

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET POR MEDIO DEL MÉTODO
EDDIE E. SMART Y EL MÉTODO HAL PETRIE EN LOS CAMPOS
DEL BLOQUE 7**

**ANALIZAR POR MEDIO DEL MÉTODO HAL PETRIE LOS POZOS
QUE YA CUENTAN CON UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

BRYAN ALEXANDER BOHÓRQUEZ CHILUIZA
babohorquez@equipetrol.com

DIRECTOR: MSc. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO
vinicio.melo@epn.edu.ec

DMQ, Febrero 2022

CERTIFICACIONES

Yo, Bryan Alexander Bohórquez Chiluiza, declaro bajo juramento 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.

BRYAN ALEXANDER BOHÓRQUEZ CHILUIZA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Bryan Alexander Bohórquez Chiluiza, bajo mi supervisión.

MSc. Vinicio René Melo Gordillo

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmo que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales corresponde al autor que ha contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Bryan Alexander Bohórquez Chiluiza

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a todas las personas que directa o indirectamente fueron parte de mi experiencia universitaria, así también como a aquellos que estuvieron presentes incondicionalmente durante la elaboración de este documento, a aquellos que me dieron palabras de apoyo y motivación cuando más lo necesitaba.

Alexander

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia por todo el apoyo incondicional que he recibido durante toda mi formación académica, desde mi primer día en primaria hasta el último día de la educación superior.

También expresar mis más sinceros agradecimientos a todos los profesores que de una u otra manera supieron aportar con su grano de arena para que pueda construir y desarrollar mis habilidades y destrezas para llegar a ser un profesional de excelencia.

Agradezco también a la Escuela Politécnica Nacional por haberme abierto las puertas y convertirse en mi segundo hogar durante varios años de mi vida.

A mis amigos y compañeros por ser un pilar importante durante toda la vida universitaria, por darme sus palabras de aliento y apoyo, y no permitirme darme por vencido aun cuando las circunstancias sean adversas.

Alexander

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	1
CERTIFICACIÓN	2
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	3
DEDICATORIA.....	4
AGRADECIMIENTO	5
ÍNDICE DE CONTENIDO	6
LISTA DE TABLAS.....	8
LISTA DE FIGURAS.....	9
SIMBOLOGÍA.....	10
RESUMEN	13
ABSTRACT	14
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	15
1.1 Objetivo general	16
1.2 Objetivos específicos	17
1.3 Alcance	17
1.4 Marco teórico.....	17
1.4.1 Breve reseña histórica.....	17
1.4.2 Ubicación Geográfica	18
1.4.3 Descripción Geológica	18
1.4.4 Estratigrafía del Bloque 7	19
1.4.5 Propiedades PVT de las arenas productoras del Bloque 7	20
1.4.6 Descripción de la producción en los pozos analizados	20
1.4.7 Bombeo Hidráulico tipo Jet.....	21
1.4.7.1 Principio de funcionamiento	21
1.4.7.2 Características del bombeo Hidráulico tipo Jet	21
1.4.7.3 Partes de la bomba Hidráulica tipo Jet.....	22
1.4.7.4 Ventajas de la bomba hidráulica tipo jet.....	23
1.4.7.5 Desventajas de la bomba Hidráulica tipo Jet	23
1.4.7.6 Cavitación en la bomba Hidráulica tipo Jet	23
1.4.7.7 Fabricantes de bombas Hidráulicas tipo Jet.....	25
1.4.7.8 Especificaciones de toberas y cámaras de mezclado de los fabricantes ..	25
2. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE TOBERA – CAMARA DE MEZCLADO DESARROLLADO POR HAL PETRIE	26

2.1	Método propuesto por Hal Petrie.....	26
2.1.1	Descripción de procedimiento desarrollado por Hal Petrie.....	26
3.	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34
3.1	Resultados obtenidos con la aplicación del Método de Hal Petrie	34
3.1.1	Análisis del pozo Payamino G-030.....	34
3.2	Análisis Técnico-Económico de Resultados.....	39
3.2.1	Análisis Técnico	39
3.2.1.1	Análisis técnico del estudio aplicado a los pozos con el método de Hal Petrie	39
3.2.2	Análisis Económico	41
3.2.2.1	Periodo de recuperación de la Inversión (PRI).....	41
3.2.2.2	Relación beneficio-costo (B/C).....	41
3.2.2.3	Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	42
3.2.2.4	Tasa Única de Retorno (TUR).....	42
3.2.2.5	Valor Actual Neto (VAN).....	43
3.2.2.6	Tasa Interna de Retorno (TIR)	43
3.2.2.7	Análisis Económico para el método de Eddie E. Smart	44
3.2.2.7.1	Escenario Pesimista.....	45
3.2.2.7.2	Escenario Actual	47
3.2.2.7.3	Escenario Optimista	49
3.3	Conclusiones.....	52
3.4	Recomendaciones.....	53
4.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	54
5.	ANEXOS.....	55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1.	Propiedades PVT de las arenas productoras del Bloque 7	20
Tabla 1.2.	Tipo de levantamiento artificial por pozo	20
Tabla 1.3.	Datos de producción de pozos seleccionados.....	21
Tabla 2.1.	Sumario de resultados método Hal Petrie	32
Tabla 3.1.	Datos pozo Payamino G-030.....	34
Tabla 3.2.	Resultados obtenidos del análisis del pozo Payamino G-030	35
Tabla 3.3.	Sumario de resultados de los estudios del pozo Payamino G-030...	36
Tabla 3.4.	Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Payamino G-030	37
Tabla 3.5.	Resumen de resultados con el Método Hal Petrie.....	38
Tabla 3.6.	Comparación de producción actual y propuesta por el método de Hal Petrie	39
Tabla 3.7.	Costos estimados para la revisión de la bomba Jet.....	45
Tabla 3.8.	Escenarios del costo de barril de petróleo	45
Tabla 3.9.	Flujo de Caja - Caso Pesimista.....	46
Tabla 3.10.	Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Pesimista.....	47
Tabla 3.11.	Flujo de Caja - Caso Actual.....	48
Tabla 3.12.	Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Actual	49
Tabla 3.13.	Flujo de Caja - Caso Optimista.....	50
Tabla 3.14.	Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Optimista	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.	Mapa de ubicación del Bloque 7	18
Figura 1.2.	Partes de la bomba hidráulica tipo jet.....	22
Figura 1.3.	Ejemplos de cavitación.....	24
Figura 2.1.	Curva de resultados presión vs caudal.....	33
Figura 3.1.	Análisis nodal del pozo Payamino G-030	37
Figura 3.2.	Petróleo producido por día (bpd).....	40
Figura 3.3.	Petróleo producido por día (bpd).....	40

