

Methodology for the selection of Artificial Survey Systems in oil fields of Ecuador

Byron Apolo, Ing.¹, Rubén Manrique, Ing.¹, Marlon Rodríguez, Ing.², Iván Martínez, Ing.², Marcel Esparza, Ing.², Jorge Lliguizaca-Davila, M.Sc.^{1,4}, Danilo Arcentales-Bastidas, M.Sc.¹, Kenny Escobar-Segovia, M.Sc.^{1,3}
¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil - Ecuador, bapolo@espol.edu.ec, rubbeman@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, daanarce@espol.edu.ec, kescobar@espol.edu.ec
²SERTECPET, Ecuador, Marlon.Rodriguez@sertecpet.net, Ivan.Martinez@sertecpet.net, Marcel.Esparza@sertecpet.net
³Universidad Espíritu Santo, UEES, Samborondón - Ecuador, kescobar5@uees.edu.ec

Abstract— The selection and application of the different artificial lift systems (ALS) depending on the characteristics of the well, which are specific over time; other criteria for selecting an ALS are the operational and economic parameters. For this reason, a constant analysis should be carried out throughout the productive life of the well to determine which type of artificial lifting system is more effective or if a change of artificial lifting must be performed in some well to improve production. The article focuses on the application of a new pre-selection, matrix of artificial lift systems, based on the reservoir pressure index (InPy) and productivity index (IP) to perform the analysis and evaluation of the artificial lift system (ALS) used in the Pucuna (PCN) field, Ecuador. The results of the determined field that, from the 15-well study, for 9 wells, the most efficient ALS is hydraulic pumping, for 4 wells, the proper lifting is mechanical pumping, and for 2 wells the most efficient system is electro-submersible pumping. It can be concluded based on these results that the active ALS for this field is hydraulic pumping.

Keywords— artificial lift system; reservoir pressure index; productivity index;

Digital Object Identifier (DOI):
<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.66>
ISBN: 978-958-52071-4-1 ISSN: 2414-6390

Metodología para selección de Sistemas de Levantamiento Artificial en campos petroleros del Ecuador

Methodology for the selection of Artificial Survey Systems in oil fields of Ecuador

Byron Apolo, Ing.¹, Rubén Manrique, Ing.¹, Marlon Rodríguez, Ing.², Iván Martínez, Ing.², Marcel Esparza, Ing.², Jorge Lliguizaca-Davila, M.Sc.^{1,4}, Danilo Arcentales-Bastidas, M.Sc.¹, Kenny Escobar-Segovia, M.Sc.^{1,3}

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil - Ecuador, bapolo@espol.edu.ec, rubbeman@espol.edu.ec, jorollig@espol.edu.ec, daanarce@espol.edu.ec, kescobar@espol.edu.ec

²SERTECPET, Ecuador, Marlon.Rodriguez@sartecpet.net, Ivan.Martinez@sartecpet.net, Marcel.Esparza@sartecpet.net

³Universidad Espíritu Santo, UEES, Samborondón - Ecuador, kescobar5@uees.edu.ec

Resumen— La selección y aplicación de diferentes sistemas de levantamiento artificial (SLA) dependen de distintos factores, entre ellas las características del pozo, las cuales varían con el transcurso del tiempo; existen criterios de selección de un SLA son los parámetros operacionales y económicos. Por esta razón se debe realizar un análisis constante a lo largo de la vida productiva del pozo para determinar qué tipo de sistema de levantamiento artificial es más efectivo o si se debe realizar un cambio de levantamiento artificial en algún pozo para optimizar la producción. El artículo se centra en la aplicación de una metodología la cual inicia con la implementación de una nueva matriz de preselección de sistemas de levantamiento artificial, basada en el índice de presión del yacimiento (InPy) e índice de productividad (IP) para realizar el análisis y evaluación del equipo implementado en un campo del oriente ecuatoriano. Los resultados del campo muestran que, del estudio realizado a 15 pozos, para 9 pozos el SLA más eficiente es el de bombeo hidráulico, para 4 pozos el levantamiento apropiado es el bombeo mecánico, y para 2 pozos el sistema más eficiente es el bombeo electro-sumergible. Se puede concluir con base a estos resultados que el SLA óptimo para este campo es el bombeo hidráulico. Palabras clave—sistema de levantamiento artificial; índice de presión del yacimiento; índice de productividad.

