

# Case study: Strategy for selection and optimization of the Artificial Lift System in eastern Ecuador

García Villalva Álvaro Rolando, Ing.<sup>1</sup>, Lligüizaca Dávila Jorge Rodrigo, M.Sc<sup>1</sup>, Landeta Bejarano Andrés Valentino, Ing.<sup>1</sup>  
Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ciencias de la Tierra, Campus Gustavo Galindo Km 30.5  
Vía Perimetral, P.O. Box 09-01-5863, Guayaquil, Ecuador, alrogarc@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec,  
avlandet@espol.edu.ec

*Abstract—Countries with dependency on the oil rent is imperative to keep its oil production, especially when their fields have been exploited for long periods. This article concerns to the optimization of the artificial lift system optimization of a specific well along its productive life. The methodology proposed to determine the most suitable technique to produce a well chosen from a field in the oriente basin, it got results by means of the determinations of key characteristics of production, through identification and analysis of system's economic and operational factors applied in the well, determining its influence in the production and performance, and in this way optimize its production by selection of the best technique. In this case study, for a well in which two types of artificial lift have been implemented alternately, an analysis strategy has been established which has helped to determine the best system for its exploitation.*

**Keywords:** *Artificial Lift Systems, Optimization, Petroleum, Mature fields.*

Digital Object Identifier (DOI):  
<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.272>  
ISBN: 978-958-52071-4-1 ISSN: 2414-6390

# Caso de estudio: Estrategia de análisis y selección del Sistema De Levantamiento Artificial para la optimización de un pozo petrolero en el oriente ecuatoriano

García Villalva Álvaro Rolando, Ing.<sup>1</sup>, Lligüizaca Dávila Jorge Rodrigo, M.Sc<sup>1</sup>, Landeta Bejarano Andrés Valentino, Ing.<sup>1</sup>  
Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ciencias de la Tierra, Campus Gustavo Galindo Km 30.5 Vía Perimetral, P.O. Box 09-01-5863, Guayaquil, Ecuador, [alrogarc@espol.edu.ec](mailto:alrogarc@espol.edu.ec), [jorollig@espol.edu.ec](mailto:jorollig@espol.edu.ec), [avlandet@espol.edu.ec](mailto:avlandet@espol.edu.ec)

**Resumen**– En un campo petrolero es importante mantener la producción de sus pozos, sobre todo cuando sus campos han sido explotados por largos periodos. Por lo tanto, para países dependientes de la renta petrolera es imprescindible mantener los niveles de producción. El presente artículo hace referencia a un caso de estudio sobre la optimización de producción mediante el análisis y selección del sistema de levantamiento artificial a lo largo de la vida productiva de un pozo. La metodología para definir esta estrategia se realizó con base en los fundamentos de la gestión de sistemas de levantamiento artificial. Se describe el proceso para la determinación de la técnica más adecuada para la producción de un pozo específico denominado PACHI-17 en la cuenca oriente. En este se determinaron características importantes de producción, mediante identificación y análisis de factores operacionales y económicos de los sistemas de levantamiento artificial que han sido aplicados en el pozo seleccionado. El pozo en estudio debido a que se encontraba usando un esquema de equipos que no se adecuaban a sus características, tuvo complicaciones operativas a lo largo de su vida productiva e incluso dejó de producir, a lo cual se sumó el desplome del precio del petróleo, afectando su rentabilidad lo cual influyó en su continuidad operativa. Es fundamental que, mientras se realicen operaciones de reacondicionamiento en un pozo, se lo analice para determinar la necesidad de rediseñar o cambiar el tipo de sistema, para la evaluación técnica y económica de este.

**Palabras clave:** Sistemas de levantamiento artificial, optimización, petróleo, campos maduros.

**Abstract**– In an oil field is important to maintain the production of its wells, especially when the fields have been exploited for long periods. Therefore, for countries dependent on oil income, it is essential to maintain production levels. This article refers to a case study for production optimization by analyzing and selecting the artificial lift system throughout the productive life of a well. The methodology for defining this strategy was based on the fundamentals of artificial lift system management. The process for determining the most suitable technique for the production of a specific well called PACHI-17 in the Oriente basin is described. Important production characteristics were determined through the identification and analysis of operational and economic factors of the artificial lift systems that have been applied in the selected well. The well under study, due to the fact that it was using a non-suitable equipment scheme for its characteristics, had operational complications throughout its productive life and even stopped producing, to which was added the collapse of the oil price affecting its profitability which influenced its operational continuity. It is essential that, while reconditioning operations are being carried out on a well, it is analyzed to determine the need to

redesign or change the type of system, for the technical and economic evaluation of the system.

**Keywords**– Artificial Lift Systems, optimization, petroleum, mature fields.

## I. INTRODUCCIÓN

Debido a la pérdida de energía en los pozos por efectos del depletamiento a medida que estos producen, es importante implementar técnicas mediante las cuales se provea energía al sistema del pozo, para la producción de petróleo [2].

