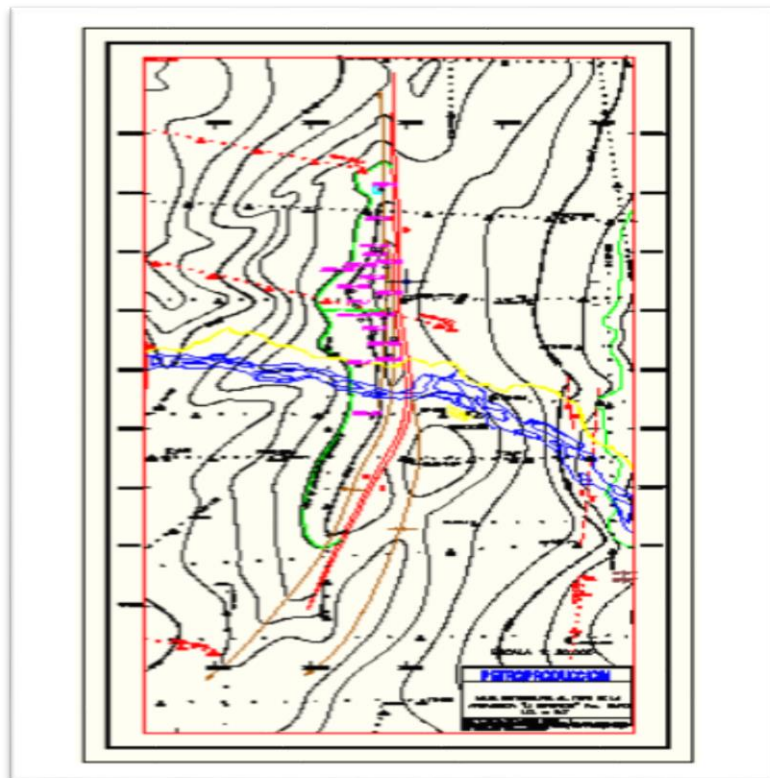


Figura 1.2 Mapa estructural del campo AVILEON

1.5 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

A continuación se detalla la columna estratigráfica de la Cuenca Oriente. Especialmente de las formaciones cretácicas.

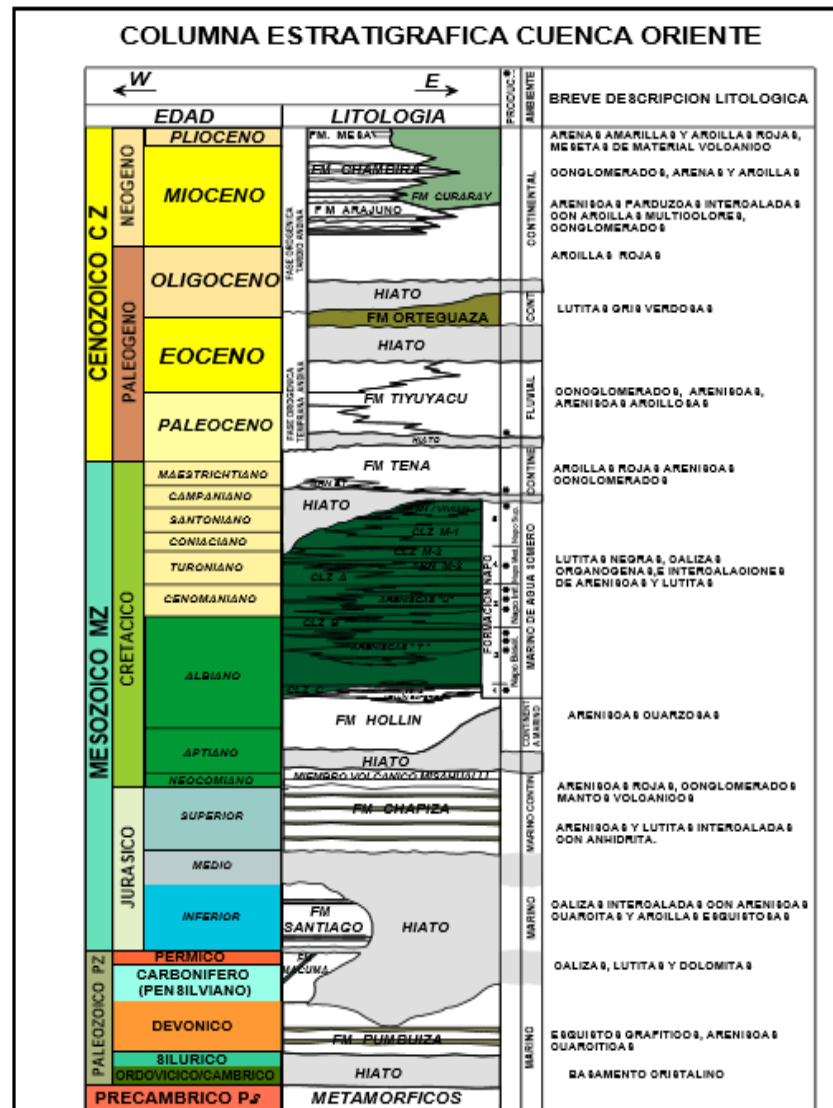


Figura 1.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriente

Fuente: (Marco, 2011)

1.5.1 Formación Tena

La litología principal de esta formación corresponde a arcillas heterogéneas pardo rojizas.

Puede dividirse en:

- Tena Superior
- Basaltena

1.5.2 Formación Napo

Esta formación está constituida por calizas y lutitas con mezclas de areniscas. Los mecanismos de producción de esta formación son: gas en solución y acuíferos en la arenisca, se divide en: (Marco, 2011)

- Napo Superior
- Napo Inferior
- Napo "U"
- Napo Basal

1.5.3 Formación Hollín

Esta formación es una arenisca cuyos granos van de medio a grueso, con pocas mezclas de lutitas arenosas. La formación Hollín se encuentra dividida en dos unidades:

- Hollín Superior: posee un espesor entre 30 a 70 ft. Arenisca consolidada de grano fino a medio. (Marco, 2011)
- Hollín Inferior: posee un espesor que va de 30 a 110 ft. Arenisca cuarzosa, de grano medio (Marco, 2011)

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

2.1 DEFINICIÓN DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (BES)

Es un sistema de levantamiento artificial, estadísticamente de mayor eficiencia a nivel mundial, se aplica cuando la energía del yacimiento va declinando, por lo tanto la producción del pozo a flujo natural va disminuyendo considerablemente.

La inversión inicial para aplicar este sistema de levantamiento es extremadamente costosa en comparación con otros sistemas de

levantamiento artificial tales como: Bombeo Hidráulico, Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático (Gas Lift), etc.

Debido a la gran inversión que representa el tendido de líneas de alta tensión, sub estaciones y equipos de superficies para bajar la tensión de 13800 a 3800 voltios, así como el costo que representa la realización de un work over y su correspondiente equipo de subsuelo.

La producción mediante sistema BES se obtiene a través del tubing mediante la acción de la o las bombas eléctricas accionadas por un motor eléctrico, dichas bombas tienen en su constitución etapas o impellers las que lanzan hacia arriba el petróleo desde de la boca de la arena hacia la superficie.

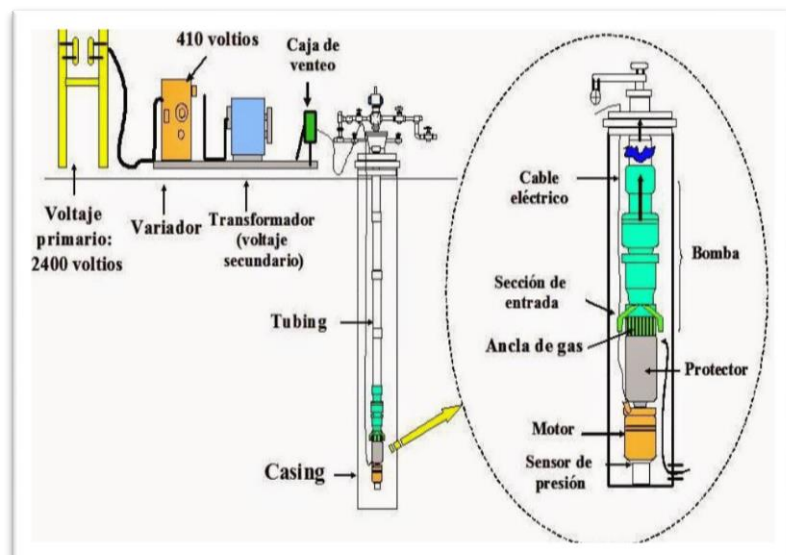


Figura 2.1 Bombeo Electrosumergible.

Fuente: (Jean Jorge Achji Z., 2014)

2.2 COMPONENTES DEL EQUIPO

La instalación convencional de fondo de la unidad electro sumergible se encuentra formado por equipos de superficie y equipos de subsuelo.

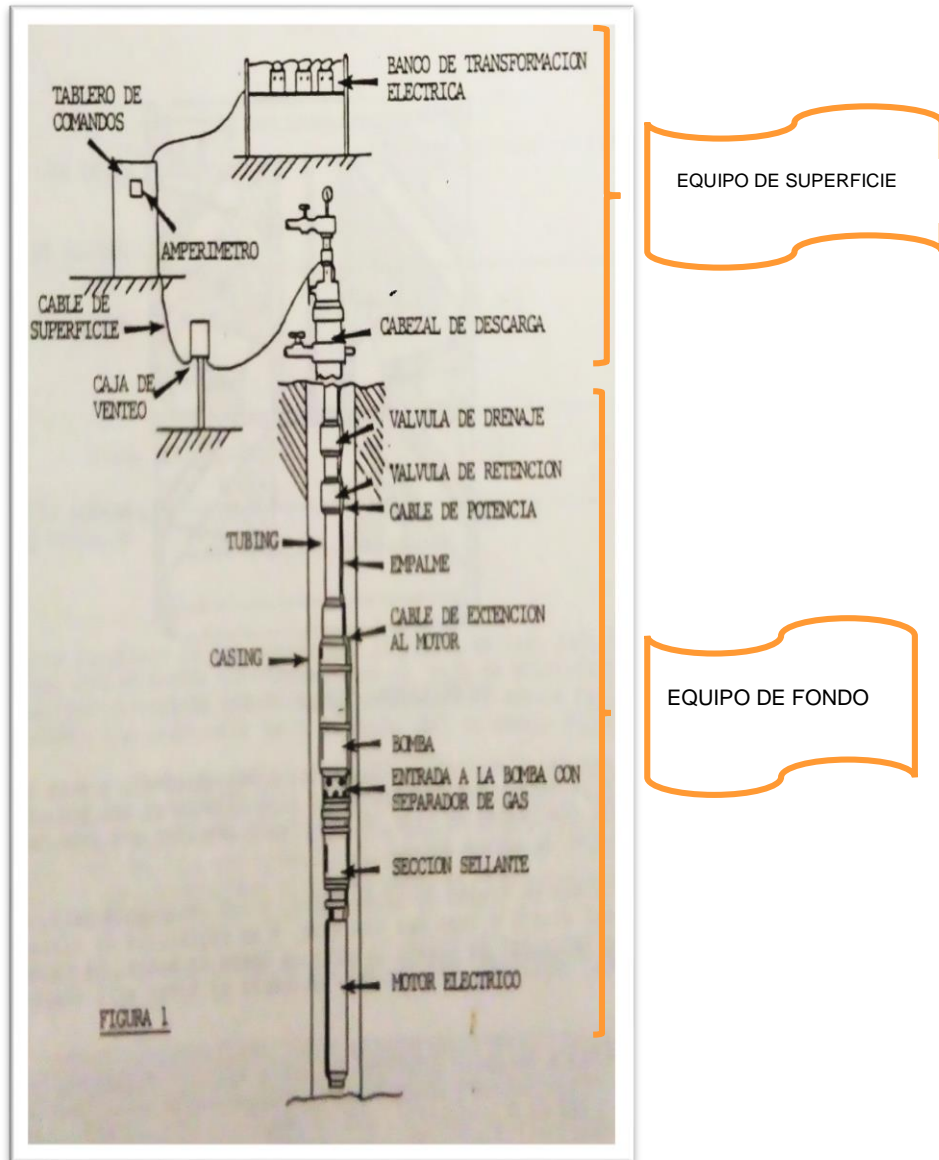


Figura 2.2 Componentes del Equipo BES

2.2.1 Componentes de Fondo:

2.2.1.1 La Bomba:

Son bombas centrífugas de etapas múltiples: cada una de estas etapas consta de un impulsor rotativo y un difusor estacionario. Los impulsores son del tipo llamado “flotantes o balanceados”, o para las unidades de altos volúmenes de “tipo fijo”. Los impulsores de tipo “flotante” son los usados más comúnmente a raíz de que los impulsores de tipo “fijo” tienen asociada una gran carga de empuje axial sobre los cojinetes de empuje axial.