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
A_{CM}	Área anular mínima en la succión para evitar la cavitación, pg^2	L^2
A_N	Área de flujo de la tobera, pg^2	L^2
A_S	Área anular de la cámara de mezclado para el flujo de la producción, pg^2	L^2
A_T	Área de flujo total de la cámara de mezclado, pg^2	L^2
Bl	Barriles	L^3
BF	Barril fiscal	L^3
BES	Bombeo electrosumergible	
BHJ	Bombeo hidráulico tipo jet	
B_g	Factor volumétrico del gas PC/PCS	
B_o	Factor volumétrico del petróleo, bl/BF	
B_T	Factor volumétrico para petróleo, gas y agua, bl/BF	
B_W	Factor volumétrico del agua, bl/BF	
C	Variable definida en función de diámetros D_1, D_2	
cp	centipoises	M/Lt
cst	centistokes	L/t
D	Profundidad Vertical Verdadera, pie	L
D_{iTP}	Diámetro interno de la tubería de producción , pg	L
D_{oTP}	Diámetro externo de la tubería de revestimiento, pg	L
D_{iTR}	Diámetro interno de la tubería de revestimiento, pg	L
D_{oTR}	Diámetro externo de la tubería de revestimiento, pg	L
D_{heq}	Diámetro hidráulico equivalente, pg	L
D_1	Diámetro interno de la tubería de producción o de la tubería de revestimiento, pg	L
D_2	Diámetro externo de la tubería interior en flujo anular, pg	L
D_3	Distancia entre el centro del tubing y el centro del casing, flujo anular laminar, pg	L
d_3	Diámetro externo de las juntas del tubing, flujo anular turbulento, pg	L
E	Eficiencia	
e	Excentricidad de las tuberías	
F_o	Fracción de petróleo	
F_w	Fracción del agua de formación	
F_{wD}	Fracción del agua del fluido de la columna de retorno	
f	Factor de fricción	
G_N	Gradiente del fluido motriz en la tubería de inyección, psi/pie	M/L^2t^2
G_D	Gradiente del fluido de la columna de retorno, psi/pie	M/L^2t^2
G_S	Gradiente del fluido de formación, psi/pie	M/L^2t^2
G_o	Gradiente del petróleo producido, psi/pie	M/L^2t^2
G_w	Gradiente de agua de formación, psi/pie	M/L^2t^2
H	Relación adimensional de recuperación de presión	
HP	Potencia, HP	M/L^2t^3

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
HP@90%	Potencia a 90%, HP	M/L ² t ³
K _N	Coeficiente de pérdida en la tobera	
K _{TD}	Coeficiente de pérdida combinado cámara de mezclado- difusor	
L	Longitud de T.P. hasta la bomba = profundidad de colocación de la bomba = h ₁ , pies	L
M	Relación de flujo másico adimensional, QSGS/QNGN	
M _L	Relación de flujo másico adimensional en el límite de cavitación	
N _{Re}	Número de Reynolds	
NUM	Variable usada para definir H	
P _B	Presión de burbuja, psi	M/Lt ²
P _D	Presión de descarga, psi	M/Lt ²
P _F	Pérdidas de presión por fricción, psi	M/Lt ²
P _{FN}	Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección, psi	M/Lt ²
P _{FD}	Pérdida de presión por fricción del fluido en el circuito de retorno, psi	M/Lt ²
P _N	Presión a la entrada de la tobera, psi	M/Lt ²
P _R	Presión de reservorio, psi	M/Lt ²
P _S	Presión de succión, psi	M/Lt ²
P _T	Presión superficial de operación = Presión de descarga de la bomba triplex, psi	M/Lt ²
P _V	Presión de vapor, psi	M/Lt ²
P _{WH}	Presión en la cabeza del pozo, psi	M/Lt ²
P _{WF}	Presión en fondo fluyente, psi	M/Lt ²
pcs	Pie cúbico estándar	L ³
pg	Pulgada	L
ppm	Partes por millón	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
Q _D	Tasa del fluido producido más fluido motriz (tasa de descarga), bl/día	L ³ /t
Q _G	Tasa de gas libre que ingresa a la bomba, bl/día	L ³ /t
Q _N	Tasa del fluido motriz, bl/día	L ³ /t
Q _O	Tasa de petróleo producido, bl/día	L ³ /t
Δ Q _N	Variación de fluido motriz, %	
Q _S	Tasa de fluido producido, bl/día	L ³ /t
Q _{SC}	Tasa de fluido producido a partir de la cual inicia la cavitación, bl/día	L ³ /t
Q _W	Tasa de agua producida, bl/día	L ³ /t
R	Relación de áreas, A _N /A _T	
RGP	Relación gas-petróleo, PCS/BF	
GLR	Relación gas-líquido, pies ³ /bl	
GOR	Relación gas-petróleo, pies ³ /bl	
T	Temperatura, °F	T
T _{WH}	Temperatura en la cabeza del pozo, °F	T
T _{WF}	Temperatura de fondo, °F	T