Con la finalidad de incrementar el potencial total estimado de un campo petrolero es fundamental incorporar nuevas reservas, las cuales pueden obtenerse mediante distintas técnicas de recuperación primaria, secundaria y terciaria. Estos procesos son complementados con el uso de sistemas de levantamiento artificial (SLA), los cuales tienen una estrecha relación con este objetivo, y por lo tanto su implementación es de gran importancia [1].

Para la implementación de un SLA se realiza un proceso de evaluación para la selección del sistema óptimo. Existen distintas opciones a considerar como: bombeo mecánico, bombeo hidráulico tipo jet, bombeo electrosumergible, entre otras, de las cuales la factibilidad debe ser evaluada técnica y económicamente [3].

Los estudios [4,5] han detallado las ventajas y desventajas de cada técnica de levantamiento, y han identificado características que pueden limitar la aplicación de un determinado sistema o volverlo más costoso, tales como: propiedades de roca y fluido del yacimiento, presiones del reservorio, producción deseada, geometría del pozo, completación del pozo, facilidades de superficie, entre otras.

En el bombeo mecánico, sus limitaciones están dadas por la carga total en la sarta de varillas y la producción del fluido desde grandes profundidades, las mismas pueden conllevar a que las tensiones no sean tolerables para el sistema. Sin embargo, se evidencia en [6] que estas limitantes se han mitigado en cierto punto con el desarrollo de nuevas tecnologías y materiales, lo cual permite producir a mayor profundidad y con mayores caudales.

El bombeo hidráulico tipo jet presenta características favorables para su aplicación como simplicidad, flexibilidad y facilidad de mantenimiento e instalación [7]. No obstante, su costo operativo puede llegar a ser elevado, lo cual limita su aplicación en base a un análisis costo beneficio.

Digital Object Identifier (DOI):

<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.272>

ISBN: 978-958-52071-4-1 ISSN: 2414-6390

El bombeo electrosumergible es quizá el levantamiento artificial más eficiente y económico desde el punto de vista operativo, sin embargo, las profundidades y altas relaciones gas – petróleo (RGP) restringen su capacidad y eficiencia. Otra desventaja es la necesidad de costosas plataformas de reacondicionamientos para trabajos de reparación o cambios de equipo [8].

Simulaciones y modelamientos integrales de los sistemas pueden ser realizados para comparar y seleccionar la técnica de levantamiento como lo muestran [9,10]. En [11] se evidencia que en un campo con un tiempo de producción prolongada, el cual se denomina como campo maduro, es sustancial establecer metodologías o estrategias para la selección, operación y optimización de las técnicas de levantamiento artificial.

En la cuenca oriente del Ecuador, estudios para la optimización de la producción de campos maduros han sido previamente realizados bajo distintas estrategias. En [12] se evaluaron los sistemas de levantamiento en funcionamiento e implementación de nuevos equipos, determinando así la técnica más apropiada para optimizar producción y mejorar la eficiencia energética. El estudio en [13] muestra la adaptación de una metodología utilizada en la gestión de proyectos aplicada para el análisis de productividad de los pozos lo cual permitió mejorar la producción.

El objetivo principal de este artículo es 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 de un pozo de petróleo en el oriente ecuatoriano.

## II. METODOLOGÍA

Distintos estudios [11,13,14] han evidenciado que mediante el uso de los conceptos y recomendaciones relacionadas a la gestión de los sistemas de levantamiento artificial, se puede optimizar su producción durante la vida productiva de un pozo. Es necesario un extensivo análisis y monitoreo de estos, que permitirá establecer una estrategia de selección del tipo de método aplicable a cada pozo.

Para el tema de estudio “Caso de estudio: Estrategia de análisis y selección del Sistema De Levantamiento Artificial para la optimización de un pozo petrolero en el oriente ecuatoriano, se seleccionó un pozo perteneciente a un bloque petrolero denominado PACHI-17. La secuencia del estudio aplicado se detalla en la Fig. 1 que se encuentra a continuación:

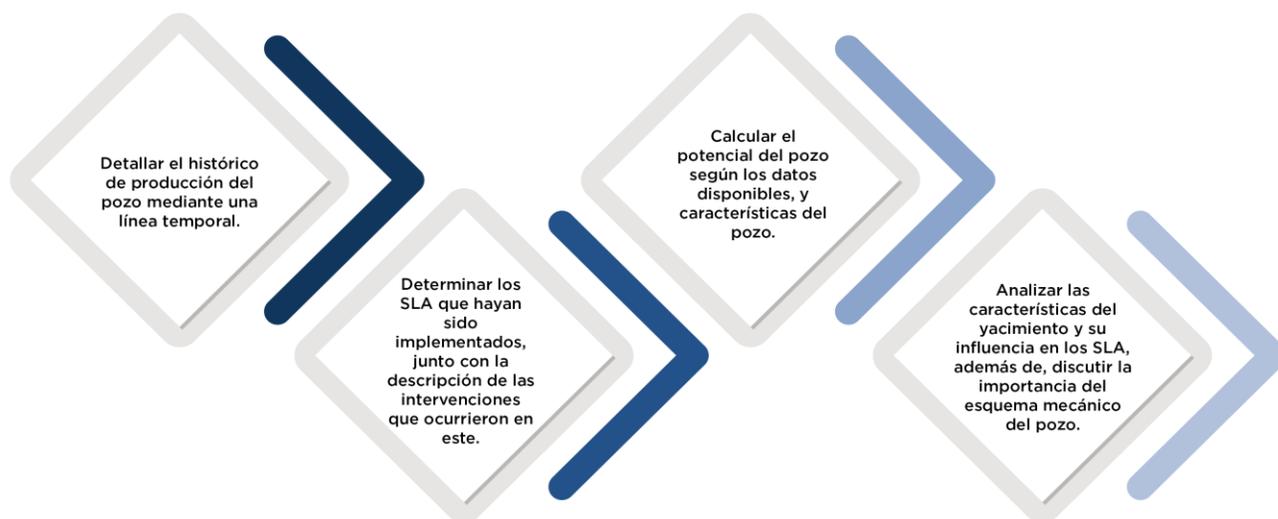


Fig. 1 Esquema de la metodología.

### A. Historial de producción del pozo PACHI-17

El primer procedimiento planteado para la optimización de la producción del pozo es el análisis del historial de producción, a través del cual podemos observar el rendimiento de cada uno de los sistemas implementados, mediante este también podemos determinar los periodos en que las intervenciones en el pozo fueron realizadas.

La Fig. 2 muestra el historial de producción a lo largo de la vida productiva del pozo PACHI-17. En el análisis histórico de producción se consideró su vida productiva desde diciembre del 2011. Es importante mencionar que, en un periodo previo a la fecha mencionada, el pozo fue intervenido para realizar operaciones de pesca.

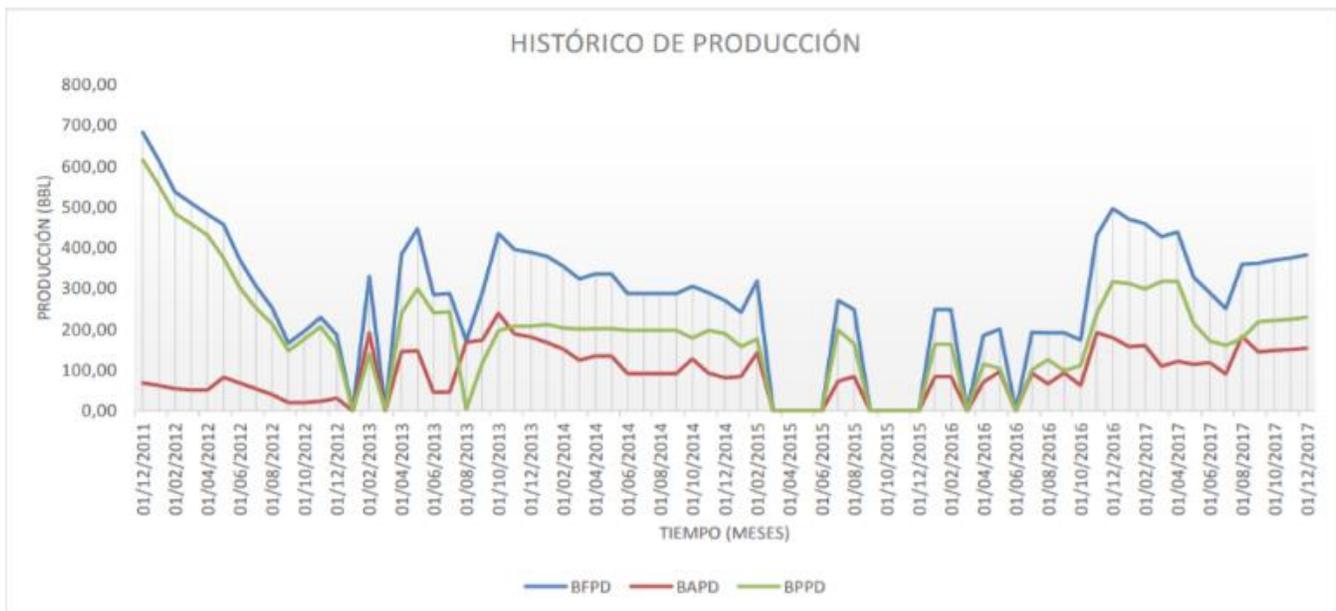


Fig. 2 Historial de producción.

Sin embargo, el pescado nunca pudo ser recuperado, por ello decidieron realizar un SideTrack (ST), para posteriormente producir de la misma arena Hollín Superior (Hs) hasta la actualidad. La propuesta del ST fue viabilizada por varios factores claves como:

- La integridad de la tubería de revestimiento superficial se mantuvo en óptimas condiciones, por lo que, no tuvo que ser cambiado hasta la operación de ST.
- La arena se encontraba en buenas condiciones para su producción.
- Las reservas por recuperar eran altas en el yacimiento

Este pozo posee la particularidad de haber operado con los SLA de Bombeo Hidráulico y Bombeo Mecánico.

