

Análisis teórico-numérico de pozos petroleros para obtención de coeficientes de pérdidas en boquillas

Fernando Ricardo Márquez Sañay   David Mesías González Escobar 

¹ Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, EC060150, Ecuador

² Investigador Independiente, Riobamba, EC060150, Ecuador

 Correspondence: fernando.marquez@esPOCH.edu.ec  + 593 99 969 7304

DOI/URL: <https://doi.org/10.53313/gwj42025>

Resumen: En la actualidad uno de los sectores trascendentales que aportan a la economía del Estado ecuatoriano es la industria petrolera, cuya premisa fundamental es la extracción de hidrocarburos desde subsuelo hasta superficie. Dentro de la gran variedad de métodos de extracción de petróleo se analiza el procedimiento denominado "bombeo hidráulico a chorro". Este sistema está compuesto por varios elementos mecánicos, destacándose el elemento "boquilla" que es motivo de estudio en la presente investigación. La selección adecuada de este elemento determinará que el sistema de extracción sea óptimo en la utilización de recursos y rentabilidad económica. Para el estudio se utiliza fórmulas físicas-matemáticas relacionadas al funcionamiento de estos equipos y datos específicos medidos en cada pozo petrolero. Si bien es cierto, existen algunos valores numéricos de coeficientes de pérdidas en boquillas realizados en estudios anteriores, sin embargo, estos se utilizan de manera muy general para todos los casos sin considerar que existen algunos tipos y tamaños de acuerdo a cada fabricante. Se pretende caracterizar los valores numéricos de coeficientes de pérdidas en boquillas en relación a sus diferentes dimensiones realizando un análisis estadístico matemático y posterior validación con cálculo de errores.

Palabras claves: Optimización, hidrocarburos, producción, chorro, levantamiento artificial

Theoretical-numerical analysis of oil wells to obtain nozzle loss coefficients

Abstract: At present, one of the transcendental sectors that contribute to the economy of the Ecuadorian State is the oil industry, whose fundamental premise is the extraction of hydrocarbons from the subsoil to the surface. Within the great variety of oil extraction methods, the procedure called "hydraulic jet pumping" is analyzed. This system is composed of several mechanical elements, the most important of which is the "nozzle"



Cite: Márquez Sañay, F. R., & González Escobar, D. M. (2021). Análisis teórico-numérico de pozos petroleros para obtención de coeficientes de pérdidas en boquillas. Green World Journal, 4(2), 15. <https://doi.org/10.53313/gwj42025>

Received: 20/July/2021

Accepted: 29/August/2021

Published: 30/August/2021

Prof. Carlos Mestanza-Ramón, PhD.
Academic Editor / CaMeRa Editorial
editor@greenworldjournal.com

Editor's note: CaMeRa remains neutral with regard to legal claims resulting from published content. The responsibility for the published information lies entirely with the authors.



© 2021 CaMeRa license, Green World Journal. This article is an open access document distributed under the terms and conditions of the license. Creative Commons Attribution (CC BY).
<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0>

element, which is the subject of analysis in this research. The adequate selection of this element will determine that the extraction system is optimal in the use of resources and economic profitability. For the study, physical-mathematical formulas related to the operation of this equipment and specific data measured in each oil well are used. Although it is true that there are some numerical values of loss coefficients in nozzles made in previous studies, however, these are used in a very general way for all cases without considering that there are some types and sizes according to each manufacturer. It is intended to characterize the numerical values of loss coefficients in nozzles in relation to their different dimensions by performing a mathematical statistical analysis and subsequent validation with error calculation.

Keywords: Optimization, hydrocarbons, production, jet, artificial lift.

1. Introducción

Desde los inicios de la actividad petrolera en Ecuador se ha buscado los mejores métodos para extraer hidrocarburos, las principales características buscadas son: operación sin riesgos, optimización de recursos, recuperación de inversión y rentabilidad económica asegurada [1]. Existen varias técnicas y procedimientos para desarrollar la extracción de petróleo, por lo tanto, se requiere un análisis minucioso de las condiciones o características individuales de cada pozo y la inversión económica inicial que se demande. En Ecuador, las técnicas denominadas “Sistemas de levantamiento artificial” o SLA más utilizadas son: BES (bombeo electrosumergible), PCP (bombeo de cavidades progresivas), bombeo mecánico y bombeo hidráulico [2,3]. El tipo de extracción denominado bombeo hidráulico existe desde el año 1970 [4], su ensamble refiere la adición de algunas partes fabricadas en acero de alta resistencia, pero ninguna de ellas es una parte móvil [5]. Entre las ventajas relevantes de este sistema están: la facilidad de instalación, cortos intervalos de tiempo para desarrollar mantenimientos, profundidades de los yacimientos en los que puede trabajar sin complicaciones, etc.; por su lado las desventajas principales son: baja eficiencia del sistema y alta demanda de potencia en superficie para el funcionamiento de los equipos [6]. Dentro del ensamble de partes que conforman una bomba de chorro hidráulica destaca el elemento denominado “boquilla”. Se trata de un dispositivo mecanizado en materiales de alta resistencia a la corrosión, temperatura y presión [4]. Optimizar el sistema de extracción por bombeo hidráulico a chorro está determinado por la adecuada selección de la boquilla y cámara de mezclado [7].

Las boquillas utilizadas en bombeo hidráulico a chorro tienen diferentes dimensiones, los fabricantes de estos elementos los designan por numeraciones o letras [8]. Optimizar el sistema de levantamiento artificial por bombeo a chorro refiere seleccionar una boquilla de la variedad de tamaños existentes [9]. Los cálculos para seleccionar la boquilla y cámara de mezclado adecuadas para cada pozo requieren la utilización de fórmulas físicas de hidrodinámica de fluidos, fluidos desplazados a través de un conducto jet (en esta sección se incluyen coeficientes de pérdidas en boquillas) y datos característicos; posterior se realiza iteraciones matemáticas para establecer el mejor resultado posible [10]. En base a los datos medidos en los pozos con este tipo de extracción y comparados con los cálculos realizados, en muchas ocasiones se evidencian errores que se asumen son producidos por la utilización de coeficientes de pérdidas de boquillas teóricos o bibliográficos, es decir, se asume un valor numérico constante para todos los tamaños de boquillas, estos coeficientes numéricos son referenciados de estudios anteriores; esta cifra suele designarse como KN [5,10–12]. El presente documento investigativo pretende encontrar los valores de KN y determinar si los valores numéricos usados son los adecuados en todos los casos, o, por el

contrario, se podrían modificar de tal manera que la utilizarlos en las fórmulas correspondientes se logre disminuir los errores cometidos en los cálculos.

El estudio de boquillas que transportan fluidos a chorro en distintas aplicaciones ha sido objeto de estudio por cuantiosos autores hace varias décadas atrás, para ello se han realizado numerosas investigaciones experimentales enfocadas a establecer el mejor uso de los elementos [4,12–16]. En cada uno de estos experimentos investigativos se puede evidenciar la utilización de coeficientes de pérdidas distintos numéricamente, en consecuencia, resulta ilógico asumir que se pueda monopolizar un valor fijo y no cometer errores por su utilización. Los primeros estudios enfocados en el estudio de boquillas arrojaron resultados mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores de coeficientes de pérdidas según algunos autores[8,10,12,17,18]

Coeficiente	Gosline O'Brien	Petrie	Cunningham	Sanger 1	Sanger 2	Wilman	Noronha
K_N	0.15	0.03	0.1	0.14	0.09	0.06	0.14
K_S	0.00	0.00	0.00	0.036	0.008	0.05	0.036
K_T	0.28	$K_{TD}=0.20$	$K_{TD}=0.30$	0.102	0.098	0.05	0.102
K_D	0.1			0.102	0.102	0.14	0.102

Siendo K_N el coeficiente de pérdidas en boquillas, K_S el coeficiente de succión, K_T el coeficiente de pérdidas en cámara de mezclado y K_D el coeficiente de pérdidas en difusor. En los cálculos de optimización del sistema por bombeo hidráulico a chorro realizados mediante programas computacionales, generalmente los programadores utilizan el valor de $K_N=0.03$ (adimensional) [9]. Las afectaciones de usar los K_N inadecuados se manifiestan en un sistema ineficiente, por ejemplo, el uso de demasiada potencia en superficie afectando económicamente al propósito, o disminución de producción de petróleo del pozo.

