



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A LO LARGO DEL TIEMPO DE VIDA PRODUCTIVA DE UN POZO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

ÁLVARO ROLANDO GARCÍA VILLALVA

ANDRÉS VALENTINO LANDETA BEJARANO

GUAYAQUIL-ECUADOR

2018

DEDICATORIA

A mis padres Sra. Adela Villava, y Sr. Rolando García, a mi hermana Carolina quienes han trabajado y sacrificado por mí, para que nunca me falte nada, y abuela Cumandá Campi; con mucho amor les dedico el esfuerzo invertido en esta etapa.

A la familia León Moreno, quienes me acogieron, me trataron y me hicieron sentir como uno más de la familia en su lindo hogar.

A Diana Bajaña, persona especial en mí vida, que siempre estuvo animándome y ayudándome en todo momento con paciencia y cariño dejando a un lado sus ocupaciones y a la familia Cedeño.

Álvaro Rolando García Villalva

A Wilson Landeta y Ruth Bejarano, mis padres, quienes han plasmado su mayor deseo de ver a sus cuatro hijos culminar su carrera universitaria.

A Nathalie, Carmen y Patricio, mis hermanos, por ser esa punta de flecha que me ha guiado en el camino correcto hacia mis metas.

A Walter Landeta, mi tío, por su valioso e importante apoyo en la consecución de mi título profesional.

A Dayanne Reyes y Roberto Franco, personas muy especiales en mi vida.

A los amigos que me regaló ESPOL, quienes han compartido conmigo momentos inolvidables, deseando que lo tomen como un aliciente para culminar sus carreras.

Andrés Valentino Landeta Bejarano

AGRADECIMIENTO

A Dios por su infinita misericordia y permitirnos cumplir una de las tantas metas que tenemos por delante.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por darnos la oportunidad de ser profesionales a carta cabal.

Al Ing. Fernando Sagnay por habernos apoyado, guiado y motivado en todo momento. A la empresa SERTECPET SA por abrirnos las puertas y darnos la oportunidad de realizar el proyecto integrador.

A nuestros profesores, familiares que se hicieron notar y a los verdaderos amigos con los cuales se vivieron buenos momentos.

Alvaro Rolando Garcia Villalva

Andrés Valentino Landeta Bejarano

TRIBUNAL DEL PROYECTO

MSc. FERNANDO SAGNAY
PROFESOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. XAVIER VARGAS
COORDINADOR DE LA CARRERA

MSc. DANILO ARCENTALES
TUTOR DE MATERIA INTEGRADORA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Alvaro Rolando García Villalva

Andrés Valentino Landeta Bejarano

RESUMEN

El presente proyecto se refiere a la optimización del sistema de levantamiento artificial a lo largo de su vida productiva, para un pozo que se encuentra ubicado en el campo Auca Sur que por confidencialidad se lo mencionará como PACHI-17, mediante distintos análisis cualitativos y cuantitativos, con la finalidad de determinar en qué momento tuvo un mejor desempeño al nivel productivo y en el aspecto económico.

En el Capítulo 1 se describe todos los ítems introductorios tales como: Preámbulo, Planteamiento del problema, Hipótesis, Objetivos y Metodología, para proporcionar un mejor panorama y entendimiento del tema a tratar.

En el Capítulo 2 se explica lo referente al pozo en estudio que se quiere optimizar y sus respectivas características, además del Marco Teórico para tener conocimientos de todos los conceptos a tratar, los mismos que respaldan la presente investigación.

En el Capítulo 3 se desarrolla la Metodología planteada para la optimización del pozo escogido, a través de distintos cálculos e identificación de factores ya sean económicos u operacionales, que han afectado a la producción y desempeño a lo largo de la vida productiva del mismo.

En el Capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos y su respectivo análisis en orden cronológico para cada levantamiento artificial que ha operado en el pozo. Adicionalmente se realiza un somero análisis económico para determinar el Sistema de Levantamiento Artificial más eficiente.

En el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones del proyecto en mención.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	I
AGRADECIMIENTO.....	III
TRIBUNAL DEL PROYECTO.....	IV
DECLARACIÓN EXPRESA.....	V
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS.....	XIV
SIMBOLOGÍA.....	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIX
CAPÍTULO 1.....	20
INTRODUCCIÓN.....	20
1.1. Preámbulo.....	22
1.2. Planteamiento del problema.....	23
1.2.1. Descripción del problema.....	23
1.2.2. Justificación.....	24
1.3. Hipótesis.....	25

1.4. Objetivos	25
1.4.1. Objetivo General	25
1.4.2. Objetivos Específicos.....	25
1.5. Metodología	26
CAPÍTULO 2	28
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	28
2.1. Descripción del pozo.....	29
2.1.1. Ubicación.....	29
2.1.2. Antecedentes.....	30
2.1.3. Estructura Geológica.....	31
2.1.4. Parámetros e información.....	33
2.2. Hidrocarburos.....	34
2.3. Yacimientos de hidrocarburos.....	35
2.4. Mecanismos de producción.....	36
2.4.1. Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos.....	36
2.4.2. Empuje por capa de gas.....	36
2.4.3. Empuje por agua	37
2.4.4. Empuje por drenaje gravitacional	37
2.4.5. Empuje combinado	38
2.5. Levantamiento Artificial.....	38
2.6. Tipos de Levantamiento Artificial	39
2.6.1. Bombeo Mecánico	39

2.6.1.1. Introducción.....	39
2.6.1.2. Componentes principales.....	40
2.6.1.3. Componentes principales de superficie.....	40
2.6.1.4. Componentes del subsuelo.....	42
2.6.1.5. Ventajas y desventajas del bombeo Mecánico Convencional.....	46
2.6.1.6. Otros Tipos de Unidades de Bombeo.....	47
2.6.2. Gas Lift.....	49
2.6.2.1. Introducción	49
2.6.2.2. LAG continuo	50
2.6.2.3. LAG intermitente	52
2.6.2.4. Componentes del sistema Gas Lift.....	54
2.6.2.5. Componentes de superficie.....	54
2.6.2.6. Componentes de subsuelo.....	55
2.6.2.7. Ventajas y Desventajas del LAG.....	56
2.6.3. Bombeo hidráulico.....	58
2.6.3.1. Introducción.....	58
2.6.3.2. Componentes principales.....	59
2.6.3.3. Componentes de superficie.....	59
2.6.3.4. Componentes del subsuelo.....	63
2.6.3.5. Datos característicos del pozo para el diseño de Bombeo Hidráulico.....	72

2.6.3.6. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico con bomba tipo Pistón.....	73
2.6.3.7. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico con bomba tipo Jet	74
2.6.4. Bombeo Electrosurgible.....	76
2.6.4.1. Introducción	76
2.6.4.2. Componentes Principales.....	78
2.6.4.3. Componentes de superficie.....	78
2.6.4.4. Componentes de subsuelo.....	80
2.6.4.5. Datos característicos del pozo para el diseño de Bombeo electrosurgible.....	82
2.6.4.6. Datos obtenidos a partir del diseño de Bombeo electrosurgible.....	83
2.6.4.7. Ventajas y desventajas del Bombeo electrosurgible.....	83
CAPÍTULO 3.....	85
METODOLOGÍA	85
3.1. Historial de Producción del pozo PACHI-17.....	87
3.2. Completación y Pruebas Iniciales.....	93
3.3. WORKOVER #1.....	98
3.4. WORKOVER #2	100
3.5. WORKOVER #3.....	102
3.6. Mecanismo de producción del yacimiento.....	105

3.7. Esquema mecánico del pozo.....	106
3.7.1. Caídas de presión Yacimiento – Superficie.....	108
3.7.2. Tubing – Casing.....	110
3.7.3. Accesorios.....	110
3.7.4. Profundidad de la Bomba o Camisa.....	112
3.8. Nueva propuesta de Sistema de Levantamiento Artificial.....	115
CAPÍTULO 4.....	117
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	117
4.1. Historial de Producción correspondiente al primer Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico).....	118
4.2. Historial de Producción correspondiente al segundo Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Mecánico).....	121
4.3. Historial de Producción correspondiente al tercer Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico).....	124
4.4. Historial de Producción correspondiente al cuarto Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico).....	127
4.5. Diagrama de barras correspondiente al potencial máximo para cada tipo de levantamiento artificial operado en el pozo PACHI-17.....	129
4.6. Análisis de la posible implementación del Bombeo Electrosumergible.....	130
CAPÍTULO 5.....	132

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	132
CONCLUSIONES	133
RECOMENDACIONES.....	135

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

I.P. – J	Índice de Productividad
S.L.A.	Sistema de Levantamiento Artificial
W.O.	Workover
Re	Re - entry
Hs	Hollín Superior
BFPD	Barriles de Fluido por día
BPPD	Barriles de Petróleo por día
BAPD	Barriles de Agua por día
L.A.G	Levantamiento Artificial por Gas
B.E.S	Bombeo Electro-Sumergible
B.H	Bombeo Hidráulico
B.M	Bombeo Mecánico
S.T	Side – Track
B.H.A	Bottom Hole Assembly
OPEX	Gastos Operativos
TDH	Cabeza Dinámica Total

SIMBOLOGÍA

Pr	Presión de reservorio
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pb	Presión de burbuja
Ft	Feet
0 API	Gravedad API
IPR	Curva del comportamiento del Pozo
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos
Pwh	Presión de Cabeza
GOR	Relación Gas – Petróleo
Psig	Presión medida en gas
Psia	Presión absoluta
Psi	Presión
SCF/STB	Estándar Cubit Fett / Stock Tank Barrel
Cp	Centi – Poisse
0F	Grados Fahrenheit
γ_{H_2O}	Gravedad Específica del Agua
Tf	Temperatura de Fondo

Bo	Factor Volumétrico del Petróleo
ρ_g	Densidad del Gas
Pws	Presión Estática
STB/D	Stock Tank Barrel / Day
Qmax	Caudal máximo que aporta el pozo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Metodología a emplear para el tema de estudio.....	27
Figura 2. 1 Ubicación del campo Auca Sur.	30
Figura 2. 2 Yacimiento de hidrocarburo	35
Figura 2. 3 Historia de presión producción para diferentes tipos de empuje.	38
Figura 2. 4 Componentes principales del Bombeo Mecánico.	40
Figura 2. 5 Componentes de la Bomba de Subsuelo.	43
Figura 2. 6 Acción de válvulas y carga de fluido.	45
Figura 2. 7 Esquema de Flujo Continuo e Intermitente.	50
Figura 2. 8 Componentes básicos para el sistema Gas Lift.....	54
Figura 2. 9 Instalación de Bombeo hidráulico.....	59
Figura 2. 10 Unidad de prueba móvil	62
Figura 2. 11 Funcionamiento de la bomba tipo Pistón.....	68
Figura 2. 12 Principio de operación de la bomba tipo Jet.....	70
Figura 2. 13 Instalación de Bombeo electrosumergible.....	78

Figura 3. 1 Histórico de Producción del Pozo PACHI-17.....	92
Figura 3. 2 Cálculo de la presión de entrada a la bomba mediante el Software Claw.....	95
Figura 3. 3 Cálculo del I.P e I.P.R mediante el Software Claw.	96
Figura 3. 4 Completación del Bombeo Hidráulico.....	97
Figura 3. 5 Caídas de presión a través de la producción	109
Figura 3. 6 Pérdidas de presión en la completación de Bombeo Hidráulico.	112
Figura 3. 7 Completación típica del Bombeo Electrosumergible.....	113
Figura 3. 8 Comportamiento de la bomba a diferentes alturas	114
Figura 4. 1 Histórico de Producción del primer levantamiento artificial.....	118
Figura 4. 2 Histórico de Producción del segundo levantamiento artificial. ..	121
Figura 4. 3 Histórico de Producción del tercer levantamiento artificial.....	124
Figura 4. 4 Histórico de Producción de nueva configuración del Bombeo Hidráulico.....	127
Figura 4. 5 Comportamiento de cada tipo o configuración nueva de un S.L.A.	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Diferentes profundidades de las Arenas en	32
Tabla II. Características del yacimiento y fluidos	33
Tabla III. Datos característicos del pozo	34
Tabla IV. Datos Promedios del Histórico de Producción del Pozo	87
Tabla V. Datos iniciales después de la operación SideTrack.....	93
Tabla VI. Datos del aporte del pozo luego de un cambio de bomba Jet.	98
Tabla VII. Resultados posteriores a la prueba de presión.....	99
Tabla VIII. Datos del yacimiento procedentes del segundo Workover	101
Tabla IX. Cálculos del potencial del pozo en el segundo Workover.....	101
Tabla X. Datos del Yacimiento correspondiente al tercer Workover	102
Tabla XI. Datos de la prueba estabilizada del tercer Workover	103
Tabla XII. Cálculo del potencial del pozo en el tercer Workover	103
Tabla XIII. Datos del yacimiento mediante un Well Testing	104
Tabla XIV. Datos de la prueba estabilizada mediante el Well Testing	104
Tabla XV. Cálculo del potencial del pozo mediante los datos.....	105

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

El uso de cualquier tipo de levantamiento artificial implica que el yacimiento no posee la energía suficiente para transportar los fluidos desde el fondo del pozo a superficie.

Es por esta razón, que se amerita la utilización de un sistema artificial que ayude a optimizar la producción a medida que el yacimiento ha sido drenado.

El comportamiento de afluencia juega un rol muy importante en la selección del levantamiento artificial, ya que el valor del I.P. permite conocer el potencial de un pozo y de esta manera determinar la mejor opción para incrementar la producción y por ende las ganancias.

Durante la vida productiva de un pozo se pueden dar distintas circunstancias para cambiar de un levantamiento artificial a otro. Muchos de los problemas que pueden afectar en el rendimiento del equipo pueden ser: comportamiento de afluencia, la tasa de producción del líquido, la temperatura de fondo, relación Gas/Líquido, el corte de agua, viscosidad, $^{\circ}$ API, profundidad, migración de finos, características físicas del pozo, entre otros.

Cabe recalcar que durante la vida productiva de un pozo puede ser que trabaje con más de un levantamiento artificial. Esto va a depender de como varíen las propiedades o el comportamiento del yacimiento.

En algunas ocasiones también puede depender tanto de la disponibilidad de equipos o del factor económico.

1.2. Planteamiento del problema

1.2.1. Descripción del problema

En la mayoría de ocasiones el tipo de levantamiento artificial que se utiliza en un pozo, no necesariamente representa el primero ni el último en operar durante toda la vida productiva del pozo. Uno de los factores fundamentales para un buen diseño del equipo se basa en gran manera en un análisis económico, esto es debido a que con ciertos sistemas se puede producir cierta cantidad de petróleo, pero a un costo muy elevado (costos de inversión y operación); mientras que con otro sistema se puede producir mayores tasas de petróleo al mismo costo.

Por lo tanto, se debe realizar un análisis exhaustivo acerca de qué tipo de levantamiento artificial es el más conveniente tanto al nivel económico como al nivel de producción, que al final representará mayores ganancias.

1.2.2. Justificación

El petróleo es sin duda la mayor fuente de energía no renovable en el mundo. Mantener su producción en países industrializados y en vías de desarrollo como Ecuador es imperativo para una estabilidad macro económica, donde es necesario no dejar de producir.

Esto se logra evaluando el rendimiento económico del pozo y acorde a este factor se determina un sistema de levantamiento artificial. Esto asegura maximizar las ganancias del pozo y por ende proporcionar al Estado un impulso energético y monetario, para ello se debe analizar la vida productiva de los pozos en el oriente ecuatoriano, dichos pozos actualmente funcionan con sistemas de levantamiento artificial los cuales se redactan en el capítulo posterior.

El sistema de levantamiento artificial varía dependiendo de las características de cada pozo, de las cuales algunas de ellas van cambiando a lo largo del tiempo. Por esta razón radica la importancia de llevar un análisis constante a lo largo de la vida productiva de los pozos y así determinar cuál mecanismo es el óptimo y en qué momento se debe realizar un cambio en el sistema de levantamiento artificial.

1.3. Hipótesis

Se puede optimizar el Sistema de Levantamiento Artificial a través de un análisis técnico para que el pozo a lo largo de su vida productiva, posea una producción de petróleo estable, viable y óptima, mediante la elaboración de una línea temporal del histórico de producción, selección de un S.L.A., y otros factores que influyan en el rendimiento del mismo.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Analizar el desempeño a lo largo de la vida productiva de un pozo en el cual se debe escoger un nuevo sistema de levantamiento artificial o rediseñar la bomba de subsuelo con las condiciones actuales integrando información del histórico de producción para maximizar el rendimiento económico del pozo en el oriente ecuatoriano.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Integrar información del histórico de producción del pozo, para determinar los tiempos en el que la producción ha declinado.
- Evaluar si el S.L.A. ha sido seleccionado acorde al tipo de mecanismo de producción del yacimiento.

- Detectar posibles falencias o errores en el diseño del S.L.A.
- Determinar el comportamiento de afluencia del pozo. (IPR)

1.5. Metodología

En el proyecto que se redacta denominado “Optimización del sistema de levantamiento artificial a lo largo del tiempo de vida productiva de un pozo en el Oriente Ecuatoriano”, por sus características representa un proyecto de investigación científica debido a que se quiere resolver una problemática usual en la industria petrolera.

La metodología a aplicar en la presente investigación científica será un enfoque integrado multimodal también conocido en plural como enfoques mixtos según lo afirma Sampieri et al., 2006, es decir, presenta un enfoque cualitativo debido a la interpretación de los resultados hallados con el fin de descubrir y afinar preguntas establecidas en la investigación; y un enfoque cuantitativo por la medición numérica y/o estadística de los datos recolectados en este proyecto integrador, los que servirán para establecer patrones de comportamiento y probar teorías.

<p>Concepción del tema</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Recolección de la información - Buscar referencias bibliográficas - Preparar Propuesta
<p>Planteamiento del problema</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Preámbulo - Objetivos - Justificación del estudio - Elaboración del Marco teórico
<p>Desarrollo de la investigación</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Trazar una línea temporal donde se detalle el histórico de producción del pozo. - Dividir el histórico de producción en varios intervalos de tiempo en el que se detalle lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Tipos de S.L.A. que se hayan implementado, describir de ser el caso si existió o no un W.O. • Determinar e identificar en cada intervalo el IP, Pr, Pwf, Pb • Analizar el esquema mecánico del pozo - Definir el tipo de mecanismo de producción del yacimiento durante la vida productiva del pozo, esto con el objetivo de descartar algún S.L.A. - Identificar si existe mal dimensionamiento en los equipos - Correlacionar el aporte del pozo con su rendimiento económico. - Determinar el instante de tiempo dentro de cada intervalo en el cual la producción se vea afectada.
<p>Resultados y Discusión</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis de resultados obtenidos - Presentación de los resultados finales

Figura 1. 1 Metodología a emplear para el tema de estudio.

Fuente: García A., Landeta A., 2017

CAPÍTULO 2
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE
ESTUDIO

2.1. Descripción del pozo

2.1.1. Ubicación

El campo Auca Sur se encuentra localizado en la provincia de Francisco de Orellana, 260 Km al oeste de Quito, al sur este del campo Sacha aproximadamente a 20 Km y a 100 Km al sur de la frontera con Colombia. Está limitado al norte con el campo Auca, al este con Pindo; al sur con Cononaco; y al oeste con Puma, la figura 2.1 muestra la ubicación del campo. (Gavilanes Rodriguez & Torres Pereira, 2009)

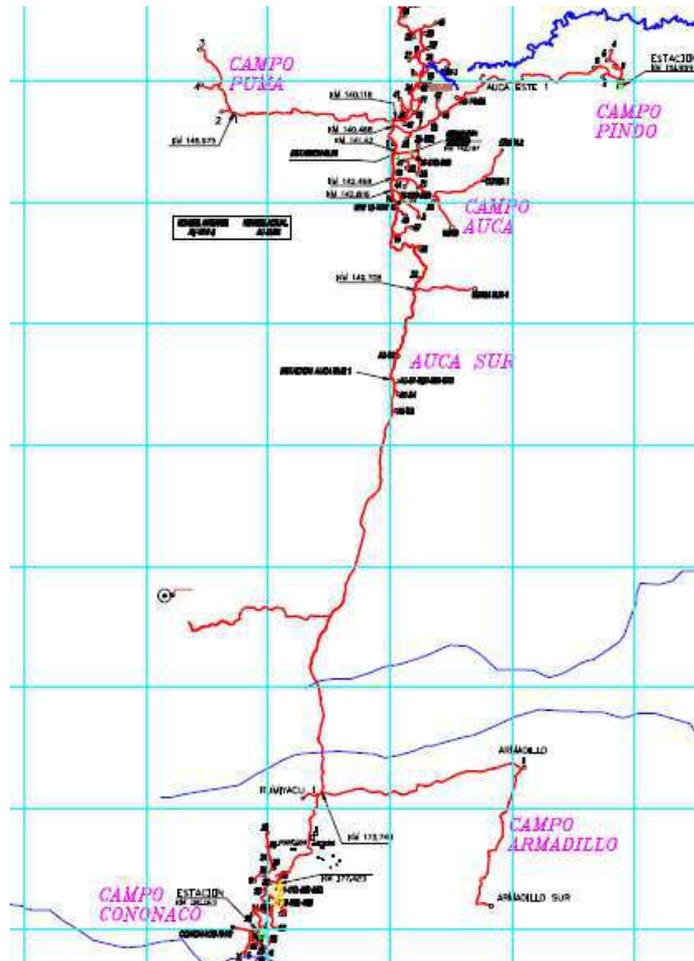


Figura 2. 1 Ubicación del campo Auca Sur.

Fuente: Petroecuador EP., 2010.

2.1.2. Antecedentes

El pozo PACHI-17, es un pozo re-entry que alcanzó una profundidad medida de 10490 ft el 10 de diciembre del 2011, realizándose los trabajos de completación y pruebas iniciales el 22 de diciembre del 2011. El pozo queda produciendo con un sistema de bombeo hidráulico tipo Jet de la arena Hollín

superior (Hs), intervalo 10355-10384 ft, con una producción inicial de 750 BFPD con una BSW de 13.8%.

En enero del 2013 se realizó el reacondicionamiento No. 1 con el objetivo de repunzonar la arena Hs, donde en la evaluación de la producción fue de 672 BFPD y BSW de 60%.

Luego de 6 meses, el 20 de Julio del 2013, realizan el reacondicionamiento No. 2 con el objetivo de repunzonar la arena Hs y bajar completación de bombeo mecánico, la prueba de producción fue de 167 BFPD con un BSW de 98%.

En septiembre del 2013 se realizó el reacondicionamiento No. 3, su objetivo fue de cambiar la completación de bombeo mecánico y bajar completación de bombeo hidráulico. La producción fue de 480 BFPD y BSW de 90%.

El pozo se mantuvo produciendo con bombeo hidráulico tipo Jet sin embargo se habían realizado cambios en el diseño de la bomba hasta el cierre momentáneo del pozo a finales del 2015.

En enero del 2016 volvió a abrirse el pozo produciendo con la misma bomba Jet con la que se había cerrado el pozo hasta los días actuales.

2.1.3. Estructura Geológica

Mediante registros se determinó los límites en la litología.

Tabla I. Diferentes profundidades de las Arenas en la Litología ecuatoriana.

Profundidad vertical (ft)	Formación
8928,6	Base de ventana
9088,51	Basal Tena
9100,35	Napo
9278,24	Caliza M-1
9323,78	Base Caliza M-1
9483,02	Caliza M-2
9544,55	Base Caliza M-2
9594,43	Caliza A
9774,44	U Superior
9820,85	U Inferior
9855,9	Base U Inferior
9979,87	Caliza B
9995,41	Arenisca T Superior
10091,17	Arenisca T Inferior
10143,91	Base Arenisca T Inf
10226,67	Caliza C
10244,91	Hollín Superior

10279,73	Hollín Inferior
----------	-----------------

Fuente: Petroamazonas EP., 2017.