#### Completación y pruebas iniciales

El 22 de diciembre del 2011, se realizaron las operaciones de completación y pruebas iniciales. Se implementó el SLA tipo Bombeo Hidráulico para la arena “Hs”. Punzonaron en el intervalo de 10355 - 10384 ft, se instaló la bomba JET-9A, y se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA I  
DATOS INICIALES DESPUÉS DE LA OPERACIÓN SIDETRACK

BFPD	720
BPPD	648
BSW	10%
API	29,6

Considerando que, durante la completación del pozo y pruebas iniciales no se proporcionaron los datos suficientes, se decidió utilizar un software apropiado para poder calcular la información necesaria que defina el potencial del pozo. Este se caracteriza por ser un programa ideal, debido a que, no

considera flujo multifásico ni pérdidas por fricción (se ajusta a nuestro caso de estudio). Posteriormente, se calculó la presión de fondo fluyente para este escenario y, por consiguiente, se determinó datos del potencial del pozo.

El dato de presión de 1407 psi corresponde a la presión de entrada, equivalente a la presión a la altura de la bomba. Para este pozo se tiene los siguientes datos:

Profundidad del pozo = 10282,15 ft; Profundidad de la bomba= 10051,81 ft; Gradiente del fluido= 0,38, considerando como datos al BSW, API,  $\gamma_{H_2O}$ .

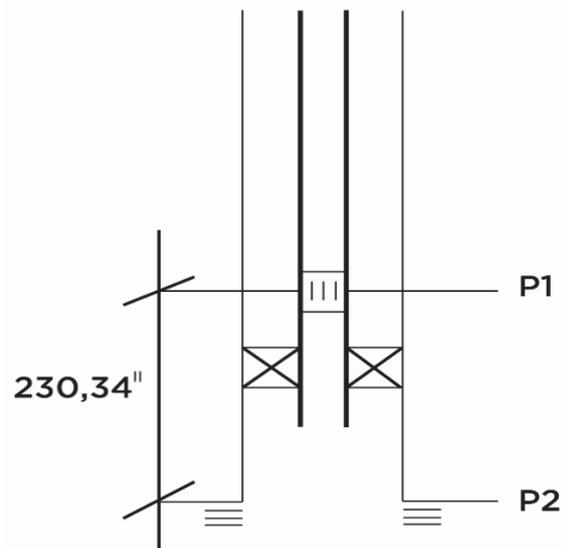


Fig. 3 Completación del pozo.

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

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

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

$$p_2 = p_1 + \Delta p \quad (2)$$

$$p_2 = 1407 + 88$$

$p_2 = 1496 \text{ psi} \rightarrow p_{wf} = 1496 \text{ psi}$ , presión de fondo fluuyente correspondiente a la producción.

### WORKOVER #1

A partir de los resultados de las pruebas iniciales y completación, el 3 de enero del 2013, se decide bajar un arreglo de fondo de pozo (BHA) de bombeo hidráulico junto con una bomba JET-E8 y, posteriormente, se evaluó la arena Hs con unidad móvil de evaluación y producción (MTU), donde se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA II  
DATOS DEL APORTE DEL POZO CON BOMBA JET

BFPD	504
BPPD	217
BSW	57%

Para este caso, se realizó una prueba de restauración de presión desde el 7 - 11 de enero del 2013, para obtener una prueba estabilizada presión-caudal.

$$J = Q / (Pr - P_{wf}) \quad (3)$$

$$Q_b = J (Pr - P_b) \quad (4)$$

$$Q_{max} = Q_b + \frac{J P_b}{1.8} \quad (5)$$

Donde:

J=IP= Índice de Productividad.

Q= Caudal de producción

Pr= Presión de yacimiento

P<sub>wf</sub>= Presión de fondo fluuyente

Q<sub>b</sub>= Caudal en el punto de burbuja

P<sub>b</sub>= Presión en el punto de burbuja

Q<sub>max</sub>= Caudal máximo de producción

Mediante el uso de las ecuaciones descritas (3), (4), y (5), se procedió a determinar el potencial del pozo.

TABLA III  
POTENCIAL DEL POZO CON WORKOVER #1

P <sub>wf</sub>	1688,77 psig
Q	269 stb/d
J	0,1071 stb/d.psig
Q <sub>b</sub>	431,15 stb/d
Q <sub>max</sub>	441,57 stb/d

### 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 era mínima, se concluyó que no existía evidencia que justifique la

necesidad de instalar un separador de gas en la completación mecánica.

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

TABLA IV  
POTENCIAL DEL POZO CON WORKOVER #2

P <sub>wf</sub>	349 psig
Q	349 stb/d
J	0,0821 stb/d.psig
Q <sub>b</sub>	313,31 stb/d
Q <sub>max</sub>	321,85 stb/d

### WORKOVER #3

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

- Retirar la completación mecánica
- Colocar nuevamente completación de Bombeo Hidráulico.

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

TABLA V  
POTENCIAL DEL POZO CON WORKOVER #3

P <sub>wf</sub>	402,4 psig
Q	348 stb/d
J	0,0941 stb/d.psig
Q <sub>b</sub>	369,40 stb/d
Q <sub>max</sub>	378,55 stb/d

### B. Análisis del yacimiento

Los SLA deben ser seleccionados de acuerdo con características como los mecanismos de producción del yacimiento, debido a que, muchos de estos se ven limitados por diversos factores como la presencia de gas, migración de finos, etc. Por esta razón se considera importante realizar un estudio de las formaciones productoras previo a la implementación de un tipo de bombeo artificial.

