

Selection of the artificial lifting system in the Joma Field-Oriente Ecuadorian Distric

Johanna Zambrano Anchundia, Ingeniero¹, Manuel Salazar Saltos, Ingeniero², Fernando Sagnay Sares, M.Sc¹

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Ecuador, jolizamb@espol.edu.ec , fsagnay@espol.edu.ec

²Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador, manansal@espol.edu.ec

Abstract— *When a well reaches a certain productive life time the natural energy of the reservoir is not enough to lift the fluids from the bottom of the well to the surface, it is at this moment that the need arises to apply artificial methods that allow achieving said objective. The right selection of these mechanisms called Artificial Lifting Systems allows the production of hydrocarbons to be carried out in an optimal, efficient manner and especially, that their application is economically attractive. The objective of this study is to analyze the quantifiable criteria under which the different wells of the Ecuadorian Oriente district operate, such as productivity, rise depth, production rate, and temperature, among others and based on the operating ranges of each lift system., develop a tool that allows selecting the system that best suits these conditions, for this, a random sample of sixty wells belonging to the Joma Oil Field was taken, information that was classified by producing sand, in such a way that the values of the previously established criteria of each arena can be compared with the operating ranges of the analyzed systems and can establish which lift system is the one indicated for wells that produce said sands. By using the tool, it was possible to determine that the adequate lift system for the Basal Tena and "T" sands is the jet-type hydraulic pump and for the Hollín Lower and Upper, "U" Lower and Upper sands, the systems that best adapts to the characteristics of these sands is the electro submersible pumping*

Keywords- *Lift, artificial, oil, criterion, well.*

Digital Object Identifier (DOI):<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2018.1.1.315>

ISBN: 978-0-9993443-1-6

ISSN: 2414-6390

Selección del Sistema de Levantamiento Artificial en el Campo Joma- Distrito Oriente Ecuatoriano

Johanna Zambrano Anchundia, Ingeniero¹, Manuel Salazar Saltos, Ingeniero², Fernando Sagnay Sares, M.Sc¹

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Ecuador, jolizamb@espol.edu.ec , fsagnay@espol.edu.ec

²Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador, manansal@espol.edu.ec

Resumen- Cuando un pozo alcanza cierto tiempo de vida productiva la energía natural del yacimiento no es lo suficiente para levantar los fluidos desde el subsuelo hacia la superficie, es en este momento en que surge la necesidad de aplicar métodos artificiales que permitan lograr dicho objetivo. La correcta selección de estos mecanismos llamados Sistemas de Levantamiento Artificial permite que la producción de hidrocarburos se realice de manera óptima, eficiente y sobretodo que su aplicación sea económicamente atractiva. El objetivo de este estudio es analizar los criterios bajo los cuales operan los diferentes pozos del distrito Oriente Ecuatoriano, tales como productividad, profundidad de levantamiento, tasa de producción, temperatura, entre otros y con base en los rangos operativos de cada sistema de levantamiento artificial desarrollar una herramienta que permita seleccionar el sistema que mejor se adapte a dichas condiciones, para esto, se tomó una muestra aleatoria de sesenta pozos pertenecientes al Campo Petrolero Joma, información que fue clasificada por arena productora, de tal manera que los valores de los criterios antes establecidos de cada arena puedan ser comparados con los rangos operativos de los sistemas analizados y poder establecer que sistema es el indicado para pozos que producen de dichas arenas. Es así que mediante el uso de la herramienta se pudo determinar que el sistema adecuado para las arenas Basal Tena y "T" es el bombeo hidráulico de tipo jet y para las arenas Hollín Inferior, Hollín Superior, "U" Inferior y "U" Superior, el sistemas que mejor se adapta a las características de las mismas es el bombeo electro sumergible.

Palabras Clave- Levantamiento, artificial, petróleo, criterio, pozo.