Abstract— The selection and application of the different artificial lift systems (ALS) depending on the characteristics of the well, which are specific over time; other criteria for selecting an ALS are the operational and economic parameters. For this reason, a constant analysis should be carried out throughout the productive life of the well to determine which type of artificial lifting system is more effective or if a change of artificial lifting must be performed in some well to improve production. The article focuses on the application of a new pre-selection, matrix of artificial lift systems, based on the reservoir pressure index (InPy) and productivity index (IP) to perform the analysis and evaluation of the artificial lift system (ALS) used in the Pucuna (PCN) field, Ecuador. The results of the determined field that, from the 15-well study, for 9 wells, the most efficient ALS is hydraulic pumping, for 4 wells, the proper lifting is mechanical pumping, and for 2 wells the most efficient system is electro-submersible pumping. It can be concluded based on these results that the active ALS for this field is hydraulic pumping.

Keywords— artificial lift system; reservoir pressure index; productivity index;

I. INTRODUCCIÓN

La selección óptima del sistema de levantamiento artificial (SLA) es fundamental para el desarrollo de un campo petrolero desde la etapa de planificación, considerando que esto permitirá aumentar la producción del campo petrolero, por tanto, es importante el desarrollo de metodologías para dar soporte a este proceso [1]. Además, tiene como objetivo acelerar la recuperación de la inversión económica, factores que pueden contribuir para que el proyecto tenga una mayor rentabilidad económica [2,3].

El SLA debe ser analizado constantemente a lo largo de la etapa de producción, tomando en cuenta que el depletamiento del yacimiento puede disminuir el aporte de fluido, debido a que los parámetros del yacimiento varían, por tanto, es necesario conocer el SLA más eficiente [4,5].

Para la selección de un SLA se debe tomar en cuenta distintos criterios, los cuales han sido determinados mediante un compendio de información. Con los criterios establecidos, la selección estará basada en distintos rangos de estos parámetros o en el cumplimiento de una determinada condición para la cual el sistema es más apropiado [6].

Además, los criterios utilizados deben fundamentarse en las ventajas, desventajas y restricciones de aplicación de un determinado SLA [7,8] y en las lecciones aprendidas mediante la implementación e instalación de estos sistemas en varios campos, para finalmente implementar un proceso de selección basado en la experiencia integrada al desarrollo de la tecnología [4].

Además del uso de criterios para la selección de un SLA, han surgido distintas metodologías para realizar esta selección. Existen estrategias para seleccionar un SLA las cuales toman en consideración la tasa de producción y la profundidad de levantamiento neto donde existen rangos de aplicabilidad para cada SLA [9], o el uso de gráficos de profundidad vs caudal [10]. Y de esta forma, distintos autores

Digital Object Identifier (DOI):

<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.66>

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

han presentado trabajos donde relacionan la tasa de producción y profundidad de levantamiento [11].

En base a estas metodologías se decide usar el Índice de presión de yacimiento (InPy), como un parámetro importante para realizar la selección. Por otro lado, es importante considerar el Índice de Productividad (IP), el cual nos permite describir el comportamiento del pozo[12]. La relación de estos dos parámetros mencionados toma en cuenta la tasa de producción, presiones, y profundidad, y mediante estas se implementó la matriz propuesta la cual permite realizar una preselección y selección optima de un SLA.

Por tanto, para realizar el análisis del SLA fue necesario tomar pruebas de presión y producción, que nos permiten determinar el verdadero potencial y parámetros importantes del yacimiento en un corto plazo. Esta información puede ser utilizada para seleccionar o rediseñar de forma apropiada el tipo de SLA si fuese necesario.

Para realizar este estudio se ha seleccionado un campo el oriente ecuatoriano, el segmento más representativo de las zonas productoras de petróleo del oriente ecuatoriano es Putumayo-Oriente-Marañón. Típicamente se subdividen en las siguientes formaciones: Basal Tena, M1, M2, U, T y Hollín. Se ha dividido al oriente ecuatoriano en tres zonas de pagos las cuales son: sistema sub-andino o zona de pago oeste, Sacha, Shushufindi Corredor o zona de pago Central, y por último el sistema Capirón - Tiputini o zona de pago este, cada una con sus propias trampas, yacimientos y características propias de petróleo [13].