El pozo PACHI-17 al producir de la arena Hs, posee una buena saturación de hidrocarburos, esta tiene un espesor de 400 a 450 pies, una porosidad promedio de 12%, saturación de agua de 30% a 40%, salinidad de 2125 ppm NaCl y un crudo mediano de 27° API. El contacto agua-petróleo está bien marcado y exhibe un fuerte empuje de agua sin presencia de gas, a esto se lo conoce como acuífero activo; además de, un comportamiento infinito conectado en el fondo al reservorio[15].

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 a que, la caída de presión es muy baja, la influencia de este mecanismo de producción es despreciable.

### C. Esquema mecánico del pozo

El esquema mecánico del pozo es un factor de gran influencia en la factibilidad técnica económica del diseño e implementación de un SLA. Por un lado, se desea obtener un caudal óptimo y, por el otro, que los costos operativos de inversión y operación sean bajos.

Para poder determinar un correcto diseño del esquema, se debe de conocer con anterioridad algunos datos del pozo como: análisis de 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 al interior de la completación que haya sido colocada. Estos necesitan ser llevados desde el fondo hasta la superficie. Para lograr esto, se necesita una adición de energía que se opone a la producción desde el subsuelo, como la presión hidrostática y la caída de presión por fricción.

En el pozo PACHI-17 durante su vida productiva desde diciembre del 2011 han sido implementados tres tipos de levantamiento artificial los cuales 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 repunzónó la zona HS y se rediseñó un nuevo tipo de bomba, cuya producción con el nuevo esquema mecánico proporcionó un caudal de producción total de 441,57 BPPD.

**Bombeo Mecánico.** – este levantamiento artificial estuvo en operación aproximadamente 57 días. Se estimó una producción máxima de 321,85 BPPD, y debido a la gran profundidad del pozo y a su desviación, no produjo la tasa esperada.

**Bombeo Hidráulico.** – este levantamiento se dividió nuevamente en dos etapas. En julio del 2015 se estimó un caudal máximo de 378,55 BPPD con el nuevo esquema mecánico hidráulico. La segunda etapa dio inicio después de más de un año, en noviembre del 2016 la empresa de servicios privada realizó una prueba de presión y producción al pozo con el fin de conocer el nuevo potencial del este, y se obtuvo un nuevo aporte máximo de 320,18 BPPD.

Los componentes más importantes en un diseño del esquema mecánico de un pozo son: tuberías de producción y revestimiento, accesorios, y profundidad de la bomba o camisa.

#### *Tuberías de producción y revestimiento*

Es relevante analizar el medio por el cual el fluido se encuentra en movimiento constante, ya sea por el interior de la tubería, o por el espacio anular. Para la selección de tubería se debe tener en cuenta ciertos criterios como: ángulo de inclinación del pozo, tipo de fluidos que se transporten a través de esta, y procedimientos de operación.

Otro aspecto muy importante con respecto a tuberías es el diámetro, ya que de esto va a depender la cantidad de pérdida de presión y de caudal.

#### *Accesorios*

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

Al momento de cambiar de diámetros, el fluido tiende a tomar distintos comportamientos, es decir, si pasa por un área reducida ganará velocidad; mientras que, si pasa por un área de gran tamaño perderá velocidad, por lo tanto, el caudal disminuirá proporcionalmente. Sin embargo, las pérdidas de presión por energía cinética, en la mayoría de las ocasiones son despreciables.

#### *Profundidad de la bomba o camisa*

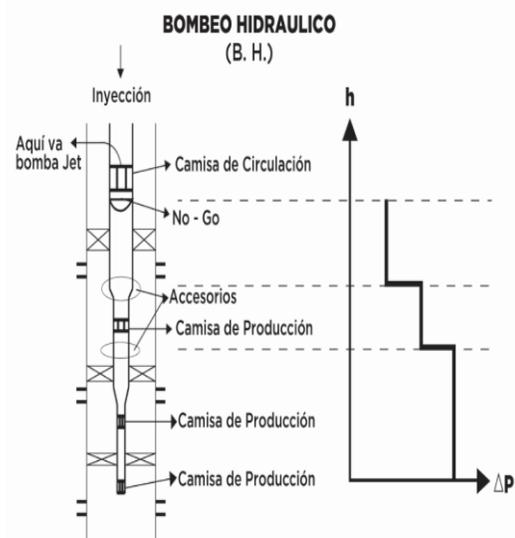


Fig. 4 Completación de bombeo hidráulico.

Para La Fig. 4 se tiene una configuración de completación de un bombeo hidráulico, la cual muestra las principales partes no móviles de esta, y además, nos permite explicar cómo varían las pérdidas de presión en función de la altura.

Se puede apreciar que, se trata de una completación múltiple en la cual, si se desea producir de cualquier arena, las demás deberán estar selladas por 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, las pérdidas de presión serán mayores.

La Fig. 5 representa un esquema típico de completación para bombeo electrosumergible, donde se detalla diferentes datos como:

$\Delta H$ = 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.