El pozo durante toda su vida productiva desde el re-entry se ha mantenido produciendo de la arena Hollín superior en el intervalo de 10355-10384 ft.

2.1.4. Parámetros e información

A continuación, se redactan las características del yacimiento y de los fluidos con los cuales se dimensionan los componentes de un sistema de levantamiento artificial.

Tabla II. Características del yacimiento y fluidos

Parámetros	
Pr	4300 psig
Pb	170 psig
Pwh	150 psig
IP	0,108 STB/ psig
Densidad	30 °API
GOR	20 SCF/STB
Viscosidad	3,28 cp

Fuente: Petroamazonas EP., 2017

Tabla III. Datos característicos del pozo

Nombre del pozo	PACHI-17
Tipo de pozo	Productor
Max. Desviación del pozo	26,93° @ 9864ft
Formación	Hollín superior
Intervalos	10355- 10384 ft
Litología	Arenisca
Porosidad	11%
Temperatura de fondo	220°F
Temperatura de superficie	90°F
H ₂ S/CO ₂	N/A

Fuente: Petroamazonas EP., 2017

2.2. Hidrocarburos

Son una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de Carbono e Hidrogeno, los cuales forman largas y continuas cadenas que originan varios compuestos. Los hidrocarburos están contenidos en las rocas de los yacimientos, donde en condiciones

normales de presión y temperatura pueden existir en estado gaseoso, líquido o sólido. (París De Ferrer, 2009)

2.3. Yacimientos de hidrocarburos

Los yacimientos de hidrocarburos son grandes rocas subterráneas que forman trampas, los cuales tienen la propiedad de ser porosa y permeable. Estos yacimientos pueden almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos, en forma semejantes como el agua empapa a una esponja. (París De Ferrer, 2009)

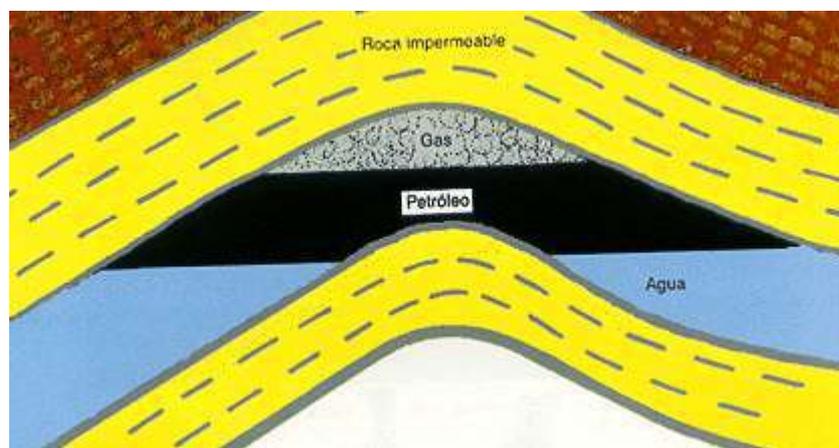


Figura 2. 2 Yacimiento de hidrocarburo

Fuente: Comunidad Petrolera, 2009.

Como se muestra en la **Figura 2.2**, generalmente, las trampas pueden contener petróleo, gas natural o una combinación entre ambos.

2.4. Mecanismos de producción

Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que proporcionan la energía para que los fluidos se muevan desde el subsuelo a través del pozo a la superficie siendo estos producidos. Básicamente se distinguen cinco tipos de mecanismos de producción:

2.4.1. Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos

Un yacimiento de petróleo inicialmente se encuentra en una sola fase como petróleo crudo si la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja. A medida que el petróleo es producido, la presión del yacimiento va disminuyendo y cuando decrece hasta el punto de burbuja, el gas disuelto comienza a separarse del petróleo y como este gas libre es más compresible que el petróleo, la presión declinará más suavemente. Este proceso se lo conoce como empuje de gas en solución, y su eficiencia depende en gran parte a la cantidad inicial de gas disuelto.

2.4.2. Empuje por capa de gas

Si un yacimiento inicialmente tiene una capa de gas, la presión inicial en el contacto gas petróleo es igual a la presión de burbuja. Debajo del contacto gas petróleo, la presión al punto de burbuja y la cantidad de gas disuelto en el petróleo

usualmente permanecen constantes a medida que la presión del yacimiento aumenta con respecto a la profundidad. Esta capa de gas favorece la producción debido a que, por la compresibilidad del gas, este se expande y ayuda a expulsar el petróleo. Mientras el volumen de la capa de gas sea parecido al espesor de la zona de petróleo este mecanismo de producción será más eficiente.

2.4.3. Empuje por agua

Este tipo de empuje se da cuando existe la presencia de un acuífero que subyace al yacimiento. La disminución de presión en el yacimiento origina una expansión del acuífero que desplaza al petróleo a los pozos productores. La eficiencia de este tipo de empuje radica en el tamaño del acuífero y la permeabilidad del yacimiento.

2.4.4. Empuje por drenaje gravitacional

La gravedad es un mecanismo de empuje muy lento, pero eficaz. Los pozos completados en yacimientos que ya no tienen otra energía que la gravedad, se reconocen debido a que poseen tasas de producción lentas y constantes para periodos largos. La gravedad usualmente trabaja en conjunto con otros mecanismos para incrementar su eficacia.

2.4.5. Empuje combinado

En algunos yacimientos se da más de un tipo de mecanismos de producción ya sea de forma simultánea o alternada. Cuando ocurre se dice que el yacimiento produce por empuje combinado. (París De Ferrer, 2009)

La figura 2.3 presenta curvas típicas de presión versus recobro para diferentes tipos de empuje.

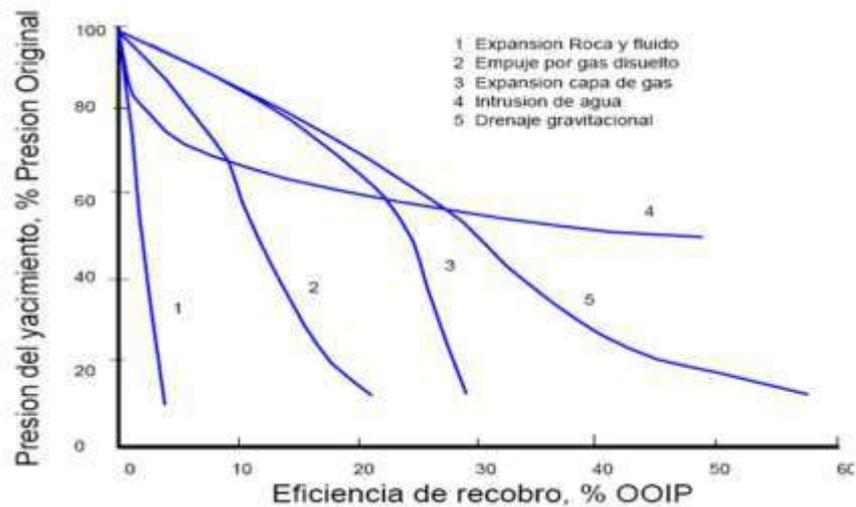


Figura 2. 3 Historia de presión producción para diferentes tipos de empuje.

Fuente: París de Ferrer, M., 2009.

2.5. Levantamiento Artificial

Una vez que el pozo opere de manera natural, durante su vida productiva la presión del yacimiento comienza a disminuir conforme avance en el tiempo, hasta que llegue el momento en el que el pozo

no aporte la producción inicial, y es en ese momento cuando se debe realizar un estudio minucioso para determinar de qué manera y la más óptima se podría aplicar energía externa al pozo con el objetivo de recuperar la producción, y a esto se lo conoce como Levantamiento Artificial.

2.6. Tipos de Levantamiento Artificial

2.6.1. Bombeo Mecánico

2.6.1.1. Introducción

El bombeo mecánico es considerado el levantamiento artificial más antiguo y común para la extracción del petróleo, originado por movimientos recíprocos del equipo superficial el mismo que se transmite a través desde la sarta de varillas hacia la bomba en el subsuelo. Debido a que la utilización de este tipo de sistema se ha expandido lo suficiente, a través del tiempo se han ido desarrollando nuevos equipos, materiales y tecnología para optimizar la producción a través del mismo. (Palma, 2017)

2.6.1.2. Componentes principales

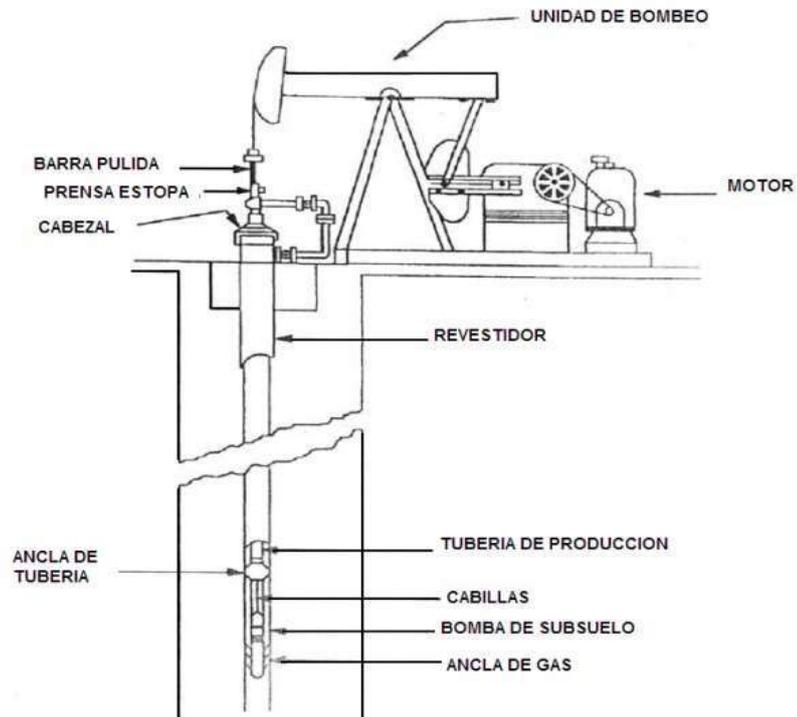


Figura 2. 4 Componentes principales del Bombeo Mecánico.

Fuente: Escalante S., 2017.

2.6.1.3. Componentes principales de superficie

Motor: este equipo se encarga de suministrar la energía para la unidad de bombeo con el objetivo de llevar el hidrocarburo del fondo a la superficie. Por lo general se utilizan motores trifásicos los cuales trabajan a 60 Hz con RPM entre 835 y 1200. Existen dos tipos de motores:

Combustión interna: alta velocidad y baja velocidad

Motores eléctricos: son los más utilizados en la industria petróleo debido a su adaptabilidad y pueden ser Convencional NEMA D y de alto deslizamiento.

Caja de engranaje: Es uno de los componentes más caros de la unidad, y sirve para disminuir la velocidad de rotación entre el motor y la manivela.

Manivela: Sirve para transmitir el movimiento de la caja de engranajes.

Contrapesos: Debido a la carga ocasionado por la sarta de varillas, bomba y de la columna de fluidos se origina un desequilibrio por lo que es necesario añadir fuerza (peso) para lograr un balanceo a través de los contrapesos, y una vez que se llega a tener la unidad balanceada, ayudará a reducir el consumo de energía.

Prensa Estopa: Este componente es una especie de cámara cilíndrica que se encuentra ubicado en el cabezal del pozo y sirve para no dejar que exista algún liqueo o derrame del hidrocarburo mediante un sello, por el movimiento constante de la barra pulida.

Barra pulida: Es aquella que se mueve dentro de la tubería y sirve para soportar el peso tanto de la sarta de varillas, la bomba y el fluido que pasa por la misma. Por

este motivo es que la selección de su material es muy importante para poder operar con todo lo que implica su funcionamiento. (Gonzalez, 2017) (Partidas, ESP Oil - Engineering Consultants, 2017)

2.6.1.4. Componentes del subsuelo

Sarta de varillas: Cumple con las funciones de transferir energía, soportar pesos y accionar la bomba. Todo esto es debido a que es el lazo entre la bomba del subsuelo y el equipo en superficie. Los inconvenientes que se suelen presentar son pequeñas partiduras o desenroscamiento de las varillas, ya sea por corrosión o excesiva fuerza de enroscamiento.

Bombas del Subsuelo: Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo el cual se acciona mediante el movimiento van y ven de la sarta de varillas. Está compuesta por las siguientes partes:

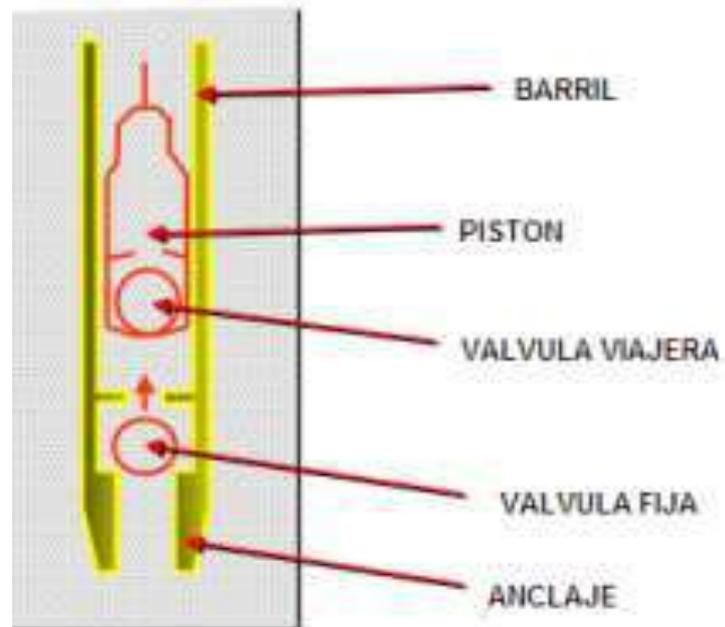


Figura 2. 5 Componentes de la Bomba de Subsuelo.
Fuente: Escalante S., 2016.

Cilindro o barril: es el medio de desplazamiento del pistón hacia arriba y hacia abajo.

Embolo o pistón: determina la capacidad de desplazamiento, dentro del mismo se encuentra la válvula viajera el cual se encarga de controlar la entrada de los fluidos de la bomba.

Válvula fija: permite la entrada del fluido al interior de la bomba

Válvula viajera: es controlada mediante diferencia de fuerzas sobre la misma.

Para entender de una mejor manera el funcionamiento de la bomba del subsuelo, se debe tener en claro dos conceptos muy importantes:

Carrera Ascendente: el pistón se desplaza hacia arriba, la válvula viajera se cierra por lo que inmediatamente el fluido se eleva. Esta acción origina una especie de vacío en el barril abriendo la válvula fija y de esta manera la bomba se llena por el fluido proveniente del yacimiento.

Carrera Descendente: una vez que el pistón se desplaza hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril hace que la válvula viajera se abra. El pistón se traslada junto con el fluido hacia la bomba durante esta acción.

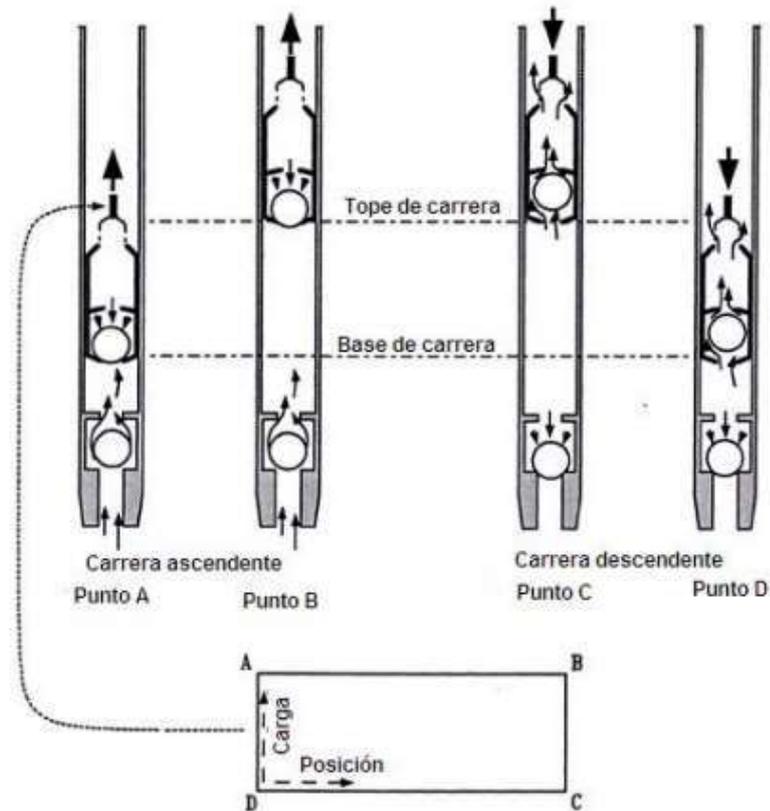


Figura 2. 6 Acción de válvulas y carga de fluido.
Fuente: Escalante S., 2016.

Ancla de gas: este equipo se basa en el principio de la diferencia de densidades de fases. Cuando el fluido ingresa al ancla de gas, este genera turbulencia y caída de presión, y por consiguiente se logra separar el gas del fluido, haciendo que el gas se vaya por el espacio anular por ser menos denso. (Gonzalez, 2017) (Partidas, ESP Oil - Engineering Consultants, 2017) (Lopez R., 2017)

2.6.1.5. Ventajas y desventajas del bombeo Mecánico

Convencional

Ventajas

- Es más sencillo el análisis y diseño de instalaciones debido al avance de tecnologías.
- Puede operar permanentemente en un pozo
- Posee una capacidad de adaptabilidad muy flexible en lo que respecta al índice de productividad
- Alta disponibilidad de componentes

Desventajas

- La bomba se ve gravemente afectada por presencia de gas en la misma
- Se produce alta fricción entre las varillas cuando se trabaja en pozos direccionales
- Ocupa mucho espacio físico en superficie, por lo que de alguna manera representa peligro para las personas
- La producción es limitada con respecto a otros levantamientos artificiales.
- No es práctico para pozos con altas profundidades

2.6.1.6. Otros Tipos de Unidades de Bombeo

a) Unidades de Bombeo Mark II

Ventajas

- Posee menor torque que las demás unidades
- Posee un nivel de eficiencia mayor en comparación con la unidad convencional
- Menor costo debido al tamaño de la unidad

Desventajas

- La velocidad de la carrera ascendente es baja, por lo que se dificulta bombear con mayor rapidez.
- Debido a la alta compresión puede dejar expuesta a posibles daños a la sarta de varillas

b) Unidades de Bombeo Balanceadas por Aire

Ventajas

- Puede girar en ambos sentidos
- Es más accesible tanto para instalar como balancear
- Menor costo de transporte

Desventajas

- Debido al uso de aire, este se puede condensar y de esta manera causar problemas en el funcionamiento del mismo.
- El mantenimiento es dificultoso y lo requiere de manera periódica
- Si la presión del aire no es suficiente, la caja de engranaje corre el riesgo de dañarse

c) Unidad de Bombeo de Carrera Larga o Rotaflex

A diferencia de las otras unidades, esta se caracteriza debido a que posee una carrera larga y de baja velocidad, lo que asegura un llenado de la bomba y una disminución tanto de tensión como compresión en la sarta de varillas. Las velocidades de la barra pulida son constantes en la carrera ascendente y descendente por lo que la producción aumenta y disminuye los posibles problemas como el golpe de fluido en la bomba del subsuelo.

Otra ventaja es que no presenta inconvenientes para el balanceo, ya que esta acción se lo logra en poner o

quitar bloques en la caja de contrapesas. (Palma, 2017) (Escalante S. , 2016)

2.6.2. Gas Lift

2.6.2.1. Introducción

Este tipo de levantamiento artificial tiene como finalidad el uso de gas a alta presión junto con la ayuda del gas de formación, de esta manera disminuyendo la densidad del fluido, así como también la presión hidrostática de la columna a levantar. Los tipos de sistemas con el que opera el Gas Lift son el levantamiento continuo y el intermitente. (ADAIR, 2003). (Partidas, GAS LIFT, 2004)

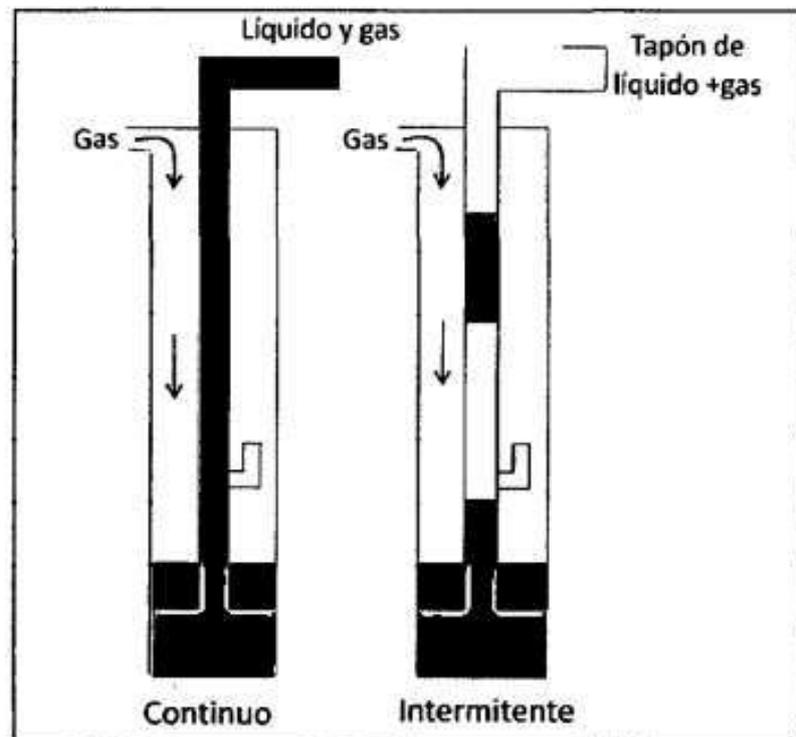


Figura 2. 7 Esquema de Flujo Continuo e Intermitente.
Fuente: Muñoz, Álvaro y Torres, Edgar., 2007.

2.6.2.2. LAG continuo

Este tipo de configuración del Gas Lift consiste en la inyección de gas mediante la válvula que se encuentre por debajo de las demás la cuales se encuentra distribuidas en la tubería de producción. La aplicación de este sistema es óptima cuando se tiene pozos con presiones estáticas de mediana a alta energía y de la misma manera de alta a mediana productividad, lo que

significa que puede aportar mayores tasas de producción. Por otro lado, la profundidad a la que se realice la inyección va a depender de la disponibilidad de presión que se tenga al nivel del pozo.

El procedimiento consiste en inyectar una tasa de gas por día a la mayor profundidad posible mediante una válvula ubicada en el subsuelo, con el objetivo de que la presión de fondo fluyente se reduzca y por consiguiente la presión diferencial aumente, dando como resultado un aumento significativo de tasa de producción.

Mecanismos de levantamiento

- La presión diferencial sujeto al área de drenaje del yacimiento aumenta debido a que disminuye tanto la densidad del fluido como el peso de la columna.
- La fase líquida se ve desplazada debido al aumento del volumen del gas inyectado
- Las formaciones de burbujas de gas causan el desplazamiento de tapones de líquido

La eficiencia del LAG continuo es proporcional a la profundidad que se inyecte el caudal del gas óptimo,

dependiendo del comportamiento de producción del pozo. (Partidas, GAS LIFT, 2004) (Ramirez Rodriguez & Barreto Perez, 2003)

2.6.2.3. LAG intermitente

Como su nombre lo indica, esta configuración consiste en inyectar cierta cantidad de gas en cada determinado intervalo de tiempo cíclicamente. La aplicación de este sistema es óptima cuando se tiene pozos con presión de media a baja energía y un nivel de productividad de mediano a bajo, lo que significa que el caudal de producción será bajo.