Los impulsores tienen un diseño de alabe curvo, y son totalmente cerrados; su máxima eficiencia es función del diseño y tipo del impulsor, y su eficiencia de operación es función del porcentual de la capacidad de diseño al cual se opera la bomba.



Figura 2.3 Bomba: Impulsor y Difusor

2.2.1.1.1 Etapas de la Bomba:

- 1) La transferencia de energía que va del impulsor hasta el fluido que se desplaza hace que la bomba trabaje. (LaComunidadPetrolera, 2014)
- 2) El impulsor hace que se generen fuerzas centrifugas las cuales ocasionan un incremento en la velocidad del fluido. (LaComunidadPetrolera, 2014)
- 3) El difusor, hace que el fluido se dirija de manera correcta al impulsor. Parte de la energía es transformada en presión o en energía potencial. (LaComunidadPetrolera, 2014)
- 4) Por el orificio interno del impulsor entra el fluido, y éste sale por un diámetro exterior que contiene el impulsor. (LaComunidadPetrolera, 2014)
- 5) El difusor es el que direcciona el fluido hacia el siguiente impulsor. (LaComunidadPetrolera, 2014)

2.2.1.1.2 Fundamentos Hidráulicos:

Existen dos valores a ser considerados para la entrada de la bomba

- PIP requerida: presión de entrada necesaria para alimentar la bomba y prevenir la cavitación. (LaComunidadPetrolera, 2014)

- PIP disponible: presión en función del sistema donde opera la bomba. (LaComunidadPetrolera, 2014)

El volumen de gas afecta el rendimiento de la bomba, es por esto que cuando se tiene (>10% de volumen) es recomendable colocar un separador de gas cuya función es retener el gas libre para que no ingrese a la bomba, evitando que la bomba opere con altos porcentajes de gas. Cuando la bomba opera solamente con líquido la eficiencia de trabajo es elevada. (LaComunidadPetrolera, 2014)

2.2.1.2 Protector

Como funciones elementales tiene:

- Conectar el motor y la bomba
- Lubricar el eje principal para reducir el desgaste del mismo
- Ayudar a la contracción o expansión del motor por efecto del enfriamiento o recalentamiento. (LaComunidadPetrolera, 2014)

2.2.1.3 Motor Eléctrico Sumergible:

Los usados son de polos, trifásicos, jaula de ardilla, del tipo de inducción. Estos motores giran a 3475 rpm a 60 Hertz, y a 2900 rpm a 50 Hertz. Están llenos de aceite altamente refinados con alta

resistencia dieléctrica. El voltaje de diseño y operación de estos motores puede ser tan bajo como 230 V, o tan alto como 5000V. Los requerimientos de amperaje pueden variar entre 12 y 110 amperios.

La cantidad de HPs se alcanza incrementando la longitud del motor. El motor consta de rotores, usualmente de 12 a 18 pulgadas de largo, montados sobre un eje y ubicados en el campo magnético (estator) construido dentro del alojamiento de acero.

El motor tiene un cojinete de empuje que debe soportar todas las cargas de empuje del eje del motor. Si el voltaje aplicado al motor instalado es mayor que el voltaje nominal, el motor girará más rápido, tendrá un menor factor de potencia, y debido a la mayor velocidad, desarrollará más potencia para alimentar la demanda creciente de la bomba centrífuga. Si el voltaje es muy bajo, se produce el caso opuesto.

2.2.1.4 Cable de Potencia:

Este componente es fundamental en el equipo electrosumergible debido a la función que desempeñan y costos. Absolutamente todos los cables se verifican con estrictas especificaciones, se ofertan en diferentes tamaños de conductor. Este conductor es de cobre,

pueden ser de uno o más hilos por fase. Existen cables especiales para altas temperaturas y para pozos con alto GOR. (Venegas, 2015)



Figura 2.4 Tipos de Cables.

Fuente: (Venegas, 2015)

2.2.1.5 Cable Capilar

Están diseñados para operar en un amplio rango de temperaturas. “Estos cables emplean un método único que incorpora el tubo capilar de acero inoxidable de diámetro muy pequeño dentro de la armadura del cable de potencia se ha vuelto necesaria en el sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible (BES) a lo largo del cable de potencia, lo que elimina el costo de instalar una segunda línea para un tratamiento químico del pozo”. (Venegas, 2015)



Figura 2.5 Cable capilar

2.2.1.6 Sistema de Monitoreo

Los sistemas de monitoreo de fondo pueden ser instalados en la parte inferior del motor:

- Opciones disponibles actualmente:
- presión de fondo
- Temperatura del motor
- Presencia de agua

Opciones disponibles incluyen:

- Flujo de descarga
- Presión de descarga
- Vibración

Sugerencia: la longitud del cable debe ser por lo menos 100' mayor que la profundidad de asentamiento para poder así realizar conexiones seguras a cierta distancia del cabezal del pozo. (LaComunidadPetrolera, 2014)

2.2.1.6.1 Medición de Presión de Fondo:

Mediante el uso de indicadores de presión de fondo se dispone de una valiosa información del reservorio y del funcionamiento de la bomba. Correlacionando la presión dinámica del pozo con el régimen de extracción, un operador puede considerar la necesidad de cambiar el tamaño de la bomba, o el régimen de inyección, o la reparación del pozo.

Hay tipos de dispositivos para indicar la presión de fondo, disponibles de los fabricantes de bombas; el método Centrilift es un sistema patentado, llamado "Sistema PHD". Este sistema tiene la capacidad de monitorear continuamente la presión de fondo de pozo a la profundidad de operación de la bomba, y detectar fallas eléctricas, tales como cortos a tierra. O solamente falta de aislación en algún punto del sistema eléctrico. Este sistema no requiere cables especiales, dado que todas las señales son enviadas a los instrumentos de superficie a través del cable de potencia regular.

Puede usarse un registrador portátil opcional para obtener un registro permanente de presiones.

2.2.1.7 Camisas Deslizables

Las camisas son herramientas de apertura y cierre, manipuladas mecánicamente. La camisa deslizante es esencialmente de apertura total con una camisa interior que puede abrirse y cerrarse por medio de una herramienta Shifting Tool. Basta con tirar hacia arriba o hacia abajo a la camisa deslizante y lograr que la camisa encaje en cualquiera de sus tres posiciones. (Conde, 2012)

Las camisas deslizables según su función pueden ser:

- Para circulación: permite la circulación de fluidos entre el espacio anular y el tubing, generalmente para control de pozos. (Venegas, 2015)
- Para producción: Permite la apertura o cierre de la arena productora. (Venegas, 2015)

2.2.1.8 Packers o Empacaduras de Producción

Son mecanismos diseñados para proveer un área de sello entre la tubería de revestimiento y el diámetro externo del tubing. El

empacador está también equipado con un sistema de cuñas que asegura esté firmemente anclado a la tubería de revestimiento o liner. (Venegas, 2015)

De acuerdo al tipo de pozo los packers se usan por una o varias de estas razones:

- Para proveer un punto de anclaje en la tubería con el fin de minimizar el movimiento de la misma. (Venegas, 2015)
- Para facilitar la reparación del pozo de tuberías de producción dañadas sin exponer la zona productora. (tapones puente). (Venegas, 2015)
- Para asistir en las operaciones de matar el pozo generando una barrera de seguridad cerca del reservorio, lo que resultará en el requerimiento de un fluido de control de menor gravedad específica. (Venegas, 2015)
- Para facilitar las operaciones temporales de servicio de pozo o pruebas en pozo con DST. (Venegas, 2015)
- Para tapar perforaciones preferentemente a cementaciones forzadas. (Venegas, 2015)
- Para separar zonas de producción o separar zonas productoras en el mismo agujero en un arreglo múltiple de sarta de producción. (Venegas, 2015)

- Para proveer una barrera sellante de seguridad al fondo de la tubería de producción tan cerca como sea posible de la zona de producción. (Venegas, 2015)
- Aislar fugas en la tubería de revestimiento. (Venegas, 2015)
- Para instalar una bomba en la tubería. (Venegas, 2015)
- Para minimizar las pérdidas por calor por el uso de un anular vacío o un aislante térmico (Venegas, 2015)

Tipos de Empacaduras:

- Empacadura Hidráulica: sirven para bajar BHA de fondo o completación de fondo para bombeo hidráulico, se asientan con peso o presión con lo cual se anclan las cuñas a la tubería de revestimiento y las gomas se inflan de tal manera que producen un sello casing- tubing. (Venegas, 2015)
- Empacadura Mecánica: Son bajados para realizar varias actividades en un mismo trabajo de work over se lo puede asentar o desasentar por rotación y peso para lo cual tienen un sistema de anclaje o de jota que funciona como un candado o seguro si se asienta o cierra rotando a la derecha para desasentar será en sentido contrario. (Venegas, 2015)

Se puede dar los siguientes usos:

- Para espaciar a la profundidad a la que debe ir asentado el packer mecánico aislando dos zonas cuando el espacio entre las zonas es muy pequeño. (Venegas, 2015)
- Para realizar corrección de casing en algunos tramos en los cuales deben asentarse correctamente y otras aplicaciones. (Venegas, 2015)
- Para determinar la profundidad a la que debe quedar la marca radiactiva para realizar un TCP se lo mueve de arriba hacia abajo correlacionando con un registro CCL-GR y mecánicamente mediante espaciamiento con Pup Joint. (Venegas, 2015)



Figura 2.6 Tipos de packers mecánicos.

Fuente: (Osorio, 2011)

- Empacadura Recuperable: Su diseño y construcción no están bien esquematizados en comparación al empacador permanente. Las fuerzas hidráulicas y mecánicas imparten el elemento que puede causar extrusión y ese movimiento de los hules crear un medio de fuga potencial durante la presencia de presión. (Venegas, 2015)



Figura 2.7 Packer Recuperable TKR1.

Fuente: (Tracker SRL, s.f.)

2.2.1.9 Cross Over

Es una pequeña herramienta que se la utiliza para unir o acoplar dos componentes de medidas diferentes o de diferente conexión. Los cross overs valen para acoplar una completación EUE de las que sus herramientas estandarizadas tienen conexiones EUE y conforme a la disponibilidad tendríamos diversos tipos de tubería por lo que en

un extremo es EUE otro indiferentemente puede ser SEC o TSH BLUE. (Venegas, 2015)



Figura 2.8 Cross Over.

Fuente: (Venegas, 2015)

2.2.1.10 Pump Joint

Está recomendada para las líneas de estimulación de fracturas múltiples y de cementación, también en líneas de circulación. Se encuentran disponibles en diferentes medidas con conexiones en sus extremos ya sean soldados o integrales. (Venegas, 2015)

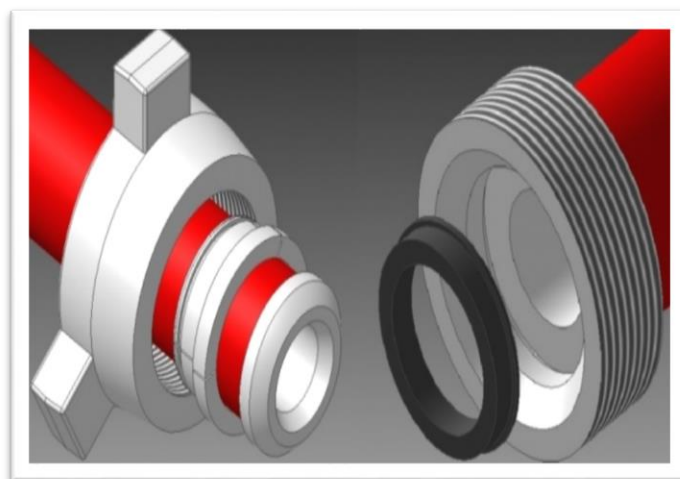


Figura 2.9 Extremo del Pump Joint.

Fuente: (Venegas, 2015)

2.2.1.11 NO-GO

Esta es una herramienta de seguridad que se encuentra ubicada en el fondo de la sarta de completación, el NO-GO es un niple de asiento que regula el paso del flujo por el tubing mediante un sello. El NO-GO tiene una ranura de seguridad que retiene ciertos elementos de control de flujo entre ellos están tapones, standing valve, elementos de presión. (Venegas, 2015)

2.2.1.12 Niple:

Se usa como sea requerido para adaptar el cabezal de la bomba o de la válvula de drenaje con el tubing de producción, cuando la columna de tubing existente es de distinto diámetro al del cabezal de la bomba. (Venegas, 2015)

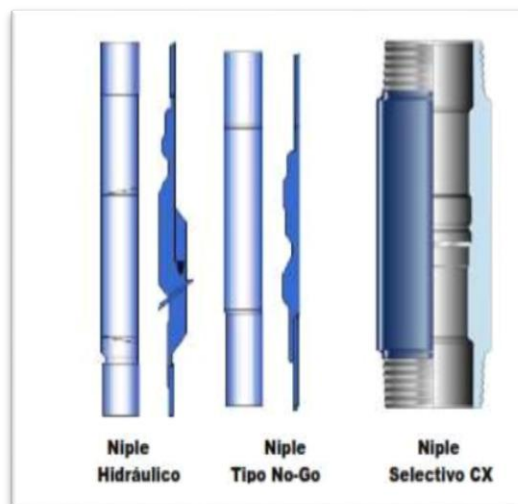


Figura 2.10 Tipos de Niple.