### PROFUNDIDAD DE LA BOMBA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

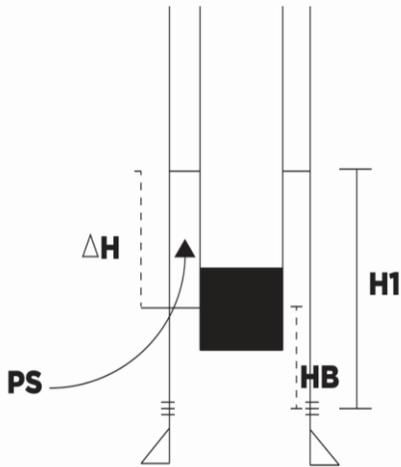


Fig. 5 Completación de bombeo Electrosumergible.

A partir de dicha premisa, se establece los resultados que se obtendrían si la bomba es asentada a distintas alturas. A continuación, se tiene:

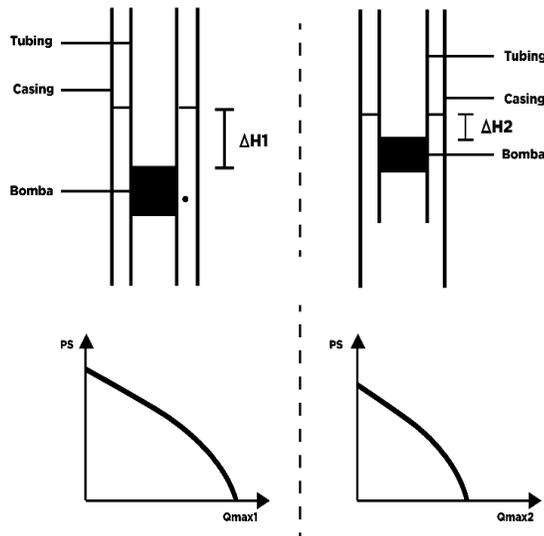


Fig. 6 Profundidades distintas de la bomba.

Como podemos observar en la Fig. 6, se tiene dos escenarios distintos. En el primero se tiene que, la distancia entre el nivel estático del fluido y la profundidad de la bomba posee un  $\Delta H_1$ ; mientras que en el segundo se tiene que, la distancia entre lo antes mencionado es un  $\Delta H_2$ , y por consiguiente se observa claramente que  $\Delta H_1 > \Delta H_2$ .

A partir de esto, el resultado se refleja a través de 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 del equipo, asegurándose de esta manera que la presión de succión de la bomba sea mayor y, por consiguiente, se podrá obtener una producción más cercana a la deseada.

#### D. Nueva propuesta de Sistema de Levantamiento Artificial

Para un correcto análisis de optimización en este artículo, y dado las condiciones del pozo, se estudia la posibilidad de implementar en el PACHI-17, el SLA de 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, y una caída de presión en el yacimiento baja, no afectaría el rendimiento de la bomba que se quiere implementar.

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 operación (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.

### III. ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### A. Historial de Producción correspondiente al primer Sistema de Levantamiento Artificial (Bombeo Hidráulico)

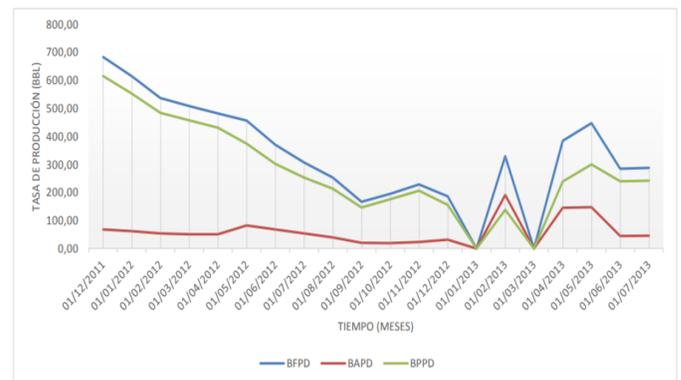


Fig. 7 Historial de producción 1er SLA.

EL pozo PACHI-17 inició 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 IP 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 IP 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 SLA.

Del historial de producción se aprecia que ha existido una constante declinación en la producción, exceptuando el inicio de las producciones luego de tener una intervención y de cerrarse el pozo por existir un restablecimiento de presión. Esto, debido al agotamiento de energía del yacimiento, el cual se reafirma por la disminución en los IP 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 la razón por el cual se dio el cierre del pozo y del diseño de las bombas de subsuelo. Sin embargo, del histórico de producción se analizó que, al repunzonar la arena y el nuevo dimensionamiento de la bomba de subsuelo de 9-A a 8-E, dio como resultado un aumento significativo en la producción, lo que hace suponer que fue una decisión acertada.

En general, la implementación del primer SLA de bombeo hidráulico tipo Jet dados los parámetros del pozo tuvo un buen desempeño produciendo a tasas aceptables tomando en cuenta que presentó un IP bajo.

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



Fig. 8 Historial de producción 2<sup>do</sup> SLA.