Como se lo mencionó anteriormente, el LAG intermitente opera mediante la inyección cíclica de un determinado volumen de gas por la tubería de producción con el fin de remover el tapón líquido por parte del yacimiento por arriba del punto de inyección, todo esto hasta llegar a superficie.

Mecanismos de levantamiento

- Debido a la inyección de altas tasas de gas por debajo del tapón líquido, éste procede a realizar un desplazamiento hacia arriba a superficie.
- Una vez que el tapón líquido esté en superficie, el mismo pasará desde el cabezal del pozo hacia la estación de flujo debido a la expansión del gas inyectado.

La eficiencia del LAG intermitente va a depender del número de frecuencia o Hertz en el cual se optimice la producción de petróleo diaria para cierta cantidad de gas inyectado. (Partidas, GAS LIFT, 2004) (Ramirez Rodriguez & Barreto Perez, 2003)

2.6.2.4. Componentes del sistema Gas Lift

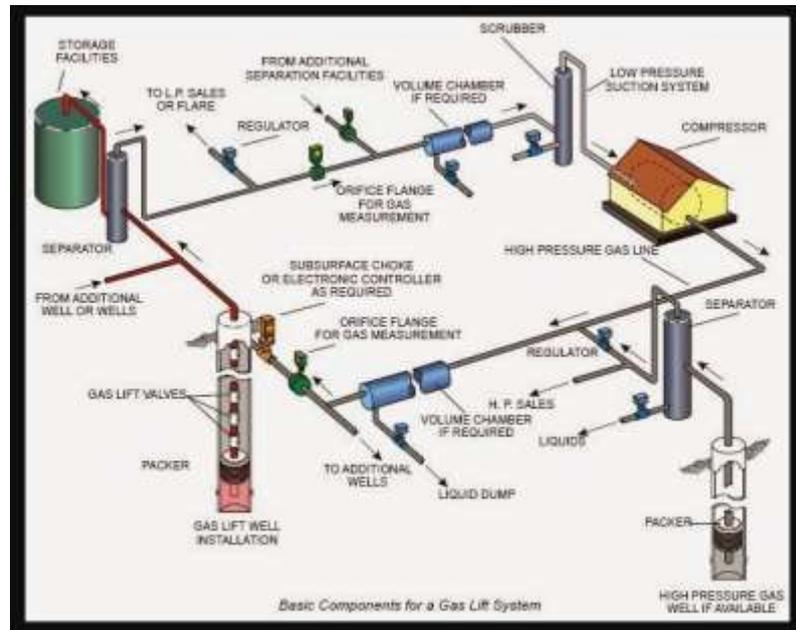


Figura 2. 8 Componentes básicos para el sistema Gas Lift.
Fuente: García S., 2014.

2.6.2.5. Componentes de superficie

- Ensamble del cabezal del pozo
- Para flujo continuo, choque
- Para flujo intermitente, choque con control en el ciclo de tiempo
- Planta compresora
- Separadores

2.6.2.6. Componentes de subsuelo

Mandriles: son una especie de tubos los cuales tienen la finalidad de sostener y proteger a las válvulas a una determinada profundidad y son parte de la tubería de producción. Existen otros subtipos de mandriles como:

Mandril convencional: es uno de los mandriles más antiguos en las operaciones por LAG, en el cual la válvula es enroscada a la misma tanto por encima y por debajo del mandril.

Mandril concéntrico: se caracteriza debido a que la válvula se encuentra ubicada en el centro del mandril, y es el medio por el cual la producción proveniente del yacimiento tiene que pasar.

Mandril de bolsillo: este tipo de mandril posee una especie de cámara o espacio donde es alojada la válvula y debido a esto es que puede ser recuperada sin la necesidad de sacar toda la tubería de producción.

Válvulas: básicamente sirven para controlar las presiones en el fondo del pozo mediante una determinada cantidad de inyección de gas y presión.

Existen dos tipos de válvulas según las presiones por las cuales se ven afectadas que son:

Válvulas operadoras por presión de gas (VOP): este tipo de válvulas depende exclusivamente de la presión ejercida por la inyección de gas. Durante las operaciones el fuelle de la misma se ve afectada por las presiones de inyección, producción y la presión originada por la carga causada por el peso de la bola en el asiento.

Válvulas operadas por presión del fluido (VOF): estas válvulas se caracterizan debido a que necesitan un incremento en la presión de la tubería de producción para abrirla, mientras que para cerrarla se necesita una reducción de presión de la tubería de producción.
(Santos, 2017)

2.6.2.7. Ventajas y Desventajas del LAG

Ventajas

- Bajo costo operacional, especialmente en los equipos del subsuelo en comparación con otros tipos de levantamiento artificial.

- Posee un amplio rango de producción, es decir, puede producir desde bajas hasta altas tasas de producción.
- No existe ningún problema cuando se tiene un pozo con algún determinado ángulo de desviación.
- Sus equipos del subsuelo casi no se ven afectados cuando se tiene producción de arena.

Desventajas

- Se debe de tener una alta cantidad de gas a disposición.
- El gas debe ser tratado en la mayoría de los casos ya que puede ser corrosivo y por ende daños los equipos.
- Las especificaciones y dimensionamiento tanto del casing como la tubería de producción deben ser los óptimos ya que deben de soportar altas presiones de gas.
- La operación se dificulta cuando se tiene crudos pesados y emulsionados.

2.6.3. Bombeo hidráulico

2.6.3.1. Introducción

Desde 1932, varios miles de pozos petroleros han sido explotados con bombas hidráulicas y por su eficacia siguen siendo un método de levantamiento artificial muy usado. El número de nuevas instalaciones hidráulicas crece con cada año que pasa.

El principio fundamental aplicado para bombeo hidráulico en subsuelo es la “Ley de Pascal”. Es decir “La presión aplicada sobre cualquier punto de un líquido contenido se transmite, con igual intensidad, a cada porción del fluido y las paredes del recipiente que lo contiene”. La aplicación de este principio permite transmitir presión desde un equipo de bombeo centralizado o individual en la superficie a través de una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de pozos petroleros. (SERTECPET, 2010)

El bombeo hidráulico se clasifica en dos tipos: Pistón y Jet, la diferencia entre los dos se debe a las características de la unidad de bombeo. De allí que es conveniente describir los elementos de este sistema.

2.6.3.2. Componentes principales

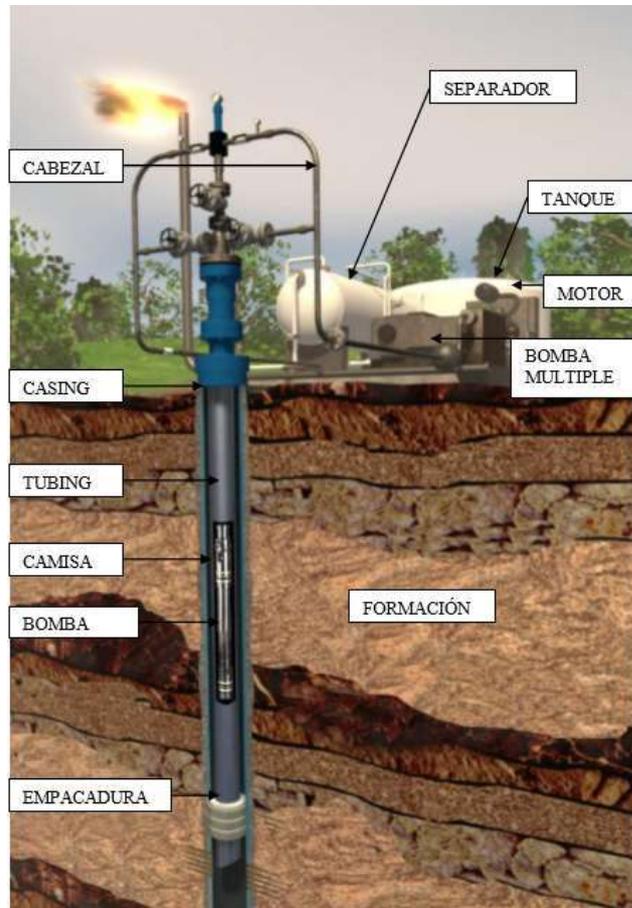


Figura 2. 9 Instalación de Bombeo Hidráulico.

Fuente: Sertecpet, Manual de operación de la bomba Jet Claw, 2008.

2.6.3.3. Componentes de superficie

Sistemas de fluido motriz: Existen dos tipos:

- Sistema de fluido motriz cerrado (FCM): En el cual el fluido motriz no se mezcla con los fluidos del pozo, regresando por medio de una tubería paralela.

Generalmente se usa este sistema cuando el fluido motriz es agua.

- Sistema de fluido motriz abierto (FMA): Donde los fluidos tanto motriz como de formación se mezclan y llegan a la superficie por el espacio anular. Muchas veces el fluido motriz es petróleo.

Unidades de superficie: Es un conjunto de instalaciones adyacentes al pozo donde se recolecta el fluido de formación producido y realiza las funciones más someras de una planta central. Los componentes básicos son: Separador trifásico, Tea y tanque de almacenamiento.

Sistema de bombeo hidráulico: Los elementos principales de un sistema de bombeo hidráulico son: Tanque de surgencia, bombas de superficie, central de control, cabezal del pozo y por ultimo las líneas de alta y baja presión.

Bombas de superficie: Están diseñadas especialmente para servicio de fluido motriz, la potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz es proporcionada por una unidad constituida por una bomba reciprocante del tipo tríplex

vertical o una bomba HPS, las cuales pueden ser accionadas por un motor eléctrico o de combustión interna.

La bomba de alta potencia de fluido motriz en superficie alimenta el fluido presurizado hasta la bomba hidráulica en el subsuelo (jet o pistón). Trabaja con diferentes presiones de entrada dependiendo del tipo de bomba con la que se encuentre trabajando.

Unidad de prueba móvil: Son equipos transportables y versátiles, que proporcionan en forma continua el fluido motriz limpio y presión necesaria en superficie, además de los parámetros requeridos para los trabajos de prueba de pozos con bombas jet o pistón en forma confiable.

Estos equipos son de enorme utilidad para cubrir las necesidades de producción, con esta unidad los pozos que no disponen de facilidades de producción en superficie entran inmediatamente en producción.



Figura 2. 10 Unidad de prueba móvil

Fuente: SERTECPET S.A., 2017.

Cabezal del pozo: Dentro del bombeo hidráulico los cabezales de pozo tienen el mismo sistema de funcionamiento, los cuales son: (Flor, 1986)

- Dirigir el fluido motriz a través de la tubería de producción para operar la bomba.
- Dirigir el fluido motriz por el anular para recuperar la bomba.
- Cerrar la línea de flujo motriz y proveer un medio para liberar la presión de la tubería de producción.

- Proveer de un dispositivo de seguridad para evitar que la alta presión sea aplicada accidentalmente a la tubería de revestimiento.

2.6.3.4. Componentes del subsuelo

Tubería de producción: Las bombas hidráulicas se adaptan a varios tipos de instalaciones en conjunto con la tubería de producción. El tipo correcto de instalación se debe elegir cuidadosamente con el objeto de proporcionar el método de operación más económico y eficiente. Los cuatro tipos de instalaciones que se usan comúnmente son:

Insertable fija: En este tipo de instalación, la bomba hidráulica se baja en el extremo de una tubería de diámetro pequeño ubicado en el interior de la tubería de producción y se asienta en un zapato.

El fluido motriz llega hasta la bomba hidráulica a través de la tubería pequeña y se descarga en el espacio anular entre ambas tuberías.

Entubación fija: En esta instalación, la bomba hidráulica se baja en el extremo de la tubería de producción. La

bomba se asienta sobre un packer. El fluido motriz llega a la bomba a través del tubing y se descarga en el espacio anular entre el tubing y el casing.

El fluido producido entra en la bomba desde abajo del packer a través del extremo inferior de la unidad y se envía también al espacio anular entre el tubing y el casing.

Bomba libre tipo paralelo: Proporciona un método para desplazar la bomba hidráulica, equipada con un packer y arpón de pesca, hacia dentro o fuera del pozo, utilizando el fluido motriz del sistema. La instalación de bomba libre tipo paralelo, permite que el gas de formación sea eliminado por el espacio anular del casing.

La tubería de mayor diámetro es el tubing a través del cual se circulan la bomba libre y el fluido motriz. Para colocar la bomba en el pozo, se la introduce en el tubing desde la superficie, y se empuja con el fluido motriz hacia abajo hasta que encuentre su asiento en el conjunto de fondo, donde funciona como una bomba hidráulica común. Para recuperar la bomba se invierte

la inyección, es decir se realiza a través del anular y se levanta la bomba por el tubing.

Bomba libre tipo entubación: En este tipo de instalación de bomba libre, la bomba hidráulica se desplaza dentro del pozo con el fluido motriz, de la misma manera que se hace en las instalaciones de tipo paralelo. Pero, en este tipo de instalación, no existe una segunda cañería dentro del pozo. El conjunto de fondo que contiene a la bomba, está asentado sobre un packer en el casing.

El fluido motriz y el fluido producido entran al espacio anular entre el tubing y el casing, a través de orificios ubicados en la parte superior del zapato que contiene a la válvula de pie, luego la mezcla se dirige a la superficie. Para la extracción de la bomba, el petróleo motriz se envía hacia abajo por el espacio anular entre el casing y el tubing y el fluido que retorna, empuja la bomba hacia arriba, por el tubing.

Bomba de subsuelo: Son de dos tipos:

Bomba tipo Pistón: La unidad consta de dos elementos principales:

- Motor
- Bomba hidráulica

En el extremo superior del motor el fluido motriz llega a alta presión, mientras que el fluido de retorno o sea de la parte inferior del pistón es llevado a la zona de alivio de la válvula del extremo del motor descargando el fluido al exterior de la bomba. Cuando el pistón del motor llega al final de la carrera descendente, debido a la diferencia de áreas del vástago de la válvula el fluido motriz entra a la parte inferior de la válvula motor y se inicia la carrera ascendente. Aquí las carreras ascendentes del motor y de la bomba son iguales, el fluido de producción entra en la parte inferior del cilindro mientras está siendo descargado desde la parte superior del cilindro. En la carrera descendente el fluido de producción entra por la parte superior del cilindro mientras es descargado por la parte inferior, este proceso lo ilustra la figura 2.10.

La mayoría de las bombas tipo pistón se instalan o se recuperan como bombas libres, es decir, circulando a través del tubing o del anular. (Flor, 1986)

Estas bombas trabajan con baja presión de entrada por lo tanto existe un menor consumo de energía en superficie que las hace más eficiente que las bombas

jet. Estas bombas poseen partes móviles por lo que se vuelven más frágiles en el manejo de sólidos abrasivos, por lo complejo de sus partes su mantenimiento es costoso.

Según (Flor, 1986), para seleccionar una unidad de bombeo hidráulica se debe tener en cuenta:

- Relación de presión
- Tipo y tamaño de la bomba

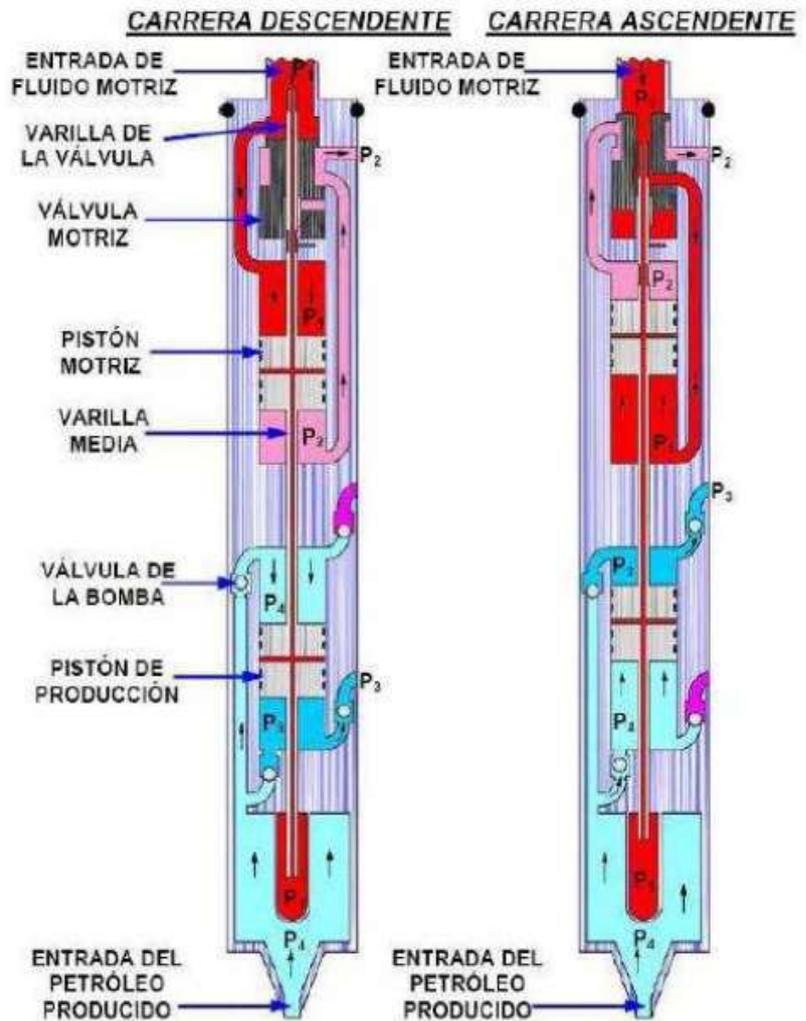


Figura 2. 11 Funcionamiento de la bomba tipo Pistón.

Fuente: Melo V, Folleto de levantamiento artificial, 2008.

Bomba tipo Jet: Su principal característica es de no poseer partes móviles.

La ausencia de partes móviles estrechamente ajustadas permite a la bomba jet tolerar fluidos de

producción y motriz sean estos abrasivos o corrosivos que para el caso de otros sistemas el levantamiento artificial son limitaciones importantes.

Se basa en el principio de Venturi, que consiste en el paso de un fluido a través de un área reducida donde se produce un cambio de energía potencial a cinética, originado en la salida de la boquilla, y provocando una succión del fluido de formación.

Estos fluidos entran en un área constante llamada garganta, luego la mezcla de los fluidos sufre un cambio de energía cinética a potencial a la entrada de un área expandida llamada difusor, donde la energía potencial es la responsable de llevar el fluido hasta la superficie. (SERTECPET, 2010)

En la figura 2.11 se presenta en forma esquemática la sección de interés.

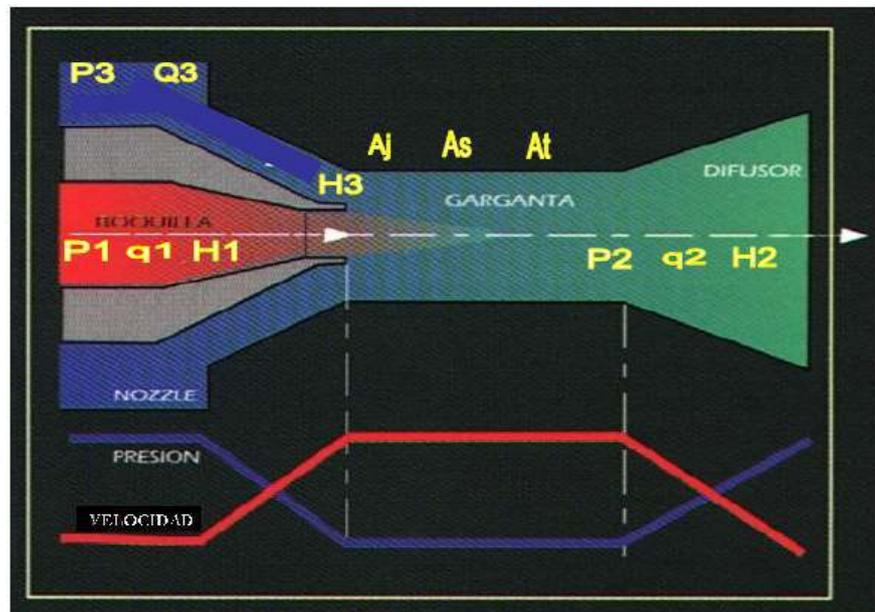


Figura 2. 12 Principio de operación de la bomba tipo Jet.

Fuente: Sertecpet, Manual de operación de la bomba Jet Claw, 2008.

Donde:

Q_1 = Caudal de bombeo

P_1 = Presión total en la boquilla de la bomba

Q_2 = Caudal deseado combinado

P_2 = Presión de descarga

Q_3 = Caudal de producción deseado

P_3 = Presión de succión

Los caudales de producción y fluido motriz en las bombas jet, se controlan mediante una configuración de nozzle y garganta (Venturi).

Diferentes configuraciones geométricas (áreas internas de nozzle y garganta), permiten manejar diferentes caudales de inyección y producción, por esta razón el objetivo del diseño es determinar la combinación óptima de dimensiones de nozzle y garganta, así como la relación de áreas de flujo.

Los tipos de bomba jet pueden ser:

Bomba Jet directa o convencional: se utiliza comúnmente para la producción continua de los pozos y, en algunos casos, para pruebas de producción.

La bomba se desplaza y se recupera hidráulicamente, se aloja generalmente en una camisa deslizante; en este caso, el fluido motriz a alta presión es inyectado por la tubería de producción y el petróleo producido más la inyección retorna por el espacio anular hasta la superficie. En este tipo de bomba, también se pueden alojar en su interior dispositivos como los memory gauges para realizar build-up, o los muestreadores para realizar los análisis de PVT, reduciendo los tiempos y minimizando el costo. (SERTECPET, 2010)

Bomba Jet reversa: Se utiliza frecuentemente para la obtención de los datos del yacimiento en forma

instantánea, dado que es necesario solamente desplazar los fluidos que se encuentran en el tubing, para que inmediatamente se obtenga el fluido de formación.

Esta bomba al igual que las convencionales se aloja en una camisa deslizante, es desplazada y recuperada hidráulicamente a través del tubing. En este tipo de levantamiento artificial, el fluido motriz es inyectado por el espacio anular, y la producción más la inyección retornan por el tubing. (SERTECPET, 2010)

2.6.3.5. Datos característicos del pozo para el diseño de Bombeo Hidráulico

- Datos del reservorio
- Datos mecánicos del pozo
- Productividad del pozo

2.6.3.6. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico con bomba tipo Pistón

Ventajas

- Pueden alcanzar altas profundidades y levantar grandes volúmenes.
- Optimo en pozos con crudo pesado
- Puede implementarse en pozos direccionales
- Funciona a base de un motor a combustión interna
- Fácil instalación y aplicable a completaciones múltiples
- Opera en pozos off shore

Desventajas

- Sensibles al manejo de sólidos
- La alta presión en la superficie puede plantear un peligro.
- Se requiere limpiar el fluido motriz
- Posee partes móviles lo que puede ocasionar un mantenimiento constante.

2.6.3.7. Ventajas y Desventajas del Bombeo Hidráulico con bomba tipo Jet

Además de las ventajas presentes en el tipo Pistón, la bomba tipo Jet presenta las siguientes ventajas:

Ventajas de la bomba tipo Jet Claw Convencional

- No presenta partes móviles, por lo que no necesita lubricación y permite a la bomba jet tolerar fluidos de producción, motriz abrasivo y corrosivo.
- Las unidades son más económicas y al ser más eficientes tienen una larga vida útil.
- Puede manejar alto GOR
- Requieren menos mantenimiento que los componentes que trabajan dentro del pozo.
- Minimiza las pérdidas por fricción
- Se asienta lo más cercano posible a la formación productora (+/- 200 pies), lo que permite que la información de presión y temperatura sean recopilados sin efecto de almacenamiento.

- Existen 483 posibles geometrías que permiten rangos de producción desde 50 hasta más de 12000 BFPD.
- Pueden tolerar sólidos dentro de la producción
- Adaptabilidad a casi cualquier tipo de completación
- Puede adaptar sensores de presión o muestreadores para análisis PVT.
- Puede ser removida hidráulicamente o utilizando unidad de cable.