Abstract- When a well reaches a certain productive life time the natural energy of the reservoir is not enough to lift the fluids from the bottom of the well to the surface, it is at this moment that the need arises to apply artificial methods that allow achieving said objective. The right selection of these mechanisms called Artificial Lifting Systems allows the production of hydrocarbons to be carried out in an optimal, efficient manner and especially, that their application is economically attractive. The objective of this study is to analyze the quantifiable criteria under which the different wells of the Ecuadorian Oriente district operate, such as productivity, rise depth, production rate, and temperature, among others and based on the operating ranges of each lift system., develop a tool that allows selecting the system that best suits these conditions, for this, a random sample of sixty wells belonging to the Joma Oil Field was taken, information that was classified by producing sand, in such a way that the values of the previously established criteria of each arena can be compared with the operating ranges of the analyzed systems and can establish which lift system is the one indicated for wells that produce said sands. By using the tool it was possible to determine that the adequate lift system for the Basal Tena and "T" sands is the jet-type hydraulic pump and for the Hollín Lower and Upper, "U" Lower and Upper sands, the systems that best adapts to the characteristics of these sands is the electro submersible pumping.

Keywords- Lift, artificial, oil, criterion, well.

I. INTRODUCCIÓN

La explotación petrolífera de la Cuenca Oriente se fragmenta en cuatro etapas características. Primero la etapa de Exploración Inicial, la misma que se desarrolló durante los años sesenta, en la cual no se descubren acumulaciones económicamente atractivas de petróleo pero se determina que la misma presenta potencial petrolífero, con base a la existencia de afloramientos, al considerable espesor sedimentario, la presencia de una roca reservorio y de areniscas. En la segunda etapa comprendida entre 1967 y 1972, se establece como cuenca petrolera con el hallazgo de los campos Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y el Auca. La tercera etapa comprendida entre 1972 y 1982 se caracteriza por las actividades exploratorias, en el que el mayor logro fue el descubrimiento del campo Libertador, considerado el cuarto por volumen de las reservas de la Cuenca. La cuarta etapa se caracteriza por una declinación en el índice de éxito exploratorio, además por la disminución de las dimensiones de los prospectos exploratorios y por el aumento en la densidad de los crudos presentes en los reservorios [1].

En términos petroleros, un yacimiento se define como un cuerpo rocoso subterráneo que presenta la porosidad y permeabilidad necesaria para albergar y transmitir fluidos (petróleo, gas y/o agua), cuando se crea comunicación efectiva entre el yacimiento y la superficie, es decir, cuando se perfora un pozo, se genera un diferencial de presión que da origen al movimiento de los fluido hacia la superficie, todo esto debido a la energía propia del reservorio.

Luego de un tiempo de producción del pozo la energía natural del yacimiento no es lo suficiente para lograr levantar los fluidos hasta la superficie es el momento de aplicar un sistema de levantamiento artificial (SLA) que ayude a lograr este objetivo, la selección del sistema de adecuado para un pozo en particular depende del análisis de una amplio número de variables cuantitativas y algunas cualitativas [2].

La aplicación de los diferentes métodos de levantamiento artificial para el aumento de recobro de hidrocarburos en el oriente ecuatoriano a través de los años y sobre todo en los inicios de la invención de los mismos, se ha realizado con un solo fin que es el de obtener la mayor producción posible de manera óptima, frente a esta necesidad se hace imperativo que

se disponga de una guía con información objetiva referente a los factores que inciden en el correcto funcionamiento de los diferentes SLA, de esta manera logrará la correcta selección del sistema que más se adecue a las condiciones de determinado pozo logrando así alcanzar la producción óptima sin olvidarse de conservar la integridad del yacimiento y considerando el aspecto económico como factor preponderante [3].

El presente artículo propone una investigación que permita definir las consideraciones necesarias a tomar en cuenta para la correcta selección de un sistema de levantamiento artificial en la cuenca oriente ecuatoriana con la finalidad de aumentar de manera efectiva la producción de hidrocarburos, aumentando el tiempo de vida del pozo en el que será económicamente rentable.

Los datos para el análisis serán tomados de un conjunto amplio de pozos pertenecientes al campo de estudio para representar una muestra de la situación actual en la Operación del campo Joma en el Distrito Oriente Ecuatoriano, el esquema general de las diversas condiciones y características bajo las cuales se opera en el oriente ecuatoriano, y así poder definir qué tipo de levantamiento artificial es el más adecuado de acuerdo a la disponibilidad de recursos de la empresa y de la zona a desarrollar.