El campo seleccionado posee un petróleo con gravedad API entre 25° y 44°, siendo un crudo pesado y ligero [14]. En los últimos años en el campo no se han realizado estudios para evaluar si el SLA de cada uno de los pozos es el apropiado. Esto pone en evidencia que podría existir un proceso operativo de producción no adecuado con el SLA que actualmente se emplea en el campo. Cabe mencionar que el SLA que se ha aplicado durante 20 años en el campo es el bombeo hidráulico tipo jet.

Esta investigación tiene como objetivo evaluar el SLA implementado en el pozo, mediante esta metodología que incluye la matriz propuesta, esta nos permitirá optimizar la producción de petróleo y aumentar los beneficios económicos del campo. Este trabajo también busca analizar los diferentes parámetros que permitan la selección de un SLA apropiado, que sea óptimo, eficiente y eficaz utilizando la metodología propuesta [15].

II. METODOLOGÍA

La implementación y aplicación de la metodología incluye distintos criterios y herramientas en el proceso de selección de un sistema de levantamiento artificial, donde se consideran parámetros determinantes, limitantes y complementarios.

A. Matriz de Preselección.

Se utiliza una matriz, la cual es obtenida a partir de los datos teóricos tanto de los InPy como del IP. La relación de estos dos parámetros permitirá realizar una preselección del levantamiento artificial.

El InPy se obtiene utilizando la siguiente ecuación (1):

$$InPy = \frac{Pr}{Prof(TVD)_{yacimiento}} \quad (1)$$

Donde:

InPy: índice de presión del yacimiento.

Pr: Presión de yacimiento.

Prof. (TVD): profundidad del yacimiento (punto medio de los punzados).

El IP se lo define como la relación que existe entre la tasa de producción de fluido y la diferencia de la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente del pozo[16]. La ecuación (2) muestra la relación mencionada y la Fig.1 muestra la categorización para valores teóricos del IP.

$$IP \left(\frac{bpd}{lpc} \right) = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wfs})} \quad (2)$$

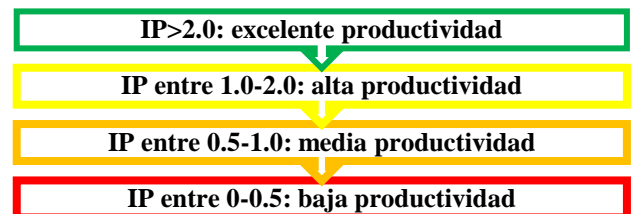


Fig.1 Categorización del IP.

En síntesis, la matriz está compuesta por los valores de la presión de reservorio, la profundidad de la formación de donde se encuentra el hidrocarburo en TVD, y el IP; este último se lo puede calcular mediante el uso de software o con ecuaciones como la descrita anteriormente. Con los datos requeridos se realiza un match buscando el área donde se encuentra el pozo de estudio. La Fig. 2 a continuación muestra la matriz de preselección.

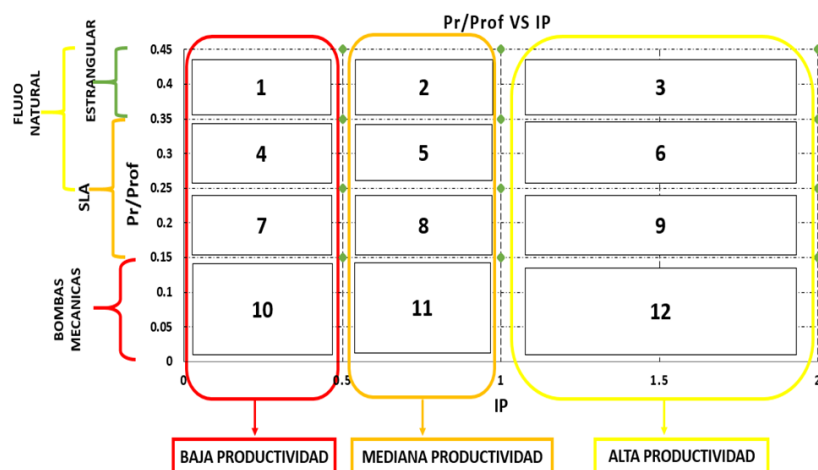


Fig. 2 Matriz de Preselección

TABLA I
PRESELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE ACUERDO CON EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

IP	Consideraciones Para Aplicar Levantamiento Artificial	Bombeo Mecánico	Bombeo "Gas Lift"	Bombeo Hidráulico	Bombeo Electro Sumergible	Bombeo De Cavidades Progresivas
>2.0	Excelente Productividad	3	1	2	1	1
1.0-2.0	Alta Productividad	3	1	2	1	1
0.5-1.0	Media Productividad	2	1	1	2	1
0-0.5	Baja Productividad	1	2	1	3	3

La preselección del tipo de levantamiento está basada en el valor de IP (Tabla I), en donde 1 significa que el SLA es el más apropiado y 3 significa que el SLA es el menos apropiado. La preselección termina cuando se escogen los sistemas de levantamiento artificial que estén entre 1 y 2 puesto que serían los más idóneos para el pozo en estudio en el área donde se localice.