El presente trabajo investigativo se puntualiza del tipo descriptivo correlacional con un enfoque mixto del tipo cuantitativo y cualitativo. El análisis inicia con la revisión bibliográfica correspondiente al tema, alcanzando de esta manera la comprensión del funcionamiento del SLA y en específico de las boquillas. Posteriormente, se desarrolla el uso y manipulación de variables que previamente han sido recopilados y algunos datos medidos in situ, involucrando la mayor cantidad de datos posibles, describiendo así el fenómeno físico necesario en el desenvolvimiento de la bomba hidráulica tipo chorro. Como consecuencia del análisis físico-matemático se encontrará resultados numéricos de coeficientes de pérdidas, realizando de esta manera un análisis cuantitativo. Los resultados obtenidos pretenden contribuir en los cálculos de optimización del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo chorro.

2. Materiales y métodos

2.1 Área de estudio

Las zonas productoras de petróleo en Ecuador se encuentran ubicadas en: la región costa (porcentaje mínimo de pozos petroleros) y en la región amazónica norte de Ecuador, siendo

esta última la zona ideal donde se han desarrollado de forma natural yacimientos petrolíferos de producción. La zona Amazónica ecuatoriana está conformada por las provincias: Sucumbíos, Orellana, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, estas provincias limitan geográficamente al norte: Colombia, al sur y este: Perú y al oeste las provincias de la región Sierra de Ecuador. La zona amazónica ecuatoriana se caracteriza por conservar un clima tropical cálido, constantes precipitaciones, abundantes fuentes hidrográficas y una gran cantidad de biodiversidad. Estas características han favorecido a que durante muchos años de evolución se formen arenas productoras en subsuelo. Las principales arenas productoras en la zona Amazónica ecuatoriana se denominan: Basal Tena, Napo y Hollín [19]. Para el presente estudio investigativo se ha recopilado información relevante de pozos petroleros que utilizan el método de extracción por bombeo hidráulico a chorro ubicados en las provincias de Orellana y Sucumbíos. En la Figura 1 se detalla la zona y ubicación de los pozos muestreados para esta investigación.

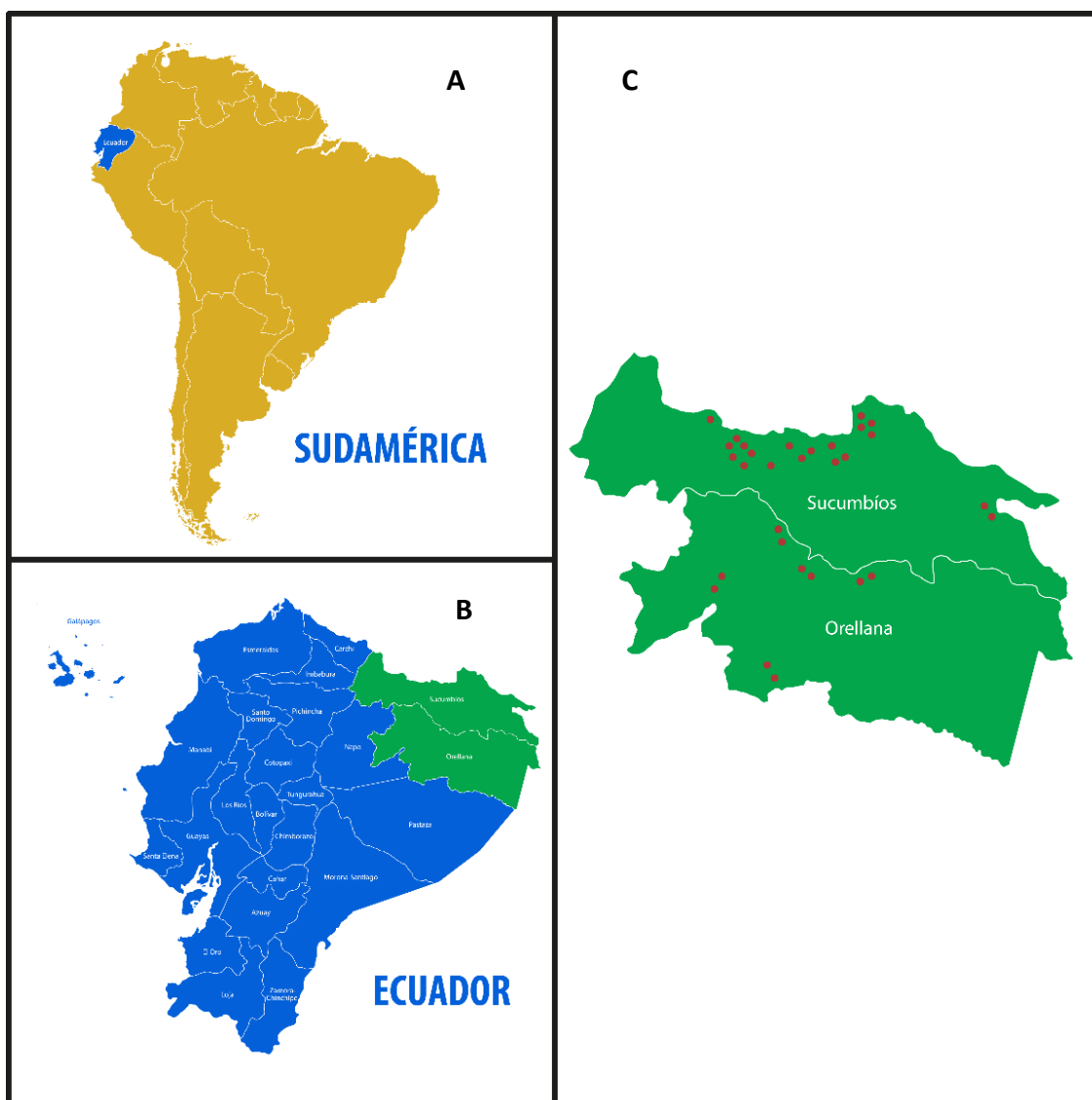


figura 1. Ubicación de pozos petroleros investigados. A) Ubicación del estudio: Sudamérica. B) Ubicación del estudio: Ecuador, específicamente ubicado en la zona amazónica u oriental. C) Se identifica las provincias de Sucumbíos y Orellana, en estas se muestran las ubicaciones aproximadas de los pozos muestreados con bombeo hidráulico tipo chorro.