II. METODOLOGÍA

A. Planteamiento del Problema

Las diferentes empresas operadoras han aplicado sistemas de levantamiento artificial a los diferentes pozos petrolíferos teniendo en cuenta solo el factor económico, logrando que el objetivo de aumentar la producción de hidrocarburos en la mayor cantidad posible sea alcanzado con éxito, pero no de la manera más eficiente ocasionando efectos de conificación de agua debido a la acelerada succión de la bomba, gasificación del pozo por caídas súbitas de presión de fondo fluyente o simplemente que la mayoría de los pozos en la cuenca oriente ecuatoriana lleguen a la etapa de depletación en un corto periodo de tiempo. Esto debido a que existen muchos otros factores a considerar antes de la selección del tipo de levantamiento artificial para un pozo en particular y para la cuenta oriente en general.

B. Marco Metodológico

Objetivo de la Investigación:

Definir un conjunto de consideraciones a tomar en cuenta antes de la implementación de los diferentes SLA mediante el análisis de las condiciones bajo las cuales operan diferentes pozos, mecanismo de empuje natural del yacimiento, su productividad, problemas esperados y sus aspectos mecánicos, así también la disponibilidad de facilidades de superficie del

campo, costos y límites operacionales en los diferentes tipos de levantamiento artificial del distrito Oriente Ecuatoriano

Objetivos específicos de la investigación:

- Analizar los SLA mayormente utilizados en la Industria Petrolera Ecuatoriana para determinar tanto la eficiencia como la eficacia de cada uno de ellos sometidos a diferentes criterios.
- Examinar el escenario actual de los criterios de selección de los Sistemas de Levantamiento Artificial mediante los datos proporcionados por la empresa SERTECPET.
- Realizar un Data Sheet que permita determinar los puntos mínimos necesarios para escoger el tipo de levantamiento a utilizar.

El principal aporte de este trabajo es la sistematización del proceso de selección a través la organización racional y simplificada de los factores y de la incidencia de cada uno de ellos frente a cada sistema.

Las consideraciones que inciden en los SLA están ligadas a un amplio conjunto de variables, las cuales pertenecen a diferentes áreas de la Ingeniería en Petróleo tales como ingeniería en yacimientos, ingeniería de producción, incluso el área de perforación y completación [4].

La inclinación dominante en la industria hidrocarburífera frente a la selección de SLA es escoger aquel sistema que mejor se adapte a cada pozo y que implique la menor inversión y costos bajos de producción con la finalidad de obtener mayores beneficios económicos [5], sin embargo, el alcance de este proyecto se reducirá al análisis de los cuatro SLA mayormente empleados ampliamente en Ecuador:

- Bombeo electro sumergible
- Bombas de cavidades progresivas
- Bombeo hidráulico
- Bombeo mecánico

La Fig.1 muestra la metodología aplicada para la resolución del problema planteado, la misma que ha sido dividida en tres etapas con la finalidad de mantener un orden específico.

C. Selección del Campo de Estudio

El campo Joma (nombre ficticio por uso de datos confidenciales se divide en dos áreas características Zona Norte y Zona Sur, cuyos parámetros petrofísicos varían de una zona a otra y además se está produciendo de diferentes arenas lo cual se consideró oportuno para tener una gama amplia de datos dentro de un mismo conjunto de pozos.