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
T.P.	Tubería de producción	
T.R.	Tubería de revestimiento	
V	Velocidad del fluido, pie/s	L/t
°F	Grado Fahrenheit	T
TRC	Tasa de rentabilidad contable, %	
FNC _k	Flujo neto de caja, dólares	
N	Vida útil del proyecto en años	
I ₀	Inversión inicial neta del proyecto, dólares	
PRI	Período de recuperación de la inversión, tiempo	t
SFNC	Suma acumulada de los flujos netos de caja, dólares	
VAN	Valor actual neto, dólares	
R	Tasa de actualización, %	
K	Años, meses	
D	Tasa de descuento, %	
I	Tasa anual efectiva, %	
i _p	Tasa en el período equivalente, %	
TIR	Tasa interna de retorno, %	
TUR	Tasa única de retorno, %	
TMAR(S.A)	Tasa mínima de oportunidad sin apalancamiento, %	
B/C	Relación beneficio-costo	
V _{pi}	Valor presente de ingresos, dólares	
V _{pe}	Valor presente de egresos, dólares	
V _F	Equivalente futuro	
V _P	Equivalente pasado	
%	Tanto por ciento	
γ _f	Gravedad específica del fluido motriz (agua=1.0)	
γ _g	Gravedad específica del gas	
γ _w	Gravedad específica del agua	
ρ	Densidad del fluido, lb/pie ³	M/L ³
ρ _o	Densidad del petróleo, lb/pie ³	M/L ³
μ _D	Viscosidad dinámica del fluido de retorno, cp	M/Lt
μ _o	Viscosidad dinámica del petróleo, cp	M/Lt
μ _w	Viscosidad del agua, cp	M/Lt
ν _D	Viscosidad cinemática del fluido de retorno, cst	L ² T ⁻¹
ν _o	Viscosidad cinemática del petróleo, cst	L ² T ⁻¹
ν _w	Viscosidad cinemática del agua, cst	L ² T ⁻¹

RESUMEN

El Bloque 7 está conformado por varios campos, los cuales son Coca, Payamino, Gacela, Lobo, Oso, Jaguar y Mono, mismos que por sus años de actividad presentan un decline en su producción; por tal motivo, se han implementado diferentes sistemas de levantamiento artificial para mantener la rentabilidad de explotación de los pozos. La depletación de la presión en el yacimiento se debe al daño de formación, la conificación, entre otros factores, por ende en el presente trabajo se seleccionaron 8 pozos que presentan una caída considerable en la producción.

Se presenta una reseña de las características del Bloque 7, así como también las propiedades PVT en la primera parte, a continuación se muestra la metodología utilizada con el método Hal Petrie para el análisis de los pozos a ser modificadas las condiciones por primera vez con un sistema de levantamiento artificial por bombeo Hidráulico tipo Jet.

En la tercera sección se detallan los resultados obtenidos al aplicar el método Hal Petrie para analizar si se puede mejorar las condiciones de operación con un bombeo Hidráulico tipo Jet; además, se observa el análisis técnico- económico que permitirá determinar la rentabilidad del cambio de las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial.

Para demostración se muestra el ejemplo de cálculo de un pozo, el resto de análisis de los pozos se pueden observar en la última sección de Anexos.

ABSTRACT

“Block 7” is conformed by several fields: Coca, Payamino, Gacela, Mono, Lobo, Oso y Jaguar, which had been depleted due to many years of production, therefore, different artificial lift systems had been implemented in order to maintain profitability of the oil wells. Pressure depletion in the reservoir is caused because of the “skin” factor, water coning and some other factors, for this study, eight wells have been selected, those that have lost a considerable amount of production.

A brief review of the petrophysics properties of the “Block 7” is being presented, as well as, PVT parameters in the same section, following, the Eddie E. Smart method is shown in order to prepare an analysis of the wells in those that will have Hydraulic Pumping for the first time.

In the third section, the results of the Eddie E. Smart method are being presented, in order to study whether the operation parameters using hydraulic jet pumping are significantly better, in addition, an economic analysis has been prepared for the determination of the profitability in the installation of the artificial lifting system previously stated.

For the demonstration an example of the calculations is presented, applied to a specific oil well that have been selected, in the appendix section are the rest of the calculations for the remaining wells.

1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

Con el transcurso de los años la industria petrolera ha estado involucrada en una serie de mejoras tecnológicas para el estudio, producción y manejo de hidrocarburos; sin perder de vista el objetivo principal de mantener un pozo produciendo a una tasa de operación rentable. Es así que cada trabajo de reacondicionamiento busca aumentar o sostener la estabilidad económica del pozo, por tanto, es esencial realizar estudios que ayuden a mantener una producción de hidrocarburos adecuada para el área de levantamiento artificial. Estos estudios darán como resultado métodos que aporten alternativas a posibles soluciones que necesiten los pozos con complicaciones en la extracción del crudo desde la formación hasta las facilidades de superficie.

En varias ocasiones durante la vida productiva de un pozo los fluidos no llegan a las instalaciones superficiales debido a daños en la formación, baja tasa de producción, entre otros, y es cuando se necesita implantar un sistema artificial de producción que presente características acordes a cada campo, las cuales permitan vencer las caídas de presión y ayuden a mantener la plataforma de producción activa.

Según lo expuesto por Unapanta en 2020, un pozo petrolero estará en condiciones de producir por flujo natural después de haber concluido con la perforación, siempre y cuando parámetros tales como presión, permeabilidad, entre otros aspectos petrofísicos del yacimiento presenten las condiciones adecuadas para realizarlo; debido a que no todos los reservorios presentan las condiciones de presión adecuadas, se ve en la necesidad de implementar un sistema de levantamiento artificial, el cual será diseñado según las características que presenta el yacimiento.

Es posible implementar un sistema de levantamiento artificial de una bomba hidráulica en pozos desviados y en espacios reducidos sin dañar a la formación, ya que el fluido motriz es limpio lo cual permite operar con bajas concentraciones de arena y reducir los riesgos de incendio.

Por tanto, al hablar específicamente de la bomba tipo Jet, el fluido motriz puede ser calentado porque el material de fabricación de la tobera y la garganta permiten su funcionamiento a altas temperaturas otorgando una mayor vida útil al equipo; consecuentemente evitando problemas en el ingreso de la bomba por presencia de volúmenes de gas. Una de sus principales características es que pueden utilizar químicos en el pozo con el fin de evitar la abrasión por presencia de la arena, ya que no posee partes móviles.

Después de la perforación las condiciones iniciales de los pozos cambian, es por esta razón que la eficiencia en las bombas instaladas disminuye al transcurrir el tiempo, provocando un mayor desgaste en sus componentes y generando un aumento en los costos de mantenimiento; es así que se plantea como solución calcular los parámetros operacionales óptimos para las condiciones actuales de los pozos proponiendo alternativas a diferentes tasas de producción para así seleccionar la combinación de parámetros para la bomba más apropiada.