2.2 Métodos

Para el desarrollo de la presente investigación se ha subdividido en tres pasos principales:

- Análisis teórico bibliográfico: se desarrolla un análisis de las fórmulas físicas-matemáticas planteadas por varios que gobiernan el funcionamiento de la bomba hidráulica a chorro, en específico se desarrolla el estudio del elemento “boquilla”.
- Recolección de datos: se obtiene los datos característicos o variables de 30 pozos petroleros que se desenvuelven por bombeo hidráulico tipo chorro.
- Desarrollo de fórmulas y obtención resultados numéricos KN: para este paso se realizan los cálculos correspondientes y se obtienen valores numéricos para posteriormente ser validados. Se realiza un análisis de los resultados

2.2.1 Análisis Teórico Bibliográfico

Los pozos petroleros ecuatorianos con mayor cantidad de años de vida productiva son considerados como pozos “maduros”, es decir, a medida que la extracción de petróleo de un pozo avanza con el tiempo, se va evidenciando una disminución de la tasa de aporte de producción medidos en barriles de crudo por día [20]. Para este tipo de casos en específico, los profesionales capacitados deben elegir un sistema de levantamiento artificial adecuado (SLA) cuyo objetivo principal es incrementar la energía al fluido en subsuelo de tal manera que sea posible su elevación a superficie [3]. Dentro de los tipos de extracción más populares en Ecuador se encuentra el sistema de levantamiento artificial denominado “bombeo hidráulico tipo chorro”, el cual se puede definir como un ensamble de herramientas acopladas de tal manera que se pueda conseguir una transferencia de energía desde superficie mediante un fluido de inyección (también llamado fluido de poder), hasta la profundidad del yacimiento donde el fluido extraído (petróleo) incrementa su fuerza de tal manera que en la fase final del proceso este se eleve hacia superficie [5].

La inyección del fluido de poder (generalmente agua) desde superficie, es enviado a través de tuberías hasta subsuelo donde se aloja la bomba hidráulica tipo chorro [21], por lo tanto, el primer análisis que corresponde realizar son las fórmulas físicas-matemáticas de fluidos en movimiento (mezcla de: agua, petróleo y en algunos casos gas de formación). Para estos casos se ha considerado que los fluidos transportados no son compresibles (análisis ideal) inclusive cuando se considere la presencia del gas, la transferencia de calor es despreciable excepto donde afecte a la viscosidad de los fluidos [22]. En todos los casos de estudio se establece también los principios de conservación de la masa y transferencia de energía [23].

El análisis realizado en esta investigación contempla todo el funcionamiento del SLA por bombeo hidráulico tipo chorro, sin embargo, se desarrolla con mayor profundidad los parámetros del elemento denominado boquilla. En la figura 2 se detalla las variables dimensionales principales en boquillas: X y L permanecen constantes, mientras D (diámetro de entrada) y d (diámetro de salida) variarán en función de su numeración.

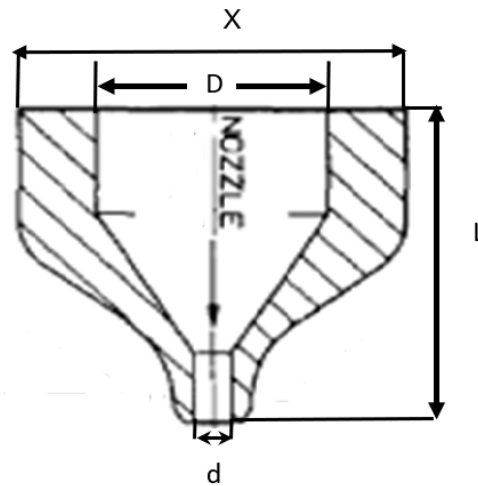


Figura 2. Principales dimensiones de las boquillas.

La principal característica a considerar de las dimensiones de las boquillas es que poseen un diámetro mayor de ingreso (D) y un diámetro menor de salida (d), en base a este concepto, se puede utilizar algunos criterios físicos para comprender su funcionamiento.

Ecuación de la continuidad: $A_1 v_1 = A_2 v_2$. En las boquillas, de acuerdo a sus dimensiones físicas existe una reducción de diámetro, sin embargo, el caudal de fluido que ingresa al elemento será el mismo caudal de salida, con velocidades y presiones diferentes.

Efecto de Venturi: un fluido que atraviesa una tubería que ha disminuido su diámetro incrementará la velocidad de transporte y disminuirá la presión en comparación a sus valores iniciales [24]. De acuerdo a la configuración de las boquillas a la salida de este elemento existirá una disminución de presión (llamada “presión de succión”), que procurará extraer los fluidos del pozo petrolero hasta la bomba tipo chorro. Posteriormente, el fluido inyectado, se mezcla con el fluido succionado y se trasladan hacia otros compartimentos de la bomba tipo chorro para ser elevados a superficie.[22] El principio de funcionamiento de la bomba tipo chorro también ha sido de tallado por algunos autores, como por ejemplo[5], [9], [10], [25], [23].

Ecuación de Bernoulli: $P_A + \frac{1}{2} \rho v_A^2 + \rho g h_A = P_N + \frac{1}{2} \rho v_N^2 + \rho g h_N$. Se realiza un análisis de las fuerzas actuantes en las boquillas. EL lado izquierdo de la ecuación corresponde a las variables justo al ingreso de la boquilla, y el lado derecho de la ecuación se consideran las variables actuantes justo a la salida de la boquilla. Desarrollando la ecuación, se obtiene el valor Q_N que corresponde al caudal que atraviesa la boquilla [22].

$$Q_N = A_A v_A = A_N v_N = A_A A_N \sqrt{\frac{2(P_A - P_N)}{\rho(A_A^2 - A_N^2)}}$$

Consideraciones de bombeo hidráulico tipo chorro:

Las fórmulas físico – matemáticas requeridas para este análisis son:

Relación de caudales M : relación numérica adimensional entre el caudal de aporte del pozo y la cantidad de fluido inyectado para lograr producirlo.

$$M = \frac{Q_s * G_s}{Q_N * G_n}$$

Donde:

M= relación de flujo adimensional

QS = caudal de aporte del pozo. (bls/día)

QN = caudal de inyección desde superficie. (bls/día)

GN = gradiente de fluido de inyección (psi/ft)

GS = gradiente del fluido de producción (psi/ft) [9].

Relación de áreas R: relación adimensional necesaria entre el diámetro de salida de la boquilla y el diámetro de entrada del siguiente elemento denominado “cámara de mezclado”. Generalmente el manejo de este parámetro se realiza es mediante Tablas.

$$R = \frac{A_n}{A_{th}}$$

$$A_s = A_{th} - A_n$$

R = relación de áreas (adimensional)

A_n = área de salida de boquilla (in²). Calculado con diámetro de salida de boquilla.

A_{th} = área de ingreso a cámara de mezclado (in²). Tablas de elementos.

A_s = área de succión (in²) [9].

La relación de área ideal R tiene un valor aproximado entre 0.23 y 0.53 para obtener la mayor eficiencia del SLA [26].

Relación de presiones H: relación entre presiones influyentes en el sistema, corresponde al valor necesario para producir la extracción.

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D}$$

Donde:

P_D = Presión de descarga (psi).

P_N = Presión de entrada a boquilla (psi).

P_S = Presión de entrada a bomba a chorro (psi).

Las aproximaciones para obtener la relación entre R y H se determinan directamente de la Tabla 2.

Tabla 2. Relaciones de áreas R en función de H [9]

Relaciones de Áreas R	Relaciones de presiones H
0.6	2.930-1.300
0.5	1.300-0.839
0.4	0.839-0.538

0.3	0.538–0.38
0.25	0.38–0.286
0.20	0.286–0.160
0.15	0.160

Relación de flujo M_c : corrección de M por influencia del gas

$$M_c = \frac{G_s * Q_s * B_T}{G_N * Q_N}$$

Donde:

G_s = gradiente de succión (psi/ft).