Ventajas bomba tipo Jet reversa

Además de las características y ventajas que la bomba Jet Claw convencional dispone, se pueden adicionar las siguientes:

- Los fluidos del reservorio son recuperados una vez que la capacidad de la tubería de producción que se encuentra sobre la bomba ha sido desplazada, lo que implica un sustancial ahorro de tiempo de operación.
- Es utilizado en evaluaciones de pozos con técnicas de TCP y DST.
- La presión de operación puede ser manejada de acuerdo a las necesidades preestablecidas cuando se realizan pruebas de PVT.

- No requiere presiones superficiales mayores a 2500 psi.
- Son recomendables para pozos nuevos o con altos contenidos de sólidos ya que las partículas sólidas abrasivas pasan fácilmente por la bomba Jet Claw.
- Volúmenes significativos de gas libre pueden ser manejados sin el desgaste excesivo que se presenta en las bombas de desplazamiento positivo.
- No existe vibración en el uso de estas bombas.

Desventajas

- El bombeo hidráulico requiere que el personal de operaciones tenga los conocimientos suficientes.
- La alta presión en la superficie puede plantear un peligro.
- Se requiere limpiar el fluido motriz

2.6.4. Bombeo Electrosumergible

2.6.4.1. Introducción

El sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) fue introducido y conocido como método de levantamiento artificial por REDA en los años 1920.

El sistema BES, consiste de un motor eléctrico acoplado a una bomba y un protector con otros componentes claves los cuales se instalan en el pozo con la tubería de producción, donde se transfiere energía eléctrica desde la superficie al motor de fondo que convierte ésta en fuerza mecánica (torque). Este movimiento rotacional, mueve los impulsores de la bomba y levanta el fluido del pozo a la superficie. Existe una gran variedad de tamaños de bombas, capacidades, potencia de motor y voltajes para diferentes aplicaciones. (Schlumberger, SF)

2.6.4.2. Componentes Principales

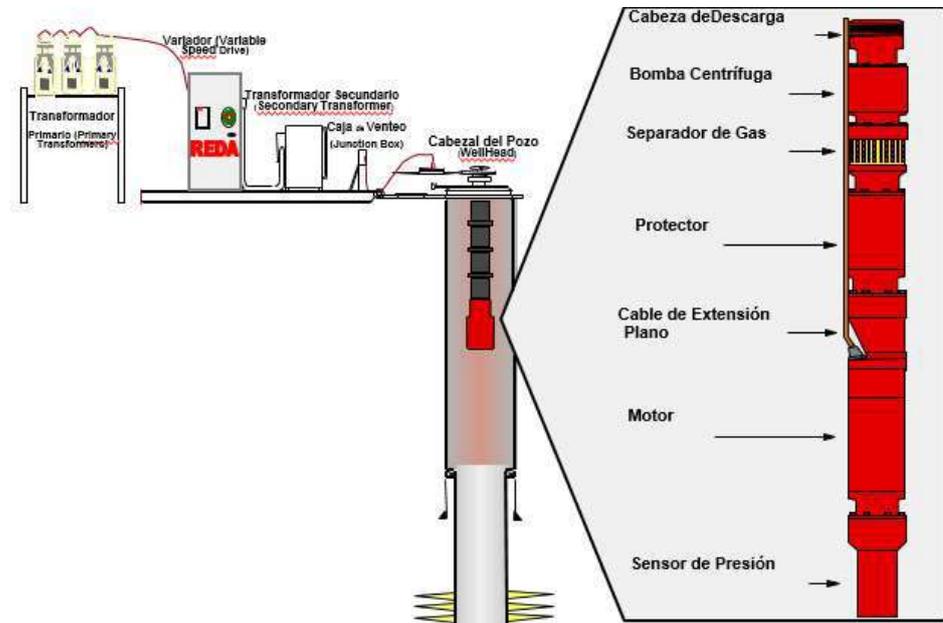


Figura 2. 13 Instalación de Bombeo electrosumergible.
Fuente: Schlumberger, 2008.

2.6.4.3. Componentes de superficie

Transformador reductor trifásico: El primer transformador reduce el voltaje de distribución de 13,8 kV que proviene de líneas de alta tensión o de generadores eléctricos que funcionan a través de motores a combustión interna, y reducen al voltaje de 480 V, necesario para el funcionamiento del variador de frecuencia.

Tablero de control: El tablero de control es un dispositivo que puede ser usado como un arrancador suave (soft-start) para el motor con protección por baja y alta carga. Los controladores tienen la capacidad para realizar el monitoreo de la producción con sistemas REDA con el uso de instrumentos de registro.

Variador de frecuencia (VSD): El controlador de variación de velocidad permite la flexibilidad de controlar el flujo en el fondo del pozo. Provee una relación constante entre el voltaje y la frecuencia para mantener condiciones apropiadas de operación.

Transformador elevador trifásico: Este transformador se encarga de elevar el voltaje de salida del variador, es decir de 480 V al voltaje que requiere el motor electrosumergible.

Caja de unión o de venteo: Provee una conexión para el cable de superficie desde el tablero de control al cable de potencia en el pozo. Además, permite ventear cualquier cantidad de gas que se haya migrado a través del cable de potencia. Provee fácil acceso para puntos de medición para chequeo de los parámetros eléctricos del equipo de fondo.

Cable de superficie: Transmite la energía eléctrica a través de cada uno de los componentes de superficie hasta el cabezal del pozo donde se encuentra el conector también llamado “quick conector”. Hay una longitud máxima de cable estipulada para cada sección del cable de superficie.

Cabezal del pozo: El cabezal del pozo es el equipo que se instala en la superficie del pozo. El propósito de colocar el cabezal es suspender la sarta de tubería junto con los componentes de subsuelo del bombeo electrosumergible dentro del pozo y monitorear y controlar altas presiones que frecuentemente se presentan en el pozo. (Arcentales Batidas & Caizapanta Apolo, 2011) (Schlumberger, SF)

2.6.4.4. Componentes de subsuelo

Sensor de fondo: El sensor de fondo permite un mejor control de la operación del equipo BES por medio del monitoreo continuo de parámetros como presión y temperatura y los dispositivos de protección.

Motor: La potencia requerida por la bomba es suministrada por un motor eléctrico de inducción. Este

se compone de un estator y varios rotores. Los motores están disponibles en una variedad de diferentes tamaños, y varios rangos de voltaje y potencia.

Cable de potencia: El cable de potencia es usado para transmitir al motor la energía eléctrica desde la superficie. El cable de potencia consiste de tres conductores de cobre que se extienden desde el tope del cable plano del motor hasta el cabezal del pozo.

Protector: Su principal función es evitar la entrada de fluido del pozo al motor. Poseen cámaras laberínticas y sellos que gracias a su estructura mecánica proporcionan protección al motor.

Separador de gas: En algunos casos existe producción de gas junto con petróleo y agua. Si está presente el gas, un separador de gas debe ser instalado en la entrada de la bomba. Este ayuda a eliminar algo de gas que podría ser producido a través de la bomba.

Bomba centrífuga: La bomba centrífuga multietapas consiste de numerosos impulsores y difusores los cuales varían dependiendo de la necesidad, estos impulsores y difusores proveen el levantamiento requerido.

Una bomba centrífuga es una máquina que mueve el fluido a través de la rotación de un impulsor dentro de un difusor estacionario que tiene una entrada central y una salida tangencial. Una etapa está compuesta de un impulsor y un difusor.

Cabeza de descarga: Es el tope del equipo de bombeo electrosumergible, el cual se encuentra arriba de las bombas multietapas. (Schlumberger, SF) (Arcentales Batidas & Caizapanta Apolo, 2011)

2.6.4.5. Datos característicos del pozo para el diseño de Bombeo electrosumergible

- Profundidad de asentamiento de la bomba
- Profundidad de las perforaciones
- Producción actual del pozo
- Diámetros de tubería de producción y revestimiento
- Propiedades del fluido
- Condiciones de presión de fondo del yacimiento
- Condiciones de temperatura de fondo del yacimiento

2.6.4.6. Datos obtenidos a partir del diseño de Bombeo electrosumergible

- Dimensiones de la bomba centrífuga
- Sección de sello
- Separador de gas
- Dimensión del motor
- Tamaño de cable
- Voltaje en superficie requerido

2.6.4.7. Ventajas y desventajas del Bombeo electrosumergible

Ventajas

- Permite alcanzar altos caudales de producción
- Cuando se opera con VSD, se tiene la flexibilidad de ajustar a los cambios en el tiempo (PI, BSW, Pwf, Pr, entre otros)
- Puede ser usada a bajas presiones de fondo.
- Puede operar confiablemente en pozos desviados y pozos costa afuera (offshore).
- Puede en algunas veces operar por debajo de las perforaciones.

- Puede operar en condiciones de alta temperatura en fondo con el uso de materiales alternativos.
- Puede ser usado en pruebas de pozos con el uso de VSD portátiles.

Desventajas

- Al sacar una unidad es requerido retirar todo el equipo BES con falla, implicando un alto costo de intervención.
- Las altas temperaturas afectan el aislamiento del cable y del motor.
- Altas severidades de pata de perro son problemáticas.
- Se requiere suministro eléctrico para la potencia.
- El uso de arrancadores (Velocidad constante) limita la flexibilidad del caudal de producción.
- Altos contenidos de gas son una limitante.
- Gran cantidad de sólidos pueden causar un rápido desgaste y falla prematura.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

Para el tema de estudio “OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A LO LARGO DEL TIEMPO DE VIDA PRODUCTIVA DE UN POZO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”, se seleccionó a un pozo perteneciente al Bloque 61 campo Auca denominado PACHI-17.

Para el análisis del histórico de producción tomaremos en consideración su vida productiva desde diciembre del 2011, debido a que tiempo atrás el mismo pozo en un workover anterior quedó para pesca, y el pescado nunca pudo ser recuperado, por lo que decidieron realizar un SideTrack (S.T.) y posteriormente producir de la misma arena “Hs” hasta la actualidad.

Este pozo entró en SideTrack debido a que se cumplieron varios factores claves como:

- La integridad del casing superficial se mantuvo en óptimas condiciones, por lo que el aparejo no tuvo que ser cambiado, hasta la operación de S.T.
- La arena estaba considerablemente buena
- Las reservas por recuperar eran altas en el yacimiento

Por lo tanto, debido a estos diversos factores descritos, se decidió que el pozo representó un serio candidato a dicha operación. Y a partir de esa premisa se realizó un pozo tipo S para seguir produciendo de esas reservas, y por consiguiente a diseñar el mejor Sistema de Levantamiento Artificial para el pozo.

Este pozo posee la característica de haber operado por los siguientes sistemas de Levantamiento Artificial, que son:

- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Hidráulico

Es necesario destacar que actualmente se ha realizado un estudio para volver a cambiar de Levantamiento Artificial, en este caso de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible (BES). Es de suma importancia tener en cuenta este estudio debido a que se han realizado pruebas con dicho sistema los cuales han descargado interesantes resultados.

A continuación, se seguirá paso a paso lo descrito en la metodología.

3.1. Historial de Producción del pozo PACHI-17

Tabla IV. Datos Promedios del Histórico de Producción del Pozo
Auca Sur-02Re

<i>Fecha</i>	<i>BFPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BAPD</i>	<i>BPPD</i>
01/12/2011	684,00	10,00	68,40	615,60
01/01/2012	614,90	10,00	61,49	553,10
01/02/2012	537,43	10,00	53,74	483,69
01/03/2012	508,80	10,00	50,88	457,92
01/04/2012	482,48	10,62	51,11	431,37

01/05/2012	456,86	18,00	82,23	374,62
01/06/2012	370,40	18,37	67,98	302,42
01/07/2012	307,02	17,42	54,14	252,88
01/08/2012	253,23	15,59	39,59	213,64
01/09/2012	166,42	11,46	19,77	146,65
01/10/2012	195,56	10,00	19,56	176,00
01/11/2012	228,92	10,00	22,89	206,03
01/12/2012	186,35	17,29	31,14	155,21
01/01/2013	0,00	0,00	0,00	0,00
01/02/2013	329,50	0,00	191,11	138,39
01/03/2013	0,00	0,00	0,00	0,00
01/04/2013	384,00	37,83	144,96	239,04
01/05/2013	447,00	32,94	147,24	299,76
01/06/2013	285,00	15,78	44,97	240,04
01/07/2013	288,00	16,00	46,08	241,92
01/08/2013	171,25	98,00	167,83	3,43
01/09/2013	290,00	54,32	172,74	117,26
01/10/2013	435,14	54,70	238,99	196,15
01/11/2013	396,00	47,32	188,41	207,60
01/12/2013	388,50	46,62	181,64	206,87
01/01/2014	378,67	43,98	166,99	211,67
01/02/2014	354,33	42,52	150,89	203,44

01/03/2014	324,00	38,08	123,60	200,41
01/04/2014	336,00	40,00	134,40	201,60
01/05/2014	336,00	40,00	134,40	201,60
01/06/2014	288,00	31,67	91,21	196,79
01/07/2014	288,00	31,67	91,21	196,79
01/08/2014	288,00	31,67	91,21	196,79
01/09/2014	288,00	31,67	91,21	196,79
01/10/2014	305,57	42,87	127,00	178,58
01/11/2014	289,50	31,54	91,98	197,52
01/12/2014	270,33	29,68	81,17	189,16
01/01/2015	241,25	35,00	84,45	156,80
01/02/2015	319,00	44,66	142,47	176,54
01/03/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/04/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/06/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/07/2015	269,99	26,19	71,81	198,18
01/08/2015	248,33	33,99	84,42	163,92
01/09/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/10/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/11/2015	0,00	0,00	0,00	0,00
01/12/2015	0,00	0,00	0,00	0,00

01/01/2016	248,00	33,96	84,32	163,68
01/02/2016	248,00	33,96	84,32	163,68
01/03/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
01/04/2016	184,00	38,00	69,92	114,08
01/05/2016	200,00	47,96	95,92	104,08
01/06/2016	0,00	0,00	0,00	0,00
01/07/2016	192,00	47,86	92,16	99,84
01/08/2016	191,00	34,77	66,41	124,59
01/09/2016	191,00	48,59	92,81	98,19
01/10/2016	173,00	35,85	62,28	110,72
01/11/2016	429,44	45,00	191,24	238,20
01/12/2016	496,00	36,16	179,35	316,66
01/01/2017	470,15	33,39	157,28	312,87
01/02/2017	459,00	35,00	160,65	298,35
01/03/2017	426,99	25,50	108,89	318,10
01/04/2017	438,49	27,50	120,76	317,73
01/05/2017	328,00	35,09	114,08	213,92
01/06/2017	289,51	40,94	118,53	170,98
01/07/2017	250,00	36,09	90,22	159,78
01/08/2017	360,00	50,66	182,38	177,62
01/09/2017	362,00	39,79	144,05	217,95
01/10/2017	370,00	40,08	148,30	221,70

01/11/2017	374,50	40,04	149,88	224,63
01/12/2017	383,01	40,03	153,32	229,69

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017

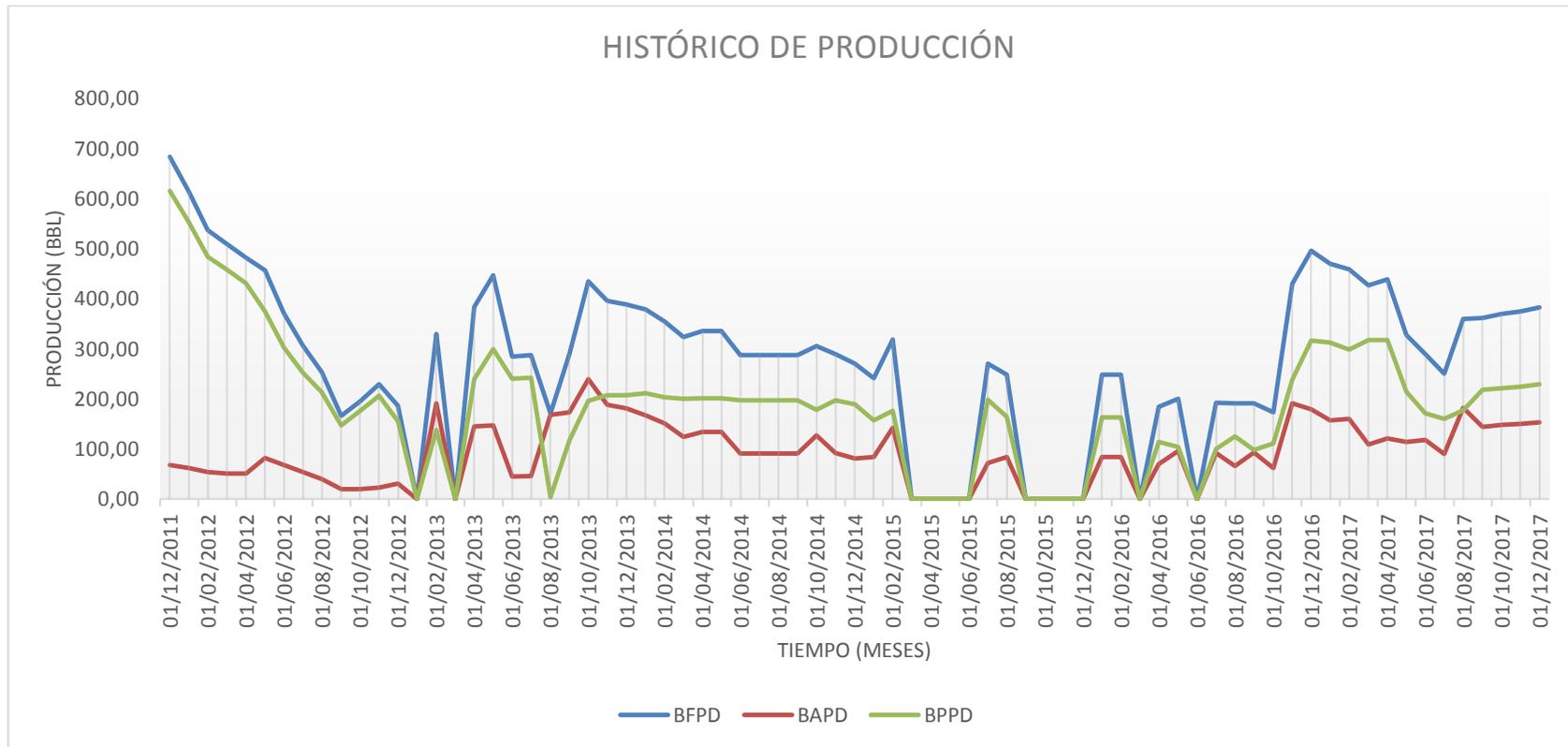


Figura 3. 1 Histórico de Producción del Pozo PACHI-17
Fuente: Petroamazonas EP, SERTECPET SA., 2017

3.2. Completación y Pruebas Iniciales

El 22 de diciembre del 2011, se comenzó con la completación y pruebas iniciales después de haber realizado el SideTrack debido a un pescado imposible de recuperar.

Se introduce el Sistema de levantamiento artificial tipo Bombeo Hidráulico para la arena "Hs". Punzaron en el intervalo de 10355-10384 ft y bajaron la bomba JET-9A, y se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla V. Datos iniciales después de la operación SideTrack

BFPD	720
BPPD	648
BSW	10%
API	29,6

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017

Debido a que para la completación del pozo y pruebas iniciales no se proporcionaron los datos suficientes, se decidió utilizar el Software Claw para poder calcular los datos restantes e importantes que definen el potencial del pozo durante este periodo de tiempo.

A partir de los resultados proporcionados por el Software Claw, el cual es un programa ideal ya que no considera flujo multifásico ni pérdidas por fricción (se ajusta a nuestro caso de estudio), se calculó la Pwf

para este escenario y por consiguiente se determinó datos del potencial del pozo.



REGISTRO DE SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW PRESION INYECCION FIJA

CODIGO: GLOPRE.04
REV: 03
FECHA: 2007-08-30

INFORMACION GENERAL																
COMPAÑIA:		SHAYA ECUADOR S.A.			POZO:		AUCA SUR 02			<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> BOMBA JET DIRECTA  </div>						
REPRESENTANTE:		INGENIERIA SHAYA			RESERVORIO:		H SUPERIOR									
FECHA:		13/05/2017 7:07:21			GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:		11J									
PARAMETROS MECANICOS				PARAMETROS DE RESERVORIO				PARAMETROS DE DISEÑO								
ID Tuberia:	2.441	pulg		Presión de reservorio:	4.300	psi		Producción Deseada:	720	bfpd						
OD Tuberia:	2.875	pulg		API:	30.0	*API		Presión de Inyección:	3.600	psi						
ID Revestimiento:	4.276	pulg		GOR:	35	acf/stbl		Presión de Entrada:	449	psi						
Prof. Pozados(TVD):	10,282	pies		Corte de Agua (BSW):	10.00	%		Tipo De Fluido Motriz:	Agua							
Presión de Cabeza:	60	psi		Temperatura de Reservorio	220	*F		API Inyección:	30.0	*API						
Tipo de Bomba:	Directa			Temperatura de Superficie:	120	*F		Prof. de la Bomba (TVD):	10,052	pies						
				Grav. Espec. Gas:	1.240	adim		Longitud de la Tuberia:	10,124	pies						
				Grav. Espec. Agua:	(TRIAL)1.	adim										
RESULTADOS																
Geometria Bomba	Area Boguilla pulz2	Area Garganta pulz2	Presión de Inyección psi	Caudal de Inyección bfpd	Producción Deseada bfpd	Presión de Entrada psi	Presión de Descarga psi	Caudal de Cavitación bfpd	Caudal de Retorno bfpd	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo de Fluido Motriz	*API Fluido Motriz	ID Tuberia pulz	Profundidad Bomba	Tipo de Bomba
99	0.0167	0.0441	3.600	1.684	720	1.407	4.080	1.136	2.404	30	108	Agua	30	2.441	10,052	Directa

Figura 3. 2 Cálculo de la presión de entrada a la bomba mediante el Software Claw.
Fuente: SERTECPET SA., 2017.

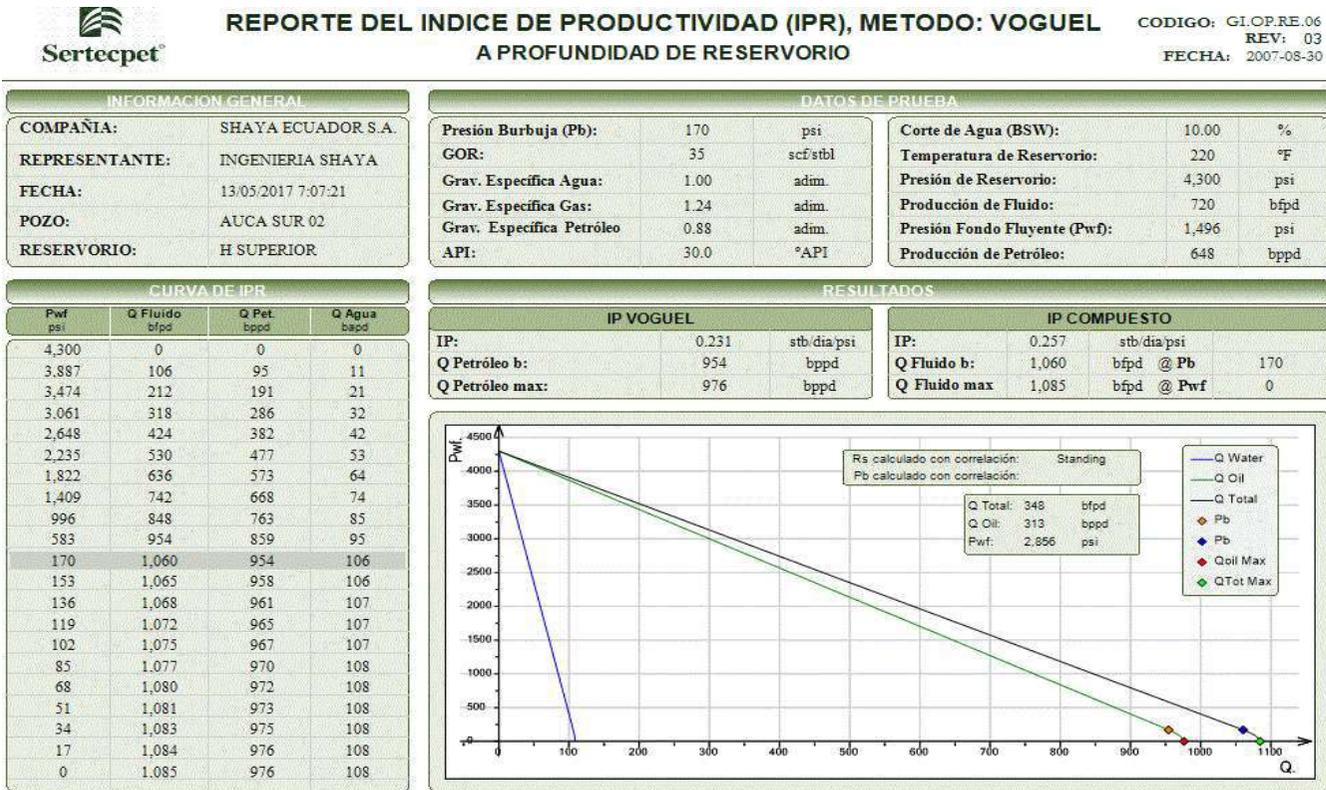


Figura 3. 3 Cálculo del I.P e I.P.R mediante el Software Claw.
Fuente: SERTECPET SA. 2017.

