



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**ANÁLISIS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN
POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN UN
CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO, APLICANDO EL
MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON (PSW)**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERA DE PETRÓLEOS**

GEOVANNA ESTEFANÍA GARRIDO RAZA

DIRECTOR: MSc. VINICIO MELO G.

Quito, noviembre 2017

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2017
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	172080422-6
APELLIDO Y NOMBRES:	Garrido Raza Geovanna Estefanía
DIRECCIÓN:	Vista Hermosa. Luciano Andrade Marín E9-45 y Vicente Solano
EMAIL:	geovanna.garrido@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	(+593) 4532 - 057
TELÉFONO MÓVIL:	(+593) 998733401

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis para incrementar la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet en un campo del Oriente ecuatoriano, aplicando el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW)
AUTOR O AUTORES:	Geovanna Estefanía Garrido Raza
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Noviembre, 2017
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	MSc. Vinicio Melo G.
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniera de Petróleos
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	El bombeo hidráulico tipo jet es uno de los sistemas de levantamiento artificial más utilizado en la Cuenca Oriente para la producción de petróleo. Las condiciones variables

del reservorio y fluidos crean la necesidad de realizar una revisión periódica de los parámetros de diseño y operación de estas bombas. El presente trabajo, con información que fue proporcionada por la empresa Petroamazonas EP, tuvo como objetivo aplicar el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW) en cuatro pozos con bombeo hidráulico tipo jet del campo Pucuna del Oriente ecuatoriano para analizar el posible incremento de la producción. La aplicación del método PSW junto con el apoyo del software Well Perform Analysis™ versión 3.00 para el cálculo de condiciones de flujo multifásico si así lo amerita, permitió identificar que las bombas instaladas en los pozos están operando a la tasa óptima de producción y se verificó que los parámetros actuales de trabajo sean los adecuados. Para el modelado matemático a través de los algoritmos desarrollados por Petrie, Smart y Wilson se utilizó una hoja de cálculo Excel para analizar los pozos seleccionados. Los resultados de la aplicación de este método indicaron un aumento de la producción en un 7% y 22%, en dos de los cuatro pozos en estudio respectivamente, mediante la implementación de los

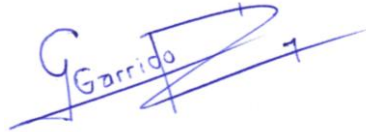
	<p>parámetros obtenidos del procedimiento de cálculos del método PSW. Este incremento de barriles netos de petróleo proporcionará un mayor ingreso económico anual al país. Por otra parte, se determinó que los dos pozos restantes están trabajando a las condiciones apropiadas de acuerdo con el análisis efectuado. La aplicación del método PSW fue una alternativa viable para determinar la tasa óptima de producción en los pozos con bombas jet.</p>
<p>PALABRAS CLAVES:</p>	<p>Bombeo hidráulico tipo jet, método PSW, producción.</p>
<p>ABSTRACT:</p>	<p>Hydraulic jet pumping is one of the most used artificial lift systems in the Oriente Basin for the oil production. The variable conditions of the reservoir and fluid create the need to perform a periodic review of the design and operation parameters of these pumps. The aim of this study was to apply the Petrie, Smart and Wilson (PSW) method in four wells that work with jet pumps located in the Pucuna field of the Ecuadorian Amazon, whose information was provided by Petroamazonas EP, to analyze the possible increase of the production. The application of the</p>

PSW method with the support of the Well Perform Analysis™ version 3.00 software for the calculation of multiphase flow conditions, if applicable, allowed to identify if pumps installed in the wells are operating at the optimum production rate and it was verified that the current work parameters are appropriate. For the mathematical modeling through the algorithms developed by Petrie, Smart and Wilson, the Excel program was used to analyze the selected wells. The results of the application of this method indicated an increase of the production by 7% and 22%, in two of the four wells under study respectively, by means of the implementation of the parameters obtained from the calculation procedure of the PSW method. This increase of the net barrels of oil would provide a greater annual economic income to the country. On the other hand, it was determined that the two remaining wells are working at the appropriate conditions according to the analysis carried out. The application of the PSW method was a feasible alternative to determine the optimum production rate of the wells with jet pumping.

KEYWORDS

Hydraulic jet pumping, PSW method, production.

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



f: _____

GARRIDO RAZA GEOVANNA ESTEFANÍA

C.I.: 172080422-6

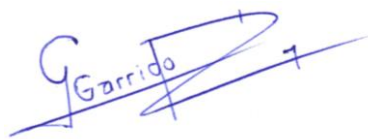
DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **GARRIDO RAZA GEOVANNA ESTEFANÍA**, C.I.: 17208042-6 autora del proyecto titulado: **Análisis para incrementar la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet en un campo del Oriente ecuatoriano, aplicando el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW)** previo a la obtención del título de **Ingeniera de Petróleos** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, noviembre 2017

f: _____

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'G Garrido', is written over a horizontal line. The signature is stylized and includes a small mark resembling a '7' at the end.

GARRIDO RAZA GEOVANNA ESTEFANÍA

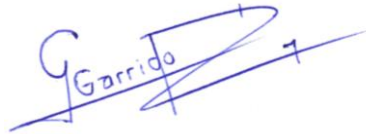
C.I.: 17208042-6

DECLARACIÓN

Yo **GARRIDO RAZA GEOVANNA ESTEFANÍA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

f: _____



GARRIDO RAZA GEOVANNA ESTEFANÍA

C.I.: 17208042-6

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis para incrementar la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet en un campo del Oriente ecuatoriano, aplicando el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW)**” que, para aspirar al título de **Ingeniera de Petróleos** fue desarrollado por **GARRIDO RAZA GEOVANNA ESTEFANÍA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.



f: _____

MSc. VINICIO MELO G.

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I.: 100104810-5



CARTA DE AUTORIZACIÓN

Yo, **Lenin Camilo Restrepo Díaz** con cédula C.I.1600413171, en calidad de **GERENTE DE ACTIVO** de **PETROAMAZONAS EP**, autorizo a la Srta. **GEOVANNA ESTEFANÍA GARRIDO RAZA**, realizar la investigación para la elaboración de su proyecto de titulación “**ANÁLISIS PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO, APLICANDO EL MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON (PSW)**”, basada en la información proporcionada por la Empresa.

f: _____

LENIN CAMILO RESTREPO DÍAZ

C.I.: 1600413171

DEDICATORIA

A **Dios** y **seres queridos**, quienes están siempre conmigo brindándome fortaleza, acompañándome en cada paso y por las bendiciones concedidas para culminar esta etapa.

A mis padres, **Patricio** y **Raquel**, gracias por mostrarme el camino correcto y guiarme por él, por su dedicación, porque siempre buscan lo mejor para mí, por formarme como una persona con carácter sólido, porque son mi fuente de inspiración y un ejemplo de profesionalismo, por darme su apoyo y amor infinito, por la formación espiritual e intelectual que me han proporcionado.

A mi hermana, **Geomara**, mi compañera de juegos y mi mejor amiga, porque no hay en el mundo alguien mejor que tú para mí, porque el amor de hermanas no tiene sustituto y nuestro lazo es único e inquebrantable. Te admiro por la persona que eres, un gran modelo a seguir.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a **Dios**, por las bendiciones dadas en todo momento, siendo la más maravillosa mi familia y por permitirme alcanzar una meta más.

A mis **padres y hermana**, toda una vida no me alcanzará para recompensar todo lo que me han brindado incondicionalmente, gracias infinitas por ser la luz y guía de mi vida. En todo momento he recibido su apoyo, consejos y amor, gracias por las sonrisas y por la comprensión. Mi felicidad se resume en ustedes porque constituyen mi todo, soy muy afortunada.

A mi director de tesis, **MSc. Vinicio Melo**, quien con sus conocimientos y consejos me ha guiado en esta investigación y formación académica. Gracias por su cooperación, por su tiempo para asesorarme, prepararme y orientarme en el desarrollo de este trabajo. Como mi maestro no olvidaré sus sabias enseñanzas que contribuyeron a mi formación integral y profesional.

Al **Ing. Fausto Ramos**, Coordinador de la Carrera, por su ayuda, por los conocimientos impartidos para alcanzar con éxito mi objetivo durante toda mi trayectoria académica, por despertar en mí y en todos sus alumnos el deseo de ser cada vez mejores y convertirnos en talentosos profesionales para el desarrollo del país.

A la empresa **Petroamazonas EP** y al **Ing. Jorge Hurtado**, por los conocimientos técnicos aportados y su colaboración en la obtención de información para llevar a cabo este Trabajo de Titulación.

A mis **amigos de aula** con quienes compartimos el camino para formarnos como profesionales, gracias por ser un excelente equipo de estudio buscando siempre el éxito, por cada aventura vivida y por ser muy buenos amigos.

A la **Universidad Tecnológica Equinoccial** por compartir sus principios y valores a través de probos docentes y autoridades.

A todos ellos, ¡muchas gracias!

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1.OBJETIVOS	9
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	9
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
2. METODOLOGÍA	10
2.1.REPORTES FINALES DE COMPLETACIÓN Y PRODUCCIÓN ACTUALIZADA	10
2.2.SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA SU ANÁLISIS	10
2.3.DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON PSW	11
2.4.ELABORACIÓN DE LAS CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)	22
2.5.DESARROLLO DE LAS ECUACIONES DEL MÉTODO PSW	22
2.6.APLICACIÓN DEL MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON (PSW)	22
2.7.ANÁLISIS DE RESULTADOS	23
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	24
3.1.ELABORACIÓN DE LAS CURVAS IPR (CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA)	24
3.1.1. CONDICIONES MECÁNICAS Y DE LOS FLUIDOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	27
3.2.APLICACIÓN DEL MÉTODO PSW EN LOS POZOS SELECCIONADOS.	30
3.2.1. POZO PCN-003TI	30
3.2.2. POZO PCN-010TS	32
3.2.3. POZO PCNB-011UI	34
3.2.4. POZO PCNA-017UI	36
3.3.RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO PSW EN LOS POZOS SELECCIONADOS	38

	PÁGINA
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
4.1. CONCLUSIONES	40
4.2. RECOMENDACIONES	41
5. BIBLIOGRAFÍA	42
6. ANEXOS	44

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Partes de la bomba hidráulica tipo jet	4
Figura 2. Principio hidráulico de las bombas jet	5
Figura 3. Curva IPR del pozo PCN-003TI	25
Figura 4. Curva IPR del pozo PCN-010TS	26
Figura 5. Curva IPR del pozo PCNB-011UI	26
Figura 6. Curva IPR del pozo PCNA-017UI	27
Figura 7. Análisis nodal del pozo PCN-003TI	31
Figura 8. Análisis nodal del pozo PCN-010TS	33
Figura 9. Análisis nodal del pozo PCNB-011UI	35
Figura 10. Análisis nodal del pozo PCNA-017UI	37

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Consideraciones de aplicación para instalar bombeo hidráulico tipo jet	6
Tabla 2. Valores de d_1 y d_2 para reemplazo en la ecuación 6	13
Tabla 3. Valores de los coeficientes de pérdidas por fricción K_N y K_{TD} para su reemplazo en la ecuación 18	18
Tabla 4. Parámetros finales obtenidos	21
Tabla 5. Tasa de flujo máximo [bl/día] calculada con la ecuación 2	25
Tabla 6. Datos utilizados para el cálculo de las curvas IPR	25
Tabla 7. Datos del pozo PCN-003UI	28
Tabla 8. Datos del pozo PCN-010TS	28
Tabla 9. Datos del pozo PCNB-011UI	29
Tabla 10. Datos de pozo PCNA-017UI	29
Tabla 11. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCN-003TI	30
Tabla 12. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCN-003TI	31
Tabla 13. Validación del A_s de la bomba jet Claw 10-I con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW	32
Tabla 14. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCN-010TS	32
Tabla 15. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCN-010TS	33
Tabla 16. Validación del A_s de la bomba jet Claw 9-G con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW	34
Tabla 17. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCN-0011UI	35
Tabla 18. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCNB-011UI	36
Tabla 19. Validación del A_s de la bomba jet 8-A con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW	36

Tabla 20. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCNA-017UI	37
Tabla 21. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCNA-017UI	38
Tabla 22. Validación del A_s de la bomba jet 8A- con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW	38
Tabla 23. Sumario de resultados obtenidos mediante la aplicación del método PSW en los cuatro pozo analizados	39
Tabla 24. Incremento de los ingresos con la producción óptima calculada	39

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1. Ecuaciones utilizadas para determinar el IPR (Curva de comportamiento de afluencia)	44
ANEXO 2. Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet National Oilmaster – Solipet	45
ANEXO 3. Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet Kobe – Solipet	46
ANEXO 4. Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet Claw – Sertecpet	47
ANEXO 5. Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet Guiberson	48

RESUMEN

El bombeo hidráulico tipo jet es uno de los sistemas de levantamiento artificial más utilizado en la Cuenca Oriente para la producción de petróleo. Las condiciones variables del reservorio y fluidos crean la necesidad de realizar una revisión periódica de los parámetros de diseño y operación de estas bombas. El presente trabajo, con información que fue proporcionada por la empresa Petroamazonas EP, tuvo como objetivo aplicar el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW) en cuatro pozos con bombeo hidráulico tipo jet del campo Pucuna del Oriente ecuatoriano para analizar el posible incremento de la producción. La aplicación del método PSW junto con el apoyo del software Well Perform Analysis™ versión 3.00 para el cálculo de condiciones de flujo multifásico si así lo amerita, permitió identificar que las bombas instaladas en los pozos están operando a la tasa óptima de producción y se verificó que los parámetros actuales de trabajo sean los adecuados. Para el modelado matemático a través de los algoritmos desarrollados por Petrie, Smart y Wilson se utilizó el programa Excel para analizar los pozos seleccionados. Los resultados de la aplicación de este método indicaron un aumento de la producción en un 7% y 22%, en dos de los cuatro pozos en estudio respectivamente, mediante la implementación de los parámetros obtenidos del procedimiento de cálculos del método PSW. Este incremento de barriles netos de petróleo proporcionará un mayor ingreso económico anual al país. Por otra parte, se determinó que los dos pozos restantes están trabajando a las condiciones apropiadas de acuerdo con el análisis efectuado. La aplicación del método PSW fue una alternativa viable para determinar la tasa óptima de producción en los pozos con bombas jet.

Palabras claves: Bombeo hidráulico tipo jet, método PSW, producción.

ABSTRACT

Hydraulic jet pumping is one of the most used artificial lift systems in the Oriente Basin for the oil production. The variable conditions of the reservoir and fluid create the need to perform a periodic review of the design and operation parameters of these pumps. The aim of this study was to apply the Petrie, Smart and Wilson (PSW) method in four wells that work with jet pumps located in the Pucuna field of the Ecuadorian Amazon, whose information was provided by Petroamazonas EP, to analyze the possible increase of the production. The application of the PSW method with the support of the Well Perform Analysis™ version 3.00 software for the calculation of multiphase flow conditions, if applicable, allowed to identify if pumps installed in the wells are operating at the optimum production rate and it was verified that the current work parameters are appropriate. For the mathematical modeling through the algorithms developed by Petrie, Smart and Wilson, the Excel program was used to analyze the selected wells. The results of the application of this method indicated an increase of the production by 7% and 22%, in two of the four wells under study respectively, by means of the implementation of the parameters obtained from the calculation procedure of the PSW method. This increase of the net barrels of oil would provide a greater annual economic income to the country. On the other hand, it was determined that the two remaining wells are working at the appropriate conditions according to the analysis carried out. The application of the PSW method was a feasible alternative to determine the optimum production rate of the wells with jet pumping.

Keywords: Hydraulic jet pumping, PSW method, production.

1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

La mayoría de los pozos de petróleo carecen de suficiente presión de yacimiento para llevar los fluidos a la superficie. Esta condición puede resultar del agotamiento de presión producido con el tiempo o puede ser provocada por una baja presión original del reservorio. Para compensar la falta de energía natural en estas formaciones, es imperativo instalar un sistema de levantamiento artificial.

Un sistema artificial de producción es un mecanismo externo a la formación productora, encargado de elevar el crudo desde la formación hasta la superficie a una determinada tasa, cuando la energía del yacimiento es insuficiente (presión natural) para producirlo por sí mismo o cuando la tasa de producción es inferior a la deseada. Para escoger un sistema de levantamiento artificial óptimo, se debe considerar una diversidad de parámetros, incluyendo las condiciones de superficie basadas en la localización del pozo, características de los yacimientos, propiedades de la producción, tipos de fluidos y las consideraciones operacionales (Flatern, 2015).