Luego de haber producido con bombeo hidráulico, el 20 de julio del 2013 el pozo en cuestión inicia la producción con un SLA de bombeo mecánico manteniendo la producción en la arena Hollín superior con un IP de 0.08 stb/d/psi. Por lo analizado del histórico de producción, durante 13 días se produjo 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 del bombeo mecánico es la producción a tasas bajas. Además, 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 SLA fue implementado hasta el 16 de septiembre, alcanzando una producción de 253 BFPD con un 40% de agua. En el análisis de este bombeo mecánico se analizaron falencias en su diseño mecánico, debido a que, al ser un pozo profundo se necesita la presencia de estabilizadores a lo largo de las varillas a utilizarse, los cuales no los tenía en su estructura.

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 un pozo profundo y direccional, la tensión provocada en la barra pulida por el peso de la sarta de las varillas, 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 explicado, se asume que se realiza un cambio en el SLA por las notables falencias que tiene el bombeo mecánico ante las características del pozo.

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

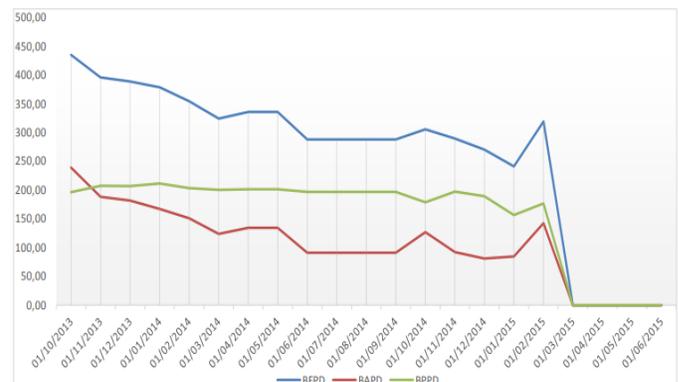


Fig. 9 Historial de producción 3<sup>er</sup> SLA.

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

Entre octubre del 2013 y junio del 2014 se implementó una bomba de subsuelo 8-E alcanzando 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 una intervención al pozo, 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 le ocasionó un duro golpe a la industria petrolera, lo cual provocó una reducción de inversión en el sector. Por lo tanto, este sería el motivo del cierre del pozo durante ese periodo.

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

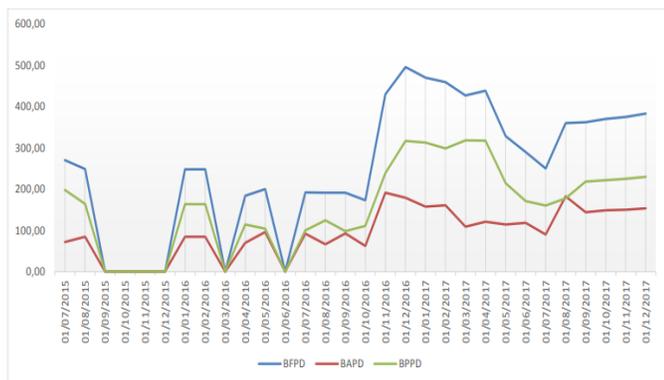


Fig. 10 Historial de producción 4<sup>o</sup> SLA.

Luego de 4 meses de haberse cerrado el pozo PACHI-17, la empresa de servicios privada toma la operación implementando un bombeo hidráulico con bomba jet claw de modelo 11-J, y realizando una evaluación del pozo obteniendo un IP de 0,094 stb/d/psi. El pozo produjo durante el 12 de julio al 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 nuevamente por falta de presupuesto.

Esta empresa realizó pruebas de pozo en noviembre de ese año, proporcionando un IP 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, se realizaron cierres en los meses de marzo y junio del 2016, y luego el pozo produjo ininterrumpidamente.

Del historial de producción se determinó que el rendimiento del pozo con el bombeo hidráulico, servicio de la empresa privada, incrementó con respecto a los otros SLA implementados, llegando a una producción máxima durante el mes de diciembre del 2017 de 496 BFPD con un corte de agua de 36,16 %. Se analizó 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.

#### E. Análisis de la posible implementación del Bombeo Electrosurgible

Dado los avances tecnológicos en el BES, es tentativo analizar una posible implementación en este pozo debido a que, el bombeo mecánico mostró un pésimo desempeño en la producción por los factores antes descritos, y el bombeo hidráulico que, aunque mostró un excelente desempeño en el último tramo, su costo de operación es considerable. Hoy en día, el BES posee una variedad de beneficios que seducen a la utilización de este, como:

- Rangos de producción más flexibles
- Bajo consumo de potencia en comparación con el BES convencional
- Menor costo de operación (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

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 considerablemente alta, y la salinidad de la arena no atribuye a posibles riesgos de corrosión en la operación. 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. Por otro lado, el BES asegura un completo llenado de la bomba si se realiza un adecuado dimensionamiento del esquema mecánico a implementar.

#### IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Debido a que la tubería de revestimiento superficial presentó buena integridad, y un factible rendimiento económico del yacimiento, este pozo fue un óptimo candidato a la operación del SideTrack, obteniendo en ciertos intervalos la producción deseada.