El dato de presión de 1407 psi corresponde a la presión de entrada, equivalente a la P_{wf} a la altura de la bomba.

Para este pozo se tiene los siguientes datos:

Profundidad de yacimiento = 10282,15 ft

Profundidad de la bomba = 10051,81 ft

Gradiente del fluido = 0,38, considerando como datos al BSW, API,

γ_{H_2O} .

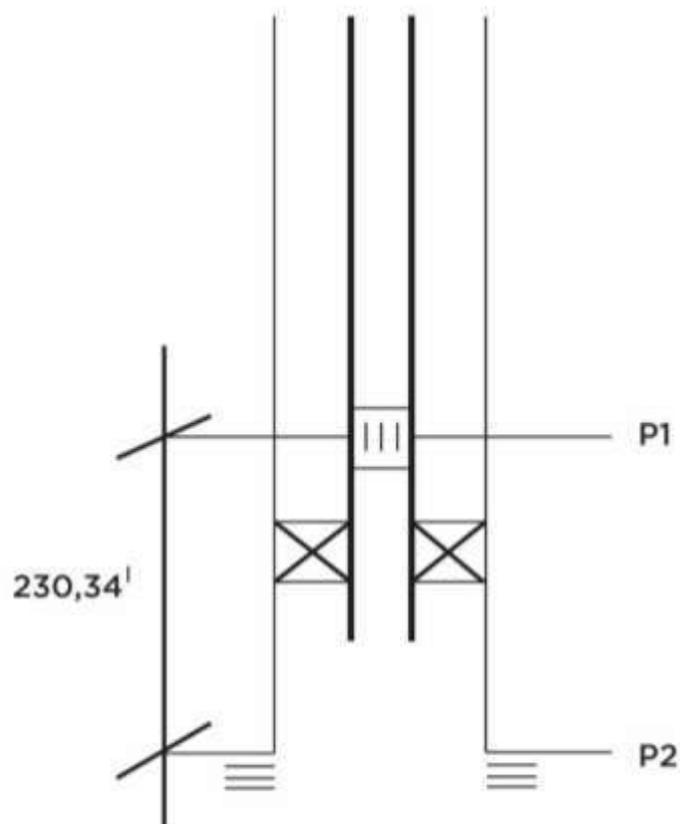


Figura 3. 4 Completación del Bombeo Hidráulico

Fuente: Bajaña, D., 2017

$$\Delta p = (\text{prof del yacimiento} - \text{prof de la bomba})(\text{gradiente del fluido}) \quad \text{Ec. 1}$$

$$\Delta p = (10282,15 - 10051,81)(0,38)$$

$$\Delta p = 88 \text{ psi} \rightarrow \text{pérdida de presión hidrostática entre los puntos 1 - 2}$$

$$p_2 = p_1 + \Delta p \quad \text{Ec. 2}$$

$$p_2 = 1407 + 88$$

$$p_2 = 1496 \text{ psi} \rightarrow p_{wf} = 1496 \text{ psi, correspondiente a la producción}$$

3.3. WORKOVER #1

A partir de los resultados de las pruebas iniciales y completación, el 3 de enero del 2013, se decide bajar BHA de bombeo hidráulico junto con una bomba JET-E8 y posteriormente se evaluó la arena "Hs" con MTU, donde se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla VI. Datos del aporte del pozo luego de un cambio de bomba Jet.

BFPD	504
BPPD	217
BSW	57%

Fuente: Petroamazonas EP., 2017

Para este caso, se realizó una prueba de restauración de presión desde el 7 - 11 de enero del 2013, donde se obtuvo lo siguiente:

Tabla VII. Resultados posteriores a la prueba de presión

BFPD	672
BSW	60%
BPPD	269
Pb	175 psig
Tf	286 °F
API	32
GOR	12 scf/STB
Bo	1,153 rb/STB
ρ_g	1,244 lb/ft ³
Pwf	1688,77 psig
Pws	4383,70 psig
Pr	4200 psig

Fuente: Petroamazonas EP., 2017

A partir de los resultados obtenidos por la prueba de pozo, se puede calcular el potencial del pozo, el caudal al punto de burbuja y el caudal máximo, todo esto a partir de la prueba estabilizada:

Debido a que $P_r > P_b$ \therefore Yacimiento Subsaturado

$P_{wf} > P_b$, entonces:

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad \text{Ec. 3}$$

$$J = \frac{269}{4200 - 1688,77} = 0,1071 \frac{STB}{D} / psi$$

$$Q_b = J(P_r - P_b) \quad \text{Ec. 4}$$

$$Q_b = 0,1071188(4200 - 175) = 431,15 \text{ STB/D}$$

$$Q_{max} = Q_b + \frac{JxP_b}{1,8} \quad \text{Ec. 5}$$

$$Q_{max} = 431,15317 + \frac{0,1071188x175}{1,8} = 441,57 \text{ STB/D}$$

3.4. WORKOVER #2

Luego de 6 meses, el 20 de julio del 2013 se realizó el segundo reacondicionamiento con el objetivo de repunzonar el intervalo 10355-10384 ft.

Para esta operación se decidió cambiar el sistema levantamiento artificial de hidráulico a mecánico.

Al considerar que la liberación de gas en el pozo es mínima, se concluyó que por ningún motivo era necesario instalar el separador de gas en la completación mecánica.

En el tiempo que se realizó esta operación los datos de la prueba estabilizada, dieron los siguientes datos:

Tabla VIII. Datos del yacimiento procedentes del segundo Workover

Pr	4000 psi
Pb	187 psi
Pwf	349 psi
Q	349 STB/d

Fuente: Petroamazonas EP., 2017

A partir de la prueba estabilizada, se puede calcular el potencial del pozo, el caudal al punto de burbuja y el caudal máximo:

Debido a que $P_r > P_b$ \therefore Yacimiento Subsaturado

$P_{wf} > P_b$, entonces:

Tabla IX. Cálculos del potencial del pozo en el segundo Workover

Ec. 3	$J = 0,0821 \frac{STB}{D} / psi$
Ec. 4	$Q_b = 313,31 STB/D$
Ec. 5	$Q_{max} = 321,85 STB/D$

Fuente: Petroamazonas EP., 2017

3.5. WORKOVER #3

En septiembre del 2013, nuevamente el pozo entró en reparación con dos objetivos puntuales los cuales fueron:

- Sacar completación mecánica
- Bajar nuevamente completación de Bombeo Hidráulico

El 10 de julio del 2015, la empresa SERTECPET toma la operación del pozo, donde realizó una evaluación en el pozo y se obtuvo lo siguiente:

Tabla X. Datos del Yacimiento correspondiente al tercer Workover

Pr	4100 psig
Tf	232 °F
API	32,7
BSW	40%
Salinidad	1100 PPM
ρ_g	0,87 lb/ft ³
Psep	60 psig
Tsep	120 °F
RGP en solución	27,1 scf/STB
Pb	175 psig

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017

Tabla XI. Datos de la prueba estabilizada del tercer Workover

Pwf	402,4 psig
Q	348 STB/d

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017

Debido a que $P_r > P_b$ \therefore Yacimiento Subsaturado

$P_{wf} > P_b$, entonces:

Tabla XII. Cálculo del potencial del pozo en el tercer Workover

Ec. 3	$J = 0,0941 \frac{STB}{D} /psig$
--------------	----------------------------------

Ec. 4	$Q_b = 369,40 STB/D$
--------------	----------------------

Ec. 5	$Q_{max} = 378,55 STB/D$
--------------	--------------------------

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017

El noviembre del 2016, SERTECPET realizó un WELL TESTING con el objetivo de definir la productividad o potencial del pozo, además del correspondiente análisis PVT.

Tabla XIII. Datos del yacimiento mediante un Well Testing

Pr	4080 psi
Pb	175 psi
API	32
BSW	18%
Tf	236 °F
Ts	110 °F
ρg	0,87 lb/ft ³

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017

Tabla XIV. Datos de la prueba estabilizada mediante el Well Testing.

Pwf	270 psi
Q	298,4 stb/d

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017

Debido a que $P_r > P_b$ \therefore Yacimiento Subsaturado

$P_{wf} > P_b$, entonces:

Tabla XV. Cálculo del potencial del pozo mediante los datos del Well Testing

Ec. 3	$J = 0,08 \frac{STB}{D} / \text{psig}$
Ec. 4	$Qb = 312,4 \text{ STB/D}$
Ec. 5	$Q_{max} = 320,18 \text{ STB/D}$

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

3.6. Mecanismo de producción del yacimiento

Los S.L.A deben ir acorde a los mecanismos de producción de los yacimientos redactados anteriormente, en vista que muchos de estos se ven limitados por diversos factores tales como presencia de gas, migración de finos, etc. En esto radica la importancia de estudiar las formaciones productoras previo a implementar un tipo de bombeo artificial.

Tal como se presentó en la metodología a aplicar se analizará el tipo de mecanismo de producción del yacimiento para correlacionarlos con

los sistemas de levantamiento artificial implementados a lo largo la vida productiva del pozo.

El pozo PACHI-17 produce de la arena Hollín superior, esta formación posee una buena saturación de hidrocarburos, tiene un espesor entre 400-450 pies, con una porosidad promedio de 12%, saturación de agua de 30% a 40% y salinidad de 2125 ppm NaCl y un crudo mediano de 27° API.

Presenta un contacto agua-petróleo bien marcado y exhibe un fuerte empuje de agua sin presencia de gas, a esto se lo conoce como acuífero activo y en este caso de comportamiento infinito conectado en el fondo al reservorio.

Las características infinitas de este acuífero se deben a que es un acuífero de origen artesiano que muestra un afloramiento en superficie y se recarga constantemente en la cordillera. Además, se encuentra presente la expansión de la roca y los fluidos, sin embargo, debido que la caída de presión es muy baja, este mecanismo de producción es despreciable.

3.7. Esquema mecánico del pozo

El esquema mecánico del pozo juega un papel muy importante ya que tiene los objetivos tanto de obtener un caudal óptimo y también a precios no tan elevados.

Para poder determinar un correcto diseño del esquema, se debe de conocer con anterioridad algunos datos de perforación como lo son análisis presión, temperatura, volumen (PVT).

El esquema mecánico es el único medio por el cual se puede realizar variaciones al comportamiento del pozo. Los fluidos que llegan al pozo por medio de los intervalos perforados se movilizan a través de la vecindad del pozo hasta llegar a la completación que haya sido bajada, los cuales necesitan ser llevados desde el fondo hasta la superficie. Para lograr este cometido, se necesita la acción de gradientes de presión que van desde el fondo hasta superficie, como lo son la presión hidrostática y la caída de presión por fricción. (OilProduction.net, 2015)

Para nuestro caso, el pozo PACHI-17 durante su vida productiva desde diciembre del 2011 ha pasado por tres tipos de levantamiento artificial que son:

Bombeo Hidráulico. – este levantamiento se dividió en dos etapas. La primera etapa dio inicio en diciembre del 2011, donde se simuló su producción máxima con dicho esquema mecánico con un total de 648 BPPD.

La segunda etapa inició en enero del 2013, donde se repunzonó la zona HS y se rediseñó un nuevo tipo de bomba, dando como resultado con el nuevo esquema mecánico un total de 441,57 BPPD.

Bombeo Mecánico. – este levantamiento artificial estuvo en operación aproximadamente 57 días. Su esquema mecánico no resultó ser exitoso ya que se simuló una producción máxima de 321,85 BPPD y debido a la gran profundidad del pozo y a la desviación del mismo, no rindió de la manera deseada.

Bombeo Hidráulico. – este levantamiento se dividió en dos etapas. En la primera se simuló un caudal máximo de 378,55 BPPD en julio del 2015 con el nuevo esquema mecánico hidráulico. La segunda dio inicio después de más de un año específicamente en noviembre del 2016, en el que la empresa SERTECPET realizó un well-testing al pozo con el fin de conocer el nuevo potencial del pozo donde se obtuvo un nuevo aporte máximo del pozo de 320,18 BPPD.

3.7.1. Caídas de presión Yacimiento - Superficie

Desde el momento que fluyen los hidrocarburos del yacimiento al sistema de producción existen pérdidas de presión los cuales se evidencia a través de:

- Yacimiento
- Terminación
- Tubería de Producción
- Facilidades de Superficie

Para este estudio se tomará en cuenta las pérdidas de presión a través de la completación, a lo que mencionamos como esquema mecánico del pozo.

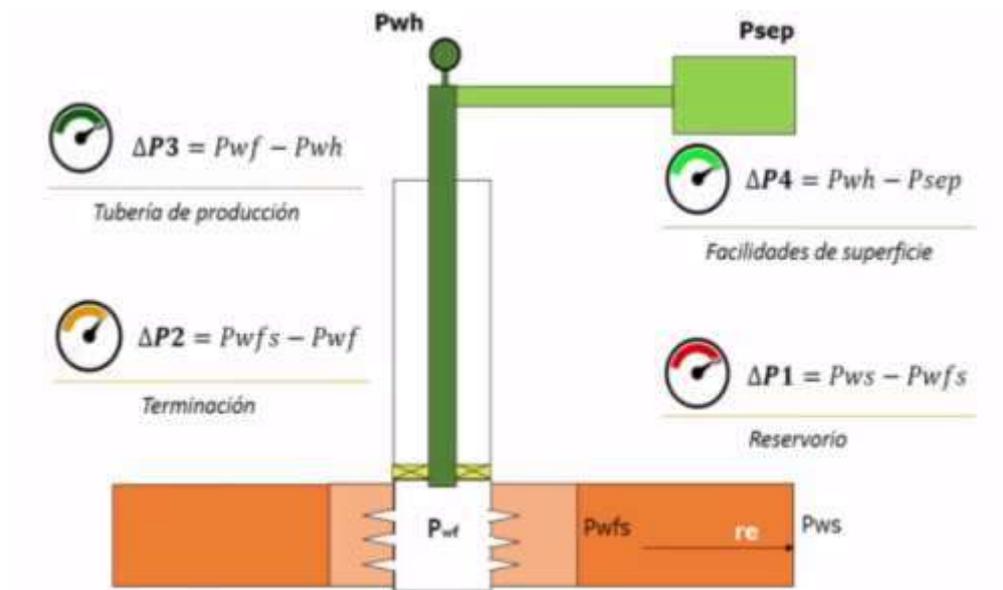


Figura 3. 5 Caídas de presión a través de la producción

Fuente: Oil Production Tv, 2015.

Los componentes más importantes en un diseño del esquema mecánico de un pozo son:

- Tubing - Casing
- Accesorios
- Profundidad de la bomba o camisa

3.7.2. Tubing - Casing

Son los medios por el cual el fluido se encuentra en movimiento constante, ya sea de superficie al fondo, del yacimiento a superficie, o por el espacio anular.

Para la elección de la tubería hay que tener en cuenta ciertos criterios como:

- Angulo de inclinación del pozo
- Fluidos que se muevan a través de la misma
- Procedimientos de operación

Otro aspecto muy importante con respecto a tubería, es el diámetro de la misma, ya que de esto va a depender las cantidades de pérdida de presión y de caudal.

3.7.3. Accesorios

Los accesorios como los cross-over, NO-GO, standing valve, entre otros, al igual que las tuberías, decidirán qué tan altas o bajas serán las pérdidas de presión y por ende el caudal producido.

Al momento de cambiar de diámetros el fluido tiende a tomar distintos comportamientos, es decir, que si pasa por un área reducida va a ganar velocidad y si pasa por un área de gran

tamaño va a perder velocidad y por ende el caudal disminuirá proporcionalmente.

Si se quiere ser un poco más profundo en el tema con respecto al diámetro de la tubería; si el diámetro disminuye, la velocidad aumenta y por ende el factor de pérdidas por presión aumenta a medida que el número de Reynolds aumenta. Por lo tanto, si se tiene mayor resistencia al flujo, el caudal en superficie no será el deseado, pero cabe recalcar que al final de cuentas las pérdidas por energía cinética son casi despreciables.

3.7.4. Profundidad de la Bomba o Camisa

Para este caso, se explicará mediante las siguientes figuras:

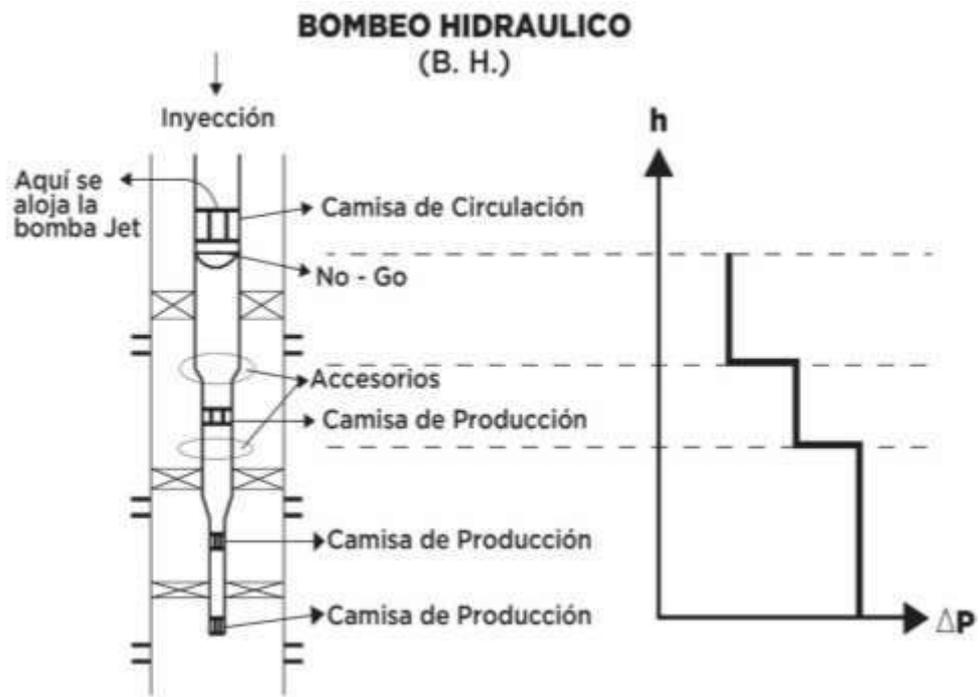


Figura 3. 6 Pérdidas de presión en la completación de Bombeo Hidráulico.

Fuente: Bajaña, D., 2017.

Para este caso se tiene una configuración de la completación de un bombeo hidráulico, donde se detalla las principales partes no móviles de dicha configuración.

Esta figura tiene como fin explicar cómo varían las pérdidas de presión en función de la altura. Como se puede apreciar se trata de una completación múltiple en la cual, si se quiere producir de cualquier arena, las demás deberán estar selladas mediante los

packers. Por lo tanto, mientras mayor sea la distancia entre el asentamiento de la bomba en la camisa de circulación y la camisa de producción, mayor va a ser las pérdidas de presión.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

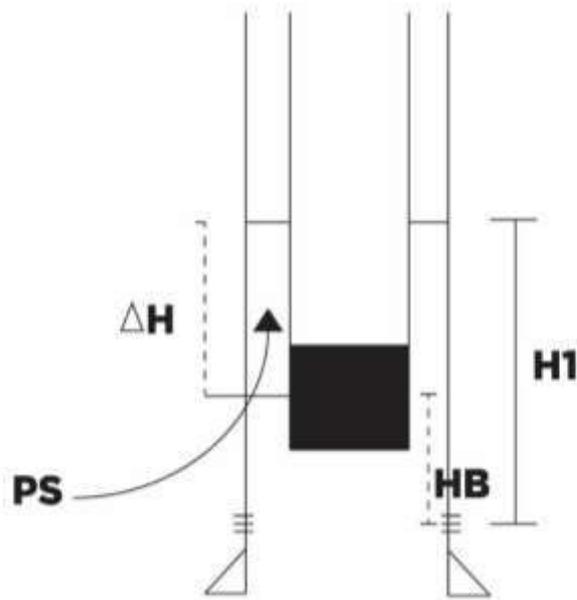


Figura 3. 7 Completación típica del Bombeo Electrosumergible.

Fuente: Bajaña, D., 2017.

Esta figura representa un esquema típico de completación para Bombeo Electrosumergible, donde se detalla diferentes datos como:

ΔH = distancia entre el nivel de fluido estático y la profundidad de la bomba.

HB = la altura la bomba con respecto a la profundidad de los disparos.

H_1 = distancia entre el nivel de fluido estático y la profundidad de los disparos.

A partir de dicha premisa, se quiere establecer los resultados que se obtendrían si la bomba es asentada a distintas alturas.

A continuación, se tiene:

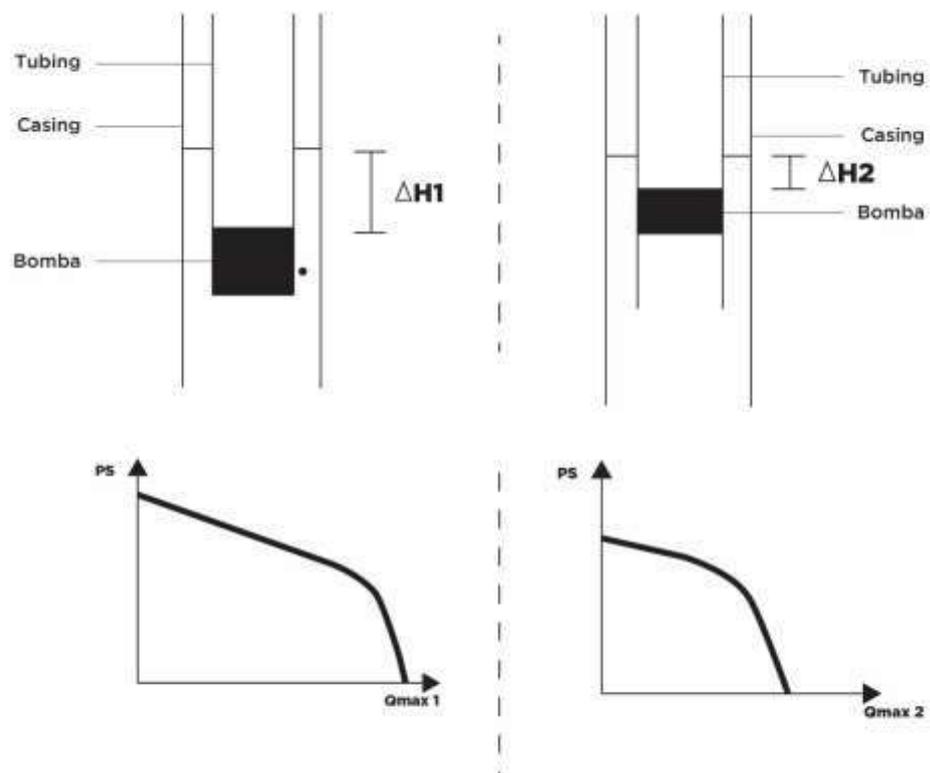


Figura 3. 8 Comportamiento de la bomba a diferentes alturas
Fuente: Bajaña, D., 2017.