Por lo mencionado, el presente estudio se realiza en el Bloque 7 Coca-Payamino de la cuenca Oriente de la región Amazónica del Ecuador; debido a que en los principales campos que son Coca, Payamino, Gacela, Lobo, Oso, Jaguar y Mono se encontró una gran cantidad de pozos que presentan una considerable disminución de presión, que producen con una tasa baja y que no poseen sistema de levantamiento artificial, además otros pozos que utilizan bombeo hidráulico tipo Jet y se encuentran operando bajo condiciones inadecuadas, serán los candidatos para nuestro análisis.

En Ecuador, desde hace varios años se ha venido empleando bombeo hidráulico tipo Jet, técnica para el diseño de sistemas de levantamiento artificial que ha mejorado con el desarrollo de la industria; por tanto, al día de hoy se pueden realizar estudios comparativos que demuestren una variación en la producción de pozos en estado de depletación, lo cual se puede alcanzar por medio de una correcta selección para las mejores condiciones de operación del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo Jet.

Una de las consideraciones más importantes que se debe tomar en cuenta para un correcto funcionamiento de las bombas tipo Jet es la cavitación, ya que en dicho proceso por los diferenciales de presión y las velocidades de los fluidos en la bomba se producen burbujas de gas, que al interactuar dentro de la cámara de mezclado provocan corrosión generando graves problemas en la producción del hidrocarburo. “Esto resulta en flujo estrangulado dentro de la garganta y ya no son posibles incrementos de producción a esa presión de succión de la bomba, aun sí se incrementan la tasa y la presión del fluido motriz” (Melo, V. 2019)

1.1 Objetivo general

Analizar técnica y económicamente la optimización del bombeo hidráulico tipo Jet en los pozos del Bloque 7.

1.2 Objetivos específicos

- 1) Validar la información para los pozos seleccionados de los campos del Bloque 7.
- 2) Obtener presiones y curvas IPR requeridas para los pozos seleccionados por medio de los programas definidos.
- 3) Seleccionar las nuevas condiciones operativas para la bomba hidráulica tipo Jet que corresponda a cada pozo candidato por medio del método Hal Petrie.
- 4) Realizar el análisis técnico económico comparando datos de producción actuales con los obtenidos por el método Hal Petrie para la optimización del sistema de levantamiento artificial.

1.3 Alcance

El estudio está orientado al Bloque 7 Coca-Payamino de la cuenca Oriente de la región Amazónica del Ecuador, seleccionando 8 pozos en los campos del bloque y brindando alternativas que optimicen la producción para sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo Jet.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Breve reseña histórica

El Bloque 7 fue manejado por British Petroleum (BP) a partir de diciembre de 1985; empresa que un año después descubre el campo Payamino, pasando a integrar el campo unificado Coca-Payamino en compañía de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) quienes descubren los campos Jaguar y Oso años más tarde. Oryx Ecuador Energy en 1990 obtiene la totalidad de derechos del Bloque 7 y descubre los campos Mono y Lobo.

Con una producción relevante de las areniscas “Basal Tena”, “U”, “T” y “Hollín”, el Bloque 7 en el año 2015 poseía una producción de 13.945 bpd con 21° API y un corte de agua de 2,5% a cargo de Petroamazonas EP, quien comenzaría con un plan de desarrollo de producción llegando a la actualidad a aportar 14.608 bpd.

1.4.2 Ubicación Geográfica

El bloque Coca-Payamino, perteneciente al territorio ecuatoriano está ubicado en la parte centro occidente de la Cuenca Oriente Amazónica en la provincia de Francisco de Orellana, ocupando un área de 193.665 Ha aproximadamente.

El Bloque 7 se encuentra limitado por:

Al norte, los campos Palo Azul, Punino y PBHI.

Al sur, por el campo Yuralpa.

Al este, por los campos Auca, Puma y Armadillo.

Al oeste, por el bloque 29.

En la figura 1.1 se muestra la ubicación del Bloque 7 en la amazonía ecuatoriana.

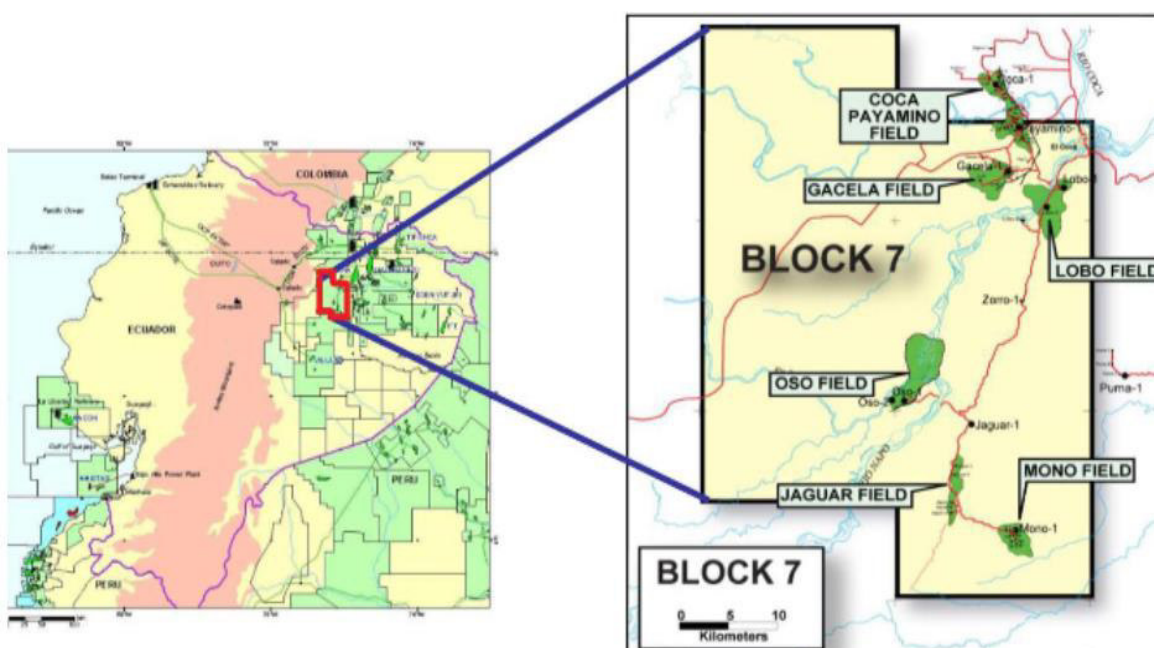


Figura 1.1. Mapa de ubicación del Bloque 7

1.4.3 Descripción Geológica

El Bloque 7 se encuentra formado por un anticlinal con dirección NE-SE, con cierre al este definida por una falla inversa. La estructura está dividida al norte con el área del Coca y al oeste de la estructura limita con el área Payamino. Existen varias arenas productoras como Tena, Napo U Inferior, Napo T Inferior, Hollín Superior y Hollín Principal.