B. Selección del SLA mediante el compendio de información

Al finalizar la fase de preselección se inicia la fase de selección mediante el compendio de información. El compendio es un conjunto de criterios que toman en cuenta parámetros típicos para la selección de SLA. Estos parámetros son clasificados como limitantes, determinantes y complementarios [11], [17].

1. **Parámetros determinantes:** estos parámetros son aquellos que tienen una mayor influencia sobre los otros parámetros y sobre la selección del tipo de sistema de levantamiento. A estos no se los pueden adaptar o cambiar a una condición en particular por razones físicas y económicas [17]. Entre estos parámetros se tienen los siguientes:

- Caudal de producción.

- Manejo de gas RGL
- Profundidad promedio de disparos en TVD.

2. **Parámetros limitantes:** estos parámetros son aquellos que delimitan la eficiencia y el funcionamiento del levantamiento artificial, nos permite conocer de mejor manera las fortalezas y debilidades de un sistema de levantamiento con respecto a otro. Estos parámetros varían de un sistema a otro [5] y se tienen los siguientes:

- Gravedad API
- Temperatura de yacimiento
- Cambio angular
- Grado de inclinación del pozo
- Ubicación
- Disponibilidad de energía eléctrica
- Disponibilidad de gas comprimido
- Disponibilidad de fluido motriz

3. **Parámetros complementarios:** estos parámetros son aquellos que, si bien no son muy influyentes en la selección, nos permiten tener un mayor grado de

confiabilidad para tomar una decisión en la selección [18]. Dentro de estos parámetros se tienen:

- Manejo de sólidos o arena
- Manejo de corrosión

Con respecto al manejo de corrosión, gas y sólidos se realiza

una calificación cualitativa que se la ha dividido según la severidad y se le ha dado valores que indican si el SLA es excelente, bueno y malo, como se muestra en la Tabla II.

Esta calificación se la realiza debido a la carencia de estudios cuantitativos que permitan conocer los valores con los cuales trabajen los SLA.

TABLA II
CALIFICACIÓN CUALITATIVA DEL MANEJO DE CORROSIÓN, GAS Y SÓLIDOS

Calificación Según Los SLA	Valor	Calificación Cualitativa
Excelente	3	Severa, Media, Leve
Bueno	2	Media, Leve
Malo	1	Leve

El compendio del SLA queda de la siguiente manera en la Tabla III tomada de [19].

TABLA III
PARÁMETROS TÍPICOS DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

	Bombeo Mecánico	Bombeo “Gas Lift”	Bombeo Hidráulico	Bombeo Electro sumergible	Bombeo De Cavidades Progresivas
Parámetros Típicos	Mínimo Promedio Máximo	Mínimo Promedio Máximo	Mínimo Promedio Máximo	Mínimo Promedio Máximo	Mínimo Promedio Máximo
Tasa de producción deseada bpd=	5 752.5 1500	100 5050 10000	50 2025 4000	100 15050 30000	5 1102.5 2200
Profundidad de levantamiento TVD, pies =	100 8050 16000	5000 10000 15000	5000 10000 15000	5000 10000 15000	2000 6000 10000
Gravedad API=	>8	>15	>8	>10	<35
Temperatura de yacimiento °F =	100 225 350	100 250 400	100 300 500	100 250 400	75 162.5 250
Cambio angular limita la Prof. De levantamiento	0 10 20	0 40 80	0 30 60	0 40 80	0 5 10
Grado de inclinación del pozo	0 10 20	0 35 70	0 45 90	0 40 80	0 45 90
Manejo de corrosión	Bueno - Excelente	Bueno-Excelente	Excelente	Bueno-Excelente	Poco
Manejo de gas	Poco-Bueno	Excelente	Bueno	Poco-Bueno	Bueno
Manejo de sólidos	Poco-Bueno	Bueno	Bueno	Poco-Bueno	Excelente
Servicio-mantenimiento	Workover- Pulling	Wireline - Workover	Hidraulica- Wireline	Workover- Pulling	Workover- Pulling
Tipo de ubicación	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore	on-shore
¿Disponibilidad de energía eléctrica?	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO
¿Disponibilidad de gas comprimido?	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO
¿Disponibilidad de fluido motriz?	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO

Fuente: [19]

La Tabla IV nos muestra la valoración de los parámetros de cada SLA, tomando en cuenta sus ventajas y desventajas y la experiencia del ingeniero de producción.