Fuente: (Venegas, 2015)

2.2.1.13 Protectores (Sellos)

Este componente se coloca entre el motor electrosumergible y la bomba multietapa. Realiza funciones como conectar el cuerpo del motor con el eje de la bomba; hay de tres categorías: protectores de bolsa elastomérica, protectores de tipo laberinto y protectores de fuelle. (Venegas, 2015)

El protector que tiene diseño de tipo laberinto maneja la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para que se mantengan separados, aun estando en contacto directo. Para que el diseño de protector de laberinto funcione, el fluido del pozo tiene que ser más pesado que el aceite del motor y la unidad debe instalarse en el pozo en posición vertical o casi vertical. En pozos donde la relación gas/petróleo es alta, el peso específico del aceite del motor puede ser mayor que el del fluido del pozo. (Venegas, 2015).

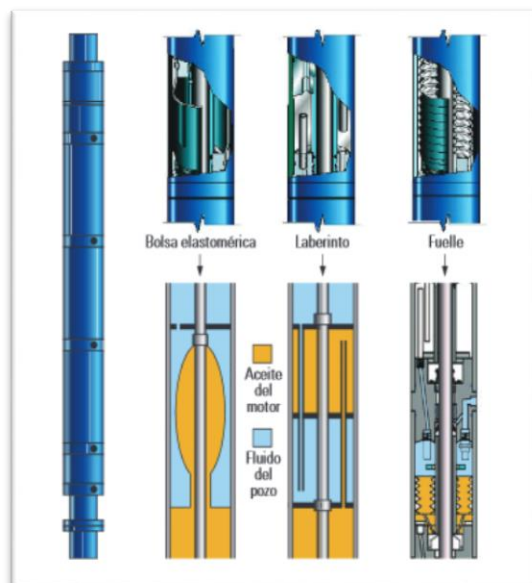


Figura 2.11 Tipos de Protectores

2.2.1.14 Sensor

“Es una de las partes más importantes ya que envía la información de los parámetros de operación del equipo y del pozo, como son temperaturas y presiones. La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias”. (Venegas, 2015).

Entre los parámetros que reconoce el sensor están la:

- Temperatura de Entrada.
- Presión de Entrada.
- Temperatura del Motor.

2.2.1.15 Válvula de Retención

Esta válvula normalmente está ubicada de 2 a 3 tuberías de producción por encima de la bomba, con el fin de mantener completa la columna de fluido sobre la bomba. La pérdida de fluido que se origina, por la pérdida de la válvula de retención, desde el tubing a través de la bomba podría ocasionar que la unidad sumergible tenga una rotación en sentido reverso, si se hace el intento de prender el sistema mientras esté ocurriendo la rotación inversa se puede poner

en peligro diferentes componentes como el motor que puede quemarse, una rotura del eje, o el cable.

En las instalaciones en las que no se usa la válvula de retención, se debe dejar bastante tiempo al fluido para que equilibre los niveles a través de la bomba antes de intentar re-arrancar. Se recomienda un tiempo mínimo de 30 minutos.

El uso de la válvula de retención, implica que también se debe usar una válvula de drenaje inmediatamente encima de la anterior, para no tener que sacar del pozo una columna de tubería de producción lleno de fluido.

2.2.1.16 Válvula De Drenaje

Se instala una tubería de producción o más, por encima de la válvula de retención, y se usa para vaciar la columna de tubing antes de sacarlo. Cuando el pozo no tiene problemas con la arena y no se tiene válvula de retención, no hay motivos para usar la válvula de drenaje, debido a que el fluido será drenado a través de la bomba conforme se vaya sacando el equipo el equipo de fondo.

2.2.1.17 Centralizadores

Estos componentes son usados para centralizar la bomba y el motor con el fin de tener un buen enfriamiento, y en otros casos para prevenir que el cable se dañe por el rozamiento contra la pared del pozo. Tiene como función ayudar a prevenir que se dañe el recubrimiento especial causado por la corrosión durante la instalación. Cuando se usan centralizadores se debe tener cuidado de que estos no giren o se muevan hacia arriba o hacia abajo en el tubing. (Venegas, 2015)

2.2.2 Componentes de Superficie:

2.2.2.1 Arrancador o Control del Motor (Switchboard):

Es un control de operación y dispositivo protector que consiste en: el arrancador del motor, protección por sobrecarga y baja carga, una llave manual para desconectarlo, retardo de tiempo y amperímetro registrador. También puede instalarse en el gabinete del equipo de superficie que se usa en conjunción con el sensor de presión de fondo.

Están provistos los fusibles para protección por corto circuitos: estos fusibles están instalados internamente. Generalmente, los

fusibles deben ser del menor rango que permita hacer arrancar el motor.

Los dispositivos externos de control más usuales son el control de nivel alto o bajo del tanque de descarga, o llave de presión de línea. En todos los controladores está provisto el re-arranque automático después de una detención por baja carga; si la detención fue por sobrecarga en el motor el controlador no permitirá que re-arranque nuevamente hasta que no se verifique con personal de servicio especializado que produjo la sobrecarga.

2.2.2.2 Separador de Gas

Su principal función es la de separar el gas del líquido dentro de una cámara rotativa. Cuando el fluido ingresa pasa por medio de un inductor que provee desplazamiento positivo hacia los demás componentes. El separador de gas usa un rotor que se encuentra protegido contra la abrasión y adicionalmente tiene la particularidad de incrementar la velocidad del fluido y a la vez que centrifuga de esta manera separa el líquido del gas. Adicional previene la cavitación. (Venegas, 2015)

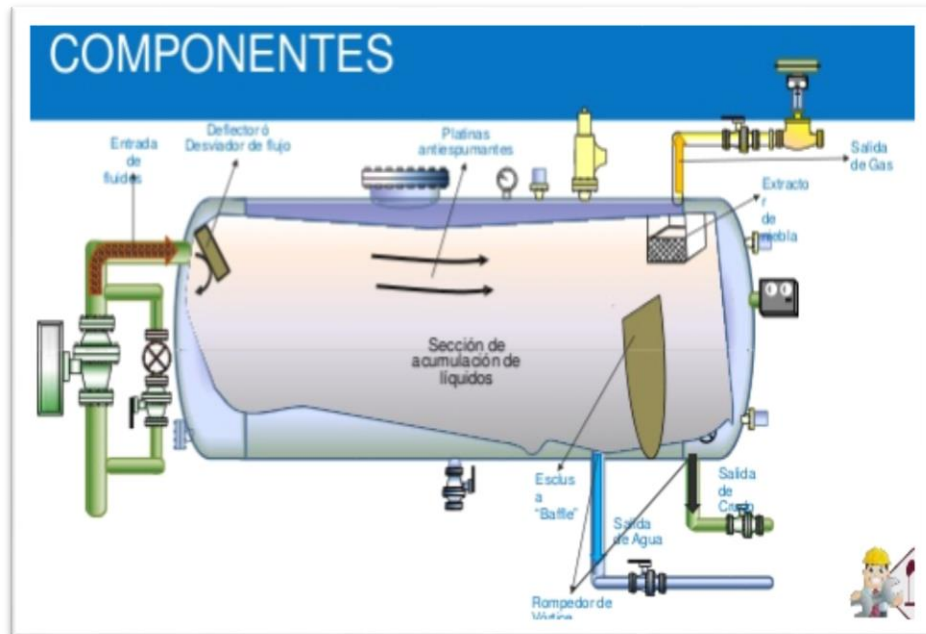


Figura 2-12 Componentes del separador de Gas

2.2.2.3 Variador de Frecuencia (VSD)

El controlador de velocidad variable usa componentes electrónicos para variar la frecuencia de entrada de 60 Hz y convertirla a una frecuencia que puede oscilar entre 30-90 Hz. Esto permite operar la bomba a diferentes velocidades y producciones manteniendo una eficiencia alta en el sistema. La manipulación de la frecuencia de entrada al motor permite modificar la velocidad del equipo de fondo y por ende el rendimiento y rango operacional del sistema de levantamiento BES. Adicionalmente permite un arranque suave en la operación de este tipo de sistemas de levantamiento.

2.2.2.4 Caja de Conexiones

También llamada caja de venteo, cumple las siguientes funciones: provee un lugar donde conectar el cable de potencia que viene del controlador, con el cable de potencia que viene del pozo; provee un venteo a la atmosfera para que el gas pueda migrar a la superficie por el interior del cable de potencia del pozo.

2.2.2.5 Protectores de Cable

Esto es utilizado para proteger el cable plano, tiene una longitud más o menos igual a la longitud de la bomba adicional 9 ft. (Venegas, 2015)



Figura 2.13 Protector de cable

2.2.2.6 Cabezal de Boca de Pozo

Este elemento sirve para sustentar todo el equipo de fondo (motor, sello, bomba, cable), como así también la tubería de producción (tubing). El cabezal de boca de pozo debe estar equipado con un dispositivo que permita sellar positivamente alrededor del cable y el tubing, para evitar las fugas de gas o la surgencia imprevista del pozo. Se dispone de varios métodos diferentes de sellado, de los distintos proveedores de cabezales. Dependiendo del método usado, el sello soportará entre 500 y 3000 psi, o más.

2.2.2.7 Tubería

La tubería de producción es usada para extraer los hidrocarburos a superficie. En una completación generalmente se corren de una o múltiples sartas de tuberías, esto en consideración de las zonas a ser completadas. Se consideran principios como tamaño, resistencia, peso, tamaño de la conexión entre otras, para realizar el diseño de una tubería. (Venegas, 2015)

“El grosor de la tubería es la distancia medida por el centro desde una pared de la tubería a otra, tomando en cuenta el espesor de la pared de la tubería de $+ / - \frac{1}{2}$ pulgada entre el diámetro interno

I.D. y el diámetro externo O.D., tomando en cuenta que se da el tamaño nominal mas no es el O.D exacto”. (Venegas, 2015)

Las tuberías tienen dos tipos de conexiones que son: roscado simple y conexión acoplada la cual es un simple enroscado en el extremo de los dos tubos que quedan unidos mediante un cuello de manguito, la conexión se conoce como macho y hembra la misma que consiste en atornillar los extremos de las dos piezas unidas sin un acoplamiento separado. (Venegas, 2015)



Figura 2.14 Conexión macho y hembra en tuberías

2.3 INSTALACIÓN, ARMADA Y BAJADA DEL EQUIPO BES MEDIANTE WO (WORK OVER)

Se baja el equipo BES de acuerdo a la siguiente secuencia:

- Centralizador
- Sensor
- 562 motor
- Sección de sellos
- Intake
- Bomba
- Descarga
- X-over de 2 3/8" EUE pin x 3 1/2" EUE box
- Tubing de 3 1/2 EUE
- No-Go de 3 1/2 EUE x 2.75" con standing valve
- Tubing de 3 1/2 EUE
- Camisa de 3 1/2" EUE
- Tubing de 3 1/2" EUE
- X-over de 3 1/2" SEC pin x 3 1/2" EUE pin.

Luego de armar y bajar el equipo BES de acuerdo a la secuencia anterior seguir la técnica rutinaria hasta armar el cabezal del pozo, y líneas de producción del cabeza a la estación y arrancar la producción del mismo.

2.4 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES.

Luego de terminar el WO en el pozo AVILEON-01 con el taladro ESPOL-01, el operador de la estación recoge todos los datos de superficie y de fondo.

Parámetros tales como: Presión de cabeza(P_c), Presión del manifold (P_m), Presión del separador(P_s), datos del flujo, parámetros del voltaje y corriente, frecuencia, así como el tiempo de prueba.

2.5 CAUSAS DE LA REDUCCIÓN EN LA PRODUCCIÓN

2.5.1 Hueco en tubing.

Por desgaste o fatiga del material (tubing), sea en el cuerpo, caja o pin, se puede presentar fuga de fluidos de producción desde el tubing hacia el espacio anular, por lo tanto se produce disminución de producción por recirculación de fluido a través del casing, consecuentemente la eficiencia de bomba disminuye con el tiempo puesto que el hueco en tubería va agrandándose, por lo tanto, el sistema BES ya no es rentable, en ocasiones ha bajado 50% o más de su producción original.