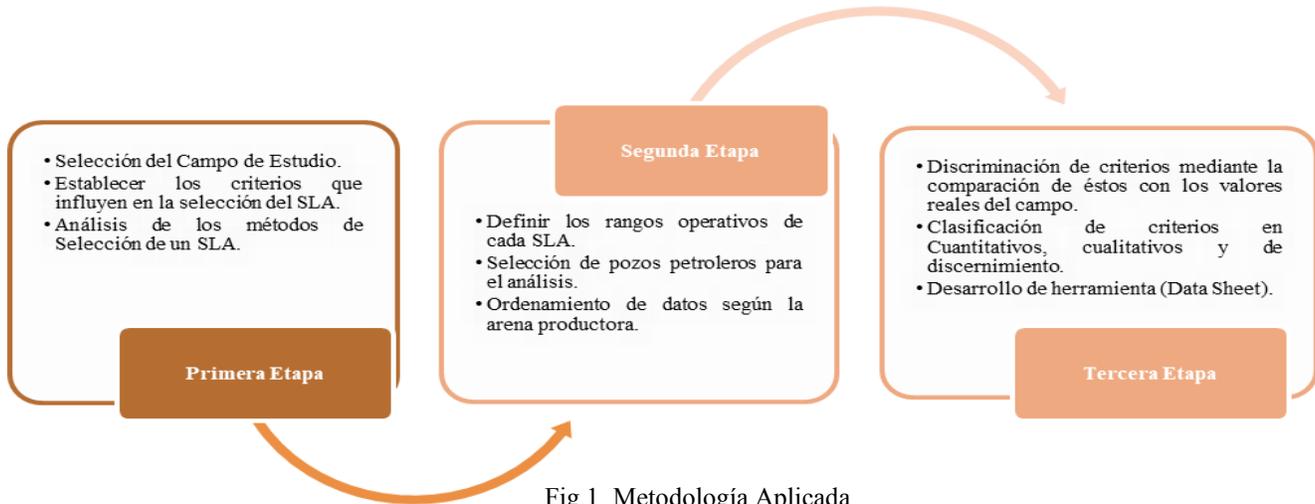


Fig.1. Metodología Aplicada

D. Criterios para la selección de un SLA

El tipo de levantamiento para un pozo determinado debe ser influenciado por la data recopilada, esto implica que el SLA será seleccionado no por un diseño óptimo sino por las limitaciones físicas y por criterios económicos [6].

A continuación, se exponen los criterios entorno a los cuales gira la determinación de la correcta selección de un SLA para un pozo con determinadas características.

- Mecanismos naturales de producción
- Tasa de producción de líquido
- Fuente de energía disponible
- Profundidad de levantamiento
- Perfil del pozo
- Relación Gas-Líquido
- Grados API
- Manejo de sólidos
- Presión de reservorio
- Eficiencia del sistema
- Temperatura de yacimiento
- Costos operativos

E. Métodos de Selección de un Sistema de Levantamiento Artificial

Los métodos utilizados para la selección de un SLA para un pozo en particular dependen básicamente de las necesidades y de los recursos de los que dispone la empresa [7]. Estos métodos incluyen:

- La disponibilidad del SLA en el área en que se lo va a aplicar.
- El SLA que ha funcionado apropiadamente en campos con características similares.
- Análisis de la presión de yacimiento y productividad del pozo.

- Análisis de ventajas y desventajas de cada sistema.
- Determinar que SLA permite levantar los fluidos a la tasa deseada y de las profundidades requeridas.
- Evaluación de Costos de instalación, operación y mantenimiento de cada SLA.

Los tres últimos métodos serán objeto de análisis en este artículo

F. Rangos Operativos de los cuatro SLA analizados

La tabla I muestra los rangos de operación de cada SLA, es importante destacar que, para este caso en particular, el sistema de levantamiento por gas no será objeto de estudio debido a que por las características del mismo es el menos utilizado en Ecuador.

G. Selección de pozos para el análisis

Como se mencionó en apartados anteriores, para el presente análisis se tomó de forma aleatoria una muestra de 60 pozos del campo Joma, 30 de la zona Norte y 30 de la zona Sur, esto permitirá tener datos de pozos que producen de diferentes arenas: Basal Tena, Hollín Inferior y Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior y U Superior.

Tener datos de pozos que producen de diferentes arenas conlleva a tener una amplia gama de características que a su vez son los criterios que se analizarán para la selección del o los SLA apropiados para la implementación en dicho campo.

La data se clasifica por arena productora, se obtienen los valores máximos, mínimos y promedios de los criterios cuantitativos, dichos valores servirán posteriormente para la comparación con los rangos de operación teóricos de cada SLA.

TABLA I
RANGO DE APLICACIÓN DEL LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO

| Parámetro | | Bombeo Mecánico | Bombeo Electro Sumergible | Bombeo Hidráulico Tipo Jet | Bombeo Hidráulico Tipo Pistón | Bombeo de Cavidades Progresivas |
|------------------------------|-----------|----------------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Tasa de Flujo | (STB/d) | 5 a 5000 | 200 a 30000 | 50 a 4000 | 300 a 15000 | 5 a 5000 |
| RGL | (Scf/BBL) | Bajo a Moderado | Bajo | Moderado | Moderado | Moderado |
| Gravedad API | °API | ≥ 8° | > 10° | ≥ 8° | ≥ 8° | ≤ 35° |
| Profundidad de Levantamiento | (pies) | 100 a 15000 | 1000 a 15000 | 3900 a 16000 | 4900 a 15000 | 2000 a 10000 |
| Migración de Finos | | Bajo a Moderado | Bajo | Bajo | Moderado | Alto |
| Perfil del Pozo | | Verticales o con leve desviación | Indiferente | Indiferente | Indiferente | Verticales o Ligera desviación |
| Temperatura | (°F) | 100 a 550 | 100 a 460 | 100 a 500 | 100 a 500 | 75 a 350 |