1.4.4 Estratigrafía del Bloque 7

1.4.4.1. Formación Basal Tena

La formación Tena se encuentra principalmente constituida por arcillas de color café (predominante), gris amarillento, entre firmes a moderadamente duras; además con inclusiones de granos de cuarzo.

1.4.4.2. Formación “U” Inferior

Esta formación se compone por una arenisca cuarzosa café claro, la variación del tamaño de grano va de medio a fina siendo de porosidad intergranular. Su espesor promedio es de 23 pies, con una porosidad promedio de 16.7%.

1.4.4.3. Formación “T” Inferior

Esta formación se compone de una arenisca cuarzosa café claro, la variación del tamaño de grano va de medio a fina. Presenta un espesor promedio de 21 pies y una porosidad de 14.5%.

1.4.4.4. Formación Hollín

Esta formación se compone de una arenisca blanca de grano grueso a medio, en las capas más gruesas y a veces macizas, muchas veces con una estratificación cruzada y presencia de ondulitas siendo intercalado por lentes irregulares de lutitas.

El espesor de Hollín Superior es de 50 pies, además, se compone de una arenisca compacta, cuarzosa de color pardo oscuro. Los granos varían entre fino a grueso, también se encuentran inclusiones de caolín, carbón y ámbar presentando una saturación buena de hidrocarburos con una porosidad promedio de 17.1%.

En Hollín Principal existe una arena masiva de 400 pies de espesor, la cual contiene lutitas discontinuas y areniscas arcillosas, es decir, que tiene intercalaciones de arcillas donde las lutitas se presentan muy frecuentemente al tope de Hollín Principal.

1.4.5 Propiedades PVT de las arenas productoras del Bloque 7

En la tabla 1.1 se encuentran los datos resumidos para las arenas productoras del Bloque 7 y que serán de interés para el presente estudio.

Tabla 1.1. Propiedades PVT de las arenas productoras del Bloque 7

Datos PVT	Tena	“U” Inferior	“T” Inferior	Hollín “S”	Hollín “Principal”
T (°F)	181	211	215	225	216
P _R (psi)	1000	2500	1100	4000	4174
P _B (psi)	302	865	1293	900	94
B _{oi} (bl/BF)	1.1	1.09	1.1	1.1	1.09
μ _o (cp)	5.6	4.9	5.2	5.5	5.8
GOR (PCS/BF)	51.3	38.3	124	85	12
API (°)	22.6	22.2	24.5	22.8	24

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

1.4.6 Descripción de la producción en los pozos analizados

El Bloque 7 al inicio producía a flujo natural, pero debido a la declinación de presión con el pasar del tiempo, se implementó en todos los pozos distintos sistemas de levantamiento artificial. Los pozos que han sido seleccionados son aquellos que poseen mejores características para realizar el estudio para proponer la optimización del sistema y por ende incrementar la producción para aumentar rentabilidad y reducir los costos operativos.

En la tabla 1.2 se muestra la cantidad de pozos por cada tipo de levantamiento artificial utilizados en los campos del Bloque 7.

Tabla 1.2. Tipo de levantamiento artificial por pozo

Campo	Sistema levantamiento artificial			
	BES	Bombeo Hidráulico	Flujo Natural	TOTAL
Coca	6	11	1	18
Payamino	4	10	1	15
Gacela	1	2	0	3
Lobo	3	0	0	3
Mono	1	7	0	8
Oso	33	7	0	40

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Los datos de producción de los pozos a considerarse para el estudio con el método de Hal Petrie se muestran resumidos en la tabla 1.3.

Tabla 1.3. Datos de producción de pozos seleccionados

Pozo	Arena	P _R (psi)	P _{WF} (psi)	P _{WH} (psi)	GOR (pie ³ /bl)	Q _F (bl/día)	Q _O (bl/día)	Q _w (bl/día)	Tipo de bomba
COCA D-006	HS	2,394	1,250	100	85	225	162	63	BH
COCA H-010	TI	1,264	985	47	135	420	226.8	193.2	BH
COCA H-049	UI	1,264	945	110	163	530	333.9	196.1	BH
OSO I-041	UI	1,891	710	400	71	495	366.3	128.7	BH
OSO A-071	HI	1,963	1,370	110	160	600	390	210	BH
OSO G-085	HS	1,745	1,220	80	320	725	688.75	36.25	BH
PAYAMINO G-030	HS	2,310	1,828	230	450	175	155.75	19.25	BH
PAYAMINO J-024	UI	2,237	1,160	445	98	385	223.3	161.7	BH

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

1.4.7 Bombeo Hidráulico tipo Jet

Al inicio de su vida productiva, la mayoría de pozos cuenta con energía natural que es capaz de trasladar los fluidos desde la cara del pozo hasta la superficie, al pasar del tiempo esta energía disminuye por lo que es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial con la finalidad de continuar la producción de los pozos una vez que comienzan a depletarse.

1.4.7.1 Principio de funcionamiento

El Bombeo Hidráulico tipo Jet se basa en el principio de Venturi, que consiste en el paso de fluido a través de un área reducida donde se produce un cambio de energía potencial a energía cinética; generado en la salida de la boquilla la succión del fluido de formación.

Ambos fluidos entran por la garganta, luego la mezcla de los fluidos sufre otro cambio de energía cinética a potencial a la entrada del difusor (área extendida), donde la energía potencial es la responsable de llevar al fluido hasta superficie. (Sertepec, 2021)

1.4.7.2 Características del bombeo Hidráulico tipo Jet

El Bombeo Hidráulico tipo Jet, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía (potencial a cinética) entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El fluido motriz a alta presión entra a la tobera de la bomba donde se reduce debido a la alta velocidad del fluido motriz. (OilProduction, 2013)

1.4.7.3 Partes de la bomba Hidráulica tipo Jet

La bomba hidráulica tipo jet está compuesta por una boquilla o tobera, cámara de mezclado o garganta y la última sección de trabajo que es el difusor.