C. Optimización de los SLA

En el caso de tener dos o más sistemas de levantamiento artificial seleccionados, debemos complementar con un análisis nodal y realizar un análisis económico.

- **Análisis nodal:** El análisis nodal permite realizar optimización de producción en los pozos, metodología ha utilizada ampliamente a nivel mundial, la cual en base al análisis de las condiciones de operación del pozo permite reestablecer o elevar la producción del pozo. Además, permite detectar las restricciones del flujo y de esta manera cuantificar el impacto de la capacidad de producción del sistema [17].

En la actualidad existen diversos simuladores que permiten aplicar esta técnica de forma rápida y confiable. Estos

permiten realizar múltiples simulaciones, variando parámetros importantes que intervienen en el sistema de producción, para cuantificar el impacto de dichos parámetros en la capacidad del sistema. Esta técnica se la puede usar para predecir el rendimiento de un pozo, la aplicación periódica permite detectar un sistema funcionando ineficientemente [11].

- **Análisis económico:** para realizar un análisis económico se debe tomar en cuenta dos aspectos importantes para el modelo económico de los ingresos. Se tomará en cuenta el caudal de producción que se obtiene en el análisis nodal y se considerará el precio del barril de petróleo para el período de análisis.

Se escogerá el SLA que más convenga de acuerdo con el tiempo que se tenga para recuperar en menor tiempo la inversión. Por medio de un flujo de caja a un plazo de 5 años se debe calcular el TIR, VAN, período de retorno y así determinar la factibilidad y viabilidad del sistema de levantamiento artificial seleccionado.

TABLA IV
VALORACIONES DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Valoración	BM	BGL	BH	BES	BCP
Tasa de producción deseada, bpd	1	1	1	1	1
Profundidad de levantamiento TVD, pies	1	1	1	1	1
Cambio angular limita la prof. de levantamiento	1	1	1	1	1
Grado de inclinación del pozo	1	1	1	1	1
Gravedad api	1	1	1	1	1
Temperatura de yacimiento °F	1	1	1	1	1
Manejo de corrosión	3	3	3	3	1
Manejo de gas	2	2	2	2	2
Manejo de sólidos	2	3	2	2	3
Servicio-mantenimiento	Workover-pulling	Wireline o workover	Hidráulica-wireline	Workover-pulling	Workover-pulling
Tipo de ubicación	On-shore	On-shore	On-shore	On-shore	On-shore
¿Disponibilidad de energía eléctrica?	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO
¿Disponibilidad de gas comprimido?	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO
¿Disponibilidad de fluido motriz?	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO	SI/NO
Eficiencia (%)	45-60	10-30	10-35	35-60	40-70
Valoración Total	13	14	13	13	12

Fuente: [19]

D. Descripción del área de estudio

El campo PCN cuenta con 17 pozos, de los cuales 12 se encuentran en producción, 4 están cerrados, 1 es de

reinyección, estos datos están actualizados hasta el 11 de julio del 2018. El estudio se realizó a 15 pozos.

La Tabla V muestra la producción y parámetros del campo PCN según información de Petroamazonas.