Como podemos observar en la figura, se tiene dos escenarios distintos; primero se tiene que la distancia entre el nivel estático

del fluido y la profundidad de la bomba posee un ΔH_1 y segundo que la distancia entre lo antes mencionado es un ΔH_2 , y por consiguiente se nota claramente que $\Delta H_1 > \Delta H_2$.

A partir de dicho resultado se dibuja una gráfica IPR donde se puede apreciar que $Q_{max1} > Q_{max2}$. Por lo tanto, a medida que exista mayor distancia entre el nivel estático y la profundidad de la bomba, va a existir un mejor llenado de la misma asegurándose de esta manera que la presión de succión de la bomba sea mayor y por consiguiente se va a tener una producción más cercana a la deseada.

3.8. Nueva propuesta de Sistema de Levantamiento Artificial

Para un correcto análisis de optimización en este proyecto, dado las condiciones del pozo, se estudiará la posibilidad de implementación en el PACHI-17, para cambiar de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible.

Esta posibilidad se la ha estudiado debido al aspecto económico, considerando los costos operacionales que conlleva el Bombeo Hidráulico.

Tomando en cuenta el funcionamiento del BES y las características de aporte del pozo se tiene que, al existir poca presencia del gas, una

despreciable migración de finos; además de una caída de presión en el yacimiento baja, no afectaría el rendimiento de la bomba.

Actualmente, el BES cuenta con tecnología avanzada en comparación con el BES convencional, lo que permite un bajo consumo de potencia y un menor costo de producción (menor OPEX). Por lo tanto, estas características darían un mayor peso al BES en comparación a otros sistemas de levantamiento artificial que han sido utilizados en el pozo.

CAPÍTULO 4
ANÁLISIS DE LOS
RESULTADOS

4. 1. Historial de Producción correspondiente al primer Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico)

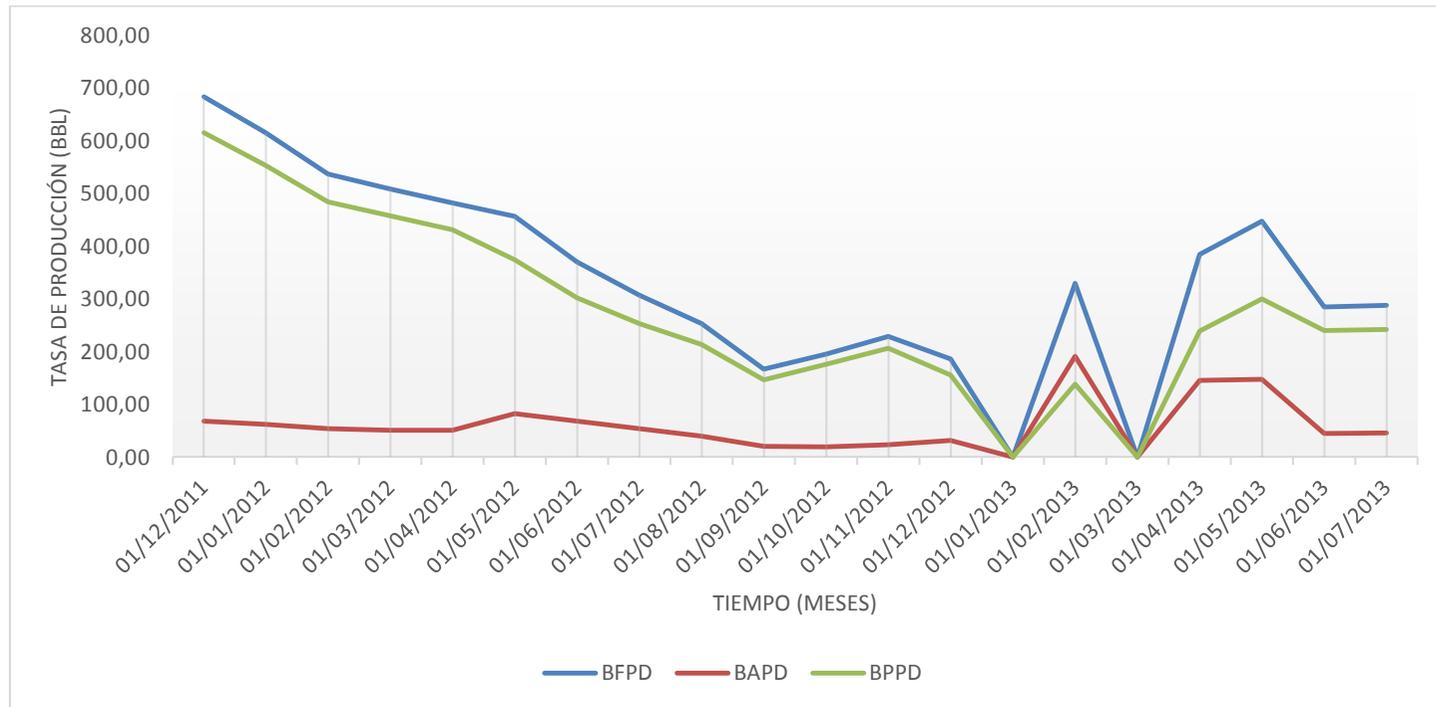


Figura 4. 1 Histórico de Producción del primer levantamiento artificial.
Fuente: Petroamazonas EP, SERTECPET SA., 2017.

EL pozo PACHI-17 inicio su producción el 22 de diciembre del 2011 con bombeo hidráulico tipo Jet 9-A obteniendo en promedio de su primer mes 648 BFPD con un I.P. en sus pruebas iniciales de 0,231 STB/d/psi, su producción se mantuvo hasta diciembre del 2012. En enero del 2013 se realizó un workover para repunzonar la arena y un build up de presión, para quedar produciendo con una bomba de subsuelo 8-E llegando a 229,5 BFPD resaltando que existió una disminución en su I.P a 0,11 STB/d/psi. El pozo se cerró durante el mes de marzo, produciendo su última etapa con bombeo hidráulico con la misma bomba de subsuelo 8-E entre abril y julio del 2013 para luego realizar un cambio en el S.L.A.

Del historial de producción se constata que ha existido una constante declinación en la producción, exceptuando el inicio de las producciones luego del workover y de cerrarse el pozo por existir un build up de presión. Esto se da por el agotamiento de energía el cual se reafirma por la disminución en los I.P. de 0,231 STB/d/psi a 0,11 STB/d/psi, cabe recalcar que a lo largo de este periodo no se realizó un proceso de estimulación al yacimiento.

No se tiene mayor información del porqué se cerró el pozo y del diseño de las bombas de subsuelo. Sin embargo, del histórico de producción se halla que el repunzonar la arena y el nuevo dimensionamiento de

la bomba de subsuelo de 9-A a 8-E ocasionó un aumento significativo en la producción, lo que hace suponer que fue una decisión acertada. En general la implementación del primer S.L.A. de bombeo hidráulico tipo Jet dados los parámetros del pozo tuvo un buen desempeño produciendo a tasas aceptables tomando en cuenta que presentó un I.P. bajo.

4.2. Historial de Producción correspondiente al segundo Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Mecánico)



Figura 4. 2 Histórico de Producción del segundo levantamiento artificial.
Fuente: Petroamazonas EP, SERTECPET SA., 2017.

Luego de haber producido con bombeo hidráulico, el 20 de julio del 2013 el pozo en cuestión inicia la producción con un S.L.A. de bombeo mecánico manteniendo la producción en la arena Hollín superior con un I.P. de 0.08 STB/d/psi, por lo visto del histórico de producción se encuentra que durante 13 días se produce casi en su totalidad agua, esto es por al agua filtrada usada para el control del pozo presente en el anular, el tiempo es significativo debido a que una de las desventajas mencionadas anteriormente del bombeo mecánico es la producción a tasas bajas, esto sumando a que es un pozo profundo provoca que se demore en producirse el agua de control.

Recién para el 3 de septiembre se presenta una producción de 180 BFPD con un corte de agua del 60%, para posteriormente regularse en un 40% de agua.

Este S.L.A. fue implementada hasta el 16 de septiembre alcanzando una producción de 253 BFPD con un 40% de agua. En el análisis de este bombeo mecánico se halla falencias en su diseño mecánico, como es el caso de al ser un pozo profundo se necesita la presencia de estabilizadores a lo largo del diseño de varillas a utilizarse, los cuales se evidencian su ausencia, esto pudo haber ocasionado una disminución en su run life por las constantes vibraciones de las varillas con el tubing.

Es imperativo mencionar que siendo el pozo profundo y direccional la tensión provocada en la barra pulida por el peso de la sarta de las varillas, esto debió causar un incorrecto funcionamiento. Además, al ser un pozo desviado es considerable las pérdidas de presión por fricción en la sarta lo cual limita bastante al desempeño de este tipo de levantamiento artificial.

Por lo redactado, se supone que se realiza un cambio en el S.L.A. por las notables falencias que tiene el bombeo mecánico ante las características del pozo.

4.3. Historial de Producción correspondiente al tercer Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico)

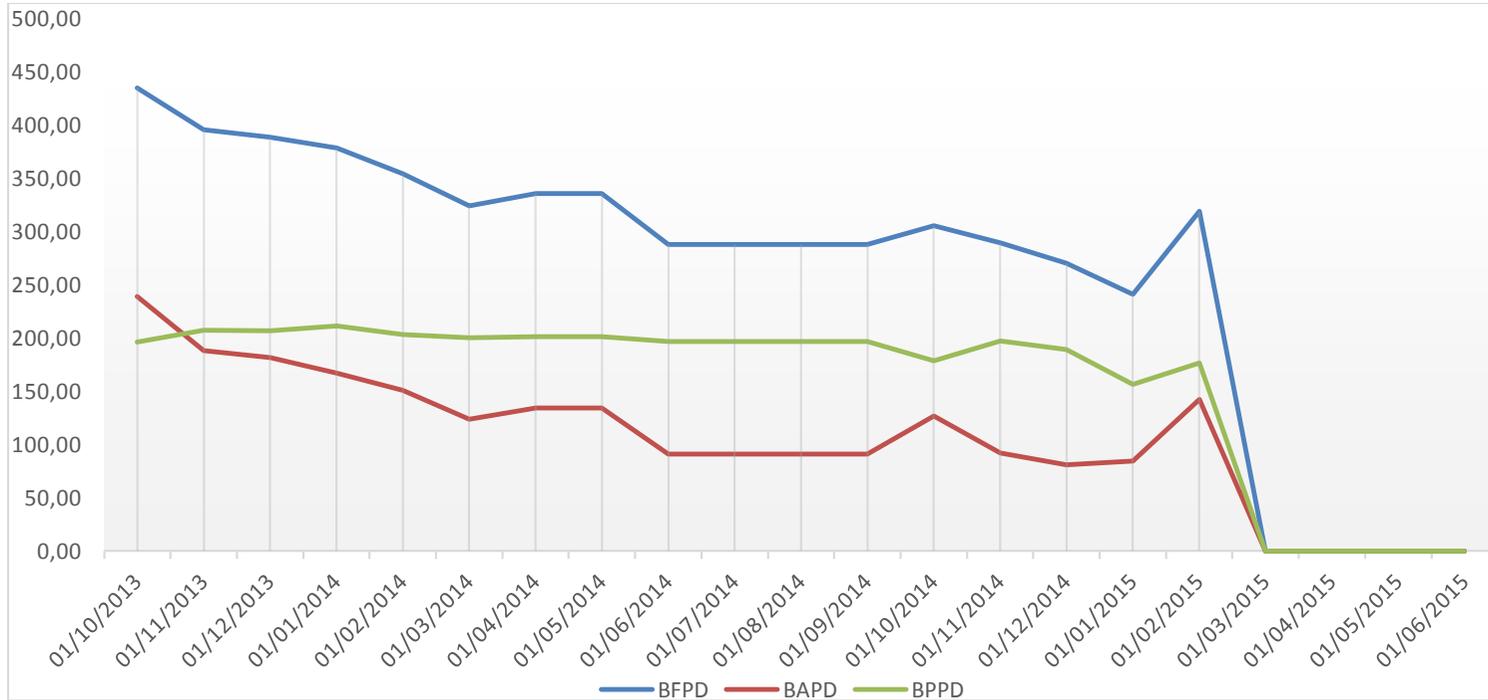


Figura 4. 3. Histórico de Producción del tercer levantamiento artificial.
Fuente: Petroamazonas E.P., SERTECPET S.A., 2017.

En septiembre del 2013 se realiza el workover #3 para realizar un cambio en el S.L.A. a bombeo hidráulico con una bomba de subsuelo 6-D durante 8 días, el cual inicia su producción el 30 de septiembre llegando a 444 BFPD y un corte de agua de 53,24 % luego de producirse el agua del control de pozo.

Entre octubre del 2013 y junio del 2014 se implementó una bomba de subsuelo 8-E alzando su pico más alto de 396 BFPD con un 47,32 % de agua, para finales de junio se rediseña la bomba de subsuelo a un modelo 6-D produciendo hasta 305 BFPD y un 42,87 de corte de agua, finalmente el 20 de noviembre del 2014 se baja una bomba 11-J el cual produce hasta el 24 de febrero del 2015 proporcionando una producción máxima de 319 BFPD con 44,66 % de agua.

Podemos afirmar que el constante dimensionamiento de la bomba de subsuelo proporcionó un aumento del rendimiento del bombeo hidráulico, en esto radica una ventaja de este S.L.A., el poder retirar la bomba de subsuelo inyectando a través del anular y levantando la bomba por el tubing sin realizar un workover optimizando costos de operación.

El pozo se cierra durante los meses de marzo a julio del 2015, probablemente por falta de presupuesto para mantener en producción al pozo. Debemos recordar que durante estas fechas inició el declive en los precios del barril del petróleo a nivel mundial por un exceso en

la oferta, esto a nuestro país ocasionó un duro golpe en la industria lo cual provocó una reducción en la inversión petrolera. Por lo tanto, este sería el motivo de cerrar el pozo por este periodo.

4.4. Historial de Producción correspondiente al cuarto Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico)

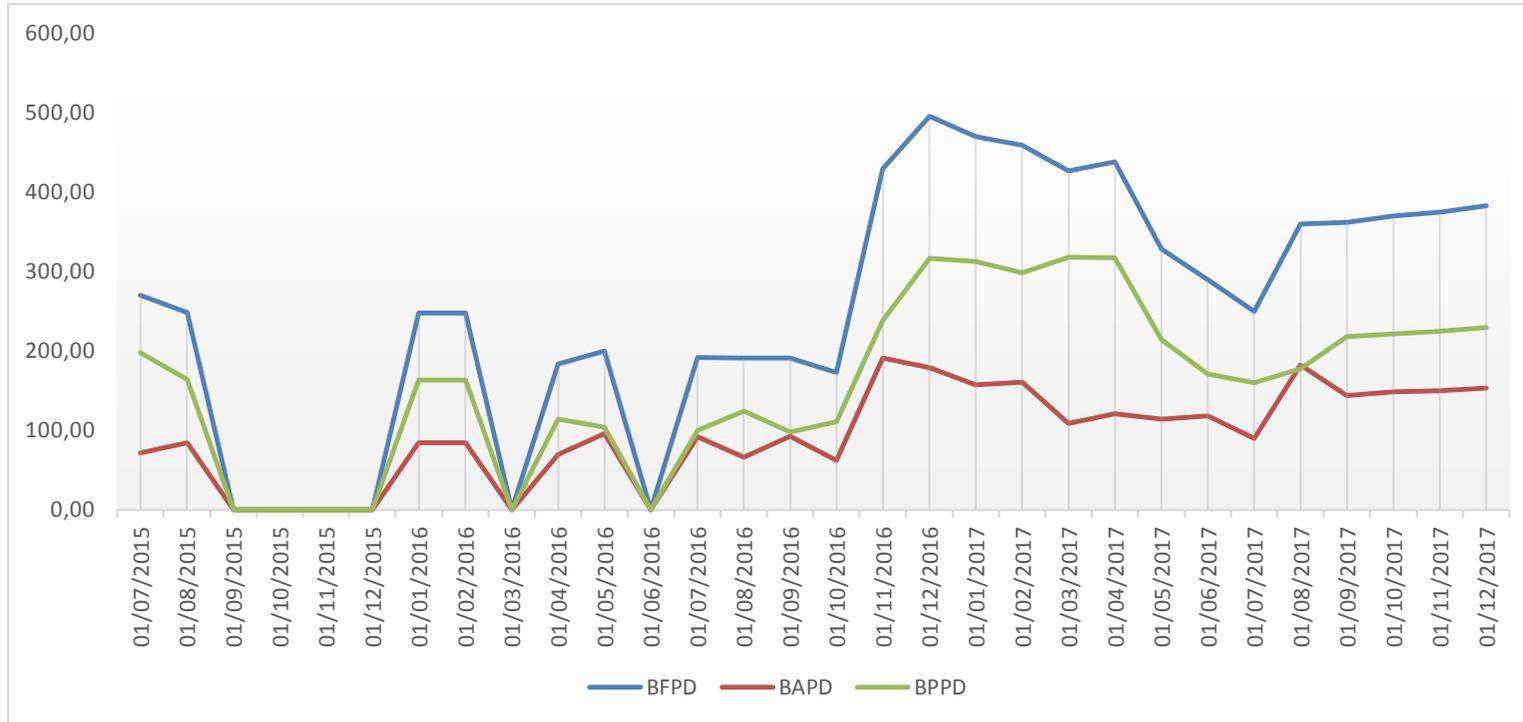


Figura 4. 4 Histórico de Producción de nueva configuración del Bombeo Hidráulico.

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

Luego de 4 meses de haberse cerrado el pozo PACHI-17, SERTECPET toma la operación implementando un bombeo hidráulico con bomba jet claw de modelo 11-J y realizando una evaluación del pozo teniendo un I.P. de 0,094 STB/d/psi; el pozo produce durante el 12 de julio y el 28 de septiembre del 2015 llegando a su pico más alto de 225,80 BFPD y un corte de agua de 15,41 %. Posteriormente, el pozo mencionado se cierra, lo que hace suponer que es por falta de presupuesto.

SERTECPET realiza un well testing en noviembre proporcionando un I.P. de 0,08 STB/d/psi, y en enero del 2016 el pozo vuelve a producir con la misma bomba de subsuelo 11-J hasta la actualidad, sin embargo, en este periodo se han realizado cierres del pozo en los meses de marzo y junio del 2016, luego el pozo ha producido ininterrumpidamente.

Del historial de producción se halló que el rendimiento del bombeo hidráulico con SERTECPET incrementó con respecto a los otros S.L.A. implementados, llegando a una producción máxima durante el mes de diciembre de 496 BFPD con un corte de agua de 36,16 %. Notamos que la bomba de subsuelo 11-J no necesitó ser cambiada debido al correcto desempeño llegando a la tasa máxima de producción respecto a la productividad del pozo a sus condiciones actuales, esto hace resaltar la labor realizada por la empresa,

destacando en el ámbito ingenieril por sus avances tecnológicos. En este aspecto cabe mencionar que las veces que se implementó bombeo hidráulico operado por otras empresas durante el 2011 al 2015 se realizaron distintos diseños de la bomba de subsuelo, no obstante, con SERTECPET se realizó un solo dimensionamiento.

4.5. Diagrama de barras correspondiente al potencial máximo para cada tipo de levantamiento artificial operado en el pozo PACHI-17.

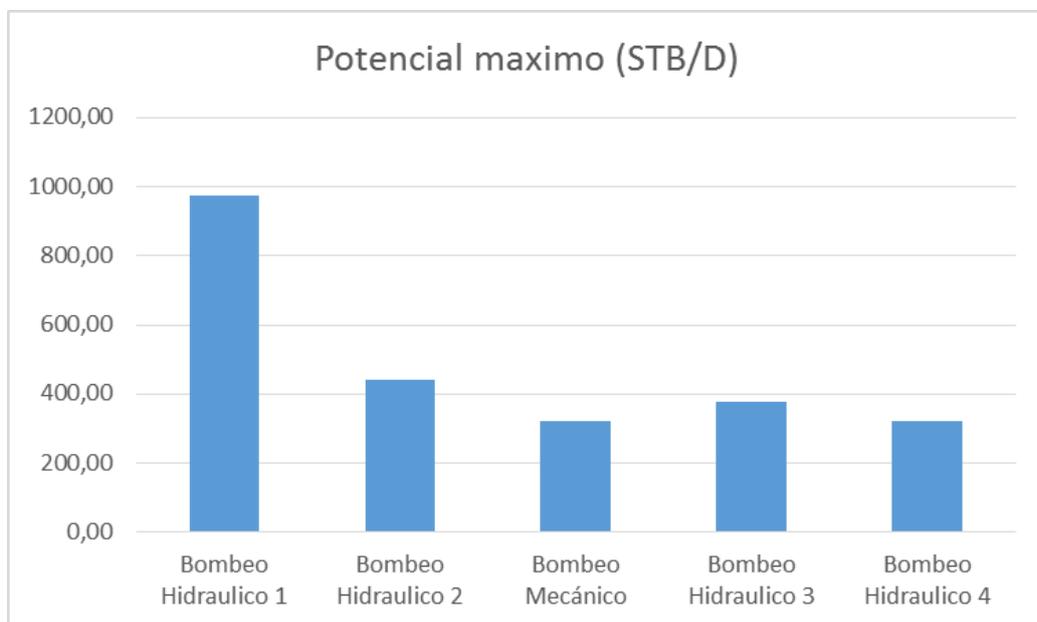


Figura 4. 5 Comportamiento de cada tipo o configuración nueva de un S.L.A.

Fuente: Petroamazonas EP.,2017.

4.6. Análisis de la posible implementación del Bombeo

Electrosumergible

Dado los avances tecnológicos en el BES, es tentativo analizar una posible implementación en este pozo debido a que cierto S.L.A. como el Bombeo Mecánico mostró un pésimo desempeño en la producción por los factores ya antes descritos, y el Bombeo Hidráulico que, aunque mostró un excelente desempeño, operada por SERTECPET en la vida productiva del pozo, su costo de operación es considerable. Hoy en día el BES posee una variedad de beneficios que seducen a la utilización del mismo, como:

- Rangos de producción más flexibles
- Bajo consumo de potencia en comparación con el BES convencional
- Menor costo de producción (menor Opex)
- Dimensiones inferiores en comparación al BES convencional, lo que significaría menor tiempo en los procedimientos de instalación.
- Mayor tiempo de actividad de producción
- Precios competitivos con los demás sistemas de levantamiento artificial

Frente a los beneficios antes mencionados, se podría alcanzar una eficiencia considerablemente alta.

Por las características del pozo en estudio, el BES es una buena alternativa para implementar, ya que la cantidad presente de gas es mínima, la migración de finos no es considerada alta y la salinidad de la arena no atribuye a posibles riesgos de corrosión en la operación.

Por consiguiente, convierte al BES en la opción óptima de implementación porque sería necesario solo un costo inicial significativo en comparación con el bombeo hidráulico que su OPEX incrementaba por el funcionamiento necesario de la MTU y en el redimensionamiento de las bombas de subsuelo antes de SERTECPET.

Además, el BES presentaría una optimización por su ensamblaje, ya que el pozo cuando trabajó con bombeo mecánico el movimiento de las varillas no aseguraba un completo llenado de la bomba de subsuelo que frente al BES con respecto a su completación en este último se asegura un completo llenado de la bomba si se realiza un adecuado dimensionamiento del esquema mecánico a implementar.