Existen diversos métodos de levantamiento artificial entre los cuales se encuentran: bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, bombeo de cavidad progresiva, bombeo hidráulico y levantamiento artificial por gas.

El bombeo hidráulico basa su funcionamiento en el principio de Pascal, aplicando este concepto se han podido desarrollar dos tipos de mecanismos de bombeo hidráulico según su funcionamiento: tipo pistón y tipo chorro o jet.

Dado que las bombas hidráulicas tipo jet no tienen partes móviles es relativamente simple de operarlas, estas tienden a ser más robustas y tolerantes al fluido motriz y de producción abrasivos y corrosivos, que para el caso de otros sistemas de levantamiento artificial son limitaciones importantes (Petrie, Smart y Wilson, 1983a).

La bomba jet está compuesta por tres partes: tobera o boquilla, cámara de mezclado o garganta y difusor, como se muestra en la Figura 1. Su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz que es inyectado al pozo y los fluidos producidos (Brown, 1980).

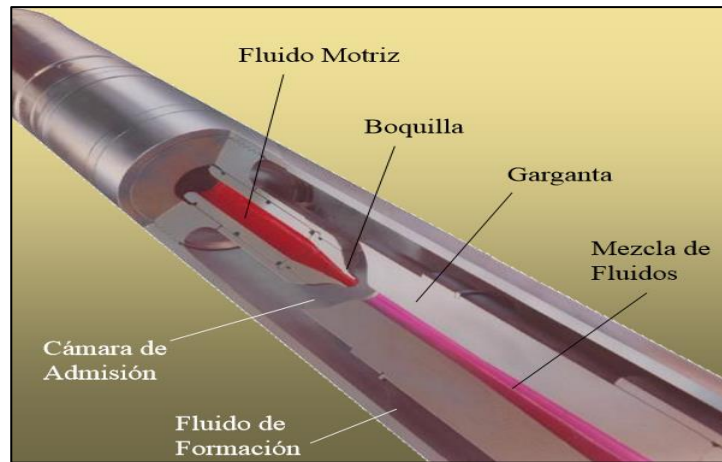


Figura 1. Partes de la bomba hidráulica tipo jet (Sertecpet, 2016)

El principio de operación se basa en la inyección de un fluido motriz hasta la profundidad de la bomba de subsuelo, el cual llega a la tobera con una alta presión. Con esta presión en la tobera su energía potencial se va transformando en cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad, es decir, disminuyendo la presión pero aumentando la velocidad debido a la reducción de diámetro (principio de Venturi). La baja presión del fluido motriz permite que los fluidos del yacimiento entren al pozo y posteriormente a la bomba de fondo a condiciones de succión, en otras palabras, el fluido a producir es succionado a la cámara debido a la disminución de la presión (Petrie et al., 1983a).

La alta velocidad del fluido motriz se mezcla con la baja velocidad de los fluidos producidos en una cámara de mezclado. Este fluido de retorno (mezcla de fluido producido y fluido motriz) en la parte final de la cámara de mezclado alcanza las condiciones de baja presión y alta velocidad, el cual al salir de la bomba a través del difusor transforma la energía cinética en presión; es de este modo que el fluido vuelve a un estado de alta presión y baja velocidad (Figura 2). Esta presión alcanzada debe ser lo suficientemente alta para que el fluido pueda llegar hasta la superficie (Berdyev y El Habashy, 2014).

Las ventajas que proporciona este sistema de levantamiento artificial son múltiples: permite manejar fluidos de cualquier calidad, tanto motriz como producido; la sección de trabajo compuesta por la tobera, cámara de mezclado y difusor es muy compacta, lo que facilita su instalación. Dado que no tienen partes móviles que generen desgaste mecánico, pueden operar durante muchos años con bajo riesgo de falla y mínimos requerimientos de mantenimiento. Las sustancias químicas de la producción pueden mezclarse con el fluido motriz inyectado para ayudar a controlar los problemas asociados con la corrosión, las parafinas y las emulsiones en el fondo del pozo, así como se puede calentar el fluido motriz para reducir la viscosidad del fluido

producido (Bradley, 1992 y Moon, 2016). Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente o con unidades de cable (wireline o slickline) que conlleva la reducción de equipos de reacondicionamiento para su reparación o reemplazo. La bomba jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta (Chavan, Jha, Singh, M.K. y Singh R., 2012).

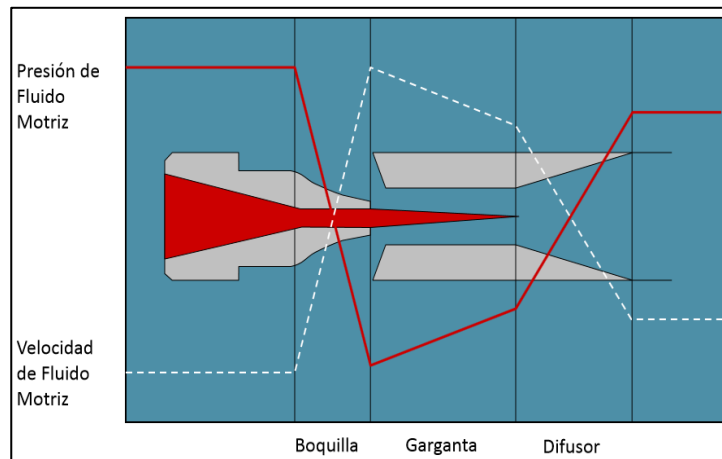


Figura 2. Principio hidráulico de las bombas jet (Sertecpet, 2016)

Estas bombas no son aplicables a todos los pozos al necesitar presiones de succión relativamente altas para evitar la cavitación. Además, la elección de petróleo como fluido motriz no solo introduce el riesgo de incendio en el sitio del pozo, sino el inventario de petróleo requerido para este tipo de operación reduce la rentabilidad del pozo. También se requieren líneas de fluido de alta potencia superficial y el manejo de altas presiones de trabajo representan un peligro para el personal que requiere capacitación (Brown, 1982). Las condiciones operativas para la aplicación de estas bombas están señaladas en la Tabla 1.

Debido a que son dispositivos de mezcla de alta velocidad, hay significativa turbulencia y fricción dentro de la bomba que conducen a eficiencias bajas de potencia. Resultado también de esta rápida aceleración de los fluidos de producción a medida que ingresan en el cuerpo de la bomba, las tornan propensas a la cavitación en la entrada de la garganta. Como la velocidad del fluido se incrementa rápidamente, la presión del fluido puede declinar hasta alcanzar su presión de vapor formándose burbujas o cavidades de vapor con esta baja presión, lo que a su vez provoca la restricción del flujo hacia el interior de la garganta (Bradley, 1992). El subsecuente colapso de las burbujas de vapor según se incremente la presión en la bomba, producirá el fenómeno de daño por cavitación, es decir, la erosión de las partes internas

de la bomba. El daño de cavitación puede eventualmente cambiar una sección de la garganta, disminuyendo el rendimiento de la bomba jet.

Tabla 1. Consideraciones de aplicación para instalar bombeo hidráulico tipo jet

Parámetro	Bombeo hidráulico tipo jet
Profundidad de instalación	1000 – 18.000 pies
Desviación del pozo	Pozos verticales, horizontales o altamente desviados (ángulos de hasta 24°/100 pies)
Producción	50 – 15.000 BFPD
Temperatura	50° - 500°F
Gravedad API	> 8° a 45° API
Corte de agua	Rango abierto
GOR	Hasta 2000 pcs/bl
Viscosidad del fluido	Alta viscosidad
Manejo de gas	Bueno
Manejo de sólidos y arena	Regular
Resistencia a la corrosión	Excelente
Aplicación costa afuera	Excelente

(Brown, 1982)

Por las condiciones cambiantes del reservorio y fluido como son: la presión de reservorio, presión de fondo fluyente, relación gas-petróleo y el corte de agua; es necesario realizar una revisión periódica de los parámetros de diseño y operación de estas bombas. Por ello, fueron seleccionados cuatro pozos del campo Pucuna del Oriente ecuatoriano que funcionan con bombeo hidráulico tipo jet, en los cuales se analizó el posible incremento de la producción al determinar si están operando a la tasa óptima de producción con la bomba jet que se encuentra instalada en los mismos, como también se verificó si los parámetros de trabajo actuales son los apropiados de acuerdo con las condiciones mecánicas y de fluidos a las cuales fueron diseñados; puesto que, equipos incorrectamente dimensionados o una inadecuada determinación de las variables operativas producirían una disminución de la producción.

Esta búsqueda constante de optimizar la producción en aquellos pozos con bombas jet, crea la necesidad de que se realice un estudio para analizar dichas condiciones presentes en los pozos. A pesar de contar con diversos métodos como los propuestos por Petrie y Smart para seleccionar una geometría adecuada de la bomba, la aplicación del método propuesto por Petrie, Smart y Wilson (PSW) es una alternativa viable para brindar solución de así requerirlo. Este método al permitir identificar que no hay un óptimo funcionamiento de los equipos instalados o que las condiciones operativas (tasa de fluido motriz, potencia de las bombas de superficie, presión de inyección) no son las adecuadas; facilita a través de los cálculos iterativos poder corregir el diseño y las variables operacionales. Esto permitirá un mejor

desenvolvimiento y duración de la bomba, traducándose en una mejora de la producción.

Existen programas computacionales internos o calculadoras programables desarrolladas para efectuar las iteraciones necesarias para el diseño de los parámetros operativos y bombas hidráulicas tipo jet; sin embargo, es más adecuado realizar los cálculos de manera general utilizando Excel o cualquier otra hoja electrónica, sin hacer uso de estos programas de diseño que poseen cada una de las empresas proveedoras que sirven específicamente sólo para analizar o implementar los productos de aquellas empresas en particular. Por esta razón se desarrolló el método PSW en hojas de cálculo de Excel para analizar los cuatro pozos mediante la aplicación del mismo.

Para poder seleccionar la geometría de una bomba jet se deben considerar muchos factores, no solo de diseño sino de operación. El volumen óptimo de fluido motriz es dictaminado por el tamaño de la tobera y la presión de operación de la bomba de superficie que suministra ese fluido. El equilibrio entre la tasa de flujo del fluido motriz, el tamaño de la tobera y la presión de descarga de la bomba, es un proceso iterativo que requiere sucesivas refinaciones de las estimaciones (Moon, 2016).

Las dimensiones físicas de las toberas y gargantas determinan las tasas de flujo mientras que las relaciones de áreas (R) determinan el intercambio entre la energía producida y la tasa de flujo, es decir, el rendimiento de la bomba jet (Christ y Petrie, 1989). Es posible cualquier número de combinaciones de áreas para ajustarse a los diferentes requerimientos de tasas de producción y de levantamiento de fluidos. La selección óptima de una relación de áreas tobera/garganta involucra un balance entre las pérdidas por la mezcla y las pérdidas por fricción.

Los proveedores de bombas jet continúan desarrollando diseños de bombas cada vez más evolucionados para ayudar a los operadores de petróleo y gas a incrementar la producción con mínimos costos operativos. Las versiones previas de la bomba jet eran conocidas por su alto consumo de energía y el incremento de los costos de operación, las nuevas tecnologías están permitiendo que la bomba de superficie sea accionada con gas proveniente directamente del pozo (Moon, 2016).

La empresa ecuatoriana Sertecpet S.A. ha desarrollado tres tipos de bombas Jet Claw de acuerdo con las características del pozo. La bomba jet Claw Direct utilizada en pozos de producción de petróleo de forma continua y en operaciones de pruebas de producción, la jet Claw Reverse empleada en pozos exploratorios, arenados, para recuperación de ácidos y solventes en pozos que han recibido tratamientos y frecuentemente para obtener datos del yacimiento en forma instantánea y la jet Claw Smart usada en pozos

exploratorios y de desarrollo o producción para pruebas y evaluación de pozos (Sertecpet, 2017).

Conforme continúan las innovaciones en los diseños, las bombas jet parecen encontrarse bien posicionadas para encarar la necesidad de la industria petrolera de contar con soluciones confiables y económicamente efectivas en materia de sistemas de levantamiento. Por lo expuesto un correcto diseño de la bomba jet, así como de sus variables operativas abren la puerta a ser una opción viable para la producción de los yacimientos del futuro.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Aplicar el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW) para el incremento de la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet en un campo del Oriente ecuatoriano.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las condiciones operativas actuales y la bomba instalada de cuatro pozos del Campo Pucuna del Oriente ecuatoriano que operan con bombeo hidráulico tipo jet de acuerdo con la información secundaria recopilada.
- Aplicar el método PSW mediante la generación de los cálculos en hojas de Excel para el análisis de la geometría de la bomba y variables operacionales de los pozos con bombeo hidráulico tipo jet.
- Realizar el análisis comparativo de las condiciones actuales de los pozos con los resultados obtenidos a través del método de Petrie, Smart y Wilson.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

Utilizando información a 2017 proporcionada por la empresa Petroamazonas EP, se aplicó el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW) en cuatro pozos con bombeo hidráulico tipo jet del campo Pucuna de la Cuenca Oriente. Conforme a los resultados obtenidos se analizó si los pozos están operando a la tasa óptima de producción con la bomba jet que se encuentra instalada en los mismos, como también se verificó si los parámetros operacionales actuales son los adecuados.

2.1. REPORTE FINALES DE COMPLETACIÓN Y PRODUCCIÓN ACTUALIZADA

Con base a la información del campo Pucuna, éste cuenta con catorce pozos que operan con bombeo hidráulico tipo jet como sistema de levantamiento artificial. Del reporte de producción del campo a septiembre de 2017, se empleó la data correspondiente a: la tasa actual de producción, gravedad API del petróleo, corte de agua, GOR (relación gas-petróleo), bomba actualmente instalada, tasa de inyección del fluido motriz, presión en la cabeza del pozo y la presión superficial de operación de las bombas quintuplex.

Además, se usaron: los diagramas mecánicos obtenidos de los reportes finales de completación o reacondicionamiento de los pozos; reportes de las pruebas de restauración de presión (buildup) junto con el historial de presiones; informes de las pruebas PVT como data de las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento.

2.2. SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA SU ANÁLISIS

Se seleccionaron cuatro de los catorce pozos debido a que estos disponían de información mecánica y de fluidos actualizada a 2017 para ejecutar su estudio. Los pozos elegidos para el análisis fueron: PCN-003TI, PCN-010TS, PCNB-011UI y PCNA-017UI.

Una vez seleccionados los pozos, se procedió a revisar el estado actual de las condiciones de operación e información antes descrita, tanto de los reportes como de los informes. La data necesaria por pozo para la aplicación del método de Petrie, Smart y Wilson está presentada en las Tablas 7, 8, 9 y 10.

2.3. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON PSW

El método propuesto por Petrie, Smart y Wilson al permitir identificar que no hay un óptimo funcionamiento de los equipos instalados o que las condiciones operativas no son las adecuadas brinda una solución de así requerirlo, puesto que, facilita a través de una secuencia de cálculos iterativos corregir el diseño y las variables operacionales.

El método PSW comprende veinte y cuatro pasos. Normalmente se requieren de tres a diez iteraciones por pozo. Además, dependiendo de las condiciones del campo en estudio, si éste posee un sistema individualizado o centralizado para la inyección de fluido motriz, ofrece dos procedimientos:

- Procedimiento 1: Se mantiene constante la presión de succión, se aplica para sistema de inyección individualizado.
- Procedimiento 2: La presión superficial de operación permanece constante, aplicado en sistema centralizado de inyección.

Los campos del Oriente ecuatoriano poseen en su gran mayoría un sistema centralizado de inyección, tal es el caso del campo Pucuna.