Q_s = caudal de aporte del pozo (bls/día)

B_T = factor volumétrico (adimensional)

G_N = gradiente de inyección (psi/ft)

Q_N = caudal de inyección (bls/día).

En la presente investigación se busca determinar el valor de M_c incluyendo coeficientes de pérdidas y R , se puede establecer mediante la siguiente expresión matemática:

$$M_c = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 * C_3 + C_3 * C_1 - C_2 * C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H + 1}}}{C_2 - C_3}$$

Donde:

$$C_1 = 2R$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2R)R^2}{(1 - R)^2}$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2$$

$$C_4 = (1 + K_N)$$

El valor de K_{TD} permanecerá constante en este estudio. $K_{TD} = 0.20$

Densidad relativa de fluidos γ : se aplica la fórmula de acuerdo a las variables de cada pozo:

$$\gamma_{MEZCLA} = \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) * (1 - BSW) + \gamma_{agua} * (BSW)$$

Gradiente de fluido G_x : variación de la presión de un fluido en función de la densidad del mismo.

$$G_X = 0.433 * \gamma_X$$

Presión Hidrostática P_H : presión en función de la profundidad (psi)

$$P_H = G_X * profundidad$$

Factor Volumétrico de Yacimiento B_T : cantidad de gas presente en el sistema y porcentaje de agua

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{PIP} \right)^{1.2} \right] (1 - B_{sw}) + (B_{sw})$$

Donde:

GOR = relación gas petróleo (scf/sbl)

B_{sw} = corte de agua y sedimentos (fracción)

PIP = presión de entrada a bomba a chorro (psi)[9]

Pérdidas de presión en tuberías verticales ΔP_f [27]

$$\Delta P_f = \left[\frac{202 \times 10^{-8} * L * [(D_1^2 - D_2^2)/(D_1 - D_2)]^{0.21}}{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 [D_1/(D_1 - D_2)]^{0.1}} \right] * \left[\left(\frac{\mu_X}{G_X} \right)^{0.21} \right] G_X * Q_X^{1.79}$$

Corresponde a la pérdida de presión (medidos en psi) provocada por el rozamiento entre las tuberías transportadoras y el fluido transportado.

Variables consideradas en los cálculos:

Para el desarrollo de las fórmulas y cálculos correspondientes se han considerado la gran mayoría de variables presentes en el sistema, iniciando en el análisis de fuerzas superficiales hasta las características del fluido extraído.

Las variables consideradas en los cálculos son las siguientes: diámetro de entrada y salida de boquillas (in); temperatura de reservorio (°F), presión de fondo fluyente (psi); viscosidad del fluido extraído e inyectado (API); porcentaje de agua y sedimentos del fluido inyectado y extraído (adimensional); caudal de producción (bls/día); presión en superficie (psi); temperatura de los yacimientos y superficie (°F); RGP o Relación Gas petróleo (scf/STB); presión de trabajo (psi); profundidad de ubicación de bomba hidráulica a chorro (ft); diámetros de tuberías de inyección y retorno (in); profundidad de reservorio (ft).

2.2.2 Recopilación de datos y variables en pozos petroleros

Los datos recopilados corresponden a pozos que desarrollaron el tipo de extracción por bombeo hidráulico tipo chorro. Las variables detalladas en Tabla 3 corresponden a los datos característicos de cada pozo necesarios para los cálculos correspondientes. Los valores numéricos detallados fueron facilitados por personal operativo de la operadora estatal Petroamazonas EP en

los distintos campos petroleros a su cargo. Todas las unidades de medida utilizadas en el análisis se encuentran en el sistema inglés, ya que los instrumentos de medición se encuentran calibrados en este sistema de medida.

Tabla 3. Datos recopilados de pozos con bombeo hidráulico a chorro. Parámetros de fondo y superficie.

OZO		RES (PSI)	RES (F)	SW	E H2O	E GAS	PI	ROD (BPD)	B PSI)	WF (PSI)	ROF RES (FT)	ROF SLEEV E (FT)	INY (PSI)	IP (PSI)	RP	TBG (IN)	CSG (IN)
RH14	I	900	24	.33		.03	1.1	43	200	20	1873	1609	200	15	74	.992	.681
NEB 22R1	P	200	16	.4	.02	.1	5	70	74	830	766	729	300	403	67	.992	.276
NEB 22R1	S	000	16	.5	.02	.1	5	00	74	000	717	520	500	22	66	.441	.276
CAE 211	I	300	20	.01	.03	.78	8.4	00	50	580	0510	0352	100	514	0.1	.992	.276
AY G27		000	20	.02	.03	.87	0.2	60	04	80	0021	866	400	17	15	.992	.276
AYF 06	U	000	10	.28	.03	.9	0.9	87	00	00	125	901	000	07	24.3	.992	.276
RH 27	I	800	20	.01	.02	.2	6	00	92	150	887	753	100	096	42	.992	.276
YB 02	I	900	00	.82	.03	.87	3.9	119	690	770	767	571	500	687	87	.992	.276
NC 51	S	800	41	.04	.01	.5	2	17	30	118	1607	1263	200	86	3	.992	.276
TC 10	I	250	20	.01	1.03	.87	9	40	80	70	964	618	100	32	71.5	.992	.276
AC 453	I	200	20	.68	.02	.78	2.7	00	7	810	910	747	000	312		.992	.276
AC 123	I	400	20	.01	.03	.87	1	50	300	60	414	225	200	83	81	.992	.276
TA 23	I	635	09	.34	.01	.27	8.2	50	435	50	629	351	200	38	93.1	.992	.276
HS 06	S	463	10	.01	.03	.35	6	56	21.4	332	065	865	750	254	00	.992	.276

HS 10	T	000	18	.01		.24	4.6	90	62.7	10	485	282	700	24	7	.992	.276
HS 12	S	304	26	.012	.06	.35	6	95	97.3	70	054	265	500	60	13	.992	.276
HS 13	T	000	18	.1	.032	.27	5.3	87	94.1	00	417	267	700	40	73	.992	.276
HS 14	I	232	13	.01	.01	.07	2.4	57	436.	000	084	932	750	940	68	.992	.276
HS 021	I	000	13	.01	.02	.07	2.7	254	55	730	161	039	600	680	1	.992	.276
RM B11	I	634	32	.27	.05	.06	6.5	50	440	030	0873	0732	500	70	08	.992	.276
GA 043	S	200	30	.6	.01	.14	8	74	50	50	0035	562	100	53	55	.992	.276
GA 041	S	500	39	.61	.004	.87	8.8	00	70.9	500	0045	769	100	383	22.5	.992	.276
CN 022		233	27	.03		.39	7.8	360	79.5	170	767	624	600	114	8	.992	.276
CN 05		500	18	.933		.87	4.3	218	70	080	844	187	500	360	0.36	.992	.276
GA 09	I	426	20	.03	.03	.87	8.3	90	166	250	903	484	300	093	28	.441	.276
GA17	S	174	20	.48	.03	.87	9.5	19	060.	230	0020	820	000	154	45	.992	.276
GA 18	I+ HS	863	18	.75		.9	8.8	7	551	95	923	730	200	14	17	.992	.276
GA 32	S	243	18	.58	.03	.87	9.3	11	161	290	0035	920	400	243	99	.992	.276
GA 35	S	197	10	.23	.03	.87	8.3	19	455	10	0075	802	700	07	97	.992	.276
GA 40	S	345	20	.64	.03	.87	9.2	44	372	863	0035	570	400	668	92	.992	.276