CAPÍTULO 5
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Debido a la buena integridad del casing superficial y al rendimiento económico del yacimiento, este pozo fue un óptimo candidato a la operación del SideTrack obteniendo en ciertos intervalos de tiempo la producción deseada.

Concluido el análisis técnico del pozo PACHI-17 tomando en cuenta las condiciones actuales del pozo, el método de levantamiento artificial óptimo seleccionado es de bombeo electrosumergible, con el cual se logra maximizar el rendimiento económico del pozo y reducir gastos monetarios.

El implementar bombeo mecánico hace un tiempo en el pozo objetivo, conllevó a pérdidas de recursos, por lo que iba en contra de muchos principios de operación del levantamiento artificial en cuestión, como lo es ser un pozo profundo y desviado.

Durante el 2011 al 2015 mientras se produjo con bombeo hidráulico se tuvo que re diseñar la bomba de subsuelo en varias ocasiones. No así desde que opera SERTECPET, que gracias al diseño proporcionado por el personal de ingeniería se ha realizado un solo dimensionamiento de la bomba de subsuelo.

Para la implementación del bombeo hidráulico se ha necesitado de la MTU para mantener la producción con resultados positivos, sin embargo, la cantidad invertida para su operación es cuantiosa.

Se debe tener muy en cuenta que el mecanismo de producción es por empuje de agua al presentar un acuífero activo de comportamiento infinito, por lo cual la presión del yacimiento no declina rápidamente.

Debido al mecanismo de producción y a la ausencia de gas en el yacimiento, se puede afirmar que los métodos de levantamiento artificial instalados a lo largo de la vida productiva del pozo fueron acordes, sumado a estos el bombeo electrosumergible propuesto en este proyecto.

El duro impacto en la industria hidrocarburífera del país, implicó que Petroamazonas EP como empresa operadora tome la decisión de cerrar el pozo por varios meses en más de una ocasión, sin poder contratar a una empresa que pueda operar el pozo y mantener su producción.

El presente proyecto donde se ha evaluado un caso puntual sirve para resolver problemáticas de esta índole, con lo que fácilmente se puede generalizar para pozos del oriente ecuatoriano.

RECOMENDACIONES

Aprovechar el tiempo en el cual se realiza un trabajo de mantenimiento o reparación en un pozo para rediseñar el tipo de sistema de levantamiento artificial y así evaluar si se puede mejorar los costos operativos con el nuevo método.

Cuando los costos operativos de producción de un pozo se encuentren en aumento o sea muy poco rentable mantener su producción, es necesario un rediseño en su tipo de completación para ver si se pueden mejorar los costos con la evaluación realizada.

Una vez implementado un nuevo método de levantamiento artificial, evaluarlo con regularidad con la finalidad de optimizar la eficiencia de trabajo del mismo sistema, ya sea cambiando la bomba de subsuelo o aumentando la frecuencia.

Es importante el apoyo de la industria petrolera para poder realizar la metodología propuesta al inicio del proyecto integrador constando de un enfoque cualitativo y cuantitativo.

Mantener un estudio exhaustivo constante de los sistemas de levantamiento para poder correlacionar con la información dada a lo largo de la vida productiva del pozo y así dar una solución óptima.

Considerando la información existente del yacimiento, de los fluidos y del campo del pozo en estudio, se recomienda instalar bombeo electrosumergible porque en comparación con los otros ya implementados esta sería la opción óptima.

Analizar el mecanismo de empuje natural del yacimiento previo al estudio de los sistemas de levantamiento artificial a lo largo de la vida productiva del pozo objetivo y llegar a una conclusión integrando información acertada.

Relacionar las decisiones tomadas por la empresa operadora y la situación económica de la industria para concluir en ideas claras y concisas.

ANEXOS

ANEXO A

TABLA A-1 Historial y promedio de producción del año 2011.

<i>Fecha</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
<i>22/12/2011</i>	648	72	10	720
<i>23/12/2011</i>	648	72	10	720
<i>24/12/2011</i>	626,4	69,6	10	696
<i>25/12/2011</i>	604,8	67,2	10	672
<i>26/12/2011</i>	583,2	64,8	10	648
<i>27/12/2011</i>	648	72	10	720
<i>28/12/2011</i>	648	72	10	720
<i>29/12/2011</i>	648	72	10	720
<i>30/12/2011</i>	432	48	10	480
<i>31/12/2011</i>	669,6	74,4	10	744
<i>dic-11</i>	615,6	68,4	10	684

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

TABLA A-2 Historial y promedio de producción del año 2012

<i>Fecha</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
02/01/2012	518,4	57,6	10	576
03/01/2012	475,2	52,8	10	528
04/01/2012	388,8	43,2	10	432
05/01/2012	540	60	10	600
06/01/2012	669,6	74,4	10	744
07/01/2012	669,6	74,4	10	744
08/01/2012	648	72	10	720
09/01/2012	583,2	64,8	10	648
10/01/2012	626,4	69,6	10	696
11/01/2012	604,8	67,2	10	672
12/01/2012	604,8	67,2	10	672
13/01/2012	604,8	67,2	10	672
14/01/2012	583,2	64,8	10	648
15/01/2012	561,6	62,4	10	624
16/01/2012	561,6	62,4	10	624
17/01/2012	540	60	10	600
18/01/2012	540	60	10	600
19/01/2012	540	60	10	600
20/01/2012	540	60	10	600
21/01/2012	540	60	10	600
22/01/2012	540	60	10	600
23/01/2012	540	60	10	600
24/01/2012	518,4	57,6	10	576
25/01/2012	518,4	57,6	10	576
26/01/2012	518,4	57,6	10	576
27/01/2012	518,4	57,6	10	576
28/01/2012	518,4	57,6	10	576
29/01/2012	518,4	57,6	10	576
30/01/2012	518,4	57,6	10	576
01/02/2012	518,4	57,6	10	576
02/02/2012	518,4	57,6	10	576
03/02/2012	518,4	57,6	10	576
04/02/2012	475,2	52,8	10	528
05/02/2012	151,2	16,8	10	168
06/02/2012	518,4	57,6	10	576
07/02/2012	518,4	57,6	10	576
08/02/2012	518,4	57,6	10	576

09/02/2012	518,4	57,6	10	576
10/02/2012	518,4	57,6	10	576
11/02/2012	518,4	57,6	10	576
12/02/2012	518,4	57,6	10	576
13/02/2012	518,4	57,6	10	576
14/02/2012	518,4	57,6	10	576
15/02/2012	518,4	57,6	10	576
16/02/2012	475,2	52,8	10	528
17/02/2012	475,2	52,8	10	528
18/02/2012	475,2	52,8	10	528
19/02/2012	475,2	52,8	10	528
20/02/2012	475,2	52,8	10	528
21/02/2012	475,2	52,8	10	528
22/02/2012	475,2	52,8	10	528
23/02/2012	475,2	52,8	10	528
25/02/2012	475,2	52,8	10	528
26/02/2012	475,2	52,8	10	528
27/02/2012	475,2	52,8	10	528
28/02/2012	475,2	52,8	10	528
29/02/2012	475,2	52,8	10	528
01/03/2012	464,4	51,6	10	516
02/03/2012	464,4	51,6	10	516
03/03/2012	464,4	51,6	10	516
04/03/2012	464,4	51,6	10	516
05/03/2012	464,4	51,6	10	516
06/03/2012	464,4	51,6	10	516
07/03/2012	464,4	51,6	10	516
08/03/2012	464,4	51,6	10	516
09/03/2012	464,4	51,6	10	516
10/03/2012	464,4	51,6	10	516
11/03/2012	464,4	51,6	10	516
12/03/2012	464,4	51,6	10	516
13/03/2012	464,4	51,6	10	516
14/03/2012	464,4	51,6	10	516
15/03/2012	464,4	51,6	10	516
16/03/2012	464,4	51,6	10	516
17/03/2012	464,4	51,6	10	516
18/03/2012	464,4	51,6	10	516
19/03/2012	464,4	51,6	10	516

20/03/2012	464,4	51,6	10	516
21/03/2012	464,4	51,6	10	516
22/03/2012	442,8	49,2	10	492
24/03/2012	442,8	49,2	10	492
25/03/2012	442,8	49,2	10	492
26/03/2012	442,8	49,2	10	492
27/03/2012	442,8	49,2	10	492
28/03/2012	442,8	49,2	10	492
29/03/2012	442,8	49,2	10	492
30/03/2012	442,8	49,2	10	492
31/03/2012	442,8	49,2	10	492
01/04/2012	442,8	49,2	10	492
02/04/2012	442,8	49,2	10	492
03/04/2012	442,8	49,2	10	492
04/04/2012	442,8	49,2	10	492
05/04/2012	442,8	49,2	10	492
06/04/2012	442,8	49,2	10	492
07/04/2012	442,8	49,2	10	492
08/04/2012	442,8	49,2	10	492
09/04/2012	442,8	49,2	10	492
10/04/2012	442,8	49,2	10	492
11/04/2012	442,8	49,2	10	492
12/04/2012	442,8	49,2	10	492
13/04/2012	442,8	49,2	10	492
14/04/2012	442,8	49,2	10	492
15/04/2012	442,8	49,2	10	492
16/04/2012	442,8	49,2	10	492
17/04/2012	442,8	49,2	10	492
18/04/2012	442,8	49,2	10	492
19/04/2012	442,8	49,2	10	492
20/04/2012	442,8	49,2	10	492
21/04/2012	442,8	49,2	10	492
22/04/2012	442,8	49,2	10	492
24/04/2012	211,2	28,8	12	240
25/04/2012	422,4	57,6	12	480
26/04/2012	422,4	57,6	12	480
27/04/2012	432,96	59,04	12	492
28/04/2012	432,96	59,04	12	492
29/04/2012	432,96	59,04	12	492

30/04/2012	413,28	78,72	16	492
01/05/2012	403,44	88,56	18	492
02/05/2012	403,44	88,56	18	492
04/05/2012	403,44	88,56	18	492
05/05/2012	403,44	88,56	18	492
06/05/2012	403,44	88,56	18	492
07/05/2012	403,44	88,56	18	492
08/05/2012	403,44	88,56	18	492
09/05/2012	403,44	88,56	18	492
10/05/2012	403,44	88,56	18	492
11/05/2012	403,44	88,56	18	492
12/05/2012	403,44	88,56	18	492
13/05/2012	403,44	88,56	18	492
14/05/2012	403,44	88,56	18	492
15/05/2012	403,44	88,56	18	492
16/05/2012	403,44	88,56	18	492
17/05/2012	403,44	88,56	18	492
19/05/2012	354,24	77,76	18	432
20/05/2012	334,56	73,44	18	408
22/05/2012	334,56	73,44	18	408
23/05/2012	334,56	73,44	18	408
24/05/2012	334,56	73,44	18	408
25/05/2012	334,56	73,44	18	408
26/05/2012	334,56	73,44	18	408
27/05/2012	334,56	73,44	18	408
28/05/2012	334,56	73,44	18	408
29/05/2012	334,56	73,44	18	408
30/05/2012	334,56	73,44	18	408
31/05/2012	334,56	73,44	18	408
01/06/2012	334,56	73,44	18	408
02/06/2012	334,56	73,44	18	408
03/06/2012	334,56	73,44	18	408
04/06/2012	334,56	73,44	18	408
05/06/2012	334,56	73,44	18	408
06/06/2012	334,56	73,44	18	408
07/06/2012	334,56	73,44	18	408
08/06/2012	334,56	73,44	18	408
09/06/2012	334,56	73,44	18	408
10/06/2012	334,56	73,44	18	408

11/06/2012	314,88	69,12	18	384
12/06/2012	314,88	69,12	18	384
13/06/2012	314,88	69,12	18	384
14/06/2012	314,88	69,12	18	384
15/06/2012	314,88	69,12	18	384
16/06/2012	314,88	69,12	18	384
17/06/2012	314,88	69,12	18	384
18/06/2012	314,88	69,12	18	384
19/06/2012	275,52	60,48	18	336
20/06/2012	275,52	60,48	18	336
21/06/2012	272,16	63,84	19	336
22/06/2012	272,16	63,84	19	336
23/06/2012	224,4	39,6	15	264
24/06/2012	262,08	73,92	22	336
25/06/2012	262,08	73,92	22	336
26/06/2012	262,08	73,92	22	336
27/06/2012	275,52	60,48	18	336
28/06/2012	275,52	60,48	18	336
29/06/2012	275,52	60,48	18	336
30/06/2012	275,52	60,48	18	336
01/07/2012	275,52	60,48	18	336
02/07/2012	275,52	60,48	18	336
03/07/2012	275,52	60,48	18	336
04/07/2012	275,52	60,48	18	336
05/07/2012	275,52	60,48	18	336
06/07/2012	275,52	60,48	18	336
07/07/2012	275,52	60,48	18	336
08/07/2012	275,52	60,48	18	336
09/07/2012	262,08	73,92	18	336
10/07/2012	270,01	59,27	18	329,28
11/07/2012	270,01	59,27	18	329,28
12/07/2012	270,01	59,27	18	329,28
13/07/2012	270,01	59,27	18	329,28
14/07/2012	255,84	56,16	18	312
15/07/2012	248,46	54,54	18	303
16/07/2012	255,84	56,16	18	312
17/07/2012	255,84	56,16	18	312
18/07/2012	255,84	56,16	18	312
19/07/2012	255,84	56,16	18	312

20/07/2012	256,04	56,2	18	312,24
21/07/2012	243,05	53,35	18	296,4
22/07/2012	246,01	50,39	17	296,4
23/07/2012	246,01	50,39	17	296,4
24/07/2012	221,76	42,24	16	264
25/07/2012	221,76	42,24	16	264
26/07/2012	221,76	42,24	16	264
27/07/2012	221,76	42,24	16	264
28/07/2012	221,76	42,24	16	264
29/07/2012	221,76	42,24	16	264
30/07/2012	221,76	42,24	16	264
31/07/2012	221,76	42,24	16	264
01/08/2012	221,76	42,24	16	264
02/08/2012	221,76	42,24	16	264
03/08/2012	221,76	42,24	16	264
05/08/2012	221,76	42,24	16	264
07/08/2012	221,76	42,24	16	264
08/08/2012	221,76	42,24	16	264
09/08/2012	221,76	42,24	16	264
10/08/2012	221,76	42,24	16	264
12/08/2012	221,76	42,24	16	264
13/08/2012	221,76	42,24	16	264
14/08/2012	221,76	42,24	16	264
15/08/2012	221,76	42,24	16	264
16/08/2012	221,76	42,24	16	264
17/08/2012	221,76	42,24	16	264
18/08/2012	221,76	42,24	16	264
19/08/2012	221,76	42,24	16	264
20/08/2012	221,76	42,24	16	264
21/08/2012	221,76	42,24	16	264
22/08/2012	209,71	37,01	15	246,72
23/08/2012	214,62	37,88	15	252,5
24/08/2012	214,62	37,88	15	252,5
25/08/2012	205,27	36,23	15	241,5
26/08/2012	203,15	35,85	15	239
27/08/2012	190,4	33,6	15	224
28/08/2012	182,75	32,25	15	215
29/08/2012	178,88	29,12	14	208
30/08/2012	177,16	28,84	14	206

01/09/2012	180,6	29,4	14	210
02/09/2012	180,6	29,4	14	210
03/09/2012	180,6	29,4	14	210
04/09/2012	181,46	29,54	14	211
07/09/2012	169,42	27,58	14	197
08/09/2012	185,76	30,24	14	216
09/09/2012	185,76	30,24	14	216
10/09/2012	185,76	30,24	14	216
11/09/2012	185,76	30,24	14	216
12/09/2012	185,76	30,24	14	216
13/09/2012	152,88	15,12	9	168
14/09/2012	152,88	15,12	9	168
15/09/2012	151,2	16,8	10	168
16/09/2012	131,4	14,6	10	146
17/09/2012	129,6	14,4	10	144
18/09/2012	129,6	14,4	10	144
19/09/2012	129,6	14,4	10	144
20/09/2012	129,6	14,4	10	144
21/09/2012	129,6	14,4	10	144
22/09/2012	109,8	12,2	10	122
23/09/2012	108	12	10	120
24/09/2012	107,1	11,9	10	119
25/09/2012	107,1	11,9	10	119
26/09/2012	107,1	11,9	10	119
27/09/2012	108	12	10	120
30/09/2012	108	12	10	120
02/10/2012	108	12	10	120
03/10/2012	108	12	10	120
04/10/2012	108	12	10	120
05/10/2012	108	12	10	120
06/10/2012	108	12	10	120
07/10/2012	108	12	10	120
08/10/2012	108	12	10	120
09/10/2012	108	12	10	120
10/10/2012	108	12	10	120
11/10/2012	108	12	10	120
12/10/2012	216	24	10	240
14/10/2012	216	24	10	240
16/10/2012	216	24	10	240

17/10/2012	216	24	10	240
18/10/2012	216	24	10	240
19/10/2012	216	24	10	240
20/10/2012	216	24	10	240
21/10/2012	216	24	10	240
22/10/2012	216	24	10	240
23/10/2012	216	24	10	240
25/10/2012	216	24	10	240
26/10/2012	216	24	10	240
27/10/2012	216	24	10	240
28/10/2012	216	24	10	240
29/10/2012	216	24	10	240
30/10/2012	216	24	10	240
31/10/2012	216	24	10	240
01/11/2012	216	24	10	240
02/11/2012	216	24	10	240
03/11/2012	216	24	10	240
04/11/2012	216	24	10	240
05/11/2012	216	24	10	240
06/11/2012	216	24	10	240
07/11/2012	216	24	10	240
08/11/2012	216	24	10	240
09/11/2012	216	24	10	240
10/11/2012	216	24	10	240
11/11/2012	216	24	10	240
13/11/2012	216	24	10	240
15/11/2012	216	24	10	240
16/11/2012	216	24	10	240
17/11/2012	216	24	10	240
18/11/2012	216	24	10	240
19/11/2012	216	24	10	240
22/11/2012	216	24	10	240
23/11/2012	216	24	10	240
24/11/2012	194,4	21,6	10	216
25/11/2012	194,4	21,6	10	216
26/11/2012	194,4	21,6	10	216
27/11/2012	172,8	19,2	10	192
28/11/2012	172,8	19,2	10	192
29/11/2012	172,8	19,2	10	192

30/11/2012	151,2	16,8	10	168
01/12/2012	151,2	16,8	10	168
02/12/2012	129,6	14,4	10	144
03/12/2012	172,8	19,2	10	192
04/12/2012	194,4	21,6	10	216
05/12/2012	194,4	21,6	10	216
06/12/2012	194,4	21,6	10	216
07/12/2012	190,08	25,92	12	216
08/12/2012	190,08	25,92	12	216
09/12/2012	190,08	25,92	12	216
10/12/2012	174,96	41,04	19	216
11/12/2012	181,44	34,56	16	216
12/12/2012	120,96	47,04	28	168
13/12/2012	112,56	55,44	33	168
14/12/2012	117,6	50,4	30	168
15/12/2012	122,64	45,36	27	168
16/12/2012	122,64	45,36	27	168
17/12/2012	78,72	17,28	18	96

PROMEDIOS

MES	BPPD	BAPD	BSW	BFPD
ene-12	553,41	61,49	10,00	614,90
feb-12	483,69	53,74	10,00	537,43
mar-12	457,92	50,88	10,00	508,80
abr-12	431,37	51,11	10,62	482,48
may-12	374,62	82,23	18,00	456,86
jun-12	302,42	67,98	18,37	370,40
jul-12	252,88	54,14	17,42	307,02
ago-12	213,64	39,59	15,59	253,23
sep-12	146,65	19,77	11,46	166,42
oct-12	176,00	19,56	10,00	195,56
nov-12	206,03	22,89	10,00	228,92
dic-12	155,21	31,14	17,29	186,35

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

TABLA A-3 Historial y promedio de producción del año 2013

<i>Fecha</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>%BSW</i>	<i>BFPD</i>
04/02/2013	169,68	234,32	58	404
08/02/2013	107,1	147,9	58	255
04/04/2013	229,44	154,56	40,25	384
13/04/2013	245,76	138,24	36,25	384
16/04/2013	241,92	142,08	37	384
16/05/2013	299,76	147,24	32,94	447
09/06/2013	241,92	46,08	16	288
19/06/2013	238,15	43,85	15,55	282
01/07/2013	241,92	46,08	16	288
23/08/2013	2,72	133,28	98	136
24/08/2013	3,34	163,66	98	167
25/08/2013	3,34	163,66	98	167
26/08/2013	4,3	210,7	98	215
03/09/2013	72	108	60	180
05/09/2013	176,4	117,6	40	294
13/09/2013	145,8	97,2	40	243
16/09/2013	151,8	101,2	40	253
30/09/2013	40,32	439,68	91,6	480
03/10/2013	207,61	236,39	53,24	444
07/10/2013	204,99	213,01	50,96	418
13/10/2013	206,41	225,59	52,22	432
16/10/2013	125,26	330,74	72,53	456
17/10/2013	208,8	247,2	54,21	456
22/10/2013	207,58	188,42	47,58	396
30/10/2013	212,41	231,59	52,16	444
16/11/2013	210,68	216,32	50,66	427
26/11/2013	204,51	160,49	43,97	365
05/12/2013	204,71	162,29	44,22	367
09/12/2013	209,02	200,98	49,02	410
PROMEDIOS				
<i>MES</i>	BPPD	BAPD	BSW	BFPD
ene-13	0,00	0,00	0,00	0,00
feb-13	138,39	191,11	0,00	329,50
mar-13	0,00	0,00	0,00	0,00
abr-13	239,04	144,96	37,83	384,00
may-13	299,76	147,24	32,94	447,00

jun-13	240,04	44,97	15,78	285,00
jul-13	241,92	46,08	16,00	288,00
ago-13	3,43	167,83	98,00	171,25
sep-13	117,26	172,74	54,32	290,00
oct-13	196,15	238,99	54,70	435,14
nov-13	207,60	188,41	47,32	396,00
dic-13	206,87	181,64	46,62	388,50

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

TABLA A-4 Historial y promedio de producción del año 2014

<i>Fecha</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
07/01/2014	211,2	142,8	40,34	354
14/01/2014	211,41	174,59	45,23	386
20/01/2014	212,41	183,59	46,36	396
01/02/2014	204,71	162,29	44,22	367
13/02/2014	204,01	155,99	43,33	360
20/02/2014	201,6	134,4	40	336
13/03/2014	201,6	134,4	40	336
20/03/2014	199,21	112,79	36,15	312
01/04/2014	201,6	134,4	40	336
16/04/2014	201,6	134,4	40	336
24/04/2014	201,6	134,4	40	336
29/04/2014	201,6	134,4	40	336
04/05/2014	201,6	134,4	40	336
20/06/2014	196,79	91,21	31,67	288
25/06/2014	196,79	91,21	31,67	288
17/07/2014	196,79	91,21	31,67	288
23/07/2014	196,79	91,21	31,67	288
27/07/2014	196,79	91,21	31,67	288
31/07/2014	196,79	91,21	31,67	288
06/08/2014	196,79	91,21	31,67	288
30/08/2014	196,79	91,21	31,67	288
09/09/2014	196,79	91,21	31,67	288
18/09/2014	196,79	91,21	31,67	288
05/10/2014	215,71	120,29	35,8	336
06/10/2014	215,71	120,29	35,8	336
11/10/2014	199,68	112,32	36,03	312
13/10/2014	193,44	118,56	38,01	312
14/10/2014	179,94	120,06	40,02	300
21/10/2014	198,21	101,79	33,93	300
30/10/2014	47,34	195,66	80,52	243
01/11/2014	196,62	121,38	38,17	318
17/11/2014	198,72	77,28	28,03	276
20/11/2014	198,83	77,17	27,96	276
28/11/2014	195,9	92,1	31,98	288
03/12/2014	195,84	92,16	31,98	288
08/12/2014	192,61	90,39	31,94	283
15/12/2014	183,46	85,54	31,8	269