TABLA V
PRODUCCIÓN Y PARÁMETROS ACTUALES DEL CAMPO PCN

Pozo	Arena	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	GOR (SCF/STB)	API	SALIN
PCN 02	Hollín	166.23	149.57	16.66	86.24	10	577	30	18,000
PCN 03	T inferior	411.4	410.16	1.24	231.88	0.3	565	30.8	49,200
PCN 05	Hollín	1,071.24	46.69	1,024.56	6.63	95.6	142	24.1	590
PCN 06	U inferior	71.4	63.06	8.34	5.02	11.7	80	29.9	27,500
PCN 07	U inferior	206.7	204.49	2.21	84.7	1.1	414	30.6	28,500
PCN 09	Hollín	163.15	125.04	38.11	13.91	23.4	111	25.6	9,000
PCN 10	T superior	124.36	110.6	13.76	65.71	11.1	594	30.5	47,000
PCN 11	U inferior	129.91	128.05	1.86	86.24	1.4	673	30.2	29,500
PCN 12	T inferior	43.91	29.17	14.74	94.22	33.6	3,230	30.8	7,000
	T superior	12.38	8.23	4.16	26.57	33.6	3,230	30.8	7,000
PCN 13	Basal tena	108.16	94.15	14.01	7.88	12.9	84	29.9	21,000
PCN 14	T	113.65	99.39	14.26	87.81	12.5	883	31.2	49,000
PCN 16D	Hollín	227.57	227.12	0.45	163.42	0.2	720	26.9	2,227
PCN 17D	U inferior	63.60	60.70	2.90	72.64	4.6	1,197	30.7	-
Producción total		2913.66	1756.42	1157.26	1032.87		588		

´ BFPD: BARRILES DE FLUIDO PRODUCIDO POR DÍA; BPPD: BARRILES DE PETRÓLEO PRODUCIDO POR DÍA; BAPD: BARRILES DE AGUA PRODUCIDO POR DÍA; MSCF: MIL PIES CÚBICOS ESTÁNDAR; BSW: CONTENIDO DE AGUA LIBRE Y SEDIMENTOS; GOR: RELACIÓN GAS-PETRÓLEO

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Tabla VI se resumen los parámetros de InPy e IP, al igual que los sistemas de levantamiento artificial óptimos para todos los pozos del campo PCN:

TABLA VI
ÍNDICES DE PRESIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO PCN

	IP (Bbl/d/Psi)	InPy (Psi/Ft)	Área de la Gráfica
PCN 09	0.06	0.309	4
PCN 08	0.331	0.2	7
PCN 15D	0.067	0.203	7
PCN 02	0.383	0.142	10
PCN 06	0.295	0.067	10
PCN 07	0.4	0.114	10
PCN 10	0.346	0.139	10
PCN 11	0.306	0.112	10
PCN 13	0.126	0.11	10
PCN 14	0.209	0.142	10
PCN 16D	0.225	0.144	10
PCN 17D	0.235	0.098	10
PCN 05	1.56	0.249	9
PCN 03	1.38	0.14	12
PCN 12	1.67	0.127	12

En la Tabla VII y Tabla VIII se presentan los pozos seleccionados con SLA óptimo que es el bombeo hidráulico tipo jet.

TABLA VII
POZOS DEL CAMPO PCN CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET COMO SLA ÓPTIMO

	PCN 02	PCN 05	PCN 07	PCN 09
Formación	H	HS	U Inferior	H
Pr (Psi)	1369.600	2409.470	1051.223	3020.079
Profundidad Media del Reservorio TVD (ft)	9643.000	9681.000	9219.000	9772.000
IP (Bbl/d/Psi)	0.383	1.560	0.400	0.060
InPy (Psi/ft)	0.142	0.249	0.114	0.309
Área de la matriz	10	9	10	4
SLA Óptimo	BHJ			

TABLA VIII
POZOS DEL CAMPO PCN CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET COMO SLA ÓPTIMO

	PCN 10	PCN 11	PCN 13	PCN 14	PCN 16D
Formación	T	U	Basal Tena	T	T
Pr (Psi)	1344.505	1041.529	950.866	1365.541	1441.035
Profundidad Media del Reservorio TVD (ft)	9640.500	9337.500	8635.000	9603.670	9986.000
IP (Bbl/d/Psi)	0.346	0.306	0.126	0.209	0.225

InPy (Psi/ft)	0.139	0.112	0.110	0.142	0.144
Área de Ma	10	10	10	10	10
SLA Óptimo	BHJ				

En la Tabla IX se presentan los pozos seleccionados con bombeo mecánico como SLA óptimo:

TABLA IX
POZOS DEL CAMPO PCN CON BOMBEO MECÁNICO COMO SLA ÓPTIMO

	PCN 06	PCN 08	PCN 15D	PCN 17D
Formación	U	TS	T Inferior	U
Pr (Psi)	627.58 7	1894.4 1	1979.27 4	953.193
Profundidad Media Del Reservorio TVD (ft)	9404.5	9450.5	9763	9678
IP (Bbl/D/Psi)	0.295	0.331	0.067	0.235
InPy (Psi/ft)	0.067	0.2	0.203	0.098490 7
Área de LA MATRIZ	10	7	7	10
SLA Óptimo	BM			