La secuencia de cálculos que se aplicaron fue tomada de los documentos “Jet Pumping Oil Wells Part 1 - Design theory, hardware options and application considerations” y “Part 2 – Hand held computer programs for installation design” de Petrie, Smart y Wilson (1983a, 1983b), mismas que se detallan a continuación:

Paso 1

De la información del pozo correspondiente a tasa de producción (Q_s), presión de succión de la bomba (P_s) y la relación de gas en solución-petróleo, se calcula el área anular mínima necesitada para evitar la cavitación (A_{CM}) mediante la siguiente ecuación:

$$A_{CM} = Q_s \left[\frac{1}{691 \times \sqrt{\frac{P_s}{G_s}}} + \frac{(1 - F_w) \times GOR}{24650 \times P_s} \right] \quad [3]$$

Donde: A_{CM} : área anular mínima de flujo en la garganta para evitar la cavitación [pulg²]

- Q_s: tasa de flujo en la succión de la bomba (tasa de producción) [bl/día]
 F_w: corte de agua (fracción) [adimensional]
 GOR: relación gas-petróleo [pcs/bl]
 P_s: presión en la succión de la bomba (presión de fondo fluyente) [psi]

Determinar el gradiente del fluido producido en la succión de la bomba con la ecuación 4.

$$G_s = (G_w \times F_w) + G_o(1 - F_w) \quad [4]$$

- Donde: G_s: gradiente del fluido producido de la formación [psi/pie]
 G_w: gradiente del agua producida [psi/pie]
 F_w: corte de agua (fracción) [adimensional]
 G_o: gradiente del petróleo producido [psi/pie]

Paso 2

De las tablas proporcionadas por los proveedores de bombas jet (Anexo 2, 3, 4 y 5), seleccionar una combinación de tobera y garganta que tengan un área anular mayor que la A_{CM} calculada en el paso 1.

Paso 3

Si se desea, mediante el cálculo de las presiones superficiales de operación evaluar diferentes geometrías para seleccionar una óptima, seguir el *procedimiento 1*. Si se desean graficar las curvas a una presión superficial de operación constante para una geometría de bomba específica seguir el *procedimiento 2*.

Paso 4

Escoger una presión superficial de operación (P_T), usualmente entre 2000 y 4000 lb/pulg², con el criterio que presiones más altas se requieren para pozos profundos con menores valores de R. El conocimiento de las limitaciones de la bomba superficial disponible podría afectar esta selección.

Paso 5

Calcular la presión en la tobera. P_N es la suma de la presión superficial de la operación más la presión hidrostática en el tubing menos las pérdidas de presión por fricción en el tubing. La ecuación se detalla a continuación:

$$P_N = P_T + (G_N \times D) - P_{FN} \quad [5]$$

Donde: P_N : presión a la entrada de la tobera [psi]
 P_T : presión superficial de operación (presión de la bomba quintuplex en el campo Pucuna) [psi]
 G_N : gradiente del fluido motriz [psi/pie]
 D : profundidad vertical de asentamiento de la bomba [pies]
 P_{FN} : pérdidas por fricción en la tubería de inyección de fluido motriz [psi/pie]

Las pérdidas de presión por fricción en la tubería de inyección de fluido motriz, P_{FN} , se desprecian en la primera iteración. La fricción en el anular o secciones circulares (tubing) puede ser determinada aplicando la ecuación 6 definida por Coberly (1961).

La expresión dentro el primer juego de corchetes es una constante para una sarta dada de tubing o conducto anular de flujo. La expresión en el segundo juego de corchetes es una constante para las pérdidas de fluido motriz, pero no para el conducto de retorno de la producción puesto que una contendrá una mezcla variable de fluido motriz y fluido de producción.

$$P_{FN} = \frac{202 \times 10^{-8} \times L \times [d_1 + d_2]^{0.21}}{(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 [d_1 / (d_1 - d_2)]^{0.1}} \times \left[\left(\frac{\mu}{G_N} \right)^{0.21} \times G_N \right] \times Q_N^{1.79} \quad [6]$$

Donde: P_{FN} : pérdidas por fricción en la tubería de inyección de fluido motriz [psi/pie]
 L : longitud del tubing hasta la bomba [pies]
 d_1 : diámetro interno del tubing [pulg] *
 d_2 : diámetro que toma el valor de cero*
 G_N : gradiente del fluido motriz [psi/pie]
 Q_N : tasa de fluido motriz [bl/día]

*Dependiendo si el flujo se desplaza a través del anular o por el tubing, d_1 y d_2 se reemplazan en la ecuación 6 según corresponda, como se muestra en la Tabla 2:

Tabla 2. Valores de d_1 y d_2 para reemplazo en la ecuación 6

	Flujo anular	Flujo por el tubing
d_1	Diámetro interno casing	Diámetro interno tubing
d_2	Diámetro externo tubing	0 (cero)

Paso 6

Determinar la tasa de fluido motriz (Q_N) con la dimensión de la tobera seleccionada.

$$Q_N = 832 \times A_N \times \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} \quad [7]$$

Donde: Q_N : tasa de fluido motriz [bl/día]
 A_N : área de flujo de la tobera [pulg²]
 P_N : presión a la entrada de la tobera [psi]
 P_S : presión en la succión de la bomba [psi]
 G_N : gradiente del fluido motriz [psi/pie]

Paso 7

Determinar la tasa de flujo de retorno, la ecuación a usar es:

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad [8]$$

Donde: Q_D : tasa de fluido de retorno (tasa de descarga) [bl/día]
 Q_N : tasa de fluido motriz [bl/día]
 Q_S : tasa de flujo en la succión de la bomba (tasa de producción) [bl/día]

Paso 8

Determinar la gradiente de fluido producido (succión de la bomba):

$$G_S = (G_W \times F_W) + G_O(1 - F_W) \quad [9]$$

Donde: G_S : gradiente del fluido producido de la formación [psi/pie]
 G_W : gradiente del agua producida [psi/pie]
 F_W : corte de agua (fracción) [adimensional]
 G_O : gradiente del petróleo producido [psi/pie]

Paso 9

Determinar el gradiente de fluido de retorno que responde a la siguiente ecuación:

$$G_D = \frac{[(G_S \times Q_S) + (G_N \times Q_N)]}{Q_D} \quad [10]$$

Donde: G_D : gradiente del fluido de retorno [psi/pie]
 G_S : gradiente del fluido producido de la formación [psi/pie]
 Q_S : tasa de flujo en la succión de la bomba (tasa de producción) [bl/día]
 G_N : gradiente del fluido motriz [psi/pie]
 Q_N : tasa de fluido motriz [bl/día]
 Q_D : tasa de fluido de retorno (tasa de descarga) [bl/día]

Paso 10

Calcular el corte de agua del fluido de retorno empleando las siguientes ecuaciones:

- Si el fluido motriz es petróleo

$$F_{WD} = \frac{Q_S \times F_W}{Q_D} \quad [11]$$

- Si el fluido motriz es agua

$$F_{WD} = \frac{Q_N + (Q_S \times F_W)}{Q_D} \quad [12]$$

Donde: F_{WD} : corte de agua en el fluido de retorno [adimensional]
 Q_S : tasa de flujo en la succión de la bomba (tasa de producción) [bl/día]
 F_W : corte de agua (fracción) [adimensional]
 Q_D : tasa de fluido de retorno (tasa de descarga) [bl/día]

Paso 11

Calcular la relación gas líquido (GLR) en el fluido de retorno. La ecuación a utilizar es la siguiente:

$$GLR = \frac{Q_S \times (1 - F_W) \times GOR}{Q_D} \quad [13]$$

Donde: GLR : relación gas-líquido en el flujo de retorno a la superficie [pcs/bl]
 Q_S : tasa de flujo en la succión de la bomba (tasa de producción) [bl/día]
 F_W : corte de agua (fracción) [adimensional]
 GOR : relación gas-petróleo [pcs/bl]
 Q_D : tasa de fluido de retorno (tasa de descarga) [bl/día]

Paso 12

Si el GLR es mayor que diez, es recomendado utilizar correlaciones de flujo multifásico vertical para determinar la presión de descarga de la bomba, P_D , usando los valores obtenidos en los pasos 7 a 11.

En el presente trabajo se empleó el programa Well Perform Analysis™ versión 3.00 para obtener la P_D . Una vez calculada continuar con el paso 15.

Paso 13

Si el GLR es menor a diez, determinar la viscosidad del líquido de retorno para calcular las pérdidas de presión por fricción aplicando la ecuación siguiente:

$$\mu_D = (F_{WD} \times \mu_W) + [\mu_O \times (1 - F_{WD})] \quad [14]$$

Donde: μ_D : viscosidad del fluido de retorno [cP]
 F_{WD} : corte de agua en el fluido de retorno [adimensional]
 μ_W : viscosidad del agua [cP]
 μ_O : viscosidad del petróleo [cP]

Esta ecuación que utiliza un promedio aritmético ponderado asume que si el petróleo es usado como fluido motriz, este tiene la misma viscosidad que el petróleo producido y que no se forman emulsiones.

Paso 14

Determinar la presión de descarga. P_D es la suma de la presión hidrostática en el conducto de retorno, las pérdidas de presión por fricción (ecuación 15) y la presión de cabeza del pozo mediante la ecuación 16 (aplicada cuando $GLR \leq 10$):

$$P_{FD} = \frac{202 \times 10^{-8} \times L \times [d_1 + d_2]^{0.21}}{(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 [d_1 / (d_1 - d_2)]^{0.1}} \times \left[\left(\frac{\mu_D}{G_D} \right)^{0.21} \times G_D \right] \times Q_D^{1.79} \quad [15]$$

Donde: P_{FD} : pérdidas por fricción en la tubería de retorno [psi/pie]
L: longitud del tubing hasta la bomba [pies]
 d_1 : diámetro interno del casing [pulg]
 d_2 : diámetro externo del tubing [pulg]
 μ_D : viscosidad del fluido de retorno [cP]
 G_D : gradiente del fluido de retorno [psi/pie]
 Q_D : tasa de fluido de retorno (tasa de descarga) [bl/día]

$$P_D = (G_D \times D) + P_{FD} + P_{WH} \quad [16]$$

Donde: P_D : pérdidas por fricción en la tubería de retorno [psi/pie]
 G_D : gradiente del fluido de retorno [psi/pie]
 D : profundidad vertical de asentamiento de la bomba [pies]
 P_{FD} : pérdidas por fricción en la tubería de retorno [psi/pie]
 P_{WH} : presión en la cabeza del pozo [psi]

Paso 15

Calcular la relación de flujo másico adimensional (M), la ecuación a usar es:

$$M = Q_S \times \left\{ (1 - F_W) \left[1 + 2.8 \times \left(\frac{GOR}{P_S} \right)^{1.2} \right] + F_W \right\} \times \left(\frac{G_S}{Q_N \times G_N} \right) \quad [17]$$

Donde: M : relación de flujo másico adimensional
 Q_S : tasa de flujo en la succión de la bomba (tasa de producción) [bl/día]
 F_W : corte de agua (fracción) [adimensional]
 GOR : relación gas-petróleo [pcs/bl]
 P_S : presión en la succión de la bomba [psi]
 G_S : gradiente del fluido producido de la formación [psi/pie]
 Q_N : tasa de fluido motriz [bl/día]
 G_N : gradiente del fluido motriz [psi/pie]

Paso 16

Calcular la relación de presiones adimensional (H) definida por Cunningham (1954) para el valor seleccionado de R, usando el valor de M del paso 15.

$$H = \frac{\{2R + [(1 - 2R)(M^2 R^2)/(1 - R^2)] - (1 + K_{TD})R^2(1 + M)^2\}}{(1 + K_N) - \{2R + [(1 - 2R)(M^2 R^2)/(1 - R^2)] - (1 + K_{TD})R^2(1 + M)^2\}} \quad [18]$$

Donde: H : relación de presiones adimensional (Cunningham)
 R : relación adimensional del área de la tobera para el área de la garganta
 M : relación de flujo másico adimensional
 K_N : coeficiente de pérdida de presión en la tobera [adimensional]
 K_{TD} : coeficiente de pérdida de presión en la tobera [adimensional]

La siguiente Tabla 3 muestra los coeficientes de pérdidas por fricción, K_N y K_{TD} , los cuales son determinados experimentalmente y se utilizan para el cálculo de H:

Tabla 3. Valores de los coeficientes de pérdidas por fricción K_N y K_{TD} para su reemplazo en la ecuación 18

Coeficiente de pérdida	Valor
K_N	0.030
K_{TD}	0.200

(Petrie, Smart & Wilson, 1983b)

Paso 17

Este es un paso clave para el proceso de iteración. El valor de H será usado para delimitar la ecuación 19 de Gosline & O'Brien (citado en Petrie, Smart y Wilson, 1983a), a partir de la cual se recalculará ya sea la presión en la tobera, P_N , o la presión de succión de la bomba, P_S , dependiendo de si se sigue el *procedimiento 1* o se sigue el *procedimiento 2* (ver los pasos 18 y 19).

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad [19]$$

Donde: H: relación de presiones adimensional (Gosline & O'Brien)
 P_D : presión de descarga [psi]
 P_S : presión en la succión de la bomba [psi]
 P_N : presión a la entrada de la tobera [psi]

Esto conducirá a un nuevo valor de H en el paso 16 de la siguiente iteración. El último valor de H se compara con el valor previo. Si la diferencia entre los dos es menor al 1% (ecuación 20), la iteración se completa puesto que se ha obtenido la convergencia y la ejecución se transfiere al paso 20 (*procedimiento 1*) o al paso 21 (*procedimiento 2*).

$$\%diferencia = \frac{H_C - H_A}{H_C} \times 100 \quad [20]$$

Donde: H_C : relación de presiones adimensional calculado
 H_A : relación de presiones adimensional anterior

Cuando el GLR del fluido de descarga es menor o igual a diez, se aplica directamente la ecuación 20 para calcular el porcentaje de diferencia.

Pueden ser encontrados problemas de convergencia cuando el gas está presente (GLR del fluido de descarga mayor a diez) y la presión de admisión de la bomba es baja. Esto es especialmente cierto cuando la presión de admisión de la bomba, P_S , es la que varía para encontrar una solución (*procedimiento 2*). Un cálculo que promedia los valores sucesivos de H se necesita para amortiguar las oscilaciones inestables en los valores calculados de P_S . La mejor solución entre mejorar la convergencia y minimizar el número de iteraciones se ha encontrado es una media ponderada que da el doble peso al valor previo de H y un peso unitario al último valor (ecuación 21).

$$H_{NUEVO} = \frac{2H_A + H_C}{3} \quad [21]$$

Donde: H_{NUEVO} : relación de presiones adimensional promedio ponderado cuando $GLR > 10$, calculado a partir de la segunda iteración
 H_C : relación de presiones adimensional calculado
 H_A : relación de presiones adimensional anterior

El valor promedio ponderado de H reemplaza al valor antiguo de H ; en la siguiente iteración el criterio de la convergencia menor al 1%, se aplica al último valor de H comparado al promedio ponderado de las dos iteraciones previas (ecuación 20). Normalmente se requieren de tres a diez iteraciones. El criterio de convergencia del 1% junto con el promedio ponderado de H lleva a respuestas que son reproducibles dentro de un rango de alrededor de ± 15 psi.

De igual forma si el porcentaje de diferencia obtenido es menor al 1%, los cálculos se transfieren al paso 20 (*procedimiento 1*) o al paso 21 (*procedimiento 2*).

Paso 18

Procedimiento 1. Calcular una nueva presión de tobera, P_N , mediante la ecuación 19 arreglada en la siguiente forma:

$$P_N = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D \quad [22]$$

Donde: P_N : presión a la entrada de la tobera recalculada [psi]
 P_D : presión de descarga [psi]
 P_S : presión en la succión de la bomba [psi]
 H : relación de presiones adimensional

Luego ir al paso 6 en la próxima iteración.

Paso 19

Procedimiento 2. Calcular una nueva presión de admisión de la bomba, P_S , de la ecuación 19:

$$P_S = P_D - H(P_N - P_D) \quad [23]$$

Donde: P_S : presión de succión de la bomba recalculada [psi]
 P_D : presión de descarga [psi]
 P_N : presión a la entrada de la tobera [psi]
 H : relación de presiones adimensional

Continuar con el paso 5 en la iteración siguiente.