2.5.2 Presencia de sólidos en el Equipo BES

La presencia de sólidos en la boca del pozo y en los equipos del subsuelo ocurre durante toda la vida de producción del pozo, es decir, durante la perforación, completación, pruebas iniciales, reacondicionamiento y la vida productiva del pozo.

Durante la perforación: a través de los fluidos de lodo de perforación y cementación, primera y segunda etapa.

Pruebas iniciales del pozo: sólidos provenientes del cañoneo o re-cañoneo de la zona de interés, sólidos en suspensión contenidos en los fluidos de completación del pozo.

Durante el reacondicionamiento del pozo, si el pozo en mención tiene una larga vida productiva consecuentemente varios WO, los sólidos que podrían presentarse en un equipo BES serían: el fluido de completación, cementación forzada, fracturamiento, estimulaciones a la formación y sólidos provenientes del agua de la formación con tendencia incrustante (carbonatos), tendencia parafílica o corrosiva.

2.5.3 Quema de una de las fases.

Al bajar un equipo BES se baja dicho equipo instalando un cable trifásico, fase A, B y C. Si una de las fases se quema la eficiencia del

motor disminuye, consecuentemente la producción decae, hasta el punto de no aportar en superficie.

2.5.4 Baja eficiencia de Bomba o Motor.

Para que un sistema bomba-motor trabaje eficientemente de acuerdo a las curvas o nomogramas debe estar arriba del 85%, si disminuye considerablemente también disminuye la producción, se deberá cambiar el equipo de subsuelo o buscar una alternativa de mejorar la producción.

2.5.5 Rotura de eje.

La rotura de eje de un equipo de subsuelo BES puede darse por diferentes motivos:

- Por sobreesfuerzo de trabajo
- Falla de fábrica del material
- Negligencia o falla en superficie por parte del operador

Por lo tanto el equipo deja de aportar.

2.5.6 Camisa de circulación defectuosa, semi-abierta o semi-cerrada.

Una camisa de circulación es un elemento o un mecanismo que permite la comunicación casing-tubing, normalmente su función es permitir el paso de fluido de un lado hacia otro o cortar dicho paso, es decir; trabaja en 2 posiciones, abierto o cerrado “on” u “off”

Si la camisa esta 100% abierta permite el flujo desde el tubing hacia el casing, y si está cerrada, el paso exclusivamente es a través del tubing, cuando un pozo está en producción mediante equipo BES la camisa de circulación siempre debe permanecer cerrada.

Si la camisa con el tiempo se vuelve defectuosa y está semi abierta o semi-cerrada, se estará comportando como un hueco en la tubería por lo tanto bajará la eficiencia de bomba.

2.6 DIAGNÓSTICO Y UTILIZACIÓN DE MÉTODOS PARA RECUPERAR LA PRODUCCIÓN:

2.6.1 Utilización de herramientas y/o equipos como:

- Slickeline.- Si el ingeniero de campo detecta variación en los parámetros de los equipos de superficie y cabezal del pozo tales como, presión de cabeza, presión y temperatura de fondo, variación

de amperaje y voltaje de fases de la bomba, etc. Y una declinación de producción, lo primero que se debe hacer es llamar a la compañía de slickeline para que determine si la camisa de circulación esta semi-cerrada o semi-abierta, es decir, la camisa esta defectuosa, si éste es el caso y luego de estar cerrada la camisa, la producción se restablece, este es el problema, la misma que se solucionó mediante una mínima inversión (\$300 a \$500).

- Limpieza de Bombas utilizando solventes o ácidos.- Si se observa variación en los parámetros operativos del equipo BES y hay restricción en la producción se llega a la conclusión que la bomba se viene atascando a consecuencia de la presencia de sólidos provenientes del pozo, para lo cual es conveniente sacar una muestra de crudo, realizar un BSW y determinar la tendencia del agua de formación, si es incrustante y que tipo de incrustación es (carbonatos, silicatos o si es tendencia parafílica, etc), de acuerdo a los resultados se hace una limpieza de la bomba HCL de baja concentración alrededor del 10% y/o solvente orgánico a la bomba.

Tomar en cuenta que si son sólidos inorgánicos tales como: limo, arcilla o arenamiento en la formación, no es posible remover estos sólidos.

- Utilización de coiled-tubing.- Luego de probar una limpieza a la bomba mediante la aplicación de métodos convencionales con ácido

o solvente y no obtener resultado favorable alguno, es conveniente aplicar el método de coiled-tubing, el cual se compone de una manguera flexible de 1 a 1.5 pulgadas acoplado a una boquilla a través de la cual se bombea ácido a alta presión hacia la bomba, con lo cual garantizamos la limpieza de la misma.

2.6.2 Manipulación de parámetros en superficie:

- Transformadores.- Se debe chequear que los parámetros de potencia, voltaje sean los adecuados para que la bomba trabaje a su máxima eficiencia, es decir de 13800 voltios bajarlo a 3800 voltios, si esto no es así corregir o cambiar los equipos.
- VSD (variadores de frecuencia).- El variador de frecuencia es aquel que nos permite regular la velocidad, ciclos o revoluciones por minuto por lo cual regulamos, aumentamos o disminuimos la RPM o los ciclos de la bomba y con esto controlamos o aumentamos la producción del pozo, es peligroso o riesgoso aumentar abruptamente la frecuencia ya que se puede causar varios problemas a saber:

Si el pozo es de bajo aporte se corre el riesgo que el equipo BES empiece a trabajar en vacío con lo cual puede quemarse el motor por sobrecalentamiento.

Si es un pozo de alta productividad, puede incrementarse rápidamente el corte de agua y producirse un bloqueo por agua consecuentemente producir 100% de BSW

- Unidad de control.- El operador en esta unidad controla parámetros de fondo y superficie, tales como presión corriente y temperatura.

2.7 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ÉSTA PROBLEMÁTICA.

Luego de haber realizado todo este tipo de operaciones mecánicas, eléctricas y/o tratamientos químicos y no obtener los resultados esperados, esto es, que la producción disminuye considerablemente con respecto a los valores iniciales o el pozo no aporta, una de las alternativas que la empresa operadora viene aplicando es la implementación de Bombeo Hidráulico tipo JET instalando una MTU en la locación del pozo.

CAPÍTULO 3

3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL BOMBEO HIDRÁULICO Y UNIDAD MÓVIL DE PRUEBA (MTU).

3.1 BOMBEO HIDRÁULICO

El bombeo hidráulico era el sistema de levantamiento artificial más importante en el país, se estima que hasta la primera década del 2000 el 60% de la producción de la empresa PETROPRODUCCION era por Bombeo Hidráulico, no así en las operadoras privadas que casi en su totalidad la producción es por Bombeo Electrosumergible.

Este sistema consta de inyección de fluido motriz (petróleo limpio a alta presión) a través del tubing que al mezclarse con el fluido remanente en

la columna produce la mezcla fluido motriz más producción y es recuperada a través del casing.

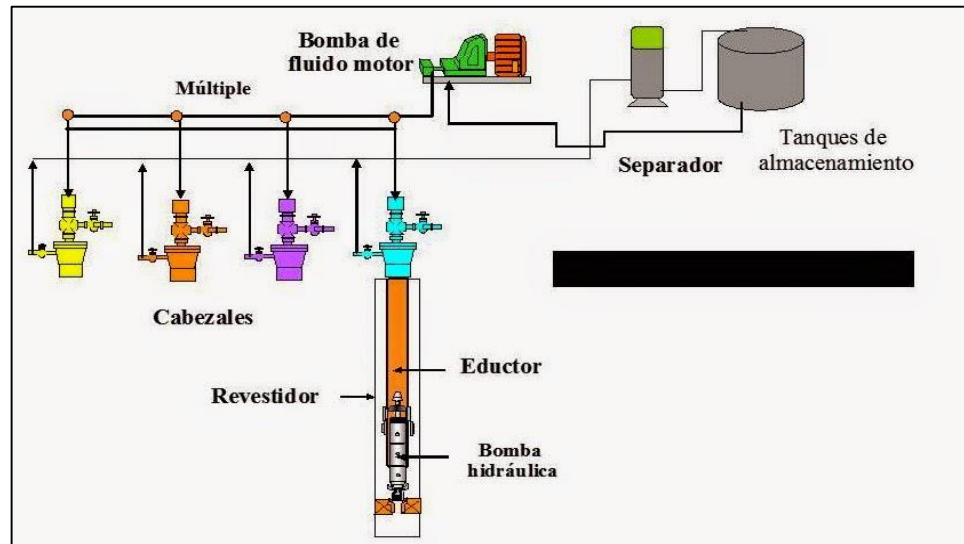


Figura 3.1 Sistema de Bombeo Hidráulico

Existen dos tipos de sistema de bombeo hidráulico:

- Bombeo Hidráulico Tipo Pistón
- Bombeo Hidráulico Tipo Jet

3.1.1 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

El bombeo tipo pistón está conformado por la completación de fondo cuyos componentes más importantes son: Tubería de producción, camisas de circulación y producción, cross over, NO-GO, packers y cavidad y la bomba de pistón.

3.1.1.1 Bomba de Pistón

La bomba de pistón es un mecanismo de partes móviles y fijas. En superficie tenemos la línea de Power Oil que viene desde la estación (tanque de fluido motriz) hasta los pozos de bombeo hidráulico, y en esta locación se instalan VRF (válvula reguladora de flujo), y válvulas de control. Al inyectar fluido motriz a través del tubing se accionan los mecanismos de la bomba hidráulica tipo pistón, los mismos que actúan recíprocamente expulsando a alta presión, cuyo fluido sale a través del casing. La inyección puede ser regulada a golpes por minuto para obtener la producción deseada.

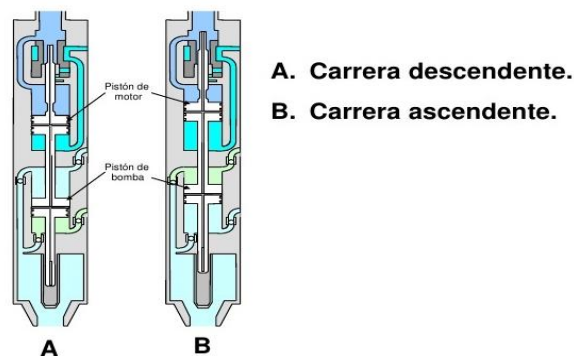


Figura 3.2 Bomba Pistón.

Fuente: (Osorio, 2011)

3.1.2 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Este sistema es más fácil de controlar puesto que la bomba es un dispositivo que no tiene partes móviles, es un solo conjunto.

Una bomba Jet está conformada por tres partes principales:

- Boquilla o Nozzle
- Garganta
- Difusor

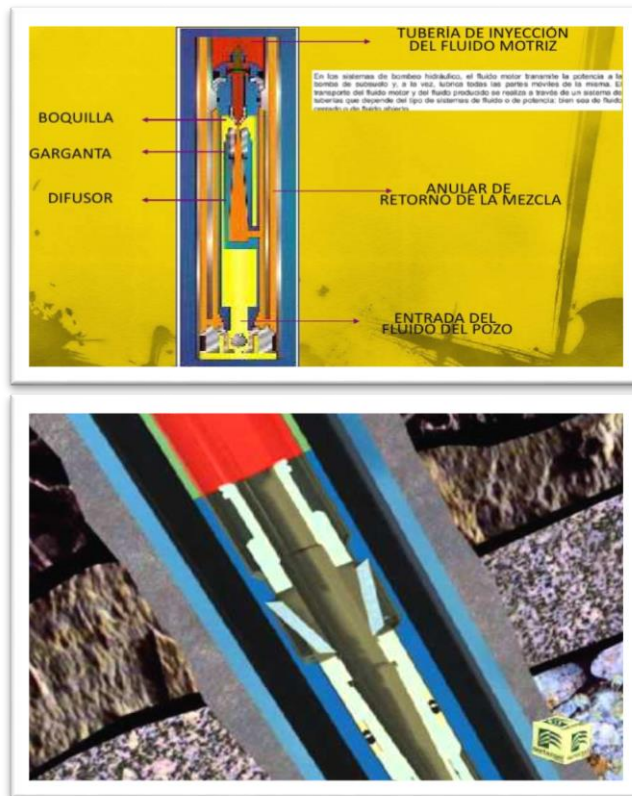


Figura 3.3 Partes de la Bomba Jet Claw

Los cuales forman un conjunto hidrodinámico más que Hidrostático y opera principalmente a través de la transferencia de momentos frente a dos corrientes de fluido adyacente.

La alta presión con la que llega el fluido motor a la boquilla (Energía Potencial) se convierte en un Jet de fluido a alta velocidad (Energía Cinética). El fluido del pozo se mezcla con el fluido motor en la

garganta, que tiene un área constante, y el momento es transferido al fluido del pozo provocando un aumento de energía en ese lugar. Al salir la mezcla de los fluidos de la garganta todavía se encuentra a gran velocidad por lo que posee energía cinética. Al pasar los fluidos a un difusor de área expandida, la energía cinética remanente se convierte en una presión estática suficiente para levantar los fluidos de la superficie.