19/12/2014	196,94	56,06	22,16	253
22/12/2014	199,08	47,92	19,4	247
29/12/2014	167,03	114,97	40,77	282

PROMEDIOS				
MES	BPPD	BAPD	BSW	BFPD
ene-14	211,67	166,99	43,98	378,67
feb-14	203,44	150,89	42,52	354,33
mar-14	200,41	123,60	38,08	324,00
abr-14	201,60	134,40	40,00	336,00
may-14	201,60	134,40	40,00	336,00
jun-14	196,79	91,21	31,67	288,00
jul-14	196,79	91,21	31,67	288,00
ago-14	196,79	91,21	31,67	288,00
sep-14	196,79	91,21	31,67	288,00
oct-14	178,58	127,00	42,87	305,57
nov-14	197,52	91,98	31,54	289,50
dic-14	189,16	81,17	29,68	270,33

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

TABLA A-5 Historial y promedio de producción del año 2015

<i>Fecha</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
02/01/2015	163,2	76,8	31,95	240,00
07/01/2015	153,6	86,4	36	240,00
27/01/2015	153,6	86,4	36	240,00
29/01/2015	156,8	88,2	36,05	245,00
22/02/2015	178,35	147,65	45,29	326,00
22/02/2015	174,72	137,28	44,03	312,00
12/07/2015	225,8	50,2	18,19	276,00
14/07/2015	225,8	50,2	15,41	276,00
15/07/2015	222,01	55,9	20,14	277,91
16/07/2015	194,68	97,32	33,33	292,00
18/07/2015	170,51	110,49	39,32	281,00
20/07/2015	165,23	62,77	27,53	228,00
21/07/2015	196,38	75,62	27,8	272,00
31/07/2015	185,04	71,96	27,81	257,00
16/08/2015	165,05	84,95	33,98	250,00
31/08/2015	165	85	34,03	250,00
28/09/2015	161,7	83,3	33,96	245,00

PROMEDIOS				
<i>MES</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
ene-15	156,80	84,45	35,00	241,25
feb-15	176,54	142,47	44,66	319,00
mar-15	0,00	0,00	0,00	0,00
abr-15	0,00	0,00	0,00	0,00
may-15	0,00	0,00	0,00	0,00
jun-15	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-15	198,18	71,81	26,19	269,99
ago-15	163,92	84,42	33,99	248,33
sep-15	0,00	0,00	0,00	0,00
oct-15	0,00	0,00	0,00	0,00
nov-15	0,00	0,00	0,00	0,00
dic-15	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

TABLA A-6 Historial y promedio de producción del año 2016

<i>Fecha</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
28/01/2016	163,68	84,32	33,96	248
26/02/2016	163,68	84,32	33,96	248
27/02/2016	163,68	84,32	33,96	248
01/04/2016	114,08	69,92	38	184
20/05/2016	114,49	105,51	47,96	220
21/05/2016	93,67	86,33	47,96	180
26/07/2016	99,84	92,16	47,86	192
08/08/2016	124,59	66,41	34,77	191
21/09/2016	98,19	92,81	48,59	191
07/10/2016	110,72	62,28	35,85	173
02/11/2016	57,78	302,22	83,95	360
03/11/2016	288,83	51,17	15,05	340
04/11/2016	219,03	209,76	48,91	428,79
26/11/2016	307	211,39	40,778	518,39
29/11/2016	318,35	181,65	36,33	500
08/12/2016	318,49	181,51	36,3	500
17/12/2016	314,82	177,18	36,01	492
PROMEDIOS				
<i>MES</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
ene-16	163,68	84,32	33,96	248,00
feb-16	163,68	84,32	33,96	248,00
mar-16	0,00	0,00	0,00	0,00
abr-16	114,08	69,92	38,00	184,00
may-16	104,08	95,92	47,96	200,00
jun-16	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-16	99,84	92,16	47,86	192,00
ago-16	124,59	66,41	34,77	191,00
sep-16	98,19	92,81	48,59	191,00
oct-16	110,72	62,28	35,85	173,00
nov-16	238,20	191,24	45,00	429,44
dic-16	316,66	179,35	36,16	496,00

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

TABLA A-7 Historial y promedio de producción del año 2017

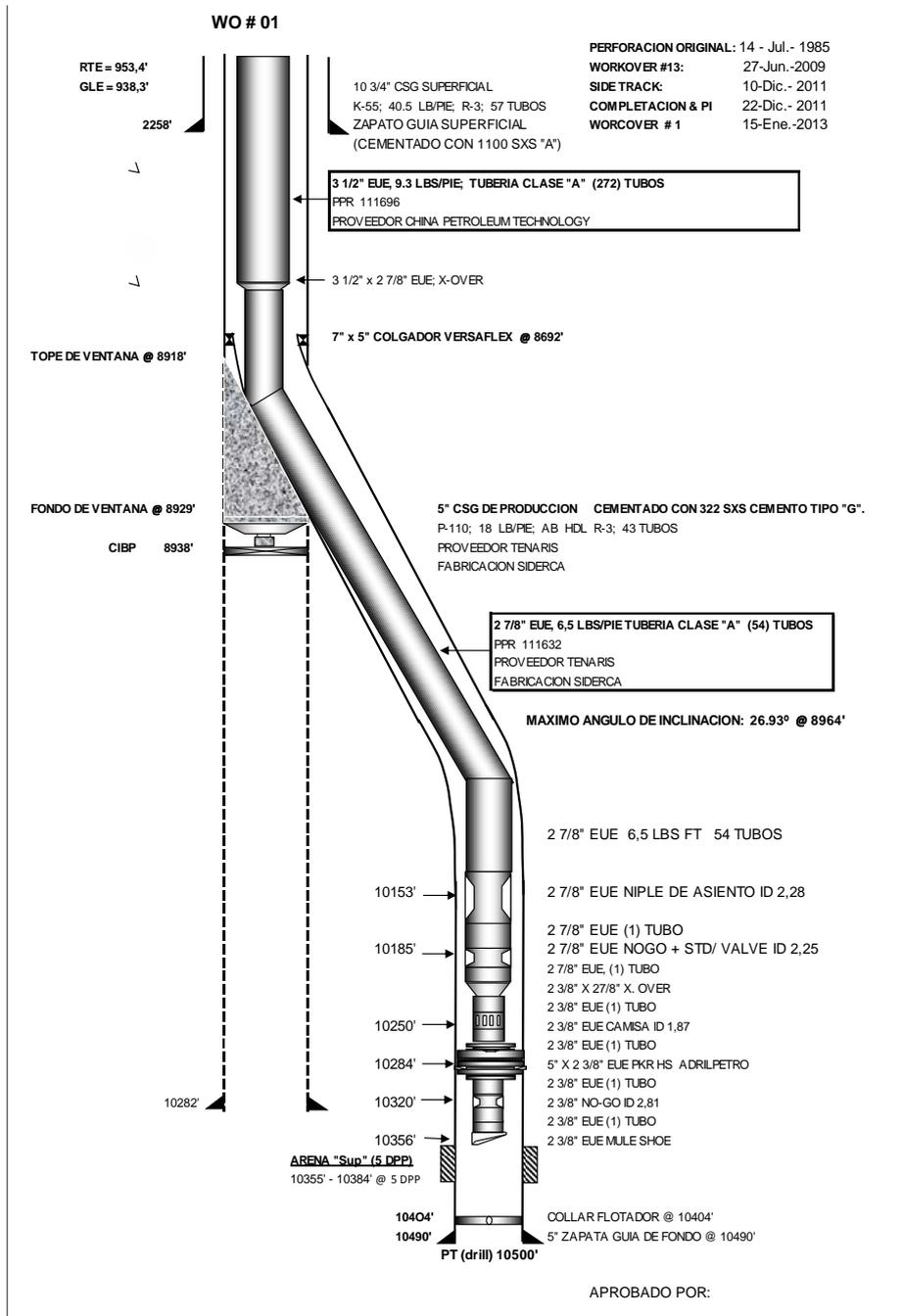
<i>Fecha</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
<i>02/01/2017</i>	314,2	178	36,16	492,20
<i>23/01/2017</i>	312,2	146,92	32	459,12
<i>24/01/2017</i>	312,2	146,92	32	459,12
<i>03/02/2017</i>	298,35	160,65	35	459,00
<i>12/02/2017</i>	298,35	160,65	35	459,00
<i>15/02/2017</i>	298,35	160,65	35	459,00
<i>15/03/2017</i>	320,25	106,75	25	427,00
<i>19/03/2017</i>	315,95	111,02	26	426,97
<i>01/04/2017</i>	315,95	111,02	26	426,97
<i>22/04/2017</i>	319,5	130,5	29	450,00
<i>10/05/2017</i>	243,5	104,5	30,03	348,00
<i>12/05/2017</i>	184,34	123,66	40,15	308,00
<i>15/06/2017</i>	170,98	118,53	40,94	289,51
<i>05/07/2017</i>	159,78	90,22	36,09	250,00
<i>09/08/2017</i>	158,4	201,6	56	360,00
<i>16/08/2017</i>	158,47	201,53	55,98	360,00
<i>17/08/2017</i>	216	144	40,01	360,00
<i>02/09/2017</i>	217,84	141,16	39,32	359,00
<i>16/09/2017</i>	217,2	144,8	40	362,00
<i>28/09/2017</i>	218,82	146,18	40,05	365,00
<i>04/10/2017</i>	221,7	148,3	40,08	370,00
<i>10/11/2017</i>	225	150	40,03	375,00
<i>20/11/2017</i>	224,25	149,75	40,04	374,00
<i>06/12/2017</i>	229,69	153,32	40,03	383,01
PROMEDIOS				
<i>MES</i>	<i>BPPD</i>	<i>BAPD</i>	<i>BSW</i>	<i>BFPD</i>
<i>ene-17</i>	312,87	157,28	33,39	470,15
<i>feb-17</i>	298,35	160,65	35,00	459,00
<i>mar-17</i>	318,10	108,89	25,50	426,99
<i>abr-17</i>	317,73	120,76	27,50	438,49
<i>may-17</i>	213,92	114,08	35,09	328,00
<i>jun-17</i>	170,98	118,53	40,94	289,51
<i>jul-17</i>	159,78	90,22	36,09	250,00
<i>ago-17</i>	177,62	182,38	50,66	360,00
<i>sep-17</i>	217,95	144,05	39,79	362,00
<i>oct-17</i>	221,70	148,30	40,08	370,00

<i>nov-17</i>	224,63	149,88	40,04	374,50
<i>dic-17</i>	229,69	153,32	40,03	383,01

Fuente: Petroamazonas EP., SERTECPET SA., 2017.

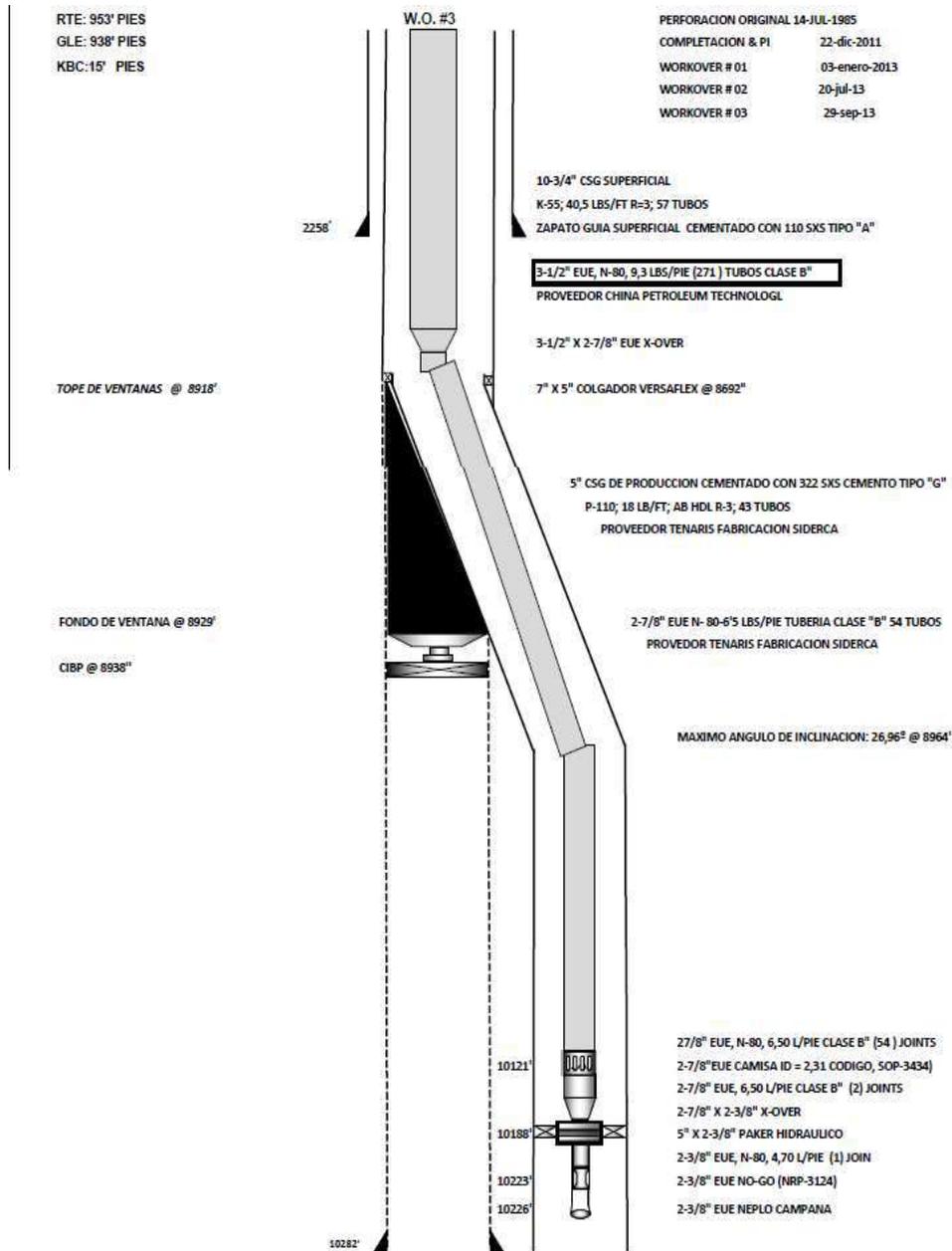
ANEXO B

FIGURA B-1 Esquema Mecánico WO #1



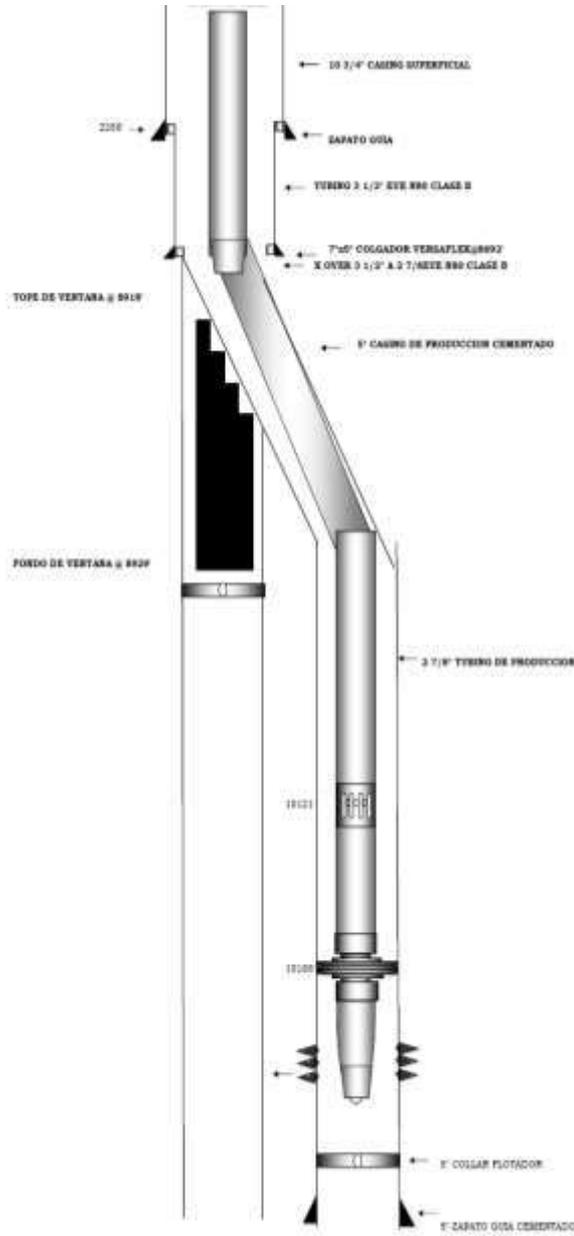
Fuente: Petroamazonas EP., 2017

FIGURA B-3 Esquema Mecánico WO #3



Fuente: Petroamazonas EP., 2017.

FIGURA B-4 Esquema Mecánico WO #4



COMPLETACION DE FONDO

ITEM	DESCRIPCION	PROFUNDIDAD FT	LONGITUD FT	OD IN	ID IN
1	TUBING N80 2 1/2			2 7/8	
2	CAMISA	10121		2 7/8	2.31
3	TUBING N80 2 1/2				
4	SECCION COLLAR			2 7/8	
5	PACKER MECANICO	10120			
6	TUBING N80 3 7/8			2 3/8	
7	NO-OD	10028		2 3/8	
8	SEPLEO CAMPANA	10028		2 3/8	
9	TAJON CODO	10029		8"	
10	SAFATO OSEA	10060		8"	

Fuente: Petroamazonas EP., 2017.

ANEXO C Posible diseño del equipo de Bombeo Electrosumergible

A las condiciones del pozo, se proporciona el diseño del equipo BES elaborado por la empresa NOVOMET, tanto para los equipos de superficie y los de subsuelo.

TABLA C-1 Descripción del equipo de superficie

Voltaje de superficie	1720 Volt
KVA Requerido	130 KVA
VSD	NVSD 200 KVA 480V 60HZ 6P NIF-B NSWF-B NSP-B
SUT	TRANSFORMER 20KVA, RELACION 480/1100-3811V

Fuente: Novomet, Petroamazonas EP., 2017.

TABLA C-2 Descripción general del BES

Descripción general del BES	Descarga
	Bomba multietapas
	Bomba multifásica
	Intake
	Sello
	Motor
	Sensor de fondo
	Centralizador

Fuente: Novomet, Petroamazonas EP., 2017.

TABLA C-3 Descripción del equipo de fondo

BOMBA	Serie de la bomba	319
	Configuración de la bomba	Compresora
	Número de etapas	374 stg
MOTOR	Velocidad de operación	3496,9-3674,8 RPM
	Amperaje	25,5-28,4 Amps
	Voltaje	1490,0 Volts
	Carga total de operación	66,7-75,2 HP
	Eficiencia	89,3-89,4 %
	Temperatura MLE	284,0-286,3 °F
	Velocidad del fluido	0,79-0,91 ft/s
Temperatura del motor	269-257 °F	

Fuente: Novomet, Petroamazonas EP., 2017.

Dado este diseño, el equipo BES tendría las siguientes condiciones de operación:

TABLA C-4 Condiciones de operación

Profundidad de Intake	10100 ft
Tasa de flujo en operación	532,9-620,8 BFPD

Tasa de flujo total	
al Intake	539,3-627,7 BFPD
Tasa de líquido al	539,3-627,7 BFPD
Intake	
Tasa de gas	0,0 BPD
dentro de la	
bomba	
Fracción de gas a	0,0 %
la entrada	
Eficiencia de	70 %
separación	
Cabeza dinámica	7111,1-7355,3 ft
total (TDH)	
Nivel de fluido	6679,7-6912,4 ft
sobre la bomba	
Presión a la	1291,3-1201,6 psig
entrada	
Presión de	3946,8-4018,7 psig
descarga	
Presión de fondo	1367,2-1279,2 psig
fluyente (Pwf)	

Frecuencia de	59-62 Hz
operación	

Fuente: Novomet, Petroamazonas EP., 2017.

Las etapas de las bombas ofertadas son de tecnología pulvimetalurgia, es decir a base de polvo de metalurgia lo que proporcionan:

- Producto menos poroso y más compacto
- Disminuye la vibración aumentando la confiabilidad de la bomba

Además, las bombas y el motor de imán permanente permiten el ahorro de un 40% de energía.

BIBLIOGRAFÍA

Adair, P. (2003). *Completion Design Manual. Section 4: Artificial Lift Methods.*

Arcentales Batidas, D. A., & Caizapanta Apolo, M. A. (2011). *Aplicación del Análisis Nodal para la evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electro-Sumergible del Campo Espol III.* Guayaquil: Escuela Politécnica Del Litoral. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16969/2/TESIS%20EVALUACION%20DE%20BES%20MEDIANTE%20ANALISIS%20NODAL%20WORD.pdf>

Casco Perugachi, E. F. (2013). *Modelo Integral de Análisis Nodal Subsuelo-Superficie-Económico de los pozos de la Estación Sur del Campo Sacha.* Quito: Universidad Central del Ecuador.

Escalante, S. (Septiembre de 2015). *Bombeo Electrosumergible (BES).* Obtenido de Blogs.unellez.edu.ve: <http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-4-BES-SEP-2015.pdf>

Escalante, S. (Julio de 2016). Obtenido de Bombeo Mecánico: <http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia-3.-BMC-JUL-2016.pdf>

Flor, A. (1986). *Optimización de Levantamiento Artificial en los campos Cuyabeno y Sansahuari del Oriente Ecuatoriano.* Guayaquil, Ecuador: Escuela Politécnica Del Litoral.

Gavilanes Rodriguez, J., & Torres Pereira, L. E. (2009). *Actualización de Reservas y Estimación de la Producción de los Campos Auca y Auca Sur*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Gonzalez, A. (2017). *Bombeo Mecánico*. Obtenido de file:///C:/Users/DELL/Downloads/Bombeo%20Mecanico%20(3).pdf

Lopez R., R. (8 de Septiembre de 2017). *BOMBEO MECÁNICO*. Obtenido de SCRIBD: <https://es.scribd.com/document/358307120/BOMBEO-MECANICO-pdf>

OilProduction.net. (2015). *Terminación y Mantenimiento de Pozos*. Obtenido de http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf

Palma, C. (2017). *División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra*. Mexico. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1319/Tesis.pdf?sequence=1>

París De Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.

Partidas, H. (Marzo de 2004). *GAS LIFT*. Obtenido de file:///C:/Users/DELL/Downloads/gas_lift_basico%20(1).pdf

Partidas, H. (Noviembre de 2017). *ESP Oil - Engineering Consultants*.
Obtenido de Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación:
<https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-mecanico-optimizacion-diagnostico-y-operacion.pdf>

Ramirez Rodriguez, H. M., & Barreto Perez, O. A. (2003). *Estudio de la Opción "Gas Lift Optimization" de Eclipse*. Caracas. Obtenido de <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/544/1/Gas%20Lift%20Optimization.pdf>

Rey Botto, B. (2004). *Optimización de la Operación del Sistema de Bombeo Mecánico de la sección 67 de los campos petroleros "ING. Gustavo Galindo Velasco"*. Buracamanga. Obtenido de https://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2017-01-07_07-14-03139197.pdf

Santos, M. (2017). *Gestión de Sistemas de Levantamiento Artificial como Estrategia para el Desarrollo y Optimización de la Producción de Hidrocarburos*. Piura. Obtenido de <http://repositorio.unp.edu.pe/bitstream/handle/UNP/979/MIN-SAN-ROS-15.pdf?sequence=1>

Schlumberger. (1999). *Gas Lift Design and Technology*. Obtenido de <http://igs.nigc.ir/STANDS/BOOK/Gas-Lift-Technology.pdf>

Schlumberger. (SF). *Bombas Electro - Sumergibles. Aplicaciones Convencionales.*

SERTECPET. (2010). *Manual para Operaciones de Campo.*