Paso 20

Procedimiento 1. Determinar la nueva presión superficial de operación (de la bomba de superficie, quíntuplex en el campo Pucuna) empleando la ecuación siguiente:

$$P_T = P_N - (G_N \times D) + P_{FN} \quad [24]$$

Donde: P_T : presión superficial de operación [psi]
 P_N : presión a la entrada de la tobera [psi]
 G_N : gradiente del fluido motriz [psi/pie]
 D : profundidad vertical de asentamiento de la bomba [pies]
 P_{FN} : pérdidas por fricción en la tubería de inyección de fluido motriz [psi/pie]

Paso 21

Procedimiento 2. Calcular mediante la ecuación siguiente el flujo máximo para que la bomba no cavite:

$$Q_{SC} = \frac{Q_S(A_T - A_N)}{A_{CM}} \quad [25]$$

Donde: Q_{SC} : tasa de flujo máximo en la succión para que no cavite la bomba [bl/día]
 Q_S : tasa de flujo en la succión de la bomba (tasa de producción) [bl/día]
 A_T : área de flujo de garganta [pulg²]
 A_N : área de flujo de la tobera [pulg²]
 A_{CM} : área anular mínima de flujo en la garganta para evitar la cavitación [pulg²]

Paso 22

Calcular la potencia máxima de la bomba superficial de operación, asumiendo que tiene un 90% de eficiencia:

$$HP = \frac{Q_N \times P_T}{52910 \times 0.9} \quad [26]$$

Donde: HP: potencia máxima de la bomba quíntuplex [HP]
Q_N: tasa de fluido motriz [bl/día]
P_T: presión superficial de operación [psi]

Paso 23

Presentar los siguientes parámetros finales obtenidos (Tabla 4):

Tabla 4. Parámetros finales obtenidos

RESULTADOS		
Símbolo	Descripción	Unidades
---	Procedimiento seleccionado	---
---	Fabricante	---
---	Bomba	---
---	R (relación adimensional del área de la tobera para el área de la garganta)	---
P _T	Presión superficial de operación	psi
Q _S	Tasa de producción	bl/día
P _S	Presión de succión de la bomba	psi
Q _{SC}	Tasa de flujo máximo en la succión para que no cavite la bomba	bl/día
Q _N	Tasa de fluido motriz	bl/día
P _D	Presión de descarga	psi
HP	Potencia de la bomba quíntuplex (90%)	HP

Paso 24

Para una nueva bomba, ir al paso 1, ingresando la nueva geometría en el paso 2 y seguir el *procedimiento 1* en el paso 3. Para elaborar el comportamiento del sistema de producción para una geometría escogida, ir al paso 1, ingresar una nueva tasa de producción y seguir el *procedimiento 2* en el paso 3. Con esta opción pueden ser calculados varios puntos para una presión dada de la bomba superficial de operación.

Finalmente, los parámetros de diseño calculados se comparan con el comportamiento del campo.

2.4. ELABORACIÓN DE LAS CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

Para poder aplicar el método PSW, inicialmente se requirió graficar la curva IPR de los cuatro pozos seleccionados, puesto que estas curvas permitieron determinar la tasa de flujo máximo de cada uno de los pozos. Estos datos fueron necesarios establecer para iniciar la secuencia de cálculos del método PSW como para la realización del análisis nodal.

Las curvas IPR fueron elaboradas mediante el uso de la ecuación 1 y para obtener el caudal máximo se empleó la ecuación 2 (ver Anexo 1), con cuyos resultados se realizaron las figuras 4, 5, 6 y 7 y la Tabla 5. Dichas ecuaciones pertenecen al método de Vogel citado en Brown (1977) en su libro “The Technology of Artificial Lift Methods” (Volumen 1).

2.5. DESARROLLO DE LAS ECUACIONES DEL MÉTODO PSW

Las ecuaciones del método PSW se elaboraron en hojas de cálculo en Excel por pozo analizado, lo que permitió el desarrollo de los cálculos a través del procedimiento dado por este método.

Los cuatro pozos objeto de estudio requirieron el uso de correlaciones de flujo multifásico, para ello se empleó el software Well Perform Analysis™ versión 3.00. Específicamente, se utilizó el software para obtener el valor de la presión de descarga de la bomba (P_D) por cada iteración.

2.6. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON (PSW)

Una vez obtenida la tasa de flujo máxima (Tabla 5) de cada uno de los pozos mediante la curva IPR que fue previamente elaborada, se iniciaron los cálculos en el libro de Excel correspondiente a cada pozo. Para ello, fue necesario asumir diferentes tasas de producción no mayores a la tasa de flujo máxima calculada, como también se estableció la presión de succión para las distintas tasas asumidas que permitieron desarrollar las iteraciones necesarias hasta alcanzar la convergencia de la bomba (porcentaje de diferencia menor al 1%, ecuación 20). Con las tasas de producción asumidas (Q_s) junto con la presión de succión (P_s) para dichas tasas, se realizó el análisis nodal para la determinación de la tasa óptima a la que deberían estar

operando los pozos con la bomba jet que se encuentra instalada en los mismos.

Las ecuaciones de la 3 a la 26 fueron utilizadas en los cuatro pozos seleccionados para la aplicación del método PSW junto con los datos de las condiciones mecánicas y de los fluidos de cada uno de los pozos presentados en las tablas 7, 8, 9 y 10.

Debido a que el campo Pucuna posee un sistema centralizado de inyección de fluido motriz, se siguió el procedimiento dos en todos los pozos. El procedimiento dos mantuvo constante la actual presión de operación de las bombas quíntuplex con la que trabaja actualmente cada pozo para la ejecución de los cálculos.

2.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Del análisis nodal realizado por pozo, se determinó la tasa óptima de producción para las condiciones operativas actuales de los pozos con la bomba jet instalada con la que trabajan. Se comparó entre la tasa actual de producción con la tasa óptima calculada, contrastación con la cual se estableció si los pozos se encuentran operando a las condiciones apropiadas o el posible incremento en la productividad de los pozos aplicando los parámetros de operación resultantes del procedimiento de cálculos del método PSW.

Además, en aquellos pozos donde se obtuvo un incremento en la producción, se determinó el valor del aumento en los ingresos económicos al país que proporcionaría este incremento de barriles netos de petróleo a la producción del campo, tomando como referencia el precio mensual promedio final de comercialización a agosto de 2017 del barril de crudo ecuatoriano, 43.03 USD/barril, señalado por el Banco Central del Ecuador en su informe de Cifras económicas del Ecuador de septiembre de 2017.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para elaborar este estudio se seleccionaron cuatro pozos con bombeo hidráulico tipo jet pertenecientes al campo Pucuna del Oriente ecuatoriano, pozos PCN-003TI, PCN-010TS, PCNB-011UI y PCNA-017UI; de los cuales se cuenta con información de la bomba jet utilizada actualmente, diagrama mecánico, data de los yacimientos, parámetros de trabajo, entre otra información proporcionada que permitió evaluar la bomba instalada y condiciones operacionales vigentes mediante la aplicación del método de Petrie, Smart y Wilson.

Se empleó el software Well Perform Analysis™ versión 3.00 (en adelante software Well Perform) en los cuatro pozos analizados, en los cuales se requirió las correlaciones de flujo multifásico para realizar los cálculos.

Para iniciar el análisis propuesto se realizó la curva IPR de cada pozo.

3.1. ELABORACIÓN DE LAS CURVAS IPR (CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA)

La curva de comportamiento de afluencia (IPR) o llamada también curva de oferta, es la representación gráfica de las presiones de fondo fluyente (P_{wf}) y las tasas de producción de fluido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones; es decir, permite conocer el comportamiento del reservorio productor, puesto que, para cada P_{wf} existe una tasa de producción de fluido q .

Para la aplicación del método PSW en los cuatro pozos seleccionados, se requirió graficar la curva IPR para cada uno de los pozos mediante la utilización del método de Vogel. La curva IPR permitió determinar la tasa de flujo máximo de cada uno de ellos, cuyos datos son necesarios conocer para iniciar la secuencia de cálculos del método PSW.

Vogel (citado en Brown, 1977) determinó la ecuación general para determinar la curva de IPR (ecuación 1), de la cual se puede calcular el caudal máximo presentado en la ecuación 2 (Anexo 1).

En las figuras 3, 4, 5 y 6 y Tabla 5, se presentan las curvas IPR y las tasas de flujo máximo obtenidas de los pozos PCN-003TI, PCN-010TS, PCNB-011UI y PCNA-017UI mediante la aplicación de las ecuaciones previamente mencionadas. Para ello se empleó los parámetros presentados en la Tabla 6.

Tabla 5. Tasa de flujo máximo [bl/día] calculada con la ecuación 2

Pozo	$q_{om\acute{a}x}$ [bl/día]
PCN-003TI	1083.36
PCN-010TS	191.98
PCNB-011UI	114.28
PCNA-017UI	71.40

Tabla 6. Datos utilizados para el cálculo de las curvas IPR

Pozo	P_r [psi]	P_{wf} [psi]	q_{actual} [bl/día]
PCN-003TI	1266	974	403.40
PCN-010TS	1397	745	127.87
PCNB-011UI	1003	466	83.88
PCNA-017UI	911	300	60.51

(Petroamazonas EP, 2017)