Boquilla o tobera: La boquilla tiene forma de embudo con su mayor diámetro en la parte superior y un diámetro menor a la salida de la misma, con el objetivo de producir la transformación de la energía potencial a una energía cinética de manera que aumente la velocidad del fluido mientras su presión disminuye. La boquilla está diseñada para resistir altas presiones y temperaturas.

Garganta o cámara de mezclado: La garganta tiene un diámetro mayor al de la tobera, es donde se produce la mezcla del fluido del pozo y el fluido motriz el cual estaría ingresando con una alta velocidad por la disminución de presión que se produce en la tobera. (Aguirre, Mendoza, 2016).

Difusor: El difusor es la última sección de trabajo de la bomba por donde pasa el fluido, tiene forma similar a la tobera, la salida de fluido es por la parte donde el diámetro es mayor permitiendo la transformación de energía cinética en potencial. Esta energía debe ser mayor que la presión ejercida en la columna hidrostática de manera que permita que el fluido producido sea llevado a superficie. (Melo, 2014)

En la figura 1.2 se muestra las partes de las que se compone la bomba hidráulica tipo jet.

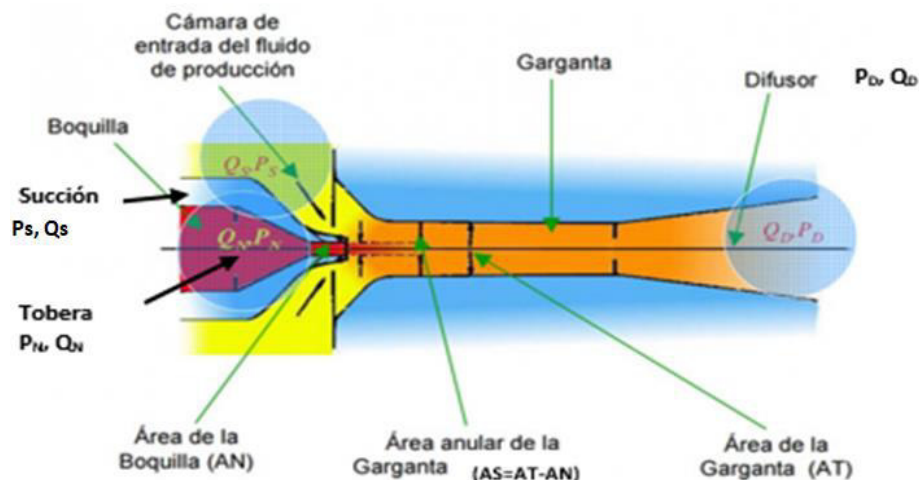


Figura 1.2. Partes de la bomba hidráulica tipo jet

Donde:

P_S = Presión de succión

P_N = Presión a la entrada de la tobera

P_D = Presión de descarga

Q_S = Tasa del fluido producido

Q_N = Tasa del fluido motriz

Q_D = Tasa del fluido producido más fluido motriz (tasa de descarga)

A_N = Área de flujo de la tobera

A_T = Área de flujo total de la cámara de mezclado

A_S = Área anular de la cámara de mezclado para el flujo de la producción

1.4.7.4 Ventajas de la bomba hidráulica tipo jet

- 1) Son aplicables en pozos de cualquier trayectoria (se puede implementar en pozos direccionales u horizontales).
- 2) No posee partes móviles, para que puedan ser fabricadas con aleaciones de alta resistencia a la corrosión.
- 3) Manejan altos volúmenes de fluido, además de grandes contenidos de gas y sólidos.
- 4) No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo.
- 5) Se adapta a cualquier profundidad.

1.4.7.5 Desventajas de la bomba Hidráulica tipo Jet

- 1) Requiere de altas presiones para evitar la cavitación en la bomba.
- 2) Alto riesgo al manejar altas presiones en las instalaciones de superficie.
- 3) Tiene baja eficiencia (26% a 33%).
- 4) Los costos de instalación y de reparación son altos.

1.4.7.6 Cavitación en la bomba Hidráulica tipo Jet

La cavitación se produce debido a la implosión de las burbujas de gas o vapor por sufrir un cambio de presión, es decir, si la presión de entrada en la bomba es menor que la presión de burbuja del sistema. Este fenómeno genera un deterioro del material en las paredes internas de la garganta, lo que origina la reducción del rendimiento teórico en la bomba (Cunningham, Hansen, & Na, 1970).

Se puede apreciar en la figura 1.3 el daño producido por la cavitación en las áreas de la garganta y tobera.