El alma del mecanismo es el nozzle y garganta, están gobernados por el principio de Bernoulli. Aquí se puede manejar presiones y de acuerdo a la geometría de nozzle garganta se obtiene la producción deseada.

Pozos Desviados, pozos arena, crudos pesados, examen de pruebas del contenido de la formación por medio de la tubería de perforación y bombas sumergibles con fallas (evaluación de pozos), son algunas de las aplicaciones donde las bombas Jet pueden ser la mejor respuesta.

3.2 BENEFICIOS (UTILIDAD)

- Bomba Libre: La habilidad para circular la bomba hidráulica de Pistón o bomba Jet hacia el pozo o para reversar es un beneficio importante. Este procedimiento usualmente es realizado en una o dos horas,

minimizando el tiempo y eliminando la necesidad para utilizar un equipo de reacondicionamiento (Taladro de Reacondicionamiento).

- Pozos torcidos y/o desviados: Los pozos desviados no son relativamente problemáticos para la utilización de bombas hidráulicas libres. Las recientes experiencias que se tuvieron en el Ecuador con bombas Jet fueron en pozos horizontales perforados en el Oriente.
- Flexibilidad: Simplemente regulando la tasa de fluido motriz, la producción con la bomba de pistón puede variar de 0% a 100% de la capacidad de las bombas de desplazamiento.

Las bombas Jet también pueden tener capacidades iguales al rango pero controlando la presión del fluido motriz y/o caudal.

Flexiblemente, es más amplio expandirse en las bombas pistón debido a la conveniencia de cambiar las relaciones de pistones en una bomba reciprocante; O la relación nozzle garganta en la bomba Jet, para igualar la tasa de producción requerida y condiciones en la profundidad de levantamiento.

Las características de la bomba libre permiten cambiar la bomba sin la ayuda de la unidad de pesca y en un tiempo de una a dos horas

- Presencia de Sólidos en la formación: Al operar la bomba Jet sin partes móviles, puede manejar una apreciable cantidad de arena y otros sólidos, la boquilla y garganta son fabricadas de un material

resistente a la abrasión como son carburos de tungsteno y materiales cerámicos.

Para bombas de pistón es necesario un sistema de lubricación y está dado por el fluido motriz, el mismo que no debe contener ningún tipo de sólido.

- Crudo Pesado/Crudo Viscoso: Las bombas hidráulicas puede manejar viscosidades y crudos pesados con relativa facilidad, esto es perfecto usando el fluido motriz para reducir la viscosidad del crudo, diluyendo o adhiriendo químicos en el fluido motriz.
- Corrosión: Las características inherentes de los sistemas de bombeo hidráulico son tal que la fatiga por corrosión pueden ser minimizadas ya que los elementos Trabajo-Fuerza, pueden ser fabricados con materiales resistentes a la corrosión y asegurando que los sistemas de tubería no son sujetos a cargas cíclicas. Puede también ser inyectado en el fluido motriz inhibidores para combatir ampliamente a los agentes corrosivos de la bomba.

Los equipos hidráulicos además de presentar un revestimiento de silicón-carburo tienen admirables capacidades para enfrentar los problemas de corrosión y estar de acuerdo con las condiciones de bombeo.

- Gas en solución: Las bombas Jet pueden manejar apreciables cantidades de gas ya que no tienen partes móviles; una producción de fluido con una relación GAS-PETRÓLEO (GOR) alta como ≥ 500 es un excelente aplicación para las bombas Jet.

3.3 RAZONES PARA PREFERIR BOMBAS PISTÓN O JET

- 1) Baja inversión para instalación en superficie
- 2) No es necesaria construir líneas de alta presión (Fluido motriz)
- 3) No se necesita construir sistema de tanques de deshidratación o fluido motriz.
- 4) La bomba Jet se la asienta o libera fácilmente solo con circulación o recirculación a través del sistema casing- tubing por medio de las válvulas del cabezal y el sistema de la MTU
- 5) Solo se puede desplazar una bomba jet que se asienta en la camisa de circulación la cual siempre debe estar abierta
- 6) La producción es recuperada por Vacuum desde el tanque bota.
- 7) Es difícil mantener el BSW estable por el descontrol o variación del nivel de fluido en el tanque

En la siguiente Tabla 1 se presentan ciertas condiciones limitantes de operación entre las bombas Pistón y Jet:

Tabla I Condiciones Limitantes de Operación. Fuente: (Patricio Jaya)

#	CONDICIONES LIMITANTES DE OPERACIÓN	PISTON	JET
1	Baja presión de entrada a la bomba	si	No
2	Mala calidad de fluido motriz	no	Si
3	Grandes volúmenes BOMBA TIPO "E"	no	Si
4	Alta relación GAS-PETRÓLEO (GOR)	No	Si
5	Alta corrosión	no	Si
6	Utilización de agua como fluido motriz	no	Si
7	Ahorro de potencia (HP) en superficie	si	No
8	Presencia de arena en la formación	---	Si
9	Presencia de parafina	---	---
10	Presencia de escala	---	---
11	Pozos profundos	si	Si
12	Restricción de la Producción	si	Si
13	Bajo costo de reparación	no	Si
Nota: ≡ Regulares condiciones de operación			

3.4 DAÑOS PRINCIPALES DE LAS BOMBAS PISTÓN Y JET

- Rotura de Outer Tube: Caída de presión de inyección y la presión de casing, debido a que el fluido motriz se encuentra recirculando.
- Rotura de O'ring en Engine Valve Assembly: Caída de presión de inyección de la presión de casing, a pesar de continuar trabajando la bomba tiene baja eficiencia en la parte motriz.
- Rotura de Varilla: Caída de presión de inyección y la presión de casing, la bomba puede continuar trabajando solo en lo que es parte motriz pero no desplazara nada de fluido de formación.
- Fallas en el Sistema de Válvulas: La presión de inyección comenzará a descender lentamente debido a que el fluido producido ya no es desplazado con la eficiencia normal de cada pozo.
- Si el descenso de presión no es muy representativo, para recuperar la producción deseada es recomendable incrementar el fluido de inyección hasta llegar a los parámetros iniciales de operación de la bomba.
- Cortes por fluido en diferentes partes de la bomba: Caída de presión de inyección debido a que existe un escape de fluido motriz a través de cortes que pueden tener las bombas exteriormente, como por ejemplo sellos de teflón y o'ring cortados, sellos espaciadores.

- Puede también caer la presión de inyección al presentarse cortes en la punta baja de la bomba, este corte es producido por el fluido de producción.
- Cavitación de garganta en las bombas Jet: la presión de retorno desciende lentamente, reflejándose una clara pérdida en el fluido producido. Esto además nos indicará que el fluido motriz está recirculando.

3.5 MTU (UNIDAD MÓVIL DE PRUEBA)

3.5.1 Definición.-

La MTU es un sistema o mecanismo móvil robusto y compacto cuyo principal objetivo es proporcionar fluido motriz a un sistema de bombeo



Figura 3.4 Unidad Móvil de Prueba.

Fuente: (Osorio, 2011)

hidráulico, camisa de circulación, bomba jet, tubería de fondo tubing-casing y elementos constituyentes de la MTU.

3.5.2 Componentes.-

La MTU está compuesta por: un separador de prueba de alta presión, una bomba de alta presión triplex o quintuplex que eleva la presión de más o menos 25 psi de hasta 3500 o 3800 psi, líneas de fluido motriz de entrada y salida, tubería de alta presión, un motor Caterpillar, una bomba Booster de salida de fluido, un sistema de medición de gas, todo esto montado en un skit móvil

- El separador de prueba: al igual que un separador en una estación tiene todos los elementos constitutivos, esto es: líneas de gas, líneas producción y todo el sistema de válvulas. A parte como elemento complementario se adiciona un tanque bota que sirve como fuente de fluido motriz.
- Bomba de alta presión triplex o quintuplex: “Bomba quintuplex con una capacidad de bombeo de 0.076 BLS. por cada carrera de pistón”. (SERTECPET, 2010)
- Manifold de inyección: “conjunto de válvulas de 2” que permite operar con facilidad las líneas de inyección y retorno de fluidos utilizados para la producción e inyección conectadas al cabezal del pozo sin tener que demostrar las conexiones y sólo cambiar el

sentido del flujo con el abrir y cerrar de estas válvulas”.
(SERTECPET, 2010)

- Plataforma de trasportación: “plataforma de 13 mts. De largo por 3.25 mts. De ancho, con ocho ruedas 12000 R20, con tanque de combustible de 500 BLS”. (SERTECPET, 2010)


Es importante recalcar que cuando se aplica una MTU para empezar a producir por Bombeo Hidráulico tipo Jet se está cambiando de sistema abierto a sistema cerrado.

- **Sistema abierto.-** es aquel que incluye varios pozos que producen por Bombeo Hidráulico y al final toda la producción e inyección llegan a un mismo punto, estación de recolección y bombeo.
- **Sistema Cerrado.-** es aquel que el único punto de producción e inyección es nuestro pozo con MTU y tanque bota.

3.5.2.1 Descripción del Motor

Tabla II "Manual para Operaciones de Campo"

SISTEMA	CONFORMADO POR:
<p>Sistema de admisión y escape</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Filtro de aire - Tubo alimentador - Tubo de admisión de aire - Post enfriador de aire - Ventilador positivo del Carter - Múltiple del silenciador de escape. <p>(SERTECPET, 2010)</p>
<p>Sistema de alimentación de combustible</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Tanque de reservorio de combustible - Pre filtro o filtro RACORD - Bomba de transferencia - Filtro de combustible - Solenoide de parada - Bomba de inyección - Regulador de combustible - Inyector o toberas de combustible. <p>(SERTECPET, 2010)</p>
<p>Sistema de lubricación</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Carter de aceite - Bomba de aceite - Tubo de succión - Filtro de aceite - Solenoide de parada - Conductores internos del motor. <p>(SERTECPET, 2010)</p>

SISTEMA	- CONFORMADO POR:
<p>Sistema de enfriamiento y refrigerador</p> 	<ul style="list-style-type: none"> - Radiador - Bomba de agua - Termostato o regulador de temperatura - Mangueras y conductores internos para dirigir el refrigerante por el motor. (SERTECPET, 2010)
<p>Sistema de encendido</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Batería - Alternador - Interruptor de arranque - Cables de batería - Amperímetro. (SERTECPET, 2010)

3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS BOMBAS HIDRÁULICAS CON MTU Y JET

La ventaja de utilizar BH tipo Jet aplicando MTU para nuestro caso en particular es la versatilidad y el bajo costo de inversión inicial para arrancar este proyecto, siempre y cuando el equipo de fondo (equipo BES) no sea capaz de levantar la producción deseada o por lo menos llegar al límite económico del pozo, como hemos explicado anteriormente las causas pueden ser diversas: por quema de bomba, bomba atascada, rotura del eje, hueco en tubería, bajo la camisa de circulación, etc, sino

utilizamos este sistema nos correspondería invertir grandes cantidades de dinero realizando un work over y cambiando de bomba eléctrica.

3.7 RESTRICCIÓN DEL USO DE BOMBA DE PISTÓN UTILIZANDO MTU

Si bien es cierto en este estudio vamos a hablar en forma general de la definición de bombeo hidráulico Jet y pistón sus aplicaciones, ventajas y desventajas y su funcionamiento, es necesario indicar que para nuestro caso en particular solo se podrá utilizar Bombeo Hidráulico tipo Jet debido a la restricción existente en la completación original que es Bombeo Electrosumergible (BES) y consecuentemente es imposible que en su completación exista instalada una cavidad hidráulica que es la única que puede alojar una bomba hidráulica tipo pistón, más bien se va a utilizar la completación de fondo tipo BES solamente desde la camisa de circulación hacia arriba que es donde se aloja o se asienta la bomba Jet.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO BES A BH INSTALANDO UNA MTU EN EL POZO AVILEON-01

4.1 RAZONES POR LAS QUE SE EFECTÚA EL CAMBIO:

4.1.1 Técnicas

Por falta de infraestructura, no existe línea de Power Oil (de 3500 a 3700 psi).

4.1.1.1 Superficie

Cuando se quiere implementar un sistema de PO o Bombeo Hidráulico debe tomarse en cuenta varios factores, tales como:

- Reservas del yacimiento

- Tipo de crudo
- Mecanismo de producción: gas en solución, casquete de gas, capa de gas libre, empuje hidráulico de fondo lateral o combinado, etc. Relación gas petróleo.

Luego de hacer el análisis del yacimiento correspondiente se determina que el método de levantamiento es Bombeo Electro-Sumergible (BES), por lo tanto la infraestructura de producción que se implementan son diferentes a la que se construye para Bombeo Hidráulico, por lo tanto para cambiar de sistema BES a BH instalando una unidad MTU debe considerarse aspectos tanto técnicos como económicos que justifiquen el proyecto.