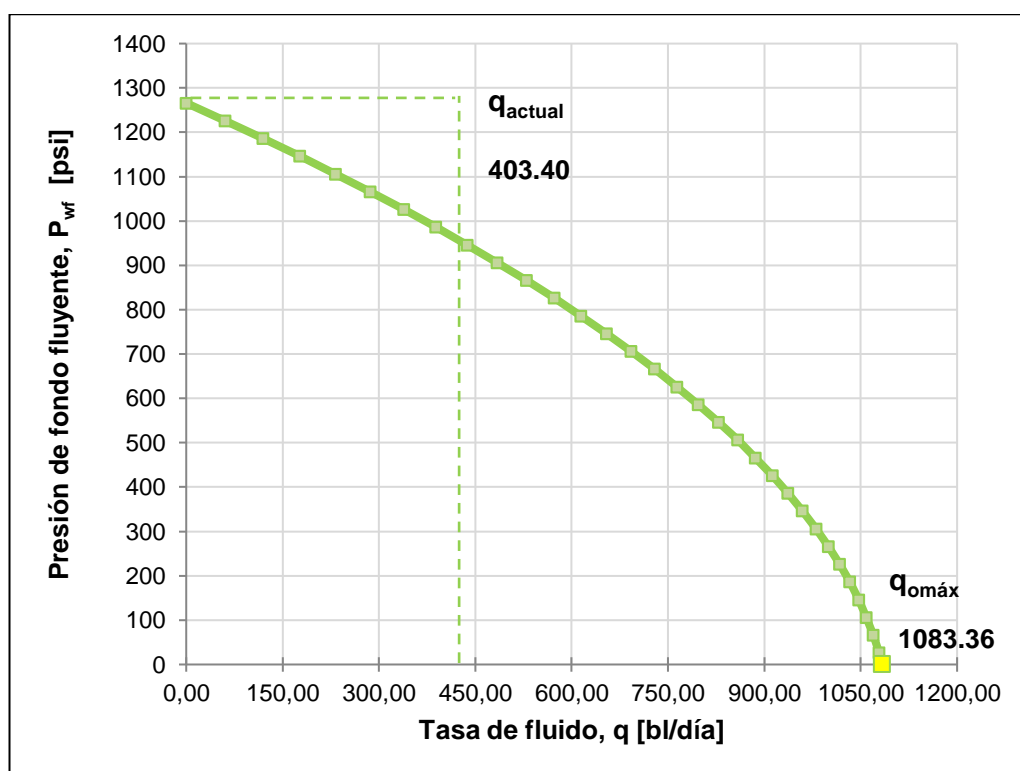


Figura 3. Curva IPR del pozo PCN-003TI

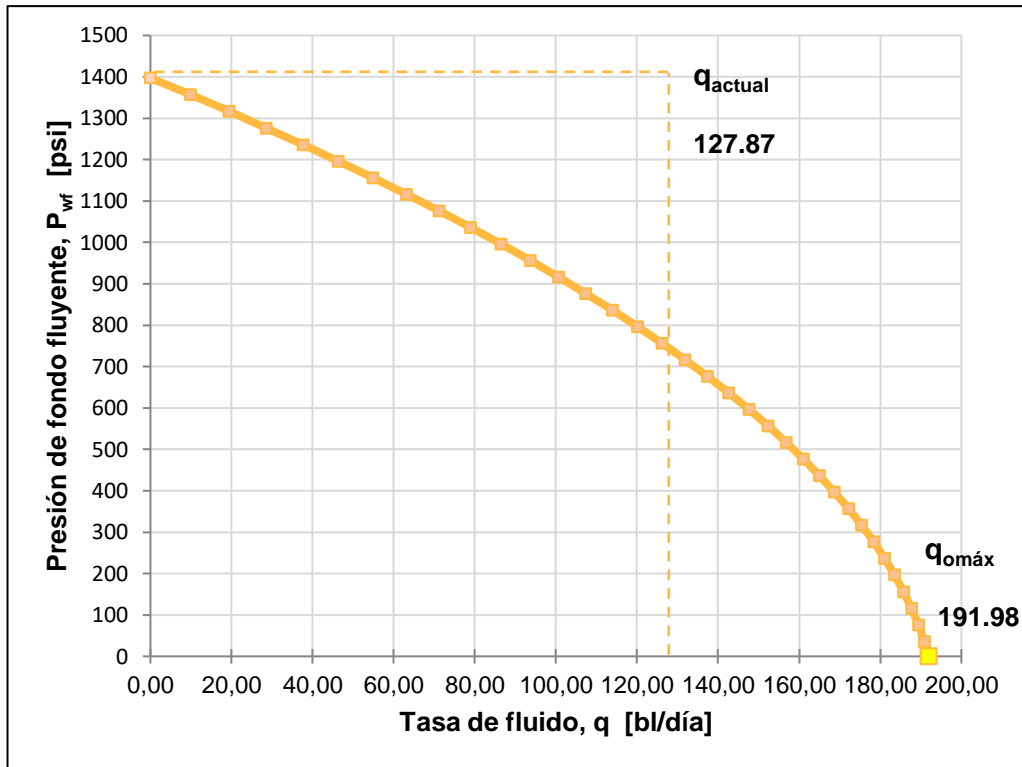


Figura 4. Curva IPR del pozo PCN-010TS

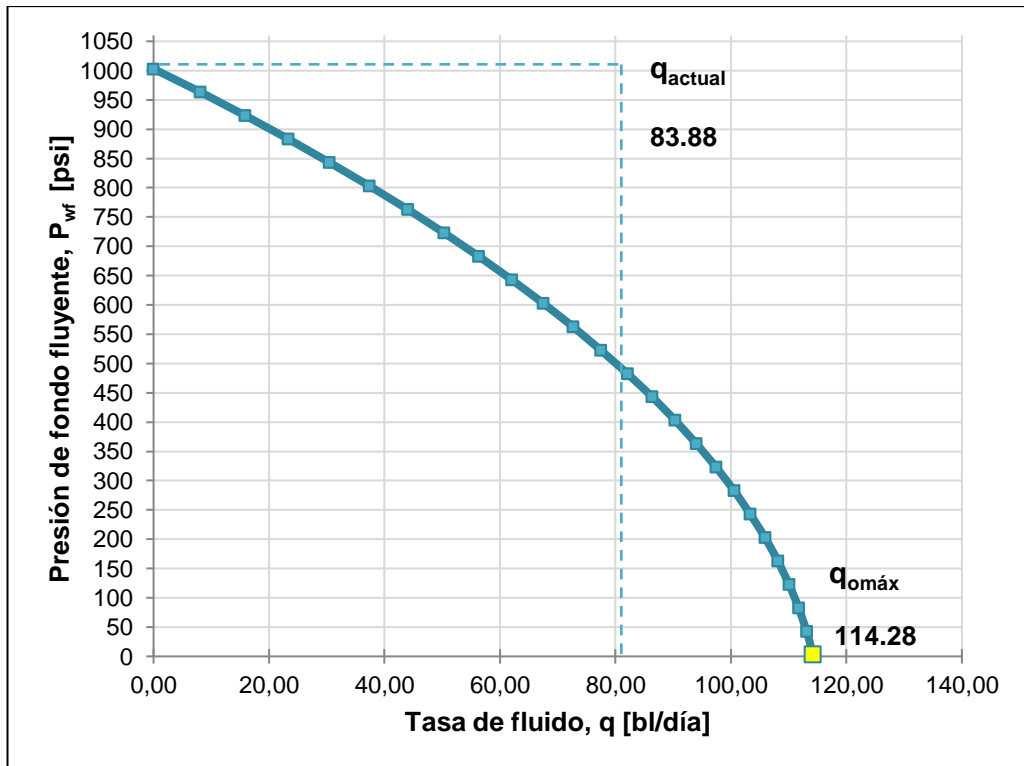


Figura 5. Curva IPR del pozo PCNB-011UI

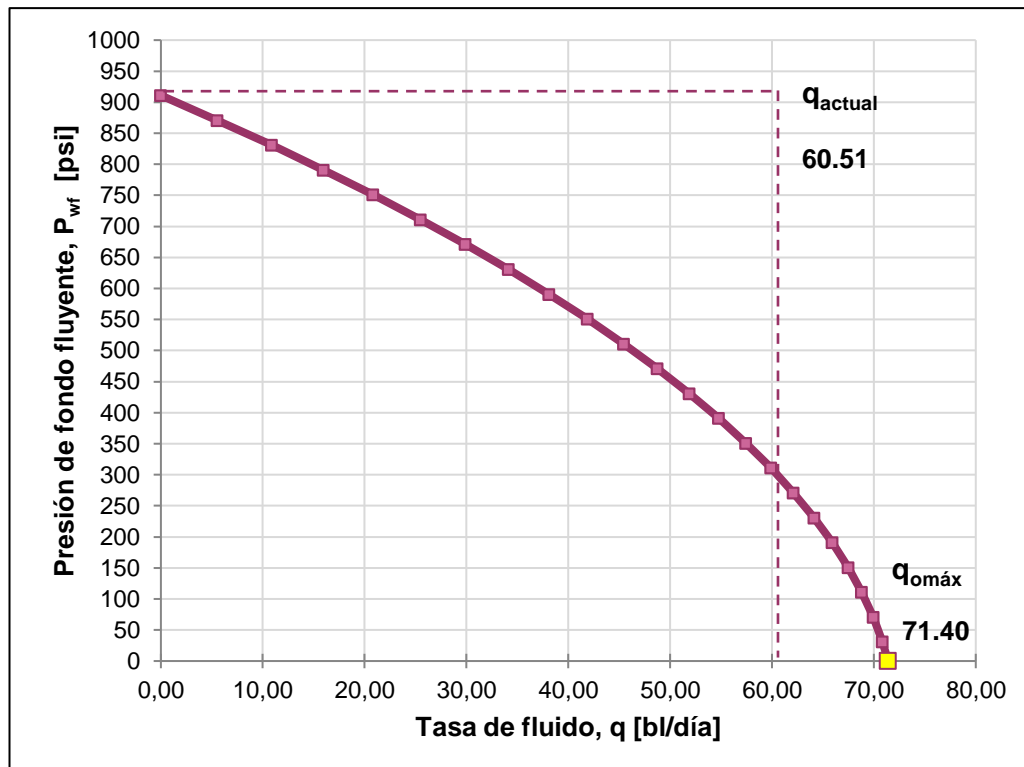


Figura 6. Curva IPR del pozo PCNA-017UI

3.1.1. CONDICIONES MECÁNICAS Y DE LOS FLUIDOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En vista que los pozos PCN-003TI, PCN-010TS, PCNB-011UI y PCNA-017UI, disponen de la información mecánica y de fluidos actualizada que está detallada en las tablas 7, 8, 9 y 10, se los seleccionó en este estudio para la aplicación del método PSW.

La data requerida por pozo para proceder a la ejecución de los cálculos es la presentada en las tablas antes mencionadas.

Tabla 7. Datos del pozo PCN-003UI

PCN – 003TI					
Profundidad vertical de la bomba [pies]	9193.36	Gradiente del agua [psi/pie]	0.442		
Longitud del tubing [pies]	9193.36	Viscosidad del petróleo [cP]	1.448		
ID tubing [pulg]	2.992	Viscosidad del agua [cP]	0.48		
OD tubing [pulg]	3.500	GOR [pcs/bl]	571.76		
ID tubería de retorno [pulg]	6.276	Corte de agua [%]	0.74		
Presión de cabeza [psi]	78	Temperatura en superficie [°F]	88		
Gravedad específica del gas	1.0066	Temperatura en fondo [°F]	223		
Gravedad API del petróleo	30.8	Fluido motriz	Petróleo		
Gravedad específica fluido motriz	0.872	Tasa de producción asumida para las iteraciones [bl/día]	400 425 450		
Gravedad específica petróleo producido	0.872	Presión de succión a la tasa asumida [psi]	825		
Gravedad específica del agua	1.020	Presión superficial de operación [psi]	3850		
Gradiente del fluido motriz [psi/pie]	0.378	Bomba en uso	Sertecpet Claw 10-I		
Gradiente del petróleo producido [psi/pie]	0.378	Instalación	Casing	Venteadado	No

(Petroamazonas EP, 2017)

Tabla 8. Datos del pozo PCN-010TS

PCN – 010TS					
Profundidad vertical de la bomba [pies]	9210.11	Gradiente del agua [psi/pie]	0.441		
Longitud del tubing [pies]	9210.11	Viscosidad del petróleo [cP]	1.519		
ID tubing [pulg]	2.992	Viscosidad del agua [cP]	0.50		
OD tubing [pulg]	3.500	GOR [pcs/bl]	625.49		
ID tubería de retorno [pulg]	6.276	Corte de agua [%]	10.79		
Presión de cabeza [psi]	138	Temperatura en superficie [°F]	88		
Gravedad específica del gas	1.0066	Temperatura en fondo [°F]	216		
Gravedad API del petróleo	30.5	Fluido motriz	Petróleo		
Gravedad específica fluido motriz	0.873	Tasa de producción asumida para las iteraciones [bl/día]	145 150 160		
Gravedad específica petróleo producido	0.873	Presión de succión a la tasa asumida [psi]	500		
Gravedad específica del agua	1.019	Presión superficial de operación [psi]	3900		
Gradiente del fluido motriz [psi/pie]	0.378	Bomba en uso	Sertecpet Claw 9-G		
Gradiente del petróleo producido [psi/pie]	0.378	Instalación	Casing	Venteadado	No

(Petroamazonas EP, 2017)

Tabla 9. Datos del pozo PCNB-011UI

PCNB – 011UI					
Profundidad vertical de la bomba [pies]	9124	Gradiente del agua [psi/pie]		0.441	
Longitud del tubing [pies]	9124	Viscosidad del petróleo [cP]		1.923	
ID tubing [pulg]	2.992	Viscosidad del agua [cP]		0.47	
OD tubing [pulg]	3.500	GOR [pcs/bl]		1048.67	
ID tubería de retorno [pulg]	6.276	Corte de agua [%]		2.03	
Presión de cabeza [psi]	112	Temperatura en superficie [°F]		88	
Gravedad específica del gas	1.0066	Temperatura en fondo [°F]		229	
Gravedad API del petróleo	30.2	Fluido motriz		Petróleo	
Gravedad específica fluido motriz	0.875	Tasa de producción asumida para las iteraciones [bl/día]		80	
				95	
				100	
Gravedad específica petróleo producido	0.875	Presión de succión a la tasa asumida [psi]		475	
Gravedad específica del agua	1.019	Presión superficial de operación [psi]		3850	
Gradiente del fluido motriz [psi/pie]	0.379	Bomba en uso		Solipet National Oilmaster 8-A	
Gradiente del petróleo producido [psi/pie]	0.379	Instalación	Casing	Venteadado	No

(Petroamazonas EP, 2017)

Tabla 10. Datos de pozo PCNA-017UI

PCNA – 017UI					
Profundidad vertical de la bomba [pies]	9120	Gradiente del agua [psi/pie]		0.441	
Longitud del tubing [pies]	9120	Viscosidad del petróleo [cP]		1.922	
ID tubing [pulg]	2.992	Viscosidad del agua [cP]		0.50	
OD tubing [pulg]	3.500	GOR [pcs/bl]		1290.78	
ID tubería de retorno [pulg]	6.276	Corte de agua [%]		5.04	
Presión de cabeza [psi]	124	Temperatura en superficie [°F]		88	
Gravedad específica del gas	1.0066	Temperatura en fondo [°F]		215	
Gravedad API del petróleo	30.7	Fluido motriz		Petróleo	
Gravedad específica fluido motriz	0.872	Tasa de producción asumida para las iteraciones [bl/día]		58	
				60	
				65	
Gravedad específica petróleo producido	0.872	Presión de succión a la tasa asumida [psi]		450	
Gravedad específica del agua	1.019	Presión superficial de operación [psi]		3950	
Gradiente del fluido motriz [psi/pie]	0.378	Bomba en uso		Solipet National Oilmaster 8A-	
Gradiente del petróleo producido [psi/pie]	0.378	Instalación	Casing	Venteadado	No

(Petroamazonas EP, 2017)

3.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO PSW EN LOS POZOS SELECCIONADOS

Para la aplicación del método de Petrie, Smart y Wilson se utilizaron las ecuaciones de la 3 a la 26 en todos los pozos objeto de estudio. A la vez, se emplearon los datos de las condiciones mecánicas y de los fluidos de cada uno de los pozos seleccionados contenidos en las tablas 2, 7, 8, 9 y 10, respectivamente.

En todos los pozos se siguió el procedimiento dos, debido a que el campo Pucuna posee un sistema centralizado de inyección de fluido motriz, es decir, se mantuvo la presión superficial de operación constante.

3.2.1. POZO PCN-003TI

En base a la información del pozo PCN-003TI (Tabla 7) y la tasa de flujo máxima calculada, 1083.36 bl/día (Tabla 2), se aplicó el método de Petrie, Smart y Wilson (PSW). Al realizar el análisis nodal (Tabla 11 y Figura 7) se determinó que la tasa de producción óptima ($q_{\text{óptimo}}$) para las condiciones operativas actuales del pozo con la bomba instalada jet Claw 10-I es de 430.00 bl/día; sin embargo, el pozo está produciendo 403.40 bl/día de acuerdo con la información proporcionada por Petroamazonas EP. Con lo cual se obtendría un incremento de producción de 26.6 bl/día.

Tabla 11. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCN-003TI

PCN-003TI							
P_T [psi]	Nº iteraciones	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	Q_{sc} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3850	3	400.00	785	444.34	1910.72	2982	154
	4	425.00	944	509.26	1887.23	2948	153
	4	450.00	1114	573.96	1861.99	2922	151
3950	3	400.00	703	409.88	1936.95	2987	161
	3	425.00	864	475.86	1914.18	2954	159
	4	450.00	1038	545.38	1888.26	2927	157

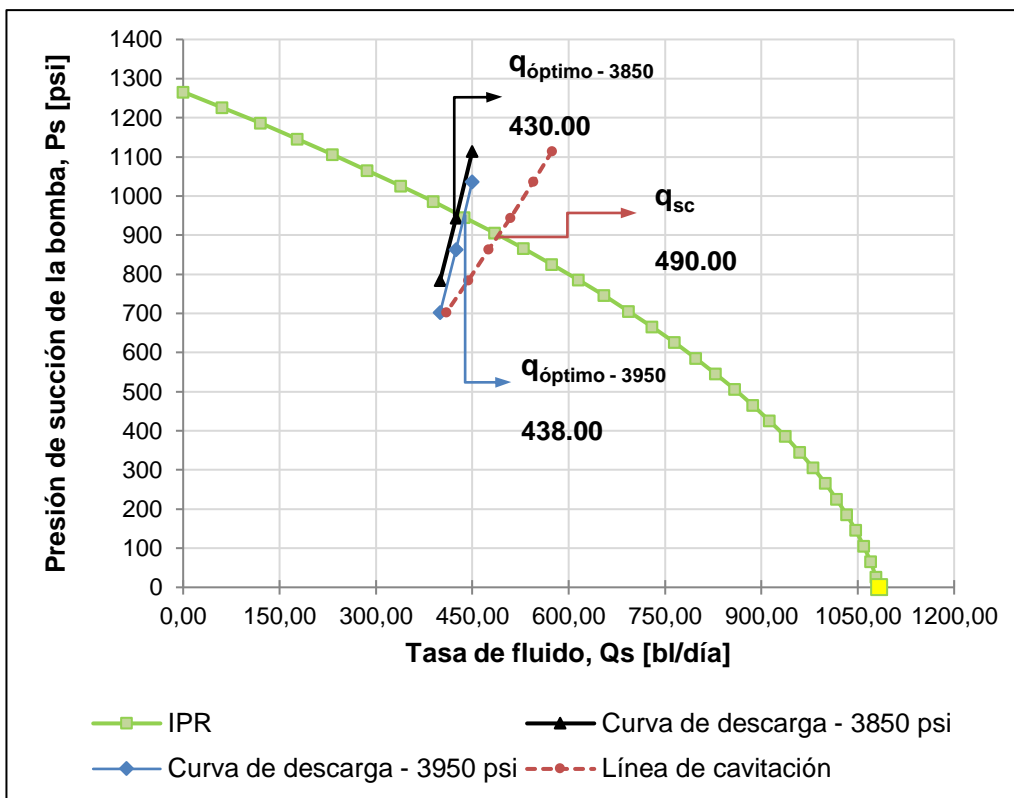


Figura 7. Análisis nodal del pozo PCN-003TI

Además, se estimó que la tasa de producción a partir de la cual iniciaría la cavitación (q_{sc}) es de 490.00 bl/día en la intersección de la curva IPR con la línea de cavitación. Así mismo se puede observar en la Figura 7 que en el caso de trabajar con una presión de operación superficial (P_T) de 3950 psi, mayor a la P_T de trabajo actual, no hay riesgo a cavitación con la tasa óptima de 438.00 bl/día.

Los parámetros de operación obtenidos con el método PSW para incrementar la producción del pozo PCN-003TI a 430.00 bl/día, manteniendo la presión de operación de 3850 psi, están descritos en la Tabla 12. Para alcanzar dichos resultados se utilizó el programa Well Perform debido a que se obtuvo un GLR mayor a diez.

Tabla 12. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCN-003TI

Procedimiento		2 (P_T constante)					
Fabricante		Claw (Sertecpet)					
Bomba actualmente instalada			10-I			R	0.400
Q_{actual}	403.40 bl/día			$Q_{N \text{ actual}}$	1760.00 bl/día		
$P_T \text{ actual}$ [psi]	Nº iteraciones	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	Q_{sc} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3850	4	430.00	973	522.44	1882.24	2940	152

Al comparar las tasas de fluido motriz y debido al incremento en la producción que se obtendría en el pozo, se requerirá una mayor tasa de inyección de fluido motriz. El caudal óptimo para producir los 430.00 bl/día propuestos es de 1882.24 bl/día. Bajo las condiciones actuales con una tasa de fluido motriz de 1760.00 bl/día se producen 403.40 bl/día. En este pozo se incrementarían 26.6 bl/día de producción si se aumentan 122.24 bl/día a la tasa actual de inyección de fluido motriz.

Igualmente, la bomba jet Claw 10-I instalada en el pozo cumple con el área anular mínima de flujo en la garganta para evitar la cavitación (A_{CM}) calculada mediante el método para la tasa propuesta (Tabla 13).

Tabla 13. Validación del A_S de la bomba jet Claw 10-I con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW

Fabricante	Claw (Sertecpet)		Bomba 10-I	
R 0.400	A_N [pulg ²]	0.0175	A_T [pulg ²]	0.0447
A_S bomba [pulg ²]		A_{CM} calculado [pulg ²]		
0.0272		0.0224		

3.2.2. POZO PCN-010TS

Se aplicó el método PSW conforme a la data del pozo PCN-010TS (Tabla 8) y la tasa de flujo máxima calculada, 191.98 bl/día (Tabla 2). Al ejecutar el análisis nodal (Tabla 14 y Figura 8) se determinó que la tasa de producción óptima ($q_{\text{óptimo}}$) para los parámetros operativos actuales del pozo con la bomba instalada jet Claw 9-G es de 156.00 bl/día; sin embargo, el pozo está produciendo 127.87 bl/día de acuerdo con la información provista por Petroamazonas EP. De este modo, la tasa de producción se incrementaría en 28.13 bl/día.