La obtención de los datos mostrados en la Tabla 3 no son de libre acceso al público en general, existe restricciones de su uso, sin embargo, se utilizan estos datos con fines investigativos

2.2.3 Obtención de coeficientes KN

A continuación, se ejemplifica el desarrollo de fórmulas para obtención de coeficiente de pérdidas en boquillas. Para este efecto se considera el pozo petrolero denominado PRH14, que cuenta con los siguientes datos característicos:

Tabla 4. Variables del pozo PRH14

Nombre del Pozo	PRH 14
Arena Productora	T Inferior
Presión de reservorio	1900 psi
Temperatura de reservorio	224 °F
Bsw Inyección	100%
Bsw Descarga (retorno a superficie)	92.83%
Bsw Formación	33%
API	31.1
Gravedad específica del agua	1
Producción del pozo Q_s	343 BFPD (Bbl/ día)
Presión de burbuja	1200 psi
Presión en cabeza de pozo (Pwh)	35 psi
Temperatura en superficie	110 °F
Presión de fondo fluyente (Pwf)	920 psi
Salinidad	8000 ppm
Profundidad de reservorio	11873 ft. (promedio)
Profundidad de asentamiento bomba jet	11609 ft.
Presión de trabajo de MTU	3200 psi
GOR (Relación Gas Petróleo)	274 scf/sbt
Diámetro interno tubería de inyección d1	2.992 in.
Diámetro externo tubería de inyección D1	3.5 in
Diámetro interno tubería de retorno d2	8.681 in

Viscosidad dinámica del petróleo	0.665 cP
Viscosidad dinámica del agua	0.268 cP
Caudal medido	2860 bls/día
Boquilla instalada	# 11
Cámara de mezclado	# 1

Pasos para obtención de coeficientes KN:

Cálculo de gradientes de los fluidos utilizados:

$$G_{oil} = 0.377[psi/ft]$$

$$G_{agua} = 0.443[psi/ft]$$

$$G_s = 0.395[psi/ft]$$

$$G_d = 0.429[psi/ft]$$

Cálculo de la PIP o presión de entrada a la bomba:

$$PIP = 815 \text{ psi}$$

Cálculo de factor volumétrico (influencia del gas) de la formación:

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{PIP} \right)^{1.2} \right] (1 - B_{sw}) + (B_{sw})$$

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{274}{815} \right)^{1.2} \right] (1 - 0.33) + (0.33)$$

$$B_T = 1.506$$

Cálculo del valor M_C (relación de caudales o flujos) considerando tanto el caudal inyectado y el caudal producido. El caudal medido en el pozo PRH14 es de 2860 bls/día.

$$M_C = \frac{G_S * Q_S * B_T}{G_N * Q_N}$$

$$M_C = \frac{(0.395) * (343) * (1.507)}{(0.433) * (2860)}$$

Para este ejemplo se considera la inyección es agua, por lo tanto $G_N = G_{agua}$

$$M_C = 0.165$$

Cálculo de pérdidas de energía por fricción debido a la movilización de los fluidos tanto en la tubería de inyección como en la tubería anular o de descarga

TUBERÍA DE INYECCIÓN: solo se considera d_1 o diámetro interno de tubería de inyección, la viscosidad en la boquilla corresponde a la viscosidad el agua.

$$\Delta P_f = \left[\frac{202 \times 10^{-8} * L * [(d_1^2)/(d_1)]^{0.21}}{(d_1)(d_1^2)^2 [d_1/(d_1)]^{0.1}} \right] * \left[\left(\frac{\mu_n}{G_n} \right)^{0.21} \right] G_n * Q_n^{1.79}$$

$$\Delta P_{fi} = 74.11 \text{ psi}$$

TUBERÍA DE DESCARGA: se considera d_2 o diámetro interno de tubería de retorno y D_1 o diámetro externo de tubería de inyección.

El valor de la viscosidad en la descarga corresponde a:

$$\mu_d = \mu_{\text{petroleo}} * (1 - BSW_{\text{descarga}}) + \mu_{\text{agua}} * BSW_{\text{descarga}}$$

$$\mu_d = (0.665) * (1 - 0.9283) + (0.268) * (0.9283)$$

$$\mu_d = 0.296 \text{ cP}$$

EL valor del caudal en la descarga corresponde al valor de caudal de inyección más el caudal de producción:

$$Q_d = Q_{iny} + Q_s = 2860 + 343 = 3203 \text{ bls/dia}$$

$$\Delta P_f = \left[\frac{202 \times 10^{-8} * L * [(d_2^2 - D_1^2)/(d_2 - D_1)]^{0.21}}{(d_2 - D_1)(d_2^2 - D_1^2)^2 [d_2/(d_2 - D_1)]^{0.1}} \right] * \left[\left(\frac{\mu_d}{G_d} \right)^{0.21} \right] G_d * Q_d^{1.79}$$

$$\Delta P_{fR} = 1.14 \text{ psi}$$

Cálculo de presión en la boquilla. P_N

$$P_N = 8152.58 \text{ psi}$$

Cálculo de presión de descarga del fluido de producción P_D

$$P_D = 5016.07 \text{ psi}$$

Estimación del coeficiente H (relación de presiones) mediante la fórmula:

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D}$$

$$H = \frac{5016.07 - 815}{8152.58 - 5016.07} = 1.3$$

Con el valor de H se determina una primera aproximación de la relación de áreas R mediante la utilización de la Tabla 2.

Para el valor de $H = 1.3$, se aproxima el valor de $R = 0.6$

De acuerdo a la fórmula siguiente se despeja C_4 considerando el valor de M_C encontrado anteriormente:

$$M_C = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 * C_3 + C_3 * C_1 - C_2 * C_1 + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H + 1}}}{C_2 - C_3}$$

Donde:

$$C_1 = 2R = 2 * 0.6 = 1.2$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2R)R^2}{(1 - R)^2} = \frac{(1 - 1.2)0.6^2}{(1 - 0.6)^2} = -0.45$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2 = (1.2)0.6^2 = 0.432$$

$$C_4 = (1 + K_N)$$

Manteniendo el valor de $K_{TD} = 0.20$, despejando se obtiene:

$$C_4 = \frac{(H + 1) * \{[C_3 - M_C * (C_2 - C_3)]^2 - (C_2 * C_3) - (C_3 * C_1) + (C_2 * C_1)\}}{H * (C_2 - C_3)}$$

$$C_4 = \frac{(1.3 + 1) * \{[0.432 - 0.165 * (-0.45 - 0.432)]^2 - (-0.45 * 0.432) - (0.432 * 1.2) + (-0.45 * 1.2)\}}{1.3 * (-0.45 - 0.432)}$$

$$C_4 = (1 + K_N) = 1.050$$

$$K_N = 0.050$$

El procesamiento de variables en las fórmulas correspondientes muestra un valor calculado de coeficientes de pérdidas en boquilla #11 aproximado de $KN=0.050$, este valor se muestra dentro de los rangos numéricos de KN obtenidos en estudios anteriores. A continuación, se desarrolla el mismo procedimiento en el resto de pozos con sus datos característicos, para determinar de esta forma valores para cada tamaño de boquilla. Los resultados se muestran en la siguiente sección.

3. Resultados

Basado en la revisión bibliográfica y los análisis de las variables de cada pozo petrolero se ha realizado los cálculos de los coeficientes de pérdidas en boquillas en función de su tamaño. Se consideran en esta sección la utilización de los datos copilados y el desarrollo secuencial de fórmulas para la obtención de KN .