Fuente: (Weatherford, 2005)

H. Resumen de los datos del campo

En el campo Joma se produce de seis arenas diferentes, cabe aclarar que cada pozo produce una arena en específico en un tiempo determinado por cuestiones de normas de regulación. En la tabla II se presentan los valores promedios de las propiedades y características reales de mayor relevancia del

campo, datos con los cuales se realizará la comparación con los rangos operativos teóricos de los diferentes sistemas de levantamiento artificial obtenidos de la bibliografía, de tal manera que se podrá establecer que sistema es capaz de manejar el valor de un parámetro en específico.

TABLA II
DATOS DE LOS PARÁMETROS DE LA MUESTRA DE POZOS DEL CAMPO JOMA

| DATOS DEL RESERVORIO | | | PROPIEDADES DEL FLUIDO | | | | PRODUCTIVIDAD DEL RESERVORIO | | |
|----------------------|-----------------|----------------------------|------------------------|--------------|-------------------|---------------|--------------------------------|--------------|-----------------------------------|
| Arena Productora | | Presión Reservoirio (psig) | Temperatura (°F) | Gravedad API | Corte de Agua BSW | GOR (scf/STB) | Profundidad de Reservoirio(ft) | | Tasa de Producción Actual (stb/d) |
| | | | | | | | MD (ft) | TVD (ft) | |
| Basasl Tena | Dato | 1500 | 228 | 18 | 80% | 60 | 8827 | 8827 | 393 |
| Hollín Inf | Max | 4500 | 236 | 31.6 | 79% | 8 | 12135 | 10300 | 449 |
| | Min | 1400 | 236 | 28.9 | 1% | 8 | 11009 | 10151 | 130 |
| | Promedio | 2600 | 236 | 30.7 | 33% | 8 | 11418 | 10216 | 262 |
| Hollín Sup | Max | 4200 | 237 | 29 | 88% | 17 | 12415 | 11281 | 1730 |
| | Min | 1400 | 237 | 29 | 1% | 17 | 10193 | 10148 | 70 |
| | Promedio | 3027 | 237 | 29 | 27% | 17 | 11049 | 10317 | 452 |
| T Inferior | Max | 4400 | 233 | 30 | 102% | 412 | 11853 | 10332 | 881 |
| | Min | 1400 | 215 | 27 | 1% | 127 | 9959 | 9143 | 56 |
| | Promedio | 2203 | 232 | 28 | 16% | 146 | 10613 | 9992 | 409 |
| U Inferior | Max | 4200 | 228 | 29 | 80% | 127 | 11557 | 9991 | 2120 |
| | Min | 1150 | 228 | 18 | 0% | 70 | 9875 | 9456 | 60 |
| | Promedio | 1796 | 228 | 24 | 29% | 88 | 10418 | 9812 | 459 |
| U Superior | Dato | 2920 | 228 | 29 | 60% | 127 | 10322 | 10013 | 1523 |

Una vez que se clasificaron los datos por arena productora, se establecieron los valores máximos y mínimos que se han manejado dentro del conjunto de datos de cada de ellas, esto permitirá tener una visión del mejor y peor escenario además de conocer mediante la comparación con los límites superiores e inferiores del rango de operación de cada SLA cual es capaz de manejar tales valores. Los valores máximos, mínimos y promedio (Tabla II) de los criterios cuantificables preponderantes permitirán al lector posteriormente hacer uso de la herramienta diseñada y comprobar la eficiencia de la misma.

III. RESULTADOS Y ANÁLISIS

A. Comparación cuantitativa de los criterios de selección de los diferentes SLA con los valores reales del campo.

Los criterios seleccionados cuantificables se compararon, mediante el uso de gráficos con los datos reales del campo

Joma, para percibir de mejor manera los parámetros a considerar como no influenciados al momento de la selección apropiada del Sistema de levantamiento artificial para el campo. Se considera como un parámetro no influenciado para la selección del SLA en el campo, cuando los valores promedios reales encajan en el rango operativo de todos los sistemas de levantamiento seleccionados. Fue necesario elaborar gráficos con datos de las tablas I y II en los cuales se reflejan los valores mínimos, máximos y promedios de los rangos operativos de cada criterio a comparar para cada sistema de levantamiento considerado debido a que el límite condicionante varía de acuerdo al parámetro. Para el criterio de Profundidad y Tasa de producción la condicionante son los valores promedios, para la Temperatura los valores máximos y para la Gravedad API los valores mínimos.