Tabla 14. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCN-010TS

PCN-010TS							
P_T [psi]	Nº iteraciones	Q_S [bl/día]	P_S [psi]	Q_{SC} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3900	4	145	259	113.99	1686.46	3321	138
	3	150	380	154.07	1672.21	3311	137
	4	160	645	230.63	1640.49	3303	134
4000	4	145	134	66.69	1712.79	3322	144
	4	150	258	113.63	1698.38	3313	143
	3	160	526	196.54	1667.35	3304	140

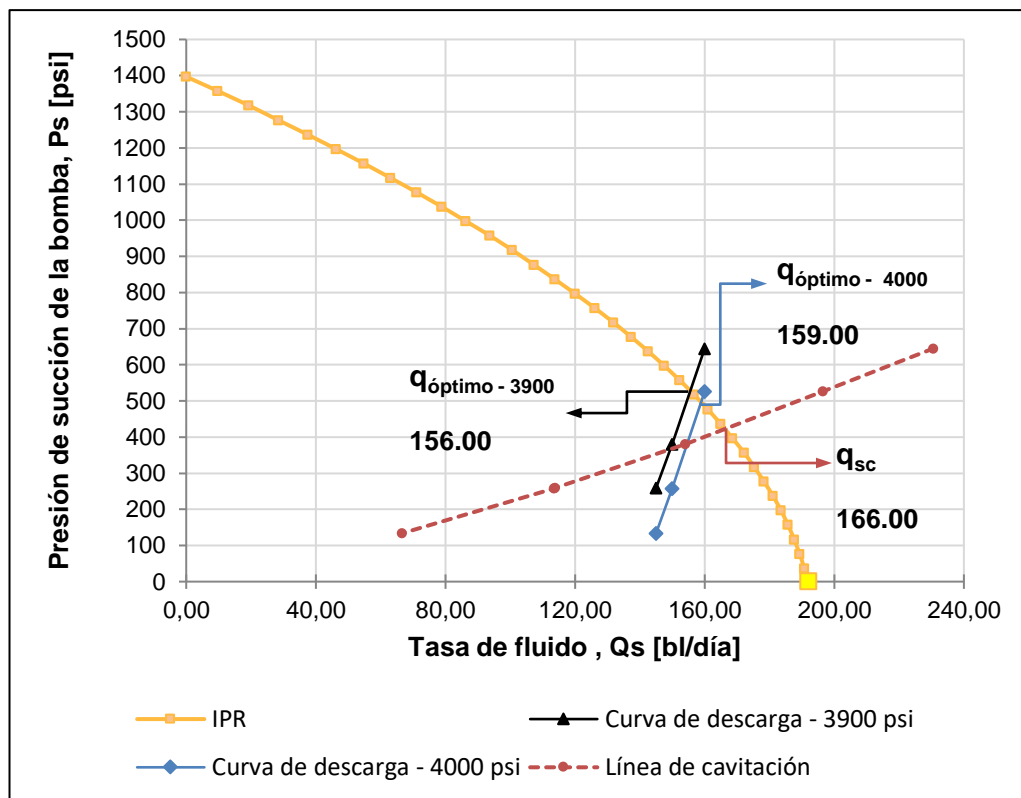


Figura 8. Análisis nodal del pozo PCN-010TS

La tasa de producción estimada a partir de la cual iniciaría la cavitación (q_{sc}) es de 166.00 bl/día en la intersección de la curva IPR con la línea de cavitación. Además, se observa en la Figura 8 que en el caso de trabajar con una presión de operación superficial (P_T) de 4000 psi, mayor a la P_T de trabajo actual, no hay riesgo a cavitación con la tasa óptima de 159.00 bl/día.

Para lograr el incremento en la producción del pozo PCN-010TS a 156.00 bl/día conservando la presión de operación de 3900 psi mediante la aplicación del método PSW, se deben cumplir los parámetros de operación que se detallan en la Tabla 15. Se empleó el programa Well Perform para alcanzar dichos resultados debido a que se obtuvo un GLR mayor a diez.

Tabla 15. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCN-010TS

Procedimiento		2 (P_T constante)					
Fabricante		Claw (Sertecpet)					
Bomba actualmente instalada			9-G		R	0.476	
Q_{actual}	127.87 bl/día			Q_{N actual}	1565.00 bl/día		
P_{T actual} [psi]	Nº iteraciones	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	Q_{sc} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3900	3	156.00	538	199.87	1653.93	3306	135

En base a la contrastación entre la tasa fluido motriz actual y la calculada, se requerirá la inyección de una mayor tasa de fluido motriz debido al aumento en la producción que se obtendría en el pozo. El caudal óptimo para producir los 156.00 bl/día propuestos es de 1653.93 bl/día. Actualmente con 1565.00 bl/día de fluido motriz se producen 127.87 bl/día. En este pozo se incrementarían 28.13 bl/día de producción si se aumentan 88.93 bl/día a la tasa actual de inyección de fluido motriz.

Así mismo el área anular de la garganta para el flujo de producción (A_S) de la bomba jet Claw 9-G instalada en el pozo cumple con el área anular mínima de flujo en la garganta para evitar la cavitación (A_{CM}) calculada mediante el método para la tasa óptima (Tabla 16).

Tabla 16. Validación del A_S de la bomba jet Claw 9-G con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW

Fabricante	Claw (Sertecpet)		Bomba	9-G	
R	0.476	A_N [pulg ²]	0.0148	A_T [pulg ²]	0.0311
A_S bomba [pulg ²]			A_{CM} calculado [pulg ²]		
0.0163			0.0127		

3.2.3. POZO PCNB-011UI

Para aplicar el método PSW se empleó la información del pozo PCNB-011UI (Tabla 9) y la tasa de flujo máxima calculada 114.28 bl/día (Tabla 2). Se determinó, al realizar el análisis nodal (Tabla 17 y Figura 9), que la tasa de producción óptima ($q_{\text{óptimo}}$) para las condiciones actuales de operación del pozo con la bomba jet National Oilmaster 8-A instalada es de 83.00 bl/día; el pozo actualmente está produciendo 83.88 bl/día, conforme a la información proporcionada por Petroamazonas EP. Por tanto, las condiciones con las que está operando el pozo son las adecuadas.

Tabla 17. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCN-0011UI

PCN-011UI							
P_T [psi]	Nº iteraciones	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	Q_{sc} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3850	3	80.00	429	152.94	1466.03	3203	119
	4	95.00	828	264.07	1422.83	3175	115
	4	100.00	947	293.89	1409.87	3159	114
3950	3	80.00	335	123.30	1486.45	3204	123
	4	95.00	741	241.10	1443.29	3177	120
	4	100.00	862	272.81	1430.06	3162	119

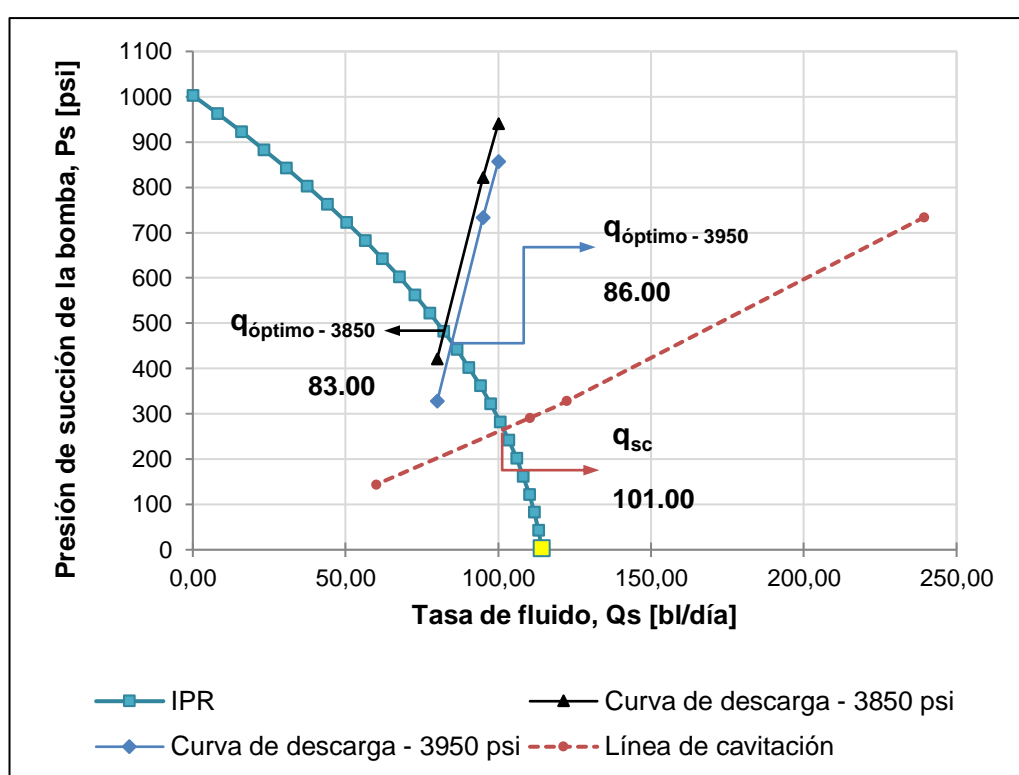


Figura 9. Análisis nodal del pozo PCNB-011UI

En la intersección de la curva IPR con la línea de cavitación se estimó que la tasa de producción a partir de la cual iniciaría la cavitación (q_{sc}) es de 101.00 bl/día. Además, se puede observar en la Figura 9 que en el caso de trabajar con una presión de operación superficial (P_T) de 3950 psi, mayor a la P_T de trabajo actual, no hay riesgo a cavitación con la tasa óptima de 86.00 bl/día.

Los parámetros de operación resultantes de la aplicación del método PSW para la tasa de 83.00 bl/día, manteniendo la P_T actual de 3850 psi en el pozo PCNB-011UI, se detallan en la Tabla 18. Debido a que se obtuvo un GLR mayor a diez se empleó el programa Well Perform.

Tabla 18. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCNB-011UI

Procedimiento		2 (P_T constante)					
Fabricante		National Oilmaster (Solipet)					
Bomba actualmente instalada			8-A			R	0.380
Q_{actual}	83.88 bl/día			Q_{N actual}	1445.00 bl/día		
P_{T actual} [psi]	N° iteraciones	Q_S [bl/día]	P_S [psi]	Q_{SC} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3850	3	83.00	482	168.53	1460.45	3199	118

Debido a que el pozo bajo los parámetros actuales se encuentra operando a la tasa óptima, se inyecta al mismo 1445.00 bl/día de fluido motriz para producir la tasa de 83.88 bl/día. Según el método se requieren inyectar 1460.45 bl/día de fluido motriz para producir los 83.00 bl/día.

De igual forma la bomba jet 8-A instalada en el pozo cumple con área anular mínima de flujo en la garganta para evitar la cavitación (A_{CM}) calculada mediante el método para la tasa óptima (Tabla 19).

Tabla 19. Validación del A_S de la bomba jet 8-A con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW

Fabricante	National Oilmaster (Solipet)		Bomba	8-A	
R	0.380	A_N [pulg²]	0.0131	A_T [pulg²]	0.0346
A_S bomba [pulg ²]			A_{CM} calculado [pulg ²]		
0.0215			0.0101		

3.2.4. POZO PCNA-017UI

Conforme a la información del pozo PCNA-017UI (Tabla 10) y la tasa de flujo máxima calculada, 71.40 bl/día (Tabla 2), se aplicó el método PSW. Al realizar el análisis nodal (Tabla 20 y Figura 10) se determinó que la tasa de producción óptima ($q_{\text{óptimo}}$) para los parámetros actuales de operación del pozo con la bomba instalada jet National Oilmaster 8A- es de 60.00 bl/día; actualmente en base a la información proporcionada por Petroamazonas EP se está produciendo 60.51 bl/día. Por tanto, las condiciones con las que está operando el pozo son las adecuadas.

Tabla 20. Datos obtenidos con el método PSW para graficar las curvas de descarga del pozo PCNA-017UI

PCNA-017UI							
P_T [psi]	Nº iteraciones	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	Q_{sc} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3950	4	58.00	238	52.67	1497.54	3124	124
	3	60.00	393	81.36	1481.47	3120	123
	4	65.00	783	145.86	1440.05	3114	119
4000	4	58.00	177	40.63	1509.01	3125	127
	3	60.00	334	71.07	1492.67	3121	125
	4	65.00	727	137.24	1451.41	3114	122

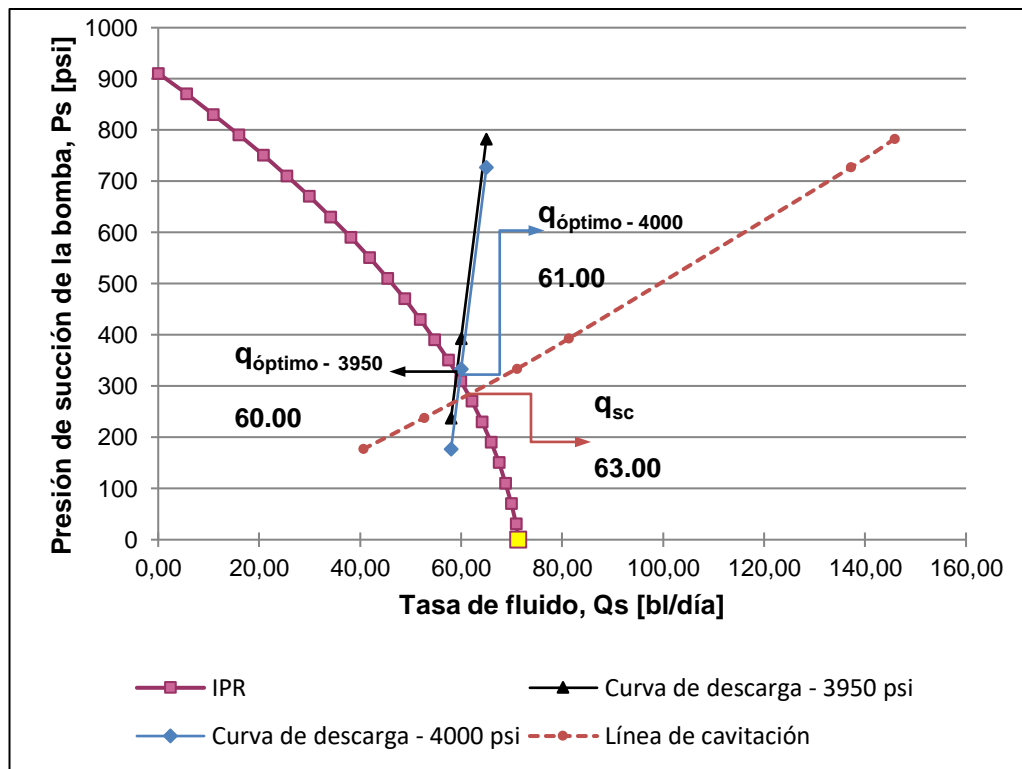


Figura 10. Análisis nodal del pozo PCNA-017UI

Además, la tasa de producción estimada a partir de la cual iniciaría la cavitación (q_{sc}) es de 63.00 bl/día en la intersección de la curva IPR con la línea de cavitación. De igual forma, se observa en la Figura 10 que en el caso de trabajar con una presión de operación superficial (P_T) de 4000 psi, mayor a la P_T de trabajo actual, no hay riesgo a cavitación con la tasa óptima de 61.00 bl/día.

Las condiciones de operación resultantes de la aplicación del método PSW para la tasa de 60.00 bl/día, manteniendo la P_T actual de 3950 psi en el pozo

PCNA-017UI, se detallan en la Tabla 21. Debido a que se obtuvo un GLR mayor a diez se empleó el programa Well Perform.

Tabla 21. Condiciones operativas obtenidas mediante el método PSW - Pozo PCNA-017UI

Procedimiento		2 (P_T constante)					
Fabricante		National Oilmaster (Solipet)					
Bomba actualmente instalada			8A-			R	0.483
Q_{actual}	60.51 bl/día			Q_{N actual}	1400.00 bl/día		
P_{T actual} [psi]	N° iteraciones	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	Q_{SC} [bl/día]	Q_N [bl/día]	P_D [psi]	HP (90%) [HP]
3950	3	60.00	393	81.36	1481.47	3120	123

Se observa que la tasa actual de fluido motriz es similar a la tasa calculada, debido a que los parámetros de trabajo actuales con los que está operando el pozo son los apropiados. Se inyectan al pozo 1400.00 bl/día de fluido motriz para producir la tasa de 60.51 bl/día. Mediante el método se requieren inyectar 1481.47 bl/día de fluido motriz para producir los 60.00 bl/día.