Las diferentes causas por las cuales se debe implementar BH utilizando MTU entre otras son:

- 1) Costo excesivo para realizar tendido de línea Power Oil e implementar dicho sistema.
- 2) Problemas ambientales y comunitarios al querer construir una línea de fluido motriz (PO)
- 3) Cruce de ríos, pantanos, sectores poblados, etc.

4.1.1.2 Subsuelo

4.1.1.2.1 Reducción de Producción a causa de:

- Hueco en tubing
- Presencia de sólidos en el Equipo BES

- Quema de una de las fases
- Baja eficiencia de Bomba o Motor
- Rotura de eje
- Camisa de circulación defectuosa, semi-abierta o semi-cerrada

Todos estos puntos fueron detallados en el punto 2.5 de este documento.

4.1.2 Económicas

4.1.2.1 Alto costo del tendido de líneas para Power Oil.-

El cambio de sistema de levantamiento artificial de Bombeo Eléctrico a Bombeo Hidráulica convencional representa un alto costo o inversión inicial, ya que a más de construir la línea con tubería para alta presión también se debe incluir las facilidades desde la planta de fluido motriz principalmente si el pozo está en un lugar remoto, sistemas de tanques, etc.

4.1.2.2 Alto costo de cambio de sistema de subsuelo de equipo BES a PO (Power Oil) mediante WO (reacondicionamiento del pozo).-

Cuando se diagnostica mediante pruebas en superficie de parámetros de fondo, esto es valores de amperaje, frecuencia, presión, y se

concluye que el sistema BES para este pozo en particular o no es rentable o sencillamente dejó de funcionar se dispone realizar un programa de WO para cambio de completación, bombeo eléctrico eso representa arriba de los \$ 150000 en ocasiones puede superar los \$500000 al precio actual del barril de petróleo no es rentable hacer este trabajo, por lo que sería más conveniente y provechoso utilizar BH utilizando MTU.

Tabla III “Operaciones de Bombas Jet”. (Patricio Jaya)

CONSIDERACIONES EN LAS OPERACIONES DE BOMBAS JET	
PRUEBA DE INYECTIVIDAD	Esta prueba se la realiza con el fin de corroborar la existencia de permeabilidad en la formación de interés. (SERTECPET, 2010)
DESPLAZAMIENTO DE BOMBA JET	Es recomendable que la bomba se desplace hasta su alojamiento siempre y cuando la tubería de producción se encuentre llena y sean de igual diámetro interno, de variar el tamaño no se puede desplazar hidráulicamente, se debe recomendar asentar la bomba con slickline. (SERTECPET, 2010)
COMPORTAMIENTO DE ENTRADA DE FLUIDOS EN BOMBA JET	“La relación entre el caudal de producción y la presión en el fondo del pozo cuando hay producción se conoce como el comportamiento de entrada de fluidos. Este comportamiento equivale a la capacidad de un pozo para entregar sus fluidos.” (SERTECPET, 2010) (SERTECPET, 2010)

CONSIDERACIONES EN LAS OPERACIONES DE BOMBAS JET	
PROFUNDIDAD DE BOMBA JET	Esta consideración va a depender de la profundidad de la zona de interés. La bomba se coloca entre 100 a 200 metros sobre la profundidad de los punzados. (SERTECPET, 2010)
TOTAL VERTICAL DEPTH	Esta profundidad se la obtiene del registro Survey realizado en el pozo. Con esta profundidad se puede hacer una selección del tipo de bomba Jet a utilizar (SERTECPET, 2010)

4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DE LA MTU Y PUESTA EN PRODUCCIÓN DEL POZO AVILEON-01

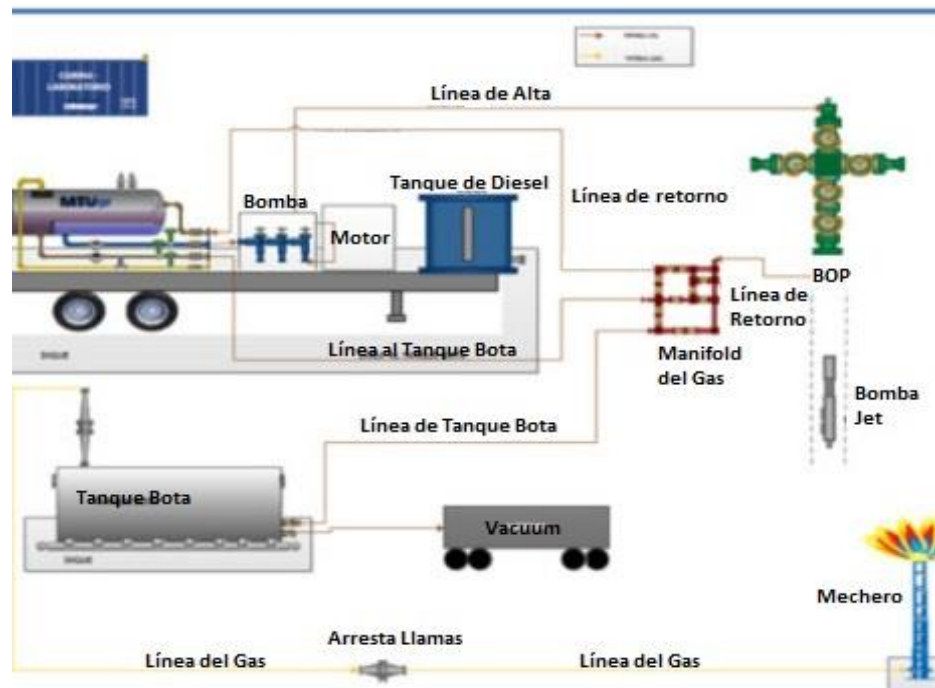


Figura 4-1 Esquema de la MTU.

4.2.1 Movilizar equipo desde la base hasta el pozo de prueba AVILEON-01

Luego del llamado de la operadora a la contratista y comprobado la confiabilidad de los datos se mueve la MTU hasta el pozo AVILEON-01.

4.2.2 Armar tanque bota y MTU en la locación con sus respectivos accesorios:

Se arma el equipo de superficie, unidad de MTU, tanque bota, líneas de superficie tales como tuberías de 2" de alta presión conectadas a la línea de producción del pozo y la línea de 4" conectada al casing del pozo. Antes de iniciar la prueba de producción se prueba la MTU en vacío aplicando hasta 5000 psi a la línea de alta presión, todo este procedimiento debe estar certificado por el departamento de seguridad industrial de la operadora, camper oficina para los técnicos para la elaboración de reportes diarios.

4.2.3 Suspender el bombeo del equipo BES:

El operador apaga la unidad de superficie y desconecta la energía de alto voltaje hasta las facilidades eléctricas en el pozo.

4.2.4 Acoplar separador de prueba a línea de flujo para iniciar evaluación:

Mediante chicsans se acopla la línea en superficie y se conecta desde el separador de prueba hasta la boca del pozo a la vez que se instalan en las líneas el medidor de gas hasta la descarga del gas del separador.

4.2.5 Con slickline bajar y chequear que la camisa de circulación esté abierta, de lo contrario dejar abierta la camisa.

Armar equipo de superficie, lubricador shifting tool con martillos bajar y chequear camisa.

- a) Chequear posición cerrada
- b) Cambiar de posición la herramienta, bajar y abrir camisa

4.2.6 Armar lubricador y desplazar bomba Jet hasta que se asiente en camisa.

La compañía de servicio de bomba hidráulica arma lubricador, desplaza bomba Jet mediante la utilización de la bomba triplex o quintuplex de la MTU hasta que la bomba Jet se asiente en la camisa, prueba asentamiento.

4.2.7 Estabilizar parámetros de flujo al tanque bota de la locación.

Realizar prueba de evaluación al tanque bota y medir parámetros de flujo mediante la diferencia en el nivel de fluido en tanque, de acuerdo al aforo del tanque (barriles por pulgada) se determina el aporte que tuvo en 1, 2 o 4 horas y se hace la proyección de la producción diaria, si durante 3 o más mediciones del aporte esta se mantiene en parámetros parecidos o constante se presume que esa es la producción del pozo.

4.2.8 Iniciar producción al tanque bota.

Luego que los parámetros se estabilizaron se realiza la prueba de producción de la siguiente manera:

- a) El operador mide el nivel inicial del fluido en el taque bota, marca la hora a la que fue medido este nivel.
- b) Chequea el nivel de aporte hora a hora, si se va incrementado proporcionalmente hora a hora, esta es la producción estimada que el pozo aporta. Inicialmente el pozo estará aportando agua que es la que se inyecta desde el tanque de prueba, luego que el pozo aporta fluido el BSW va a disminuir de 100% de agua a 70% o menos, hasta el BWS normal del pozo.

4.2.9 Realizar pruebas de producción diaria.

Luego que se ha estabilizado la producción del pozo con datos de flujo y BSW característico del pozo, se desaloja cada cierto tiempo de acuerdo al aporte del pozo o vacuum.

El camión de vacío llega al pozo, mediante mangueras se acopla a la línea de succión del tanque bota que se encuentra a 1 ½ de la superficie, mediante la bomba Booster, este camión succiona y vacía el nivel del tanque para luego con la MTU reiniciar la producción.

4.2.10 Medir producción de gas mediante método placa orifico.

Placa Orifico (elemento primario).- Es una placa circular de acero inoxidable y que en la parte central tiene un orificio igualmente circular, estas placas son colocadas en sentido del flujo y tienen un bisel para lograr un flujo laminar luego de pasar el gas a través de este orificio, el Barton o registrador (elemento secundario) registra la presión estática y la diferencial.

4.3 MEDICIÓN DE GAS A TRAVÉS DEL MÉTODO PLACA ORIFICIO (PRUEBA DE POZO)

El método consiste en instalar un placa orificio en un medidor Daniel, un diferencial de presión que varía de forma proporcional al caudal que pasa a través de éste, las variaciones de presión y temperatura son registradas y leídas en un instrumento llamado BARTON

Con la información de las variaciones de presión y temperatura, diámetro del orificio, densidad del gas y otros tantos factores podemos determinar el volúmen de gas que atraviesa por la placa orificio, por lo tanto el gas que produce el pozo, para lo cual utilizamos la siguiente fórmula:

$$Q = C\sqrt{P_S \times P_H}$$

Donde:

$$C = F_b \times F_r \times Y \times F_{Pb} \times F_{Tb} \times F_{Tf} \times F_g \times F_{Pv} \times F_m \times F_a \times F_L$$

Los factores:

$$F_r = Y = F_m = F_a = F_l = 1$$

Se aproximan a la unidad para presión atmosférica, es decir, 14.6 psi y temperatura de 60 °F.

$$F_{pb}=1.0 \text{ y } F_{tb}=1.0$$

De modo que nuestra ecuación quedaría de la siguiente forma:

$$C = F_b \times F_{Tf} \times F_g \times F_{Pv}$$

4.3.1 Cálculo por el método Placa Orificio

Para nuestro caso el equipo MTU tiene los siguientes parámetros:

$P_h = 80$ psi de agua.

$P_s = 60$ psi

Diámetro del puente = 4"

Diámetro de placa orificio = 2"

Temperatura promedio del gas = 60 °F

Gravedad específica del gas = 0.6

Procedimiento:

$$Q = C \times \sqrt{P_s \times P_H}$$

a) Cálculo de F_b

\emptyset (orificio) = 2 pulg

Diámetro interno del porta orificio (DI) = 4.026 pulg

Con la Tabla 4 en el Anexo A usamos el dato de \emptyset y DI para obtener el valor del Factor básico de orificio:

$$F_b = 842.12$$

b) Cálculo de F_g

Con la tabla 5 del Anexo B obtenemos el Factor de gravedad:

$$F_b = 1.2910$$

c) Cálculo de F_{tf}

Con la tabla 6, usamos la Temperatura fluyente = 80.1 F y obtenemos Factor de temperatura fluyente:

$$F_{tf} = 0.9804$$

d) Cálculo de F_{pv}

Con la tabla 7 se obtiene el factor de supercompresibilidad:

$$F_{pv} = 1.0042$$

Reemplazando:

$$Q = (842.12)(0.9804)(1.2910)(1.0042)\sqrt{80 \times 74.73}$$

$$P_f = 60$$

$$P \text{ atmosférica} = 14.73$$

$$P \text{ estática} = 60 + 14.73$$

$$Q = 1070.34 \times \sqrt{80 \times 74.73}$$

$$Q = 827588.10 \text{ PCPD}$$

$$Q = 827.58 \text{ MPCPD}$$

$$\text{BFPD} = 353$$

$$\text{BAPD} = 244$$

$$\text{BPPD} = 109$$

$$GOR = \frac{MPCPD}{BPPD}$$

$$GOR = \frac{827.58 \text{ MPCPD}}{109 \text{ BPPD}}$$

$$GOR = 76000 \frac{ft^3}{Bls}$$

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.4.1 Análisis Técnico

El pozo AVILEON-01 tiene dos horizontes productivos, la arena U_{inf} y T_{inf} . termina su perforación el 1 de marzo del 2013 y su producción inicia el 11 de marzo del 2013 con BES con bomba DN460 sistema PPS, con una producción promedio entre 450 a 550 BFPD con un BSW promedio

de 1- 3% los tres primeros meses, y con una producción promedio de petróleo de 400 barriles netos.