3.1 Resultados de coeficientes de pérdidas para pozos analizados

En la Tabla 5 se anotan los resultados encontrados de K_N . En la columna denominada "Geometría seleccionada" se detalla la numeración de la boquilla y la designación de cámara de mezclado utilizada. Por ejemplo: una geometría "12-K" muestra que en ese pozo petrolero con bombeo hidráulico tipo chorro se ha utilizado una boquilla #12 y una cámara de mezclado "K".

Tabla 5. Resultados encontrados de KN para cada pozo petrolero

POZO	GEOMETRÍA SELECCIONADA	K_N CALCULADO
PRH14	11-I	0.05
YNEB22R1 TS	11-L	0.036
YNEB22R1 TP	11L	0.038
ACAE211	8G	0.07
PAYG27	10H	0.059

PAYF06	11J	0.046
PRH27	10H	0.062
CYB02	10J	0.043
CNC51	11J	0.052
ATC10	8G	0.075
SAC453	11K	0.045
SAC123	11J	0.045
GTA 23	9I	0.063
SHS 06	12L	0.028
SHS 10	11K	0.049
SHS 12 US	8G	0.077
SHS13 BT	11K	0.052
SHS 14 UI	10J	0.054
SHS 021	12L	0.028
ARMB11	12J	0.03
LGA043	10H	0.052
LGA041	12K	0.026
PCN022	12L	0.039
PCN05	12K	0.032
LGA 09	8G	0.076
LGA17	8F	0.072
LGA 18	9H	0.062
LGA 32	8G	0.072
LGA 35	9H	0.06
LGA 40	9H	0.066

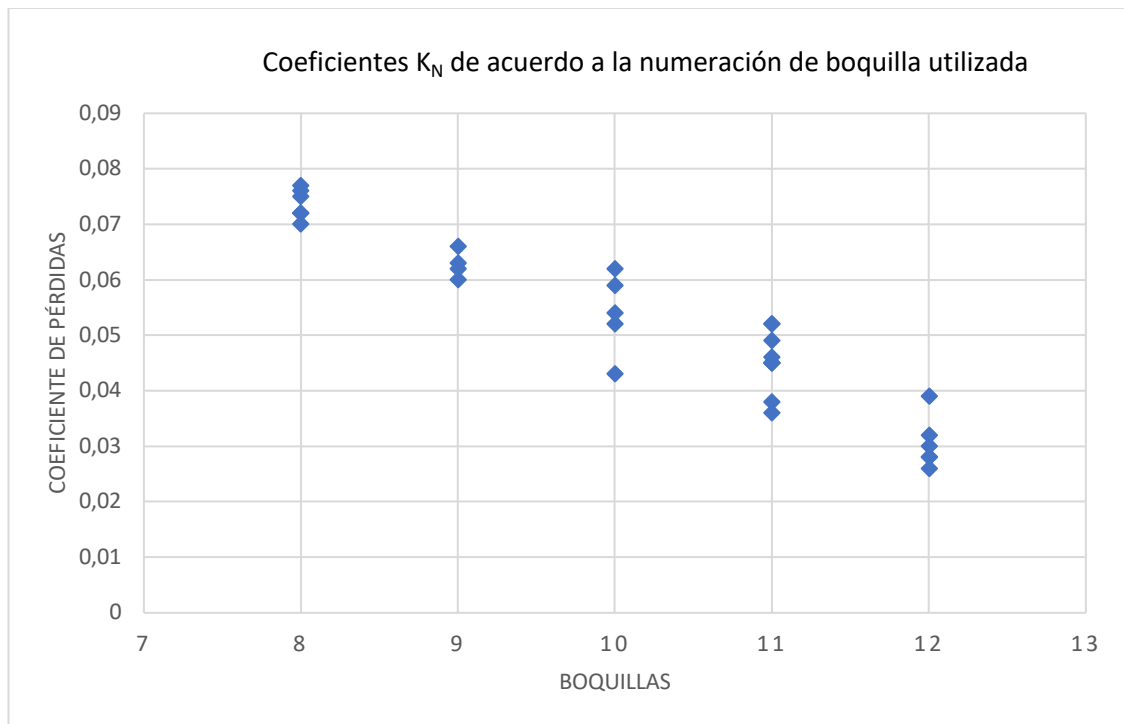


Figura 2. Valores encontrados de coeficiente de pérdidas en pozos petroleros analizados.

Los cálculos desarrollados para los 30 pozos petroleros se muestran en la figura 2. Se evidencia una tendencia estadística con razón de cambio negativa, es decir, existe variación de resultado de K_N en función del diámetro de salida de este elemento, a medida que se incrementa la numeración de la boquilla utilizada, el K_N disminuye. Los resultados promedio para cada boquilla se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Resultados Promedio de K_N para boquillas del #8 al #12

NUMERACIÓN BOQUILLA	RESULTADO K_N	PROMEDIO
BOQUILLA 8	0.069 – 0.076 (adimensional)	0.072 (adimensional)
BOQUILLA 9	0.062–0.066 (adimensional)	0.064 (adimensional)
BOQUILLA 10	0.043–0.062 (adimensional)	0.052 (adimensional)
BOQUILLA 11	0.036 – 0.052 (adimensional)	0.044 (adimensional)
BOQUILLA 12	0.026 – 0.032 (adimensional)	0.03 (adimensional)

A continuación, en la figura 3 se muestra los valores promedio para cada tamaño de boquilla. Los máximos valores de K_N se han alcanzado en las boquillas número 8 y los valores mínimos en las boquillas número 12.