En la Tabla X se presentan los pozos seleccionados con bombeo electro-sumergible como SLA óptimo:

TABLA X
POZOS DEL CAMPO PCN CON BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE COMO SLA ÓPTIMO

	PCN 03	PCN 12
Formación	T	TS+TI
Pr (Psi)	1346.226	1236.6
Profundidad Media Del Reservorio TVD (ft)	9612	9701
IP (Bbl/d/Psi)	1.38	1.67
InPy (Psi/ft)	0.14	0.127
Área De LA MATRIZ	12	12

SLA Óptimo	BES
------------	-----

En la Fig. 3 se muestra el match realizado en la matriz DE PRESELECCION del campo PCN.

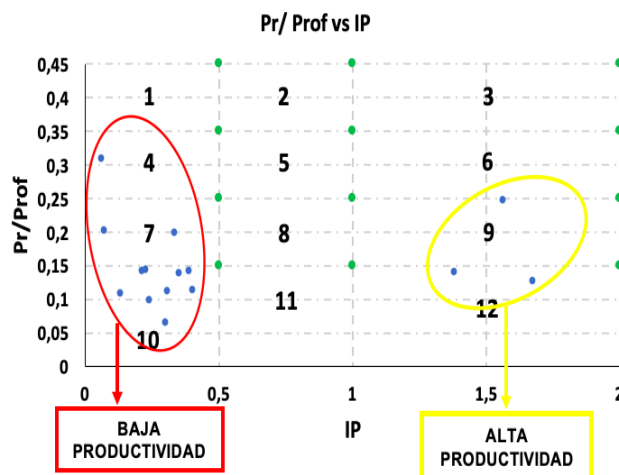


Fig. 3 Resultados en la matriz DE PRESELECCION del Campo PCN

Los pozos PCN 02, 05, 07, 09, 10, 11, 13, 14, 16D tiene el siguiente análisis: el bombeo hidráulico jet será más eficiente porque está produciendo a una tasa considerable de producción.

Los pozos PCN 06, 08, 15D, 17D tienen el siguiente análisis: el SLA óptimo para estos pozos es el bombeo mecánico, es eficaz, por el bajo índice de productividad del pozo y por su bajo aporte de producción, permitiendo prolongar la vida productiva del pozo.

De los pozos PCN 03, 12 se tiene el siguiente análisis: el SLA óptimo para estos pozos es el bombeo electro-sumergible, es eficaz, por el alto índice de productividad del pozo y su alta producción, permitiendo generar un mayor diferencial de presión.

IV. CONCLUSIONES

La metodología propuesta compuesta por etapas de preselección, selección y optimización del tipo de sistema de levantamiento artificial permite realizar la selección del tipo de levantamiento más eficiente y de mayor estabilidad para la producción de los pozos en un campo petrolero.

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento más apropiado para pozos que poseen un índice de productividad entre 0.05 a 0.5 bbl/d/psi, pozos con un bajo índice de productividad, un bajo índice de presión de yacimiento, y con una producción baja, es decir menor a 70 bbl/d aproximadamente. Este sistema resulta ser el más eficiente para los pozos PCN 06, PCN 08, PCN 15D, PCN 17D.

El bombeo electro-sumergible es el sistema de levantamiento más apropiado para pozos que poseen índices de productividad mayores a 1.3 bbl/d/psi, es decir, pozos que

posean un bajo índice de presión de yacimiento (energía), un alto índice de productividad y producciones mayores a los 400 bbl/d aproximadamente las cuales son consideradas como altas. El SLA más eficiente para el pozo PCN 03 y PCN 12 es el bombeo electro-sumergible.

El bombeo hidráulico jet es el sistema de levantamiento más apropiado para pozos que poseen un índice de productividad entre 0.1 a 1.5 bbl/d/psi lo cual puede considerarse estar entre un bajo o alto índice de productividad, con un bajo índice de presión de yacimiento y una producción considerable, mayor a 100 bbl/d aproximadamente..

V. RECOMENDACIONES

Utilizar esta metodología para la preselección y selección del sistema de levantamiento óptimo para futuros proyectos de producción en el campo PCN.