Dichas limitantes de los criterios mencionados se grafican a la par con los valores promedios reales del campo para establecer la comparación.

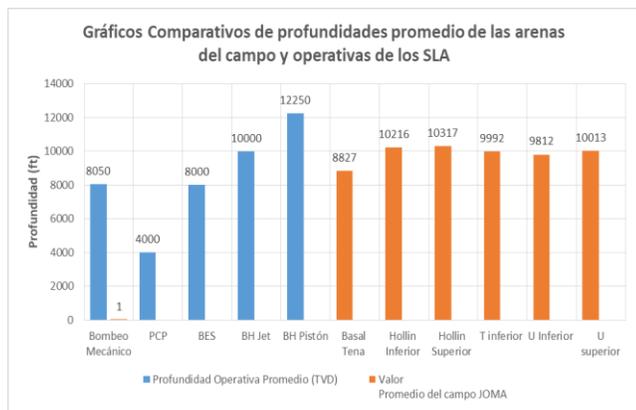


Fig.2. Gráfico Comparativo de profundidades promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA

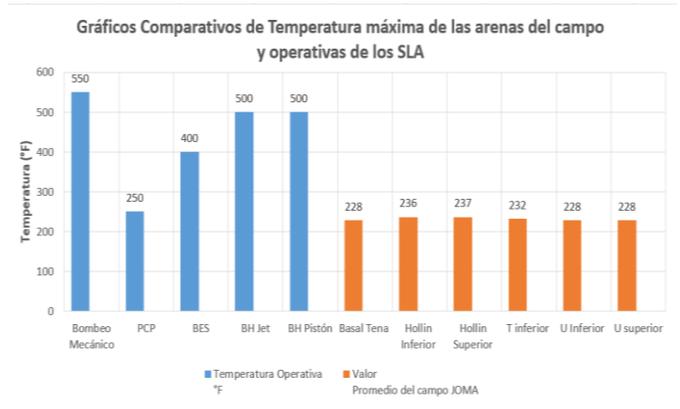


Fig.4. Gráfico Comparativo de Temperatura máxima de las arenas del campo y operativas de los SLA

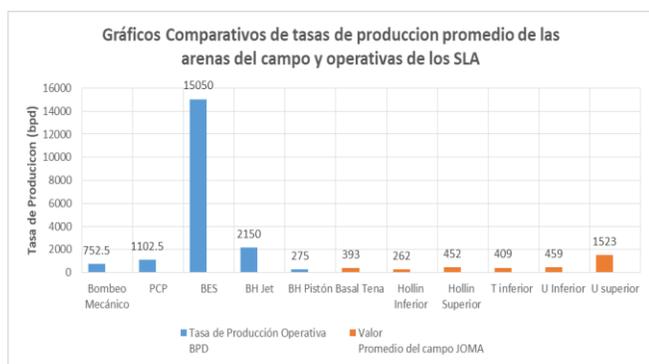


Fig.3. Gráfico Comparativo de tasas de producción promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA

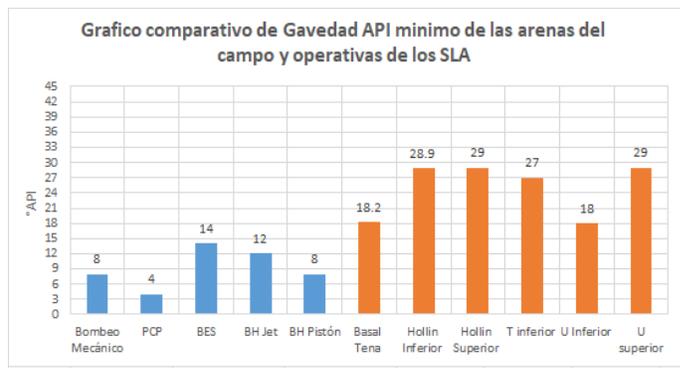


Fig.5. Gráfico Comparativo de Gravedad API promedio de las arenas del campo y operativas de los SLA

Se compararon los cuatro criterios de selección más representativos cuantificables (profundidad, temperatura, tasa de producción y grados API), de los cuales se obtuvo como resultado que la Temperatura es un parámetro no influenciado (para este caso en particular) ya que los valores promedios del campo se encuentran dentro de los rangos operativos de todos los SLA.