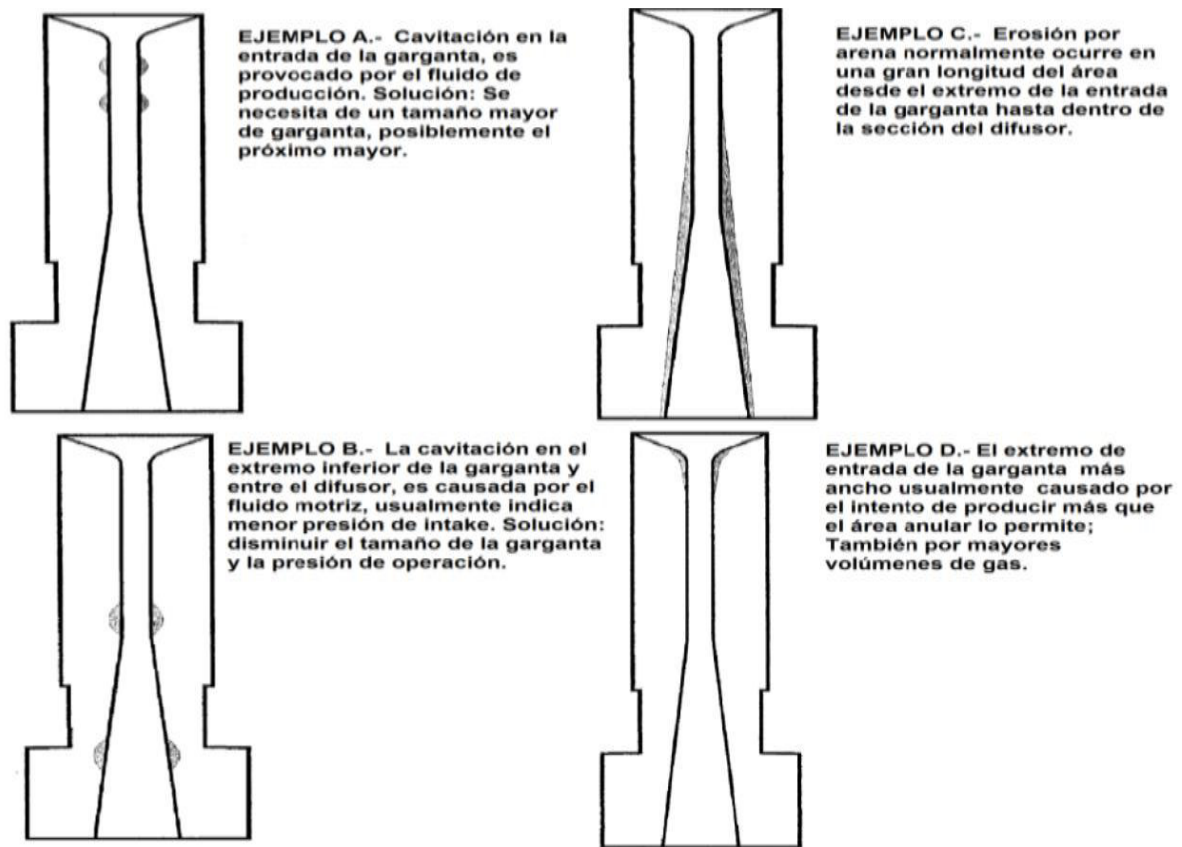


Figura 1.3. Ejemplos de cavitación

Para encontrar los límites de cavitación se utilizan modelos matemáticos o pruebas de laboratorios. La ecuación 1.1 muestra la relación adimensional del flujo en el límite de cavitación. Si el valor obtenido de la relación de flujo adimensional es mayor al del límite de cavitación, esto produce un daño a la bomba lo que desencadenaría en su mal funcionamiento.

Ecuación de la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación

$$M_L = \frac{(1 - R)}{R} \sqrt{\frac{P_s}{1.3(P_N - P_s)}}$$

Ecuación 1.1. Flujo adimensional en el límite de Cavitación

1.4.7.7 Fabricantes de bombas Hidráulicas tipo Jet

Existen fabricantes de reconocimiento mundial y buena acogida por la optimización que ofrecen en sus catálogos, donde muestran distintas combinaciones de geometrías entre tobera – cámara de mezclado; debido a que no todos los pozos son iguales y dependiendo de las características que presenten, se realizan los diseños de cada bomba con el fin de brindar una mejor eficiencia, calidad y satisfacer todas las necesidades de los compradores. (Melo, 2014).

Los fabricantes con los que se va a trabajar en el presente estudio son: Guiberson, National, Kobe, Fluid Packet Pump, Claw y OHI.

1.4.7.8 Especificaciones de toberas y cámaras de mezclado de los fabricantes

Las diversas configuraciones geométricas entre tobera y garganta controlan el caudal que se desea para la producción. Ambas áreas manejan una progresión estricta de los diámetros y cada una de las configuraciones depende de los fabricantes según los cálculos matemáticos. Los fabricantes National y Kobe tienen una secuencia constante de $4/\pi = 1.27324$ y $10^{1/9} = 1.29155$ respectivamente, en cambio Guiberson establece el mismo valor sobre el rango total y este es mayor al que poseen otros fabricantes.

En el Anexo I se muestran las tablas de relaciones y áreas anulares de todos los fabricantes, mismas que servirán para el dimensionamiento de la configuración idónea para las bombas Hidráulicas tipo Jet.

2. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE TOBERA – CAMARA DE MEZCLADO DESARROLLADO POR HAL PETRIE

2.1 Método propuesto por Hal Petrie

El método propuesto por Hal Petrie permite trabajar en pozos que ya se encuentren operando con un sistema de levantamiento artificial por de bombeo Hidráulico tipo Jet, así se pueden determinar las mejores condiciones de operación para la bomba sugerida y poder optimizar de esta manera el sistema obteniendo a la vez un aumento de producción.

2.1.1 Descripción de procedimiento desarrollado por Hal Petrie

Secuencia de cálculo

Parte A. Escoger la tobera e iterar con el caudal de fluido motriz

1. Determinar el gradiente de fluido motriz en la succión de la bomba.

$$G_S = G_O(1 - F_W) + G_W F_W$$

Ecuación 2.18. Gradiente de fluido motriz en succión

2. Determinar el área anular mínima de la succión para evitar la cavitación.

$$A_{CM} = Q_S \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_S}{P_S}} + \frac{(1 - F_W)GOR}{24650P_S} \right]$$

Ecuación 2.19. Área anular mínima de succión

3. Seleccionar la tobera con una R aproximada de 0.4, tal que el área anular de la garganta (tablas adjuntas en el anexo I) sea mayor que A_{CM} calculada en el paso N° 2.
4. Escoger una presión de operación en superficie, P_T .
5. Determinar la presión de fluido motriz en la tobera, despreciando las pérdidas de presión por fricción P_{FN} en la primera iteración.

$$P_N = P_T + G_N * D - P_{FN}$$

Ecuación 2.20. Presión de fluido motriz en la tobera

6. Determinar la tasa de flujo en la tobera.

$$Q_N = 832A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}$$

Ecuación 2.21. Tasa de flujo en la tobera

7. Determinar las pérdidas de presión por fricción en la tubería de inyección del fluido motriz mediante las siguientes ecuaciones

$$v = 0.01191 \frac{Q_N}{d^2}$$

Ecuación 2.22. Velocidad del fluido

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}}$$

Ecuación 2.23. Densidad de petróleo

$$\mu_o \text{ [cp]} = v_o \text{ [cst]} \times \rho_o \text{ [g/cm}^3\text{]}$$

Ecuación 2.24. Viscosidad de petróleo

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{dV}{\bar{\mu}/\bar{\rho}}$$