Utilizar la matriz DE PRESELECCION en otros campos cuyas características geológicas, propiedades de yacimiento y fluidos, entre otros parámetros, sean similares a la del campo de estudio para comprobar la eficiencia en el proceso de preselección y selección del tipo de sistema de levantamiento artificial. En base a esto se puede realizar un análisis estadístico que permita reforzar la aplicación de la matriz de la metodología aplicada.

Realizar análisis nodal y un análisis económico en caso de que dos o más tipos de levantamiento artificial sean aplicables al pozo para tomar una decisión final en la selección del sistema de levantamiento artificial.

VI. NOMENCLATURAS Y ABREVIATURAS

BAPD: Barriles de agua producido por día

Bbl/d: Barriles diarios

BCP: Bombeo de cavidades progresivas

BES: Bombeo electro-sumergible

BFPD: Barriles de fluido producido por día

BHJ: Bombeo hidráulico tipo jet

BM: Bombeo mecánico

BPPD: Barriles de petróleo producido por día

BSW: Contenido de agua libre y sedimentos

Ft: Pies

GOR: Relación gas-petróleo

InPy: Índice de presión del yacimiento

IP: Índice de productividad

MSCF: Mil pies cúbicos estándar

Pr: Presión de reservorio

Psi: libras por pulgada cuadrada

SALIN: Salinidad

SCF: Pies cúbicos estándar

SLA: Sistema de levantamiento artificial

STB: Stock tank barrel

TVD: Profundidad vertical verdadera

°**API:** Gravedad API

°**F:** Grados Fahrenheit

VII. REFERENCIAS

- [1] T. Ounsakul, T. Sirirattanachatchawan, W. Pattarachupong, Y. Yokrat, and P. Ekkawong, "Artificial lift selection using machine learning," *Int. Pet. Technol. Conf. 2019, IPTC 2019*, 2019.

- [2] 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.
- [3] J. A. Carrillo, "Diseño de una Metodología en la determinación de una familia de Criterios para la selección de Sistemas de Levantamiento Artificial," 2010.
- [4] M. Hirschfeldt and F. Bertomeu, "Gestión de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA), como estrategia para el desarrollo de campos maduros .," 2016.
- [5] 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.
- [6] A. F. Muñoz and E. Torres, "Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección.," 2007.
- [7] K. E. Brown, "Overview of Artificial Lift Systems.," *Jpt J Pet Technol*, vol. V 34, no. N 10, 1982, doi: 10.2118/9979-pa.
- [8] B. Neely, F. Gipson, J. Clegg, B. Capps, and P. Wilson, "Selection of artificial lift method," *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 1981-Octob, 1981, doi: 10.2523/10337-ms.
- [9] J. F. Lea, H. V. Nickens, and M. R. Wells, *Gas Well Deliquification*, 2nd Editio. Gulf Professional Publishing, 2008.
- [10] R. Blais, "Artificial Lift Methods," *poster, PennWell Publ. Co., Tulsa*, 1986.
- [11] R. Maggiolo, "Optimización de la producción mediante Análisis Nodal," *Lima ESP OIL*, 2008.
- [12] J. V Vogel, "Inflow performance relationships for solution-gas-drive reservoirs," *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 41, no. 5, pp. 541-550 16204, 1968.
- [13] A. J. Izurieta and A. Iza, "The PVT Properties of the Ecuadorian Crude Oils," *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers, Buenos Aires, Argentina, p. 30, 2017, doi: 10.2118/185483-MS.
- [14] R. Llori and L. Vinicio, "Diseño de un sistema de gestión ambiental para la estación de operaciones del campo petrolero Pucuna de la empresa Suelopetrol." Quito: Universidad de las Américas, 2010, 2010.
- [15] B. J. Apolo Aguilar and R. B. Manrique Pincay, "Análisis y Evaluación Del Sistema De Levantamiento Artificial Utilizado En El Campo Pucuna Mediante La Gráfica De Indice De Presión Del Yacimiento VS Indice De Productividad." Espol, 2019.
- [16] K. E. Brown, "Technology of artificial lift methods. Volume 1. Inflow performance, multiphase flow in pipes, the flowing well," 1977.
- [17] R. MARQUEZ, "Análisis Nodal Del Sistema De Producción, Nivel Básico." Febrero, 2008.
- [18] M. Hirschfeldt, "Diseño, Selección y Optimización del Sistema de Bombeo Electrosumergible (ESP)," 2009.

- [19] Weatherford, “Introduction to Artificial Lift,” 2010.