En las Fig.2, 3, 4 y 5 se pueden observar gráficamente la variación entre los rangos operativos teóricos y los valores reales de dichos parámetros en el Campo Joma.

Luego de realizar una discriminación de criterios no influenciados, Los doce criterios antes establecidos se redujeron a nueve y se clasificaron en tres categorías, cuantitativos, cualitativos y criterios de discernimiento, los mismos que se detallan a continuación:

Cuantitativos:

- Profundidad de levantamiento
- Tasa de producción de líquido
- Costos de instalación y operación

Cualitativos:

- Manejo de sólidos
- Relación de Gas-Petróleo
- Perfil del pozo
- Fuente de energía disponible

De discernimiento:

- Mecanismo natural de producción
- Eficiencia del sistema

B. Herramienta para la selección del sistema de levantamiento artificial

Con los parámetros ya establecidos y conociéndose los rangos de operación de cada SLA se diseñó una tabla de entrada doble a manera de herramienta para la selección apropiada del sistema de levantamiento artificial para el campo. La tabla III representa la herramienta diseñada

C. Guía para el manejo de la herramienta de selección del sistema de levantamiento artificial.

Se consideraron ciertos aspectos para el manejo adecuado de la herramienta, de tal manera que el resultado obtenido sea lo más acertado posible.

Teniendo los datos actuales del pozo sujeto de estudio, estos se comparan en el orden establecido con cada uno de los criterios en la tabla, observando si se ajustan al rango operativo de los diferentes SLA, preferiblemente a un valor no cercano a los extremos. En el caso de que el valor del parámetro este dentro del rango, se marcara la casilla correspondiente al criterio.

Si el dato de profundidad de levantamiento del pozo no se ajusta al rango de operación de algún sistema de levantamiento artificial establecido, se procederá a descartar dicho sistema para el análisis subsecuente, además debe considerarse la profundidad de levantamiento lo más cercana posible al intervalo de disparo [9].

Considerar el tipo de yacimiento y sus características litológicas para predecir o estimar si después de cierto periodo de tiempo la relación GLR, cantidad de sólidos o caudal de líquido aumentará, afectado a otros parámetros como la tasa de producción, evitando así un sobredimensionamiento, o a la eficiencia del sistema.

Con el total de las casillas marcadas en cada sistema de levantamiento se obtiene un resultado preliminar.

Se selecciona el SLA con mayor puntuación en el resultado preliminar. Si existen dos valores iguales, se procede a hacer la comparación de los SLA por sus eficiencias y costos de operación e instalación, luego se elegirá un resultado final en base a la conveniencia del usuario [10].

Los costos establecidos en la tabla son datos referenciales sujetos a condiciones que solo sirven para comparar valores entre los sistemas de levantamiento establecidos, es decir, observar cual es más costoso que el otro.

TABLA III

DATA SHEET PARA LA SELECCIÓN CORRECTA DEL SLA A APLICAR EN UN POZO CON DETERMINADAS CARACTERÍSTICAS

| CRITERIO/SLA | Bombeo Mecánico | Bombeo Cavidades Progresivas | Bombeo Electro Sumergible | Bombeo Hidráulico Jet | Bombeo Hidráulico Pistón |
|--|------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Profundidad de levantamiento (TVD)-(pies) | | | | | |
| | 100-6000 | 2000-6000 | 1000-15000 | 5000-15000 | 7500-17000 |
| Tasa Producción (Bpd) | | | | | |
| | 5-1500 | 5-2200 | 100-30000 | 300-4000 | 50-500 |
| Manejo de sólidos | | | | | |
| | Bajo | Alto | Bajo | Medio | Bajo |
| Manejo de GLR | | | | | |
| | Bajo | Medio | Bajo | Medio | Bajo |
| Fuente de Energía Disponible | | | | | |
| | Gas o Electricidad | Gas o Electricidad | Electricidad | Diesel - Electricidad | Diesel - Electricidad |
| Tipo de Yacimiento <i>(ver 3er punto de la guía de manejo)</i> | | | | | |
| Resultado Preliminar | | | | | |
| Eficiencia del Sistema (%) | 45% - 60% | 50% - 75% | 35% - 60% | 10% - 30% | 45% - 65% |
| Costos de Operación/Mes (\$M) | | | | | |
| | 1500 | 700 | 2668 | 2520 | 2520 |
| Costos de Instalación (\$M) | | | | | |
| | 128 | 53 | 66 | 134 | 134 |
| Selección Final | | | | | |