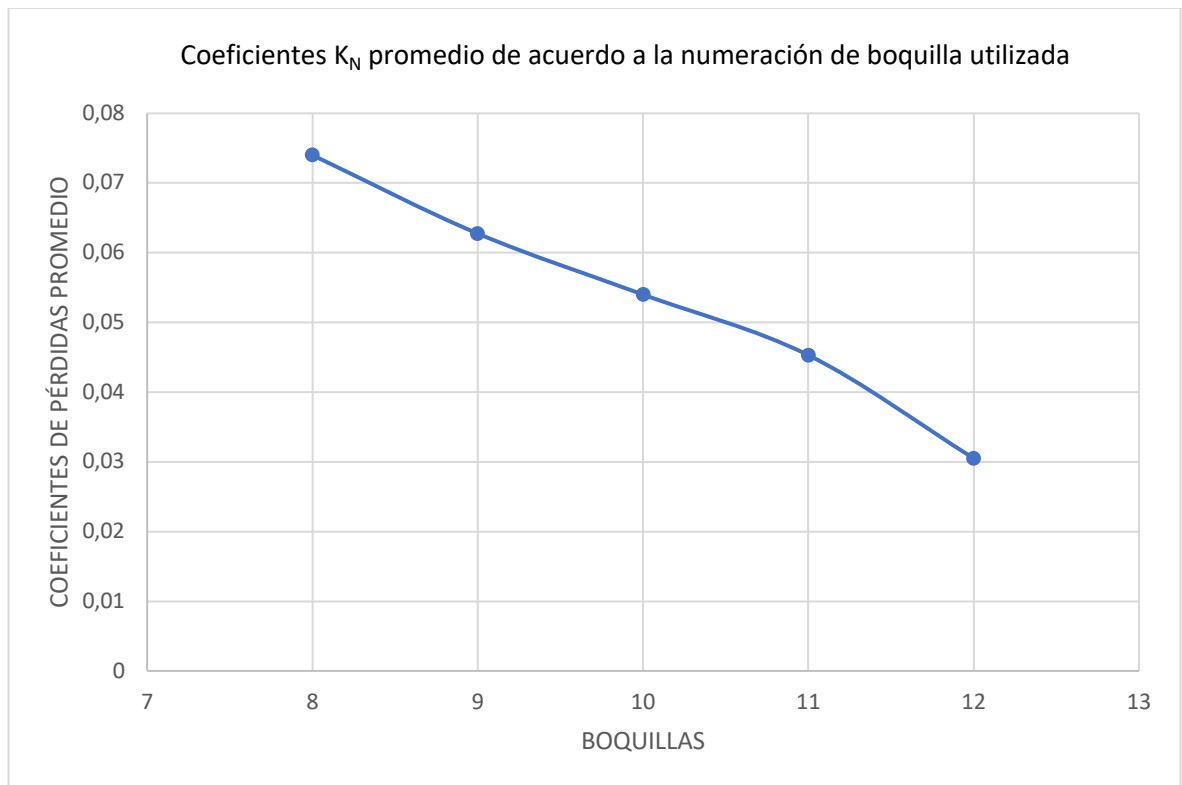


Figura 3. Valores promedio de coeficiente de pérdidas en pozos petroleros analizados

Validación de resultados obtenidos

Los resultados obtenidos de coeficientes de pérdidas K_N se utilizan nuevamente en los cálculos de bombeo hidráulico tipo chorro. Para ello se busca determinar el parámetro “Caudal de inyección calculado” (Q_N), posterior se compara numéricamente con caudales de inyección medidos o reales en cada pozo (Q_R). Se realizan los cálculos para determinar los errores relativos entre ellos y se los detalla en la Tabla 7.

$$ERROR = \left| \frac{(Q_N - Q_R)}{Q_R} \right| * 100$$

Tabla 7. Error relativo entre caudales reales y caudales calculados con K_N

POZO	GEOMETRÍA SELECCIONADA	ERROR (%)
PRH14	11-I	1.12
YNEB22R1	11-L	1.02
TS		
YNEB22R1	11L	3.32
TP		
ACAE211	8G	2.81
PAYG27	10H	2.53

PAYF06	11J	1.19
PRH27	10H	1.03
CYB02	10J	1.91
CNC51	11J	0.25
SAC453	11K	2.59
SAC123	11J	2.61
SCY38	9H	0.64
GTA 23	9I	0.20
SHS 06	12L	0.15
SHS 10	11K	0.96
SHS 12 US	8G	0.51
SHS13 BT	11K	1.30
SHS 14 UI	10J	1.60
SHS 021	12L	0.12
ARMB11	12J	0.10
LGA043	10H	0.20
LGA041	12K	0.40
PCN022	12L	2.29
PCN05	12K	0.35
LGA 09	8G	1.28
LGA17	8F	0.24
LGA 18	9H	0.21
LGA 32	8G	0.68
LGA 35	9H	0.88
LGA 40	9H	0.53

Es lógico pensar que se reduce los errores entre los valores medidos y los valores calculados debido a que se ha utilizado datos reales para la utilización de fórmulas, sin embargo, también se debe considerar que las mediciones de Q_R en cada pozo no son mediciones exactas, en operaciones de extracción de crudo, estos elementos de medición están continuamente variando en intervalos de hasta más o menos 10 a 15 barriles de inyección por día, por lo cual se consideró un valor promedio para la comparación.

4. Discusión

La formulación teórica sobre bombeo hidráulico tipo chorro y la utilización de datos reales de pozos petroleros ecuatorianos muestran resultados que se pueden interpretar como resultados numéricos tolerables, debido a que se han encontrado valores muy similares a los determinados en estudios anteriores, por ejemplo en [8][10][12][17][18][28]. Los referidos autores en sus investigaciones no muestran ningún valor fijo como coeficiente de pérdidas en boquillas, al contrario, existe diversidad de números resultantes en un intervalo entre $0 \leq KN \leq 0.15$.

Las recomendaciones bibliográficas respecto a la optimización del SLA por bombeo hidráulico tipo chorro [5][9] indican que se debe “asumir” el valor de $KN = 0.03$ para todos los casos. El presente estudio investigativo se utilizó cinco tamaños de boquillas (más utilizados), buscando validar o rechazar el mencionado valor de coeficiente de pérdidas “constante”; los resultados muestran que en algunos casos no es recomendable mantener este valor constante, mas bien, modificarlo en función de las dimensiones del mismo. Atendiendo los resultados el estudio realizado se podría manifestar que: a mayor diámetro de salida de boquilla, se podría utilizar un menor valor de coeficiente de pérdidas en boquillas.

Todo el estudio desarrollado se basó en bibliografía previamente establecida, de esta manera, en primer lugar, se busca comprender el funcionamiento físico y teórico de los equipos en estudio. Los documentos referenciados han sido suficientes para establecer adecuadamente este conocimiento. En la recopilación de datos de pozos petroleros, se pudo obtener los valores de manera adecuada, sin embargo, existieron algunas limitaciones debido a que en algunos casos los pozos no contaban con demasiada información histórica. Pero sin lugar a dudas los mencionados pozos se pudo obtener datos reales y también se pudo medir físicamente algunas variables. En los cálculos de KN se utilizó toda la información desarrollada anteriormente y se establecieron resultados numéricos buscando mejorar los cálculos de optimización de producción de pozos petroleros.

5. Conclusiones

Se pudo extraer adecuadamente la información de los documentos bibliográficos / investigativos revisados. En este primer paso se logró entender cómo funciona el SLA por bombeo hidráulico tipo chorro y en específico los elementos denominados boquillas. La utilización de fórmulas de hidrodinámica de fluidos y bombeo hidráulico tipo chorro permitieron desarrollar los análisis y cálculos necesarios. Se pudo determinar que la variable influyente para la obtención de coeficientes de pérdidas KN corresponde al diámetro de salida de la boquilla, debido a que en este elemento se produce el efecto Venturi necesario para la extracción de petróleo. Al mismo tiempo, y al determinar que existen diferentes tamaños de boquillas, enumeradas según sus diámetros,

analíticamente se concluye también que se obtendrá resultados distintos de KN en función de los datos característicos de los pozos petroleros y el proceso de optimización.

Se obtuvo la información característica de 30 pozos petroleros ecuatorianos que utilizaron el SLA por bombeo hidráulico tipo chorro. Dentro de esta tabulación se recopiló un total de 26 variables físicas por cada pozo para ser utilizadas en las fórmulas que gobiernan el funcionamiento de los equipos. De esta manera, se consideró la influencia de todos los parámetros necesarios en este proceso de extracción de petróleo. Para la obtención de estos datos es necesario la tabulación in situ o la recopilación de información histórica de cada uno de los pozos analizados. En el proceso operativo del bombeo hidráulico tipo jet, se puede establecer también que en algunos pozos existieron cambios, por ejemplo, la utilización de una boquilla u otra en diferentes intervalos de tiempo, sin embargo, se utilizó aquella información que se consideró adecuada para los cálculos. Del análisis de las variables individualizadas, se concluye también que la presencia de gas de formación es muy influyente en el proceso de optimización, ya que al tratarse de un sistema trifásico (presencia de agua, petróleo y gas), afectará directamente en la selección de las boquillas, de esta manera, si se conoce de antemano que se trata de un pozo petrolero con alta presencia de gas, se buscará incrementar “a propósito” el diámetro de la boquilla y cámara de mezclado, para disminuir el efecto de la implosión de burbujas en estos elementos. Por último, de la misma manera que el criterio anterior, si se requiere el manejo de un fluido muy viscoso, también se procurará incrementar los diámetros de los elementos en estudio, para promover la fácil movilización de los componentes extraídos.