En base a las condiciones actuales del pozo, el análisis técnico del pozo PACHI-17 determina que el método de levantamiento artificial óptimo puede ser bombeo electrosurgible. Este SLA permite maximizar el rendimiento operativo y económico del pozo, para reducir gastos.

La implementación de bombeo mecánico en el pozo objetivo conllevó a pérdidas de recursos, esto debido a que su implementación iba en contra de muchos principios de su operación, como sus características de ser un pozo profundo y desviado.

Debido al mecanismo de producción y a la ausencia de gas en el yacimiento, se puede afirmar que la técnica de levantamiento por bombeo hidráulico instalada a lo largo de la vida productiva del pozo fue la más adecuada, sumado a estos el bombeo electrosumergible que se ha propuesto en este artículo podría mejorar la eficiencia técnica y económica de la producción del pozo.

Se recomienda que, durante los trabajos de mantenimiento o reparación en un pozo, se realice un análisis técnico del SLA y de ser necesario se realicen propuestas para el cambio o rediseño de este, además, debe realizarse un análisis económico que determine la posibilidad de disminuir los costos operativos implementando un nuevo método.

Cuando los costos operativos de producción de un pozo se encuentren en aumento o resulte poco rentable mantener su producción, es necesario proponer un rediseño del tipo de completación para determinar la posibilidad de reducir los costos operativos.

Una vez implementado un nuevo método de levantamiento artificial, en este caso el bombeo electrosumergible, es importante evaluarlo con regularidad con la finalidad de optimizar la eficiencia de trabajo, y efectuando cambios puntuales como la variación de la frecuencia de la bomba, si el caso lo amerita.

#### REFERENCIAS

- [1] S. L. Scott, "Artificial Lift Overview," *J. Pet. Technol.*, vol. 59, no. 05, 2007.
- [2] K. E. Brown, "Overview of Artificial Lift Systems.," *Jpt J Pet Technol*, vol. V 34, no. N 10, 1982, doi: 10.2118/9979-pa.
- [3] B. Neely, F. Gipson, J. Clegg, B. Capps, and P. Wilson, "Selection of artificial lift method," *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 1981-October, 1981, doi: 10.2523/10337-ms.
- [4] J. D. Clegg, S. M. Bucaram, and N. W. Hein, "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods(includes associated papers 28645 and 29092 )," *J. Pet. Technol.*, vol. 45, no. 12, pp. 1128–1167, 1993, doi: 10.2118/24834-pa.
- [5] J. F. Lea and H. V. Nickens, "Selection of artificial lift," *Soc. Pet. Eng. - SPE Mid-Continent Oper. Symp. 1999, MCOS 1999*, 1999, doi: 10.2118/52157-ms.
- [6] G. Takacs and H. Belhaj, "Latest technological advances in rod pumping allow achieving efficiencies higher than with ESP systems," *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 50, no. 4, pp. 53–58, 2011, doi: 10.2118/136880-PA.
- [7] F.A.F. Noronha; F.A. Franca; F.J.S. Alhanati, "Improved Two-Phase Model for Hydraulic Jet Pumps," *SPE (Society of Petroleum Engineers) Production Engineering; (USA)*. 1997.
- [8] R. Fleshman, "Artificial Lift for High-Volume," pp. 49–63, 1999.
- [9] A. Darvish Sarvestani and A. Hadipour, "artificial lift method selection for mature oil fields: A case study," *Soc. Pet. Eng. - SPE Annu. Casp. Tech. Conf. 2019, CTC 2019*, no. October, pp. 16–18, 2019, doi: 10.2118/198424-ms.
- [10] M. A. Naguib, A. Bayoumi, N. El-Emam, and A. El Battrawy, "Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field," *SPE - Asia Pacific Oil Gas Conf.*, pp. 611–620, 2000, doi: 10.1306/a967389c-1738-11d7-8645000102c1865d.
- [11] C. Hirschfeldt, "ARTIFICIAL LIFT MANAGEMENT RECOMMENDATIONS AND SUGGESTIONS OF BEST PRACTICES," vol. 4, pp. 7–20, 2011.
- [12] T. N. Fructuoso, S. Suarez-Bastidas, and D. Cueva, "Assessment of Different Artificial Lift Methods To Optimize Production Within the Paraiso Oilfield in Ecuador," 2015, doi: 10.2118/177232-ms.
- [13] R. Hernandez and S. Bustillos, "Integrated productivity analysis for revitalizing a mature field in Ecuador," *78th EAGE Conf. Exhib. 2016 Effc. Use Technol. - Unlocking Potential*, no. June, pp. 1–17, 2016, doi: 10.2118/180093-ms.
- [14] M. Hirschfeldt, P. Martinez, and F. Distel, "Artificial-lift systems overview and evolution in a mature basin: Case study of Golfo San Jorge," *Proc. SPE Lat. Am. Caribb. Pet. Eng. Conf.*, vol. 3, pp. 1458–1470, 2007, doi: 10.2523/108054-ms.
- [15] L. Ramos and A. Marín, "Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico," *Rev. Fuentes. El Reventón Energético*, vol. 16, no. 2, pp. 23–40, 2018.