IV. CONCLUSIONES

Una vez realizado el análisis de los diferentes aspectos que intervienen en la correcta selección del sistema de levantamiento artificial se establecieron nueve criterios preponderantes para dicha selección. Con base en estas consideraciones y con los rangos de operación de cada sistema se diseñó una Data Sheet que sirva como herramienta para facilitar el trabajo de seleccionar el sistema más adecuado para este conjunto de datos. La Data Sheet presenta algunas limitaciones debido a que fue diseñada en torno a las características del campo Joma y los criterios que en este caso de estudio fueron no influenciados no necesariamente lo serán en otro campo.

Mediante el uso de la herramienta diseñada para la selección adecuada del SLA para pozos que producen de las diferentes arenas del campo Joma se pudo determinar que el SLA óptimo para pozos que producen de las arenas Basal Tena y “T” Inferior es Bombeo Hidráulico de tipo Jet y el sistema óptimo para pozos que producen de las arenas Hollín Inferior, Hollín Superior, “U” Inferior y “U” Superior es Bombeo Electro Sumergible (se deja a consideración del lector la comprobación de estas aseveraciones mediante el uso de la herramienta).

Se determinó que los parámetros gravedad API y temperatura son criterios no influenciados en la selección del SLA para el Campo Joma, esto debido a que el valor promedio de dichos parámetros se encuentran dentro del rango de operación de los cuatro mecanismos analizados

A pesar de que todos los datos de Gravedad API del campo Joma se encuentren dentro del rango operativo de todos los Sistemas de Levantamiento, para crudos muy pesados lo ideal es aplicar Bombeo Mecánico o Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)

Se añade la casilla o consideración denominada “Tipo de Yacimiento”, para tener una consideración adicional sobre el posible aumento de la relación gas-líquido o aumento del caudal de líquido debido al influjo de agua proveniente de algún acuífero.

REFERENCIAS

- [1] P. Baby, M. Rivadeneira y R. Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Quito, 2014.
- [2] E. F. Casco Perugachi, Modelado Integral de Analisis Nodal SubSuelo-Superficie- Económico de los Pozos de la Estación SUR del Campo Sacha, Quito, 2013.
- [3] E. J. Ospino Rangel y D. C. Badillo Hernandez, Estudio Técnico-Económico de la aplicación del Sistema de Levantamiento Artificial Dynapump en un campo de producción de Petróleo, Bucaramang: Universidad Industrial de Santander, 2010.
- [4] K. E. Brown, TheTechnology of Artificial of Artificial Lift Methods, Oklahoma: 1977.
- [5] J. A. Carrillo Luciani, Diseño de una Metodología en la determinación de una familia de Criterios para la selección de Sistemas de Levantamiento Artificial, Caracas, 2010.
- [6] J. F. Lea y H. V. Nickens, Selección de Levantamiento Artificial, Society of Petroleum Engineers: Oklahoma, 1999.
- [7] D. C. Herrera Gomez y S. J. Ortiz Jácome, Nuevas Tendencias en LevantamientoArtificial: SIstemas de Levantamiento Artificial Combinados, Argentina : Capítulo Estudiantil SPE, 2002.
- [8] Weatherford, Introduction to Artificial Lift, 2005.
- [9] J. Almendras y J. Torrealba, Implementación de Metodos de Levantamiento Artificial en YAcimientos de Alta Presión sometidos a proceso de Recuperación Secundaria Campo Carito Venezuela Oriental, Perú, 2014.
- [10] D. B. Sarmiento Varela, J. F. Herrera y M. R. Caicedo, Ahorro en el costo operacional mediante la optimización del levantamiento artificial en unidades de bombeo de carrera larga, en el Bloque Cravo Viejo, Colombia: SPE 165048, 2013.