Igualmente, el área anular de la garganta para el flujo de producción (A_s) de la bomba jet National Oilmaster 8A- instalada en el pozo cumple con el área anular mínima de flujo en la garganta para evitar la cavitación (A_{CM}) calculada mediante el método para la tasa óptima (Tabla 22).

Tabla 22. Validación del A_s de la bomba jet 8A- con el área mínima para evitar la cavitación A_{CM} obtenida con el método PSW

Fabricante	National Oilmaster (Solipet)		Bomba	8A-	
R	0.483	A_N [pulg ²]	0.0131	A_T [pulg ²]	0.0271
A_S bomba [pulg ²]			A_{CM} calculado [pulg ²]		
0.0141			0.0103		

3.3. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO PSW EN LOS POZOS SELECCIONADOS

Se presentan a continuación los resultados obtenidos de los algoritmos propuestos por Petrie, Smart y Wilson. En dos de los cuatro pozos analizados se obtuvo una mejora en la producción, dicha mejora se fundamenta en la aplicación de los parámetros de operación resultantes del procedimiento de cálculos del método PSW, a fin de lograr el incremento deseado en la producción; sin embargo, los dos pozos restantes están operando a la tasa

óptima determinada con el análisis nodal realizado, es decir, trabajan a las condiciones apropiadas.

En la Tabla 23 se detallan los resultados de los cuatro pozos en estudio en los cuales se siguió el procedimiento dos (sistema centralizado de inyección de fluido motriz):

Tabla 23. Sumario de resultados obtenidos mediante la aplicación del método PSW en los cuatro pozos analizados

POZO	PARÁMETROS DE OPERACIÓN						
	P _T [psi]	Q _S [bl/día]	P _S [psi]	Q _{SC} [bl/día]	Q _N [bl/día]	P _D [psi]	HP (90%) [HP]
PCN-003TI	3850	430.00	973	522.44	1882.24	2940	152
PCN-010TS	3900	156.00	538	199.87	1653.93	3306	135
PCNB-011UI	3850	83.00	482	168.53	1460.45	3199	118
PCNA-017UI	3950	60.00	393	81.36	1481.47	3120	123

El incremento alcanzado en la producción de los pozos PCN-003TI y PCN-010TS, proporcionaría un aumento en los ingresos económicos del campo Pucuna. Considerando el precio mensual promedio final de comercialización a agosto de 2017 del barril de crudo ecuatoriano, 43.03 USD/barril, valor de referencia tomado del Banco Central del Ecuador en su informe de Cifras económicas del Ecuador de septiembre de 2017; se presentan en la Tabla 24 los valores que se generarían con la cantidad de barriles aumentados netos de petróleo.

Tabla 24. Incremento de los ingresos con la producción óptima calculada

POZO		PCN-003TI	PCN-010TS
Producción actual de fluido [bl/día]		403.40	127.87
Producción propuesta de fluido [bl/día]		430.00	156.00
Barriles de incremento de fluido [bl/día]		26.60	28.13
Corte de agua [%]		0.74	10.79
Incremento de barriles neto de petróleo [bl/día]		26.40	25.09
Ingreso incremental	Diario [USD]	1135.99	1079.62
	Mensual [USD]	34079.76	32388.68
	Anual [USD]	414637.08	394062.29

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- La información recopilada de las condiciones operativas actuales y la bomba instalada fue de cuatro pozos en base a los cuales se realizó el análisis.
- Se desarrolló una hoja de cálculo automatizada en Excel para la aplicación de la secuencia de cálculos propuestos por Petrie, Smart y Wilson para cada uno de los pozos en estudio.
- Después del análisis efectuado, se puede concluir que el pozo PCN-003TI con la bomba jet Claw 10-I que opera actualmente, tendrá una mejora significativa al aumentar de 403.40 bl/día a 430.00 bl/día, es decir, un 7% más a su producción inyectando los 1882.24 barriles de fluido motriz obtenidos mediante el método PSW como se detalla en la Tabla 12.
- La aplicación del método PSW permite incrementar la producción del pozo PCN-010TS de 127.87 bl/día a 156.00 bl/día (equivalente al 22% más de su producción) conservando la presión superficial de operación actual de trabajo junto con la bomba jet Claw 9-G que se encuentra instalada en el mismo; para alcanzar dicho resultado se requerirá inyectar 88.93 bl/día más de fluido motriz a la tasa que se emplea al momento de este fluido.
- En base a los resultados obtenidos de la aplicación del método PSW, se determinó que dos de los cuatro pozos analizados, PCNB-011UI y PCNA-017UI, se encuentran operando a las condiciones adecuadas con las bombas jet National Oilmaster 8-A y 8A- que poseen instaladas respectivamente; por tanto, no se requiere realizar intervención alguna en dichos pozos.
- El incremento de barriles netos de petróleo alcanzado en la producción de los pozos PCN-003TI y PCN-010TS, proporcionará un aumento en los ingresos económicos anuales al país de alrededor de USD 808699.
- La aplicación del método PSW es una alternativa viable para determinar la tasa óptima de producción en los pozos con bombeo hidráulico tipo jet.

4.2. RECOMENDACIONES

- Implementar las variables de operación obtenidas en la Tabla 12 del pozo PCN-003TI para lograr el incremento de 26.40 bl/día netos de petróleo en la producción de dicho pozo.
- Para aumentar la producción del pozo PCN-010TS en 25.09 bl/día netos de petróleo, es conveniente aplicar los parámetros de trabajo resultantes del método PSW señalados en la Tabla 15.
- Para aplicar las ecuaciones del método PSW, se debe trabajar con data actualizada de los pozos en estudio.
- Para la aplicación del método propuesto, es imperativo elaborar las curvas IPR para conocer la capacidad productiva que brinda cada pozo analizado, debido a que es un dato necesario para iniciar los cálculos iterativos del método antes mencionado.
- Se recomienda realizar pruebas de presión en el campo Pucuna para contar con información actualizada que permitirá tener un control continuo de la declinación de presión, curvas de comportamiento de afluencia, entre otros parámetros del yacimiento.
- El método PSW puede ser utilizado en cualquier campo que opere con bombeo hidráulico tipo jet.
- Al ejecutar el análisis nodal en los pozos se estimó se podría alcanzar una mayor recuperación de su producción si se realizan estimulaciones en los mismos.

5. BIBLIOGRAFÍA

5. BIBLIOGRAFÍA

- Banco Central del Ecuador. (2017). *Cifras económicas del Ecuador de septiembre 2017*. Obtenido de <https://contenido.bce.fin.ec/documento/Estadisticas/SectorReal/Previsiones/IndCoyuntura/CifrasEconomicas/cie201709.pdf>
- Berdyev, Y. y El Habashy, R. (2014). Unique Artificial Lift Solution for Complex Operation in a Caspian SeaField Using Jet Pumps. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, 12-14 November, Astana, Kazakhstan. SPE SPE-172315-MS. Recuperado el 10 de septiembre de 2017, de https://www.academia.edu/29418844/Unique_Artificial_Lift_Solution_for_Complex_Operation_in_a_Caspian_Sea_Field_Using_Jet_Pumps
- Bradley, H. (1992). *Petroleum Engineering Handbook*. Texas, Estados Unidos: Society of Petroleum Engineers.
- Brown, K. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods (Vol. 1)*. Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Publishing Company.
- Brown, K. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods (Vol. 2b)*. Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: Petroleum Publishing Company.
- Brown, K. (1982). *Overview of Artificial Lift Systems*. *Journal of Petroleum Technology*, 34(10): 2384–2396. SPE-9979-PA. <https://doi.org/10.2118/9979-PA>
- Chavan, C., Jha, M., Singh, M. K. y Singh, R. (2012). *Selection and Successful Application of Jet Pumps in Mangala Oil field: A Case Study*. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition, 27-28 November, Manama, Bahrain. SPE-163116-MS. Recuperado el 10 de septiembre de 2017, https://www.academia.edu/32179911/SPE_163116_Selection_and_Successful_Application_of_Jet_Pumps_in_Mangala_Oil_field_A_Case_Study
- Christ, F. y Petrie, H. (1989). Obtaining Low Bottomhole Pressures in Deep Wells With Hydraulic Jet Pumps. *Journal of Petroleum Technology*. 4(3). SPE-15177-PA. <https://doi.org/10.2118/15177-PA>
- Coberly, C. (1961). *Theory and Application of Hydraulic Oil Well Pumps*. California: Huntington Park.

- Cunningham, R. (1954). The jet pump as a lubrication oil scavenge pump for aircraft engines. *Wright Air Development Center Technical Report*, 55-143. Recuperado el 12 de septiembre de 2017, de <http://www.dtic.mil/dtic/tr/fulltext/u2/075184.pdf>
- Flatern, R. (2015). Artificial Lift. *Schlumberger, Oilfield Review*, 27(2), 54-55. Recuperado el 5 de octubre de 2017, de http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors15/sept15/composite.pdf
- Melo, V. (2014). Levatamiento artificial. Quito, Ecuador.
- Moon, T. (2016). Jet Pumps. *Schlumberger Oilfield Review*. Recuperado el 5 de octubre de 2017, de http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Jet-Pumps.pdf?la=en&hash=196786A4CBF0CF59AB9954050E09B3BB65D8D641
- Petrie, H., Smart, E. y Wilson, P. (1983a). Jet Pumping Oil Wells. Part 1 - Design theory, hardware options and application considerations. *World Oil*, 51-56.
- Petrie, H., Smart, E. y Wilson, P. (1983b). Jet Pumping Oil Wells. Part 2 – Hand held computer programs for installation design. *World Oil*, 109-111.
- Petrie, H. Smart. E. y Wilson, P. (1984). Jet Pumping Oil Wells. Part 3 – How desing calculations compare with actual field performance. *World Oil*, 101-108.
- Petroamazonas EP. (2017). Información del campo Pucuna. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Sertecpet. (2016, mayo). *Diseño y selección del levantamiento artificial hidráulico tipo jet para pozos petroleros*. Taller de Levantamiento Artificial. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador.
- Sertecpet. (2017). *Sistemas de levantamiento artificial*. Recuperado el 10 de septiembre de 2017, de Sertecpet: <http://www.sertecpet.net/osistemas.html>

6. ANEXOS

6. ANEXOS

ANEXO 1.

Ecuaciones utilizadas para determinar el IPR (curva de comportamiento de afluencia)

$$\frac{q}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad [1]$$

De la ecuación 1 se puede calcular también el caudal máximo:

$$q_{om\acute{a}x} = \frac{q}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad [2]$$

Donde: $q_{om\acute{a}x}$: tasa de flujo máximo [bl/día]
 q : tasa de flujo [bl/día]
 P_{wf} : presión de fondo fluyente [psi]
 \bar{P}_r : presión promedio de reservorio [psi]

ANEXO 2.

Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet National Oilmaster – Solipet