En base a los cálculos realizados y resultados obtenidos en los pozos petroleros, se concluye que uno de los principales motivos de errores en optimización de bombeo hidráulico tipo chorro corresponde a la utilización del coeficiente teórico constante $KN=0.03$ para todos los casos. Este valor no se puede considerar como un número fijo, por el contrario, este debe modificarse de acuerdo a la boquilla que se requiera utilizar. De esta manera, en numeraciones pequeñas, por ejemplo, en boquillas #8, lo más probable es que se requiera realizar una corrección de KN hasta el valor de 0,072, y a medida que la numeración de boquilla se vaya incrementando, el valor del coeficiente irá disminuyendo. En el caso de las boquillas #12 se obtuvieron resultados muy similares a $KN=0.03$, de esta manera, sería el único caso en el cual es recomendable seguir utilizando el valor teórico. En el presente estudio se utilizó el valor constante $KTD=0.20$ que corresponde al coeficiente de pérdidas en los instrumentos: cámara de mezclado y difusor. En el caso de la cámara de mezclado no cambia su sección transversal y en el caso del difusor tiene las mismas dimensiones para todas las bombas hidráulicas tipo chorro. Se podría realizar un trabajo futuro similar al elaborado en el presente documento de investigación, con el objetivo de establecer de una manera análoga si este valor numérico es el valor correcto.

Authors' contribution: The authors contributed in all the research sections.

Financing: The authors fully financed the study.

Conflicts of interest: The authors declare that they have no conflicts of interest.

References:

1. Ordoñez Moran, A.; Nuñez Lapo, M. de los A. Análisis del sector petrolero y su incidencia en

- los aspectos socioeconómicos del Ecuador en el período 1980–2012 . *Rev. Univ. y Soc.* 2019, *11*, 405–409.
2. Zambrano, J.; Saltos, M.; Sares, F. *Selección del sistema de levantamiento artificial en el campo petrolífero Joma-Distrito de Oriente ecuatoriano*; 2019;
 3. Esparza, M.; Lliguizaca, J.; Manrique, R.; Martinez, I.; Rodriguez, M.; Apolo, B.; Arcentales, D.; Escobar Segovia, K. *Metodología para selección de Sistemas de Levantamiento Artificial en campos petroleros del Ecuador*; 2020;
 4. Christ, F.C.; Petrie, H.L. Obtaining low bottomhole pressures in deep wells with hydraulic jet pumps. *SPE Prod. Eng.* **1989**, *4*, 290–294 15177, doi:10.2118/15177-PA.
 5. Brown, K.E. The technology of artificial lift methods. In; Petroleum Publishing, C., Ed.; Tulsa, Oklahoma, 1960; p. 453.
 6. Amaya, A.; Chanatásig, D. Programa de diseño unificado de bombeo hidráulico para la selección de bombas jet y pistón usadas en las operaciones de Petroproducción, Escuela Politécnica Nacional, 2009.
 7. Gosline, J.; O'Brien, M.P. *The Water Jet Pump*; Berkeley, Ed.; California, 1934;
 8. Petrie, M.L. ; Smart, E.E. ; Wilson, P.. *Jet pumping oil wells*; 6th ed.; WorldOil, 1983;
 9. Melo, V. *Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet*, 2010; Vol. 1.;
 10. Wilman, J.. *Jet Pumps*; EURATOM, Ed.; Guyot: Brussels, 1966;
 11. Smart, E. *Jet Pump Geometry Selection*; Southwestern Petroleum Short Course: Texas Tech University, 1985;
 12. Cunningham, R.G. Jet Pumps. In *Liquid Jet Pumps for Two-Phase Flows*; 1995; pp. 4.3–4.20.
 13. Hammoud, A.H. Effect of design and operational parameters on jet pump performance . *Mech. Eng.* **2006**, 245–252.
 14. Jiao, B.; Blais, R.N.; Schmidt, Z. Efficiency and pressure recovery in hydraulic jet pumping of two-phase gas/liquid mixtures. *SPE Prod. Eng.* **2007**, *5*, 361–364, doi:10.2118/18190-pa.
 15. Mallela, R.; Chatterjee, D. *Numerical investigation of the effect of geometry on the performance of a jet pump*; 2011; Vol. 225.;
 16. Halawa, M.A.; Younes, M.A.; Teaima, I.R. Study of the Different Parameters That Influence on the Performance of Water Jet Pump. *Fifteenth Int. Water Technol. Conf. IWTC 15 2011, Alexandria, Egypt* **2011**, 1–17.
 17. Gosline, J.E.; O'Brien, M.P. *The Water Jet Pump*. Univ. California, Publ 1934.
 18. Sanger, N.L. Cavitating Performance of Two Low Area Ratio Water Jet Pumps Having Throat Lengths of 7.25 Diameters. *Lewis Res. Cent.* 1968, 37.
 19. Baby, P.; Rivadeneira, M.; Barragán, R. *La cuenca Oriente: geología y petróleo*; Institut français d'études andines, 2004; Vol. 144; ISBN 9978438599.
 20. Sandoval Tamayo, J.C. Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros. **2013**.
 21. Sertecpet S.A web Bombeo hidráulico con Bomba Jet Claw.
 22. Sertecpet S.A *Diseño y selección optimizada del sistema de levantamiento artificial. Método: Bombeo hidráulico con Bomba Jet Claw*; 2018;
 23. Craft, B.; Hawkins, M.; Terry, R. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*; Prentice-Hall, I., Ed.; Second.; Prentice Hall: New Jersey, 1990;
 24. Castañeda, E.; Obregón, J.; Martín, L.; Taboada, P.; Torres, R.; Corzo, M.Á.C. Diseño y Prototipo del Tubo de Venturi para la Solución de Problemas Físicos de Hidrodinámica.
 25. Samad, A.; Nizamuddin, M. Flow analyses inside jet pumps used for oil wells. *Int. J. Fluid Mach. Syst.* **2013**, *6*, 1–10, doi:10.5293/IJFMS.2012.6.1.001.
 26. Neto, I.E.L. Maximum suction lift of water jet pumps. *J. Mech. Sci. Technol.* **2011**, *25*, 391–394, doi:10.1007/s12206-010-1221-7.

27. Gómez, J.Á. *APUNTES DE PRODUCCIÓN DE POZOS I*; Universidad Autónoma de México: México, 1986;
28. Noronha, F.A.F.; Franca, F.A.; Alhanati, F.J.S. Improved Two/Phase Model for Hydraulic Jet Pumps. *SPE (Society Pet. Eng. Prod. Eng.* **1997**, 338.

Author's review:



Fernando Ricardo Márquez Sañay. Ingeniero mecánico con 10 años de experiencia en sector hidrocarburífero ecuatoriano, trabajó en empresas privadas en el área de producción petrolera. Posterior culminó con éxito su formación de cuarto nivel en Ingeniería matemática y computación. Actualmente se desempeña como docente-investigador ocasional en la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo Sede Riobamba, catedrático en asignaturas de Matemáticas en la Facultad de Ciencias de la mencionada Institución de Educación Superior



David Mesías González Escobar. Ingeniero Mecánico. Se desempeñó como Técnico de energía renovable, trabajó en empresas privadas en el área de Operaciones (Evaluación y producción de pozos petroleros), para luego culminar su formación de cuarto nivel en Ingeniería matemática y computación. Actualmente realiza ejercicio profesional independiente.