A partir de junio del 2013 se incrementa el BSW de 10-20% de junio a septiembre del 2013 y la producción va declinando entre 350-400 BFPD.

Los parámetros de superficie se mantienen estables a lo largo del tiempo de producción (P_c , P_m , P_{sep} , y f se mantiene en 55hz).

De octubre del 2013 a abril del 2014 se incrementa el BSW a 40% y la producción decae entre 250 y 300 BFPD, se sube la frecuencia a 56hz.

De mayo del 2014 a agosto 2014 va incrementando paulatinamente el corte de agua (BSW) hasta un 88%, los parámetros eléctricos se mantienen estables y los demás parámetros de superficie son aceptables.

El 17 de agosto del 2014 tenemos equipo BES off por alta temperatura, se determina mediante pruebas con slickline que hay hueco en tubería, que hay recirculación y el pozo queda cerrado para work over.

Se realiza work over No.1 se baja el mismo tipo de bomba (DN460) y se inicia producción el 13 de septiembre del 2014.

El pozo queda produciendo desde 13 de septiembre del 2014 hasta enero del 2015 con una producción promedio entre 300-350 BFPD y un BSW promedio de 70% de la arena U_{inf} con frecuencia de 52Hz.

En febrero del 2015 declina la producción más o menos 200 BIs y el BSW se incrementa a 88% con una producción neta de alrededor de 30 BFPD lo cual es antieconómico razón por la cual el pozo queda cerrado para work over.

Rig ESPOL-01 realiza work over No. 2 el 18 de Febrero del 2015 y finaliza el WO el 11 de Marzo del 2015.

El objetivo de este work over fue evaluar arena U_{inf} , y si los resultados no son satisfactorios aislar esta zona con cementación forzada y recañoñar la arena T_{inf} (se cumple con este objetivo). El pozo queda completado con equipo BES similar al anterior.

Pozo queda produciendo de T_{inf} con parámetros eléctricos y de superficie normales, con 56 Hz, con una producción promedio entre 200-250 BFPD y un BSW de 3% entre marzo y abril del 2015.

A partir de mayo del 2015 se incrementa al 10% el BSW y va declinando paulatinamente la producción hasta llegar entre 70-75 BFPD por lo que se decide cerrar el pozo por bajo aporte.

Se prueba en superficie parámetros de equipos BES Ok. Presión de intake, fases A-B-C, temperatura, etc

Con equipo slickline se prueba con presión y se descubre que hay hueco en tubería, se decide cerrar el pozo.

A partir del 15 de julio del 2015 se decide producir el pozo avileón-01, mediante MTU, se desplaza bomba Jet 9H se produce contra tanque de la locación y la producción se mantiene desde julio hasta octubre del 2015 en un promedio de 300-350BFPD con un BSW del 10% con lo que se gana alrededor de 175 BPPD con respecto al último valor de producción con equipo BES; hasta la actualidad se mantiene en producción con la misma bomba la misma geometría, entre 20-30 días se reversa la bomba cuando se observa incremento de presión de inyección por taponamiento de la rejilla de la bomba o cuando se incrementa el volumen de inyección alrededor de 2000 BFPD que es posiblemente por cavitación de la bomba (nozzle o garganta). (ANEXO C).

4.4.2 Análisis Económico

Si consideramos la implementación de una MTU en el pozo AVILEON 01 como un plan piloto en la implementación de BH no convencional sólo para casos en que el equipo de subsuelo (BES) ha quedado fuera de servicio por cualquier motivo, tal como: Fase a tierra, bomba

quemada, eje roto, bomba atascada, hueco en tubing, colapso de casing ,etc y en casos que de acuerdo a registros de ingeniería aún se tengan reservas de hidrocarburo en el pozo AVILEON-01 como para recuperar esa producción, podemos concluir lo siguiente, consecuentemente podemos hacer una evaluación financiera del proyecto, el mismo que nos arrojará resultados si es positiva o negativa realizar dicha implementación.

4.4.2.1 Evaluación Financiera del Proyecto

Basándonos en los conceptos de Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN) podemos determinar la rentabilidad de dicho proyecto.

TIR: tasa interna de retorno, es la tasa de actualización para la cual el VAN de una serie de pagos futuros es igual a cero. Un proyecto es ventajoso cuando la TIR es superior a la tasa de actualización que utiliza la empresa.

$$\frac{TIR}{VAN} > 0$$

VAN: es el valor expresado en términos actuales de una serie de pagos futuros. Un proyecto es ventajoso cuando tiene un VAN positivo.

$$VAN = \sum_{i=(0,n)} \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

VAN = valor actual neto

F_i = flujo de fondos en periodo i .

r = tasa de actualización

i = año o periodo

n = número de periodos de estudio.

“PROYECTO: CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BES A BH UTILIZANDO MTU EN EL POZO AVILEON-01”

Inversión	\$ 30.000
Incremento de producción (BPPD)	175
Declinación de producción (semestral)	10%
Precio del Barril	\$ 30
Costo de producción	\$ 15
Transporte	\$ 1.5 /barril
Costo de Comercialización	\$ 0.8

Tabla IV Detalle del flujo de caja

PERÍODO		0	1	2	3	4
MES		JULIO (15 días)	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE
Producción incremental (Bombeo hidráulico)		2.625,00	5.250,00	5.250,00	5.250,00	5.250,00
Ingresos		78.750,00	157.500,00	157.500,00	157.500,00	157.500,00
Egresos		36.259,50	72.519,00	72.519,00	72.519,00	72.519,00
MTU	2.000,00	30.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00
Vacuum e Imprevistos	400,00	6.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.000,00
Costo de Producción	17,30	259,50	519,00	519,00	519,00	519,00
Movimiento De Mtu+Logistica+Materiales		30.000,00	-	-	-	-
TOTAL EGRESOS		66.259,50	72.519,00	72.519,00	72.519,00	72.519,00
FLUJO DE CAJA		12.490,50	84.981,00	84.981,00	84.981,00	84.981,00

$$VAN = \sum_{i=(0,n)} \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

$$VAN = -30000 + \frac{12490.50}{(1+0.1)^0} + \frac{84981.00}{(1+0.1)^1} + \frac{84981.00}{(1+0.1)^2} + \frac{84981.00}{(1+0.1)^3} + \frac{84981.00}{(1+0.1)^4}$$

$$VAN = -30000 + 12490.50 + 77255.45 + 70232.23 + 63847.48 + 58043.16$$

$$VAN = 251868.82$$

Entonces se puede concluir que el proyecto es rentable desde el punto de vista económico dado a que el VAN es positivo con una tasa de actualización del 10%.

$$TIR = \frac{352414.5}{30000}$$

$$TIR = 11.74$$

Luego

$$\frac{TIR}{VAN} > 0$$

$$\frac{11.74}{10} > 0$$

$$1.17 > 0$$

La tasa Interna de Retorno es mayor a la tasa de actualización lo cual ratifica la rentabilidad del proyecto.

CAPÍTULO 5

5. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIÓN:

Con todo este análisis podemos concluir que es supremamente rentable en todos los pozos cerrados, que ingeniería de petróleo determine que hay suficiente reservas para recuperarlas, y que en su completación tengan una camisa de circulación que esté sobre el equipo BES y que por cualquier causa no se pueda producir mediante bombeo eléctrico, utilizar este sistema cuya inversión es mínima alrededor de \$2300 - \$2500 diarios vs. Lo que representaría la intervención del pozo mediante work over, valor que representaría alrededor de \$500000,00 como lo hemos demostrado en el WO No.2 del pozo AVILEON-01.

Si consideramos incrementar alrededor de 175 BFPD menos los costos diarios de producción: MTU \$2000, Vacuum \$400, nos quedaría una utilidad de alrededor de \$3000 diarios.

Si ingeniería de petróleo del campo hubiera decidido intervenir el pozo mediante work over No.3 para el cambio de bomba por hueco en tubería con un costo aproximado de alrededor de los \$500000,00, (ANEXO B), este gasto lo hubiéramos recuperado después de aproximadamente 100 días. Después de transcurrir estos 100 días tendríamos la rentabilidad del proyecto. Cosa que con en el MTU la rentabilidad del proyecto sería inmediata.

5.2 RECOMENDACIONES:

Se recomienda que en todo los pozos cerrados que produzcan principalmente por bombeo BES y tenga camisa de circulación donde pueda asentarse un bomba Jet y que haya dificultad para producir mediante equipo BES, se implemente e instale una MTU y producir al tanque de la locación por Bombeo Hidráulico.

De igual manera pozos cerrados que tengan otro sistema de Levantamiento Artificial sea bombeo neumático, en bombeo hidráulico en donde la cavidad esté obstruida pero que se tenga camisa de circulación,

también en pozos cerrados de bombeo hidráulico del que se ha retirado la línea de inyección o de fluido motriz la MTU reemplazará esta línea.

ANEXOS

ANEXO A: Tablas para calcular F_b

Tabla V Obtención del valor Fb. Fuente: (Jimmy Proaño, 2012)

TABLA PARA LA OBTENCIÓN DEL VALOR Fb						
Diámetro de orificio d. en pulgadas	Diámetro interno del portaorificios, D en pulgadas					Diametro de orificio d. en pulgadas
	2,067 (3,65 lb/ft)	3,068 (7,58 lb/ft)	4,026 (10,79 lb/ft)	5,761 (28,58 lb/ft)	6,065 (18,97 lb/ft)	
0.250	12711	12705	12.68			0.250
0.375	28.428	28376	28348			0.375
0.500	50.521	50.292	50224	50182	50178	0.500
0.625	79.311	78.625	78.421	78296	78287	0.625
0.750	115.14	113.56	113.08	112.75	112.72	0.750
0.875	158.47	155.14	154.27	153.63	153.56	0.875
1.000	210.22	203.54	201.99	200.96	200.85	1.000
1.125	271.70	259.04	256.33	254.72	254.56	1.125
1.250	345.13	322.03	317.45	314.95	314.72	1.250
1.375	433.50	393.09	385.51	381.70	381.37	1.375
1.500	542.26	472.96	460.79	455.03	454.57	1.500
1.625		652.58	543. 61	535.03	534.38	1.625
1.750		663.42	634.39	621.79	620.88	1.750
1.875		777.18	733.68	715.44	714.19	1.875
2.000		906.01	842.12	816.13	814.41	2.000
2.125		1052.5	960.48	924.07	921.71	2.125
2.250		1223.2	1089.9	1039.5	1036.3	2.250

TABLA PARA LA OBTENCIÓN DEL VALOR Fb

Diámetro de orificio d. en pulgadas	Diámetro interno del portaorificios, D en pulgadas					Diámetro de orificio d. en pulgadas
	2,067 (3,65 lb/ft)	3,068 (7,58 lb/ft)	4,026 (10,79 lb/ft)	5,761 (28,58 lb/ft)	6,065 (18,97 lb/ft)	
2.375			1231.7	1162.6	1158.3	2.375
2.500			1387.2	1293.8	1288.2	2.500
2.625			1558.2	1433.5	1426.0	2.625
2.750			1746.7	1582.1	1572.3	2.750
2.875			1955.5	1740.0	1727.5	2.875
3.000			2194.9	1907.8	1891.9	3.000
3.125				2086.4	2066.1	3.125
3.250				2276.5	2250.8	3.250
3.375				2479.1	2446.8	3.375
3.500				2695.1	2664.9	3.500
3.625				2925.1	2876.0	3.625
3.750				3172.1	3111.2	3.750
3.875				3435.7	3361.5	3.875
4.000				3718.2	3628.2	4.000
4.250				4354.8	4216.6	4.250
4.500					4900.9	4.500

Tabla VI *Factor de Gravedad.* Fuente: (Jimmy Proaño, 2012)