NATIONAL OILMASTER																																																																																																																																																										
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Relaciones de áreas</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Tobera</th> <th style="text-align: center;">Garganta R</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">N</td><td style="text-align: center;">N-1 0.483 X</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">N</td><td style="text-align: center;">N 0.380 A</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">N</td><td style="text-align: center;">N+1 0.299 B</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">N</td><td style="text-align: center;">N+2 0.235 C</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">N</td><td style="text-align: center;">N+3 0.184 D</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">N</td><td style="text-align: center;">N+4 0.145 E</td></tr> </tbody> </table>	Relaciones de áreas		Tobera	Garganta R	N	N-1 0.483 X	N	N 0.380 A	N	N+1 0.299 B	N	N+2 0.235 C	N	N+3 0.184 D	N	N+4 0.145 E																																																																																																																																									
Relaciones de áreas																																																																																																																																																										
Tobera	Garganta R																																																																																																																																																									
N	N-1 0.483 X																																																																																																																																																									
N	N 0.380 A																																																																																																																																																									
N	N+1 0.299 B																																																																																																																																																									
N	N+2 0.235 C																																																																																																																																																									
N	N+3 0.184 D																																																																																																																																																									
N	N+4 0.145 E																																																																																																																																																									
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="6" style="text-align: center;">Área anular garganta - tobera, (A_s) [pulg.₂]</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Tobera</th> <th style="text-align: center;">X</th> <th style="text-align: center;">A</th> <th style="text-align: center;">B</th> <th style="text-align: center;">C</th> <th style="text-align: center;">D</th> <th style="text-align: center;">E</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">0,004</td><td style="text-align: center;">0,0057</td><td style="text-align: center;">0,008</td><td style="text-align: center;">0,0108</td><td style="text-align: center;">0,0144</td><td style="text-align: center;">0,0183</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">2</td><td style="text-align: center;">0,0033</td><td style="text-align: center;">0,005</td><td style="text-align: center;">0,0073</td><td style="text-align: center;">0,0101</td><td style="text-align: center;">0,0137</td><td style="text-align: center;">0,0175</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">0,0042</td><td style="text-align: center;">0,0065</td><td style="text-align: center;">0,0093</td><td style="text-align: center;">0,0129</td><td style="text-align: center;">0,0175</td><td style="text-align: center;">0,0233</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">0,0054</td><td style="text-align: center;">0,0082</td><td style="text-align: center;">0,0118</td><td style="text-align: center;">0,0164</td><td style="text-align: center;">0,0222</td><td style="text-align: center;">0,0296</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">5</td><td style="text-align: center;">0,0068</td><td style="text-align: center;">0,0104</td><td style="text-align: center;">0,015</td><td style="text-align: center;">0,0208</td><td style="text-align: center;">0,0282</td><td style="text-align: center;">0,0377</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">6</td><td style="text-align: center;">0,0087</td><td style="text-align: center;">0,0133</td><td style="text-align: center;">0,0191</td><td style="text-align: center;">0,0265</td><td style="text-align: center;">0,036</td><td style="text-align: center;">0,0481</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">7</td><td style="text-align: center;">0,0111</td><td style="text-align: center;">0,0169</td><td style="text-align: center;">0,0243</td><td style="text-align: center;">0,0338</td><td style="text-align: center;">0,0459</td><td style="text-align: center;">0,0612</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">8</td><td style="text-align: center;">0,0141</td><td style="text-align: center;">0,0215</td><td style="text-align: center;">0,031</td><td style="text-align: center;">0,0431</td><td style="text-align: center;">0,0584</td><td style="text-align: center;">0,0779</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">9</td><td style="text-align: center;">0,0179</td><td style="text-align: center;">0,0274</td><td style="text-align: center;">0,0395</td><td style="text-align: center;">0,0548</td><td style="text-align: center;">0,0743</td><td style="text-align: center;">0,0992</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,0229</td><td style="text-align: center;">0,035</td><td style="text-align: center;">0,0503</td><td style="text-align: center;">0,0698</td><td style="text-align: center;">0,0947</td><td style="text-align: center;">0,1264</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">11</td><td style="text-align: center;">0,0291</td><td style="text-align: center;">0,0444</td><td style="text-align: center;">0,0639</td><td style="text-align: center;">0,0888</td><td style="text-align: center;">0,1205</td><td style="text-align: center;">0,1608</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">12</td><td style="text-align: center;">0,0369</td><td style="text-align: center;">0,0564</td><td style="text-align: center;">0,0813</td><td style="text-align: center;">0,113</td><td style="text-align: center;">0,1533</td><td style="text-align: center;">0,2046</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">13</td><td style="text-align: center;">0,0469</td><td style="text-align: center;">0,0718</td><td style="text-align: center;">0,1035</td><td style="text-align: center;">0,1438</td><td style="text-align: center;">0,1951</td><td style="text-align: center;">0,2605</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">14</td><td style="text-align: center;">0,0597</td><td style="text-align: center;">0,0914</td><td style="text-align: center;">0,1317</td><td style="text-align: center;">0,183</td><td style="text-align: center;">0,2484</td><td style="text-align: center;">0,3316</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">15</td><td style="text-align: center;">0,0761</td><td style="text-align: center;">0,1164</td><td style="text-align: center;">0,1677</td><td style="text-align: center;">0,2331</td><td style="text-align: center;">0,3163</td><td style="text-align: center;">0,4223</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">16</td><td style="text-align: center;">0,0969</td><td style="text-align: center;">0,1482</td><td style="text-align: center;">0,2136</td><td style="text-align: center;">0,2968</td><td style="text-align: center;">0,4028</td><td style="text-align: center;">0,5377</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">17</td><td style="text-align: center;">0,1234</td><td style="text-align: center;">0,1888</td><td style="text-align: center;">0,272</td><td style="text-align: center;">0,3779</td><td style="text-align: center;">0,5128</td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">18</td><td style="text-align: center;">0,1571</td><td style="text-align: center;">0,2403</td><td style="text-align: center;">0,3463</td><td style="text-align: center;">0,4812</td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">19</td><td style="text-align: center;">0,2</td><td style="text-align: center;">0,306</td><td style="text-align: center;">0,4409</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">20</td><td style="text-align: center;">0,2546</td><td style="text-align: center;">0,3896</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>	Área anular garganta - tobera, (A _s) [pulg. ₂]						Tobera	X	A	B	C	D	E	1	0,004	0,0057	0,008	0,0108	0,0144	0,0183	2	0,0033	0,005	0,0073	0,0101	0,0137	0,0175	3	0,0042	0,0065	0,0093	0,0129	0,0175	0,0233	4	0,0054	0,0082	0,0118	0,0164	0,0222	0,0296	5	0,0068	0,0104	0,015	0,0208	0,0282	0,0377	6	0,0087	0,0133	0,0191	0,0265	0,036	0,0481	7	0,0111	0,0169	0,0243	0,0338	0,0459	0,0612	8	0,0141	0,0215	0,031	0,0431	0,0584	0,0779	9	0,0179	0,0274	0,0395	0,0548	0,0743	0,0992	10	0,0229	0,035	0,0503	0,0698	0,0947	0,1264	11	0,0291	0,0444	0,0639	0,0888	0,1205	0,1608	12	0,0369	0,0564	0,0813	0,113	0,1533	0,2046	13	0,0469	0,0718	0,1035	0,1438	0,1951	0,2605	14	0,0597	0,0914	0,1317	0,183	0,2484	0,3316	15	0,0761	0,1164	0,1677	0,2331	0,3163	0,4223	16	0,0969	0,1482	0,2136	0,2968	0,4028	0,5377	17	0,1234	0,1888	0,272	0,3779	0,5128		18	0,1571	0,2403	0,3463	0,4812			19	0,2	0,306	0,4409				20	0,2546	0,3896				
Área anular garganta - tobera, (A _s) [pulg. ₂]																																																																																																																																																										
Tobera	X	A	B	C	D	E																																																																																																																																																				
1	0,004	0,0057	0,008	0,0108	0,0144	0,0183																																																																																																																																																				
2	0,0033	0,005	0,0073	0,0101	0,0137	0,0175																																																																																																																																																				
3	0,0042	0,0065	0,0093	0,0129	0,0175	0,0233																																																																																																																																																				
4	0,0054	0,0082	0,0118	0,0164	0,0222	0,0296																																																																																																																																																				
5	0,0068	0,0104	0,015	0,0208	0,0282	0,0377																																																																																																																																																				
6	0,0087	0,0133	0,0191	0,0265	0,036	0,0481																																																																																																																																																				
7	0,0111	0,0169	0,0243	0,0338	0,0459	0,0612																																																																																																																																																				
8	0,0141	0,0215	0,031	0,0431	0,0584	0,0779																																																																																																																																																				
9	0,0179	0,0274	0,0395	0,0548	0,0743	0,0992																																																																																																																																																				
10	0,0229	0,035	0,0503	0,0698	0,0947	0,1264																																																																																																																																																				
11	0,0291	0,0444	0,0639	0,0888	0,1205	0,1608																																																																																																																																																				
12	0,0369	0,0564	0,0813	0,113	0,1533	0,2046																																																																																																																																																				
13	0,0469	0,0718	0,1035	0,1438	0,1951	0,2605																																																																																																																																																				
14	0,0597	0,0914	0,1317	0,183	0,2484	0,3316																																																																																																																																																				
15	0,0761	0,1164	0,1677	0,2331	0,3163	0,4223																																																																																																																																																				
16	0,0969	0,1482	0,2136	0,2968	0,4028	0,5377																																																																																																																																																				
17	0,1234	0,1888	0,272	0,3779	0,5128																																																																																																																																																					
18	0,1571	0,2403	0,3463	0,4812																																																																																																																																																						
19	0,2	0,306	0,4409																																																																																																																																																							
20	0,2546	0,3896																																																																																																																																																								
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="text-align: center;">Dimensiones de toberas (A_n) y cámaras de mezclado (A₇) [pulg.²]</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Tobera</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Garganta</th> </tr> <tr> <th style="text-align: center;">Número</th> <th style="text-align: center;">Área</th> <th style="text-align: center;">Número</th> <th style="text-align: center;">Área</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">0,0024</td><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">0,0064</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">2</td><td style="text-align: center;">0,0031</td><td style="text-align: center;">2</td><td style="text-align: center;">0,0081</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">0,0039</td><td style="text-align: center;">3</td><td style="text-align: center;">0,0104</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">0,005</td><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">0,0131</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">5</td><td style="text-align: center;">0,0064</td><td style="text-align: center;">5</td><td style="text-align: center;">0,0167</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">6</td><td style="text-align: center;">0,0081</td><td style="text-align: center;">6</td><td style="text-align: center;">0,0212</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">7</td><td style="text-align: center;">0,0103</td><td style="text-align: center;">7</td><td style="text-align: center;">0,0271</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">8</td><td style="text-align: center;">0,0131</td><td style="text-align: center;">8</td><td style="text-align: center;">0,0346</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">9</td><td style="text-align: center;">0,0167</td><td style="text-align: center;">9</td><td style="text-align: center;">0,0441</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,0212</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,0562</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">11</td><td style="text-align: center;">0,0271</td><td style="text-align: center;">11</td><td style="text-align: center;">0,0715</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">12</td><td style="text-align: center;">0,0346</td><td style="text-align: center;">12</td><td style="text-align: center;">0,091</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">13</td><td style="text-align: center;">0,0441</td><td style="text-align: center;">13</td><td style="text-align: center;">0,1159</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">14</td><td style="text-align: center;">0,0562</td><td style="text-align: center;">14</td><td style="text-align: center;">0,1476</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">15</td><td style="text-align: center;">0,0715</td><td style="text-align: center;">15</td><td style="text-align: center;">0,1879</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">16</td><td style="text-align: center;">0,091</td><td style="text-align: center;">16</td><td style="text-align: center;">0,2392</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">17</td><td style="text-align: center;">0,1159</td><td style="text-align: center;">17</td><td style="text-align: center;">0,3046</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">18</td><td style="text-align: center;">0,1476</td><td style="text-align: center;">18</td><td style="text-align: center;">0,3878</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">19</td><td style="text-align: center;">0,1879</td><td style="text-align: center;">19</td><td style="text-align: center;">0,4938</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">20</td><td style="text-align: center;">0,2392</td><td style="text-align: center;">20</td><td style="text-align: center;">0,6287</td></tr> </tbody> </table>	Dimensiones de toberas (A _n) y cámaras de mezclado (A ₇) [pulg. ²]				Tobera		Garganta		Número	Área	Número	Área	1	0,0024	1	0,0064	2	0,0031	2	0,0081	3	0,0039	3	0,0104	4	0,005	4	0,0131	5	0,0064	5	0,0167	6	0,0081	6	0,0212	7	0,0103	7	0,0271	8	0,0131	8	0,0346	9	0,0167	9	0,0441	10	0,0212	10	0,0562	11	0,0271	11	0,0715	12	0,0346	12	0,091	13	0,0441	13	0,1159	14	0,0562	14	0,1476	15	0,0715	15	0,1879	16	0,091	16	0,2392	17	0,1159	17	0,3046	18	0,1476	18	0,3878	19	0,1879	19	0,4938	20	0,2392	20	0,6287																																																													
Dimensiones de toberas (A _n) y cámaras de mezclado (A ₇) [pulg. ²]																																																																																																																																																										
Tobera		Garganta																																																																																																																																																								
Número	Área	Número	Área																																																																																																																																																							
1	0,0024	1	0,0064																																																																																																																																																							
2	0,0031	2	0,0081																																																																																																																																																							
3	0,0039	3	0,0104																																																																																																																																																							
4	0,005	4	0,0131																																																																																																																																																							
5	0,0064	5	0,0167																																																																																																																																																							
6	0,0081	6	0,0212																																																																																																																																																							
7	0,0103	7	0,0271																																																																																																																																																							
8	0,0131	8	0,0346																																																																																																																																																							
9	0,0167	9	0,0441																																																																																																																																																							
10	0,0212	10	0,0562																																																																																																																																																							
11	0,0271	11	0,0715																																																																																																																																																							
12	0,0346	12	0,091																																																																																																																																																							
13	0,0441	13	0,1159																																																																																																																																																							
14	0,0562	14	0,1476																																																																																																																																																							
15	0,0715	15	0,1879																																																																																																																																																							
16	0,091	16	0,2392																																																																																																																																																							
17	0,1159	17	0,3046																																																																																																																																																							
18	0,1476	18	0,3878																																																																																																																																																							
19	0,1879	19	0,4938																																																																																																																																																							
20	0,2392	20	0,6287																																																																																																																																																							

(Petroamazonas EP, 2017)

ANEXO 3.

Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet Kobe – Solipet

Relaciones de áreas	
Tobera	Garganta R
N	N-1
N	N
N	N+1
N	N+2
N	N+3
N	N+4
N	N+4

Área anular garganta - tobera. (A _s) [pulg.]						
Tobera	A-	A	B	C	D	E
1	0,0029	0,0036	0,0053	0,0076	0,0105	0,0143
2	0,0037	0,0046	0,0069	0,0098	0,0136	0,0184
3	0,0048	0,0062	0,0089	0,0127	0,0175	0,0231
4	0,0062	0,0086	0,0115	0,0164	0,0227	0,0308
5	0,0086	0,0129	0,0178	0,0249	0,0343	0,0464
6	0,0129	0,0198	0,0273	0,0378	0,0513	0,0688
7	0,0198	0,0294	0,0399	0,0544	0,0739	0,0999
8	0,0294	0,0430	0,0575	0,0780	0,1055	0,1415
9	0,0430	0,0616	0,0821	0,1106	0,1481	0,1956
10	0,0616	0,0881	0,1186	0,1611	0,2146	0,2841
11	0,0881	0,1246	0,1671	0,2246	0,2991	0,3946
12	0,1246	0,1771	0,2376	0,3196	0,4196	0,5496
13	0,1771	0,2496	0,3346	0,4396	0,5696	0,7296
14	0,2496	0,3446	0,4546	0,5896	0,7596	0,9696
15	0,3446	0,4696	0,6196	0,7996	1,0196	1,2896
16	0,4696	0,6396	0,8496	1,0996	1,3996	1,7596
17	0,6396	0,8696	1,1496	1,4996	1,8996	2,4596
18	0,8696	1,1696	1,5496	2,0196	2,5996	3,3496
19	1,1696	1,5896	2,0796	2,7196	3,4996	4,4596
20	1,5896	2,1496	2,8496	3,6996	4,6996	5,9496

Dimensiones de toberas (A _N) y cámaras de mezclado (A _T) [pulg.]			
Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área
1	0,0024	1	0,006
2	0,0031	2	0,0077
3	0,004	3	0,01
4	0,0052	4	0,0129
5	0,0067	5	0,0167
6	0,0086	6	0,0215
7	0,0111	7	0,0278
8	0,0144	8	0,0359
9	0,0186	9	0,0464
10	0,024	10	0,0599
11	0,031	11	0,0774
12	0,04	12	0,1
13	0,0517	13	0,1292
14	0,0668	14	0,1668
15	0,0863	15	0,2154
16	0,1114	16	0,2783
17	0,1439	17	0,3594
18	0,1858	18	0,4642
19	0,24	19	0,5995
20	0,31	20	0,7743
21		21	1
22		22	1,2916
23		23	1,6681
24		24	2,1544

(Petroamazonas EP, 2017)

ANEXO 4.

Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet Claw – Sertecpet

Relaciones de áreas	
$R = \frac{A_N}{A_T}$	
CLAW	
Dimensiones de toberas (A_N) y cámaras de mezclado (A_T) [pulg²]	
Tobera	Garganta
Tamaño	Tamaño
Área	Área
1	A
2	B
3	C
4	D
5	E
6	F
7	G
8	H
9	I
10	J
11	K
12	L
13	M
14	N
15	O
16	P
17	Q
18	R
19	S
20	T
21	U
0,0018	0,0046
0,0030	0,0072
0,0038	0,0104
0,0054	0,0142
0,0074	0,0187
0,0094	0,0239
0,0108	0,0311
0,0122	0,0376
0,0148	0,0447
0,0175	0,0526
0,0239	0,0654
0,0311	0,0796
0,0450	0,0957
0,0658	0,1119
0,0851	0,1445
0,1251	0,1763
0,1552	0,2154
0,1950	0,2593
0,2464	0,3127
0,3119	0,3760
0,3850	0,4515
	0,5426
	0,6520

Área anular garganta - tobera, (A_s) [pulg ²]					
Tobera	A	B	C	D	E
1	0,0028	0,0054	0,0086	0,0124	0,0169
2	0,0016	0,0074	0,0112	0,0157	0,0209
3	0,0034	0,0104	0,0149	0,0201	0,0273
4	0,005	0,0088	0,0133	0,0185	0,0257
5	0,0068	0,0113	0,0165	0,0237	0,0373
6	0,0093	0,0145	0,0217	0,0282	0,0432
7	0,0131	0,0203	0,0268	0,0339	0,0418
8	0,0189	0,0254	0,0325	0,0404	0,0674
9	0,0228	0,0299	0,0378	0,0648	0,0809
10	0,0272	0,0351	0,0621	0,0782	0,0944
11	0,0287	0,0557	0,0718	0,088	0,1206
12	0,0485	0,0646	0,0808	0,1134	0,1452
13	0,0346	0,0507	0,0669	0,1313	0,1704
14	0,0299	0,0461	0,0787	0,1105	0,1935
15	0,0268	0,0594	0,0812	0,1303	0,2276
16	0,0194	0,0512	0,0903	0,1342	0,1876
17	0,0211	0,0602	0,1041	0,1575	0,2509
18	0,0204	0,0643	0,1177	0,181	0,2963
19	0,0129	0,0663	0,1296	0,2051	0,3476
20	0,0008	0,0641	0,1396	0,2307	0,4056
21	0,0665	0,1576	0,267	0,3401	0,4056

(Petroamazonas EP, 2017)

ANEXO 5.

Dimensiones de toberas, cámaras de mezclado y áreas anulares de bombas jet Guiberson

		Relaciones de áreas y áreas anulares garganta - tobera, (A ₂) [pulg ²]		Dimensiones de toberas (A ₁) y cámaras de mezclado (A ₂) [pulg ²]	
		Tobera	Garganta	Tobera	Garganta
DD	Gargantas	0		0,0016	0,0044
	R	0,36	0,22	0,0028	0,0071
CC	AS	0,0028	0,0056	0,0038	0,0104
	R	0,64	0,4	0,0055	0,0143
BB	AS	0,0016	0,0043	0,0095	0,0189
	R	0,27	0,27	0,0123	0,0241
A	AS	0,54	0,37	0,0177	0,0314
	R	0,0032	0,0065	0,0241	0,038
B	AS	0,53	0,39	0,0314	0,0452
	R	0,0048	0,0088	0,0452	0,0531
C	AS	0,92	0,66	0,0855	0,0661
	R	0,0009	0,0048	0,1257	0,0804
D	AS	0,86	0,65	0,159	0,0962
	R	0,002	0,0066	0,1963	0,1195
E	AS	0,74	0,56	0,2463	0,1452
	R	0,0064	0,0137	0,3117	0,1772
F	AS	0,77	0,63	0,3848	0,2165
	R	0,0074	0,014	0,3848	0,2606
G	AS	0,69	0,59		0,3127
	R	0,0138	0,0217		0,375
H	AS	0,68	0,56		0,4513
	R	0,0208	0,0352		0,5424
I	AS	0,69	0,55		0,6518
	R	0,0302	0,0534		
J	AS	0,72	0,59		
	R	0,0339	0,0597		
K	AS	0,71	0,58		
	R	0,0515	0,0908		
L	AS	0,61	0,51		
	R	0,1015	0,1537		
M	AS	0,63	0,52		
	R	0,1164	0,1787		
N	AS	0,66	0,55		
	R	0,1287	0,205		
P	AS	0,69	0,57		
	R	0,1395	0,2306		
	AS	0,1575	0,267		

GUIBERSON

(Melo, 2014)