GRAVEDAD	0.000	0.002	0.004	0.006	0.008
0.550	1,3484	1,346	1,3435	1,3411	1,3387
0.560	1,3363	1,3339	1,3316	1,3292	1,3200
0.570	1,3245	1,3222	1,3199	1,3176	1,3153
0.580	1,3131	1,3108	1,3086	1,3063	1,3041
0.590	1,3019	1,2997	1,2975	1,2953	1,2932
0.600	1,2910	1,2888	1,2867	1,2846	1,2825
0.610	1,2804	1,2783	1,2762	1,2741	1,2720
0.620	1,2700	1,268	1,2659	1,2639	1,2619
0.630	1,2599	1,2579	1,2559	1,2539	1,2520
0.640	1,2500	1,248	1,2461	1,2442	1,2423
0.650	1,2403	1,2384	1,2365	1,2347	1,2328
0.660	1,2309	1,229	1,2272	1,2254	1,2235
0.670	1,2217	1,2199	1,2181	1,2163	1,2145
0.680	1,2127	1,2109	1,2091	1,2074	1,2056
0.690	1,2039	1,2021	1,2004	1,1986	1,1960
0.700	1,1952	1,1935	1,1918	1,1901	1,1894
0.710	1,1868	1,1851	1,1834	1,1818	1,1802
0.720	1,1785	1,1769	1,1752	1,1736	1,1720
0.730	1,1704	1,1688	1,1672	1,1656	1,1640

GRAVEDAD	0.000	0.002	0.004	0.006	0.008
0.740	1,1625	1,1609	1,1593	1,1578	1,1562
0.750	1,1547	1,1532	1,1516	1,1501	1,1486
0.760	1,1471	1,1456	1,1441	1,1426	1,1411
0.770	1,1396	1,1381	1,1366	1,1352	1,1337
0.780	1,1323	1,1308	1,1294	1,1279	1,1265
0.790	1,1251	1,1237	1,1222	1,1208	1,1194
0.800	1,1180	1,1166	1,1152	1,1139	1,1125
0.810	1,1111	1,1097	1,1084	1,107	1,1057
0.820	1,1043	1,103	1,1016	1,1003	1,0990
0.830	1,0976	1,0963	1,0950	1,0937	1,0924
0.840	1,0911	1,0898	1,0885	1,0872	1,0850
0.850	1,0846	1,0834	1,0821	1,0808	1,0796
0.860	1,0783	1,0771	1,0758	1,0746	1,0733
0.870	1,0721	1,0709	1,0696	1,0684	1,0672
0.880	1,0660	1,0648	1,0636	1,0624	1,0612
0.890	1,0600	1,0588	1,0576	1,0564	1,0553
0.900	1,0541	1,0529	1,0518	1,0506	1,0494
0.910	1,0483	1,0471	1,046	1,0448	1,0437
0.920	1,0426	1,0414	1,0403	1,0392	1,0381
0.930	1,0370	1,0358	1,0347	1,0336	1,0325
0.940	1,0314	1,0303	1,0292	1,0281	1,0270

GRAVEDAD	0.000	0.002	0.004	0.006	0.008
0.950	1,0260	1,0249	1,0238	1,0228	1,0217
0.960	1,0206	1,0196	1,0185	1,0174	1,0164
0.970	1,0153	1,0143	1,0132	1,0122	1,0112
0.980	1,0102	1,0091	1,0081	1,0071	1,0060
0.990	1,0050	1,004	1,003	1,002	1,0010
0.1000	1,0000				

Tabla VII Obtención del factor F_{tf} , temperatura de fluencia dados °F. Fuente: (Jimmy Proaño, 2012)

PARA LA OBTENCION DEL FACTOR F_{tf} , TEMPERATURA DE FLUENCIA DADOS °f										
Temp. °F	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1,0632	1,0621	1,0609	1,0598	1,0586	1,0575	1,0564	1,0552	1,0541	1,053
10	1,0518	1,0507	1,0496	1,0485	1,0474	1,0463	1,0452	1,0441	1,043	1,0419
20	1,0408	1,0398	1,0387	1,0376	1,0365	1,0355	1,0344	1,0333	1,0323	1,0312
30	1,0302	1,0291	1,0281	1,027	1,026	1,0249	1,0239	1,0229	1,0218	1,0208
40	1,0198	1,0188	1,0178	1,0168	1,0158	1,0147	1,0137	1,0127	1,0117	1,0108
50	1,0098	1,0088	1,0078	1,0068	1,0058	1,0048	1,0039	1,0029	1,0019	1,0010
60	1,0000	0,999	0,9981	0,9979	0,9962	0,9952	0,9943	0,9933	0,9924	0,9915
70	0,9905	0,9896	0,9887	0,9877	0,9868	0,9859	0,985	0,984	0,9831	0,9822
80	0,9813	0,9804	0,9795	0,9786	0,9777	0,9768	0,9759	0,975	0,9741	0,9732
90	0,9723	0,9715	0,9706	0,9697	0,9688	0,968	0,9671	0,9662	0,9653	0,9645
100	0,9636	0,9628	0,9619	0,961	0,9602	0,9594	0,9585	0,9577	0,9568	0,956
110	0,9551	0,9543	0,9535	0,9526	0,9518	0,9510	0,9501	0,9493	0,9485	0,9477
120	0,9469	0,9460	0,9452	0,9444	0,9436	0,9428	0,942	0,9412	0,9404	0,9396

PARA LA OBTENCION DEL FACTOR F _{tf} , TEMPERATURA DE FLUENCIA DADOS °f										
Temp. °F	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
130	0,9388	0,9380	0,9372	0,9364	0,9356	0,9349	0,9341	0,9333	0,9325	0,9317
140	0,9309	0,9302	0,9294	0,9286	0,9279	0,9271	0,9263	0,9256	0,9248	0,924
150	0,9233	0,9226	0,9218	0,921	0,9203	0,9195	0,9188	0,918	0,9173	0,9166
160	0,9158	0,9151	0,9143	0,9136	0,9128	0,9121	0,9114	0,9106	0,9099	0,9092
170	0,9085	0,9078	0,9071	0,9064	0,9056	0,9049	0,9042	0,9035	0,9028	0,9021
180	0,9014	0,9007	0,9	0,8993	0,8986	0,8979	0,8972	0,8965	0,8958	0,8951
190	0,8944	0,8938	0,8931	0,8942	0,8917	0,8910	0,8903	0,8897	0,889	0,8883
200	0,8876	0,887	0,8863	0,8856	0,8849	0,8843	0,8836	0,883	0,88825	0.8816
$F_{tf} = \sqrt{520 / (460 + \text{temp. actual en } ^\circ F)}$										

Tabla IX Fuente: Tesis “Teoría y Práctica sobre medidores de Orificio” (*Jimmy Proaño, 2012*)

Pf (psig)	Temperatura °F									
	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
0	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
20	1,0016	1,0015	1,0014	1,0013	1,0012	1,0011	1,0011	1,0010	1,0009	1,0009
40	1,0031	1,0029	1,0028	1,0026	1,0024	1,0023	1,0021	1,0020	1,0019	1,0017
60	1,0047	1,0044	1,0042	1,0039	1,0036	1,0034	1,0032	1,0030	1,0028	1,0026
80	1,0063	1,0059	1,0056	1,0052	1,0049	1,0046	1,0043	1,0040	1,0038	1,0035
100	1,0079	1,0074	1,0070	1,0065	1,0061	1,0057	1,0054	1,0050	1,0047	1,0044
120	1,0095	1,0089	1,0084	1,0078	1,0073	1,0069	1,0064	1,0060	1,0056	1,0053
140	1,0112	1,0104	1,0098	1,0091	1,0086	1,0080	1,0075	1,0071	1,0066	1,0062
160	1,0128	1,0119	1,0112	1,0105	1,0096	1,0092	1,0086	1,0081	1,0075	1,0071
180	1,0144	1,0135	1,0126	1,0118	1,0110	1,0103	1,0097	1,0091	1,0085	1,0079
200	1,0160	1,0150	1,0141	1,0131	1,0123	1,0115	1,0108	1,0101	1,0094	1,0088
220	1,0177	1,0165	1,0155	1,0144	1,0135	1,0126	1,0118	1,0111	1,0103	1,0097
240	1,0193	1,0180	1,0169	1,0158	1,0147	1,0138	1,0129	1,0121	1,0113	1,0106
260	1,0210	1,0196	1,0183	1,0171	1,0160	1,0150	1,0140	1,0131	1,0122	1,0114
280	1,0227	1,0211	1,0198	1,0184	1,0172	1,0161	1,0151	1,0141	1,0131	1,0123

Pf (psig)	Temperatura °F									
	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
900	1,0761	1,0700	1,0646	1,0596	1,0551	1,0510	1,0472	1,0437	1,0405	1,0375
920	1,0778	1,0716	1,0660	1,0609	1,0563	1,0521	1,0482	1,0446	1,0413	1,0383
940	1,0796	1,0731	1,0674	1,0622	1,0575	1,0531	1,0491	1,0455	1,0421	1,0390
960	1,0812	1,0747	1,0688	1,0635	1,0586	1,0542	1,0501	1,0463	1,0429	1,0397
980	1,083	1,0762	1,0702	1,0648	1,0598	1,0552	1,0510	1,0472	1,0437	1,0404
1000	1,0847	1,0778	1,0716	1,0660	1,0609	1,0563	1,0520	1,0480	1,0445	1,0411

ANEXO B: Costos de realizar work over

COSTOS REALES				
		NUMERO TICKET	COSTOS POR DÍA	COSTOS
AVILEON – 01	Movimiento de la Torre (18 Km)		7.137,60	7.137,60
	Trabajo de la Torre (23 Días + 0 Horas)		7.500,00	172.500,00
	Supervisión (23 Días + 0 Horas)		1.500,00	32.500,00
	Diesel	CONSUMO RIG	65,28	1.501,44
DYGOIL	Slickline	0005263	434,61	434,61
HALLIBURTON	Químicos Para Fluido De Control	23727	60144,76	60.144,76
ADRIAL PETRO	Instalación De Conectores	0019710	3387,61	3.387,61
ADRIAL PETRO	Instalación Protectores Y Mid Joints Cannon	0019183	1833,22	1.833,22
BAKER	Cementación Forzada a la Arena Ui		145000,00	145.000,00
Transportes NOR- OCCIDENTAL (TNO)	VACUUM		20000,00	20.000,00
SUBTOTAL			444.439,24	
TOTAL			\$444.439,24	

ANEXO C: Prueba de pozo realizada al
pozo AVILEON-01

Bibliografía

1. Conde, L. M. (Junio de 2012).
http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec. Obtenido de
http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec:
http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec/bitstream/28000/1183/1/T-SENESCYT-000313.pdf
2. Jean Jorge Achji Z., P. J. (29 de Septiembre de 2014).
http://perfob.blogspot.com. Obtenido de *http://perfob.blogspot.com:*
http://perfob.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html
3. Jimmy Proaño, E. T. (11 de Junio de 2012).
http://www.dspace.espol.edu.ec. Obtenido de
http://www.dspace.espol.edu.ec:
http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/24498
4. LaComunidadPetrolera. (2014). *www.lacomunidadpetrolera.com.*
Obtenido de *www.lacomunidadpetrolera.com:*
http://www.lacomunidadpetrolera.com/inicio/bombeo-electrosumergible-bombeo/

5. Marco, D. (17 de Junio de 2011). *http://www.dspace.espol.edu.ec*.
Obtenido de *http://www.dspace.espol.edu.ec:*
http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/16180

6. Morocho, A. M. (Noviembre de 2007). *http://bibdigital.epn.edu.ec*.
Obtenido de *http://bibdigital.epn.edu.ec:*
http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/534/1/CD-1090.pdf

7. Oiler. (2013). *Blogger.com*. Obtenido de *Blogger.com:*
http://sistemadelevantamientoartificial.blogspot.com/

8. Oil-Mail. (2011). *oil-mail.blogspot.com*. Obtenido de *oil-mail.blogspot.com:* *http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistemas-de-levantamiento-artificial.html*

9. Osorio, P. R. (22 de Julio de 2011).
http://www.ingeneriadepetroleo.com. Obtenido de
http://www.ingeneriadepetroleo.com:
http://www.ingeneriadepetroleo.com/clasificacion-de-los-packer-pozo-de.html

10. Patricio Jaya, R. C. (s.f.). *Manual de Sistema de Bombeo Hidráulico TRICO-KOBE*. . Ecuador: Impreso por Patricio Jaya y Roy Cotten.

11. petrolera, L. c. (2014). *La comunidad petrolera*. Obtenido de <http://www.lacomunidadpetrolera.com/inicio/bombeo-electrosumergible-bombeo>
12. SERTECPET. (27 de Abril de 2010). <http://www.wobook.com>. Obtenido de <http://www.wobook.com>: <http://www.wobook.com/WBXD8qE6H27p/Collection-1/Manual-para-Operaciones-deCampo-Sertecpet.html>
13. Tracker SRL. (s.f.). <http://www.tackertools.com>. Obtenido de <http://www.tackertools.com>: <http://www.tackertools.com/web/index.php/es>
14. Venegas, P. G. (16 de Septiembre de 2015). <http://www.dspace.espol.edu.ec>. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec>: <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/29879>