Ecuación 2.25. Número de Reynolds

a) Si $N_{Re} < 1200$ se tiene flujo laminar y las pérdidas de presión por fricción, P_{FN} , se calculan mediante:

$$P_{FN} = 7.95 \times 10^{-6} \frac{\bar{\mu} * L * Q_N}{d^4}$$

Ecuación 2.26. Pérdidas de presión por fricción. Caso flujo laminar

b) Si $N_{Re} > 1200$ se tiene flujo de transición y turbulento y las pérdidas de presión por fricción, P_{FN} , se calculan mediante:

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{(\bar{\mu}/\bar{\rho})^{0.21}}{(dv)^{0.21}}$$

Ecuación 2.27. Factor de fricción

$$P_{FN} = 11.46 \times 10^{-6} \bar{\gamma} * \bar{f} * L * \frac{Q_N^2}{d^5}$$

Ecuación 2.28. Perdidas de presión por fricción. Caso flujo turbulento

Regresar al paso 5 hasta que los valores sucesivos de Q_N estén con una diferencia dentro del 15%. Luego continuar con la parte B.

Parte B. Iterar con la tasa de producción

1. Determinar las propiedades del fluido de retorno.

a) Tasa de fluido de retorno

$$Q_D = Q_N + Q_S \bar{f}$$

Ecuación 2.29. Tasa para el retorno

b) Gradiente del fluido de retorno

$$G_D = \frac{G_S * Q_S + G_N * Q_N}{Q_D}$$

Ecuación 2.30. Gradiente para el retorno

c) Corte de agua del fluido de retorno en el caso de agua como fluido motriz

$$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S * F_W}{Q_D}$$

Ecuación 2.31. Corte de agua en el retorno. Fluido motriz: agua

d) Corte de agua del fluido de retorno en el caso de petróleo como fluido motriz

$$F_{WD} = \frac{Q_S * F_W}{Q_D}$$

Ecuación 2.32. Corte de agua en el retorno. Fluido motriz: petróleo

e) Relación gas – líquido del fluido de retorno

$$GLR = \frac{Q_S * (1 - F_W) * GOR}{Q_D}$$

Ecuación 2.33. Relación gas – líquido de retorno

f) Viscosidad del fluido de retorno

$$v_D = (1 - F_{WD}) * v_D + F_{WD} * v_W$$

Ecuación 2.34. Viscosidad del fluido de retorno

2. Determinar la presión de descarga P_D

$$P_D = P_{WH} + G_D * D + P_{FD}$$

Ecuación 2.35. Presión de descarga

En caso que el GLR sea menor a 10. Determinar P_{FD} con las siguientes ecuaciones:

$$V = 0.01191 \frac{Q_D}{d_1^2 - d_2^2}$$

Ecuación 2.36. Velocidad del fluido al retorno

Donde:

Q_D = tasa del fluido de retorno por el anular (bl/día)

d_1 = ID casing

d_2 = OD casing

Se determina el N_{Re} con la ecuación 2.25 dependiendo del tipo de flujo laminar ($N_{Re} < 1200$) o turbulento ($N_{Re} > 1200$), se calcula P_{FD}

Flujo laminar

$$P_{FD} = \frac{7.95 \times 10^{-6} \bar{\mu} * L * Q_D \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2} \right)^{0.1}}{(d_1 - d_2)^2 (d_1^2 - d_2^2) (1 + 1.5e^2)}$$

Ecuación 2.36. Perdidas de presión por fricción en descarga. Caso: flujo laminar

$$e = \frac{2d_3}{d_1 - d_2}$$

Ecuación 2.37. Excentricidad del tubing con respecto al casing

Donde:

d_1 = ID del casing

d_2 = OD del tubing

d_3 = distancia entre el centro del casing y el centro del tubing

Flujo turbulento:

$$P_{FD} = \frac{11.46 \times 10^{-6} \bar{\mu} * \bar{f} * Q_D^2 * L}{(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0.1} (1 + 1.5e^2)}$$

Ecuación 2.38. Perdidas de presión por fricción en descarga. Caso: flujo turbulento

Se determina el valor de \bar{f} con la ecuación 2.27

$$e = \frac{d_1 - d_3}{d_1 - d_2}$$

Ecuación 2.39. Excentricidad del tubing respecto al casing

Donde:

d_1 = ID del casing

d_2 = OD del tubing

d_3 = OD de las juntas del tubing

3. Si el GLR del fluido de retorno es mayor a 10 se determina la presión de descarga P_D con las correlaciones de flujo multifásico Hagerdorn y Brown o una equivalente de acuerdo a las decisiones de las áreas de producción de las compañías operadoras.
4. Calcular la relación adimensional de presión H, con la ecuación

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

Ecuación 2.40. Relación adimensional de presiones

5. Calcular la relación adimensional de flujo másico

GOR \neq 0

$$M = Q_S \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_S} \right)^{1.2} \right] F_o + F_w \right\} * \left(\frac{G_S}{Q_N * G_N} \right)$$

Ecuación 2.41. Relación adimensional de flujo másico. Caso GOR \neq 0

GOR=0

$$M = \left(\frac{Q_S * G_S}{Q_N * G_N} \right)$$

Ecuación 2.42. Relación adimensional de flujo másico. Caso GOR=0

6. Usar el valor de H en la figura A-2.1 del anexo II para encontrar M en la curva envolvente de los comportamientos de mejor eficiencia. Registrar el valor leído de R. Por facilidad se recomienda calcular R con la tabla A-2.3 del anexo II.

Usando el valor de H del paso 4, y el valor de R obtenido ya sea la figura A-2.1 o la tabla A-2.3 del anexo II, también se puede calcular M usando la ecuación

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

Ecuación 2.43. Relación adimensional de flujo másico

Donde:

$$C_1 = 2R$$

$$K_{TD} = 0.20$$

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

$$K_N = 0.03$$

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

$$C_4 = 1 + K_N$$

7. Comparar el valor de M del paso N° 5 con el valor de M del paso N° 6. Si la diferencia es menor o igual al 5%, ir al paso 1 de la parte C, si no corregir Q_S con la ecuación

$$Q_{S\text{nuevo}} = Q_{S\text{anterior}} \left(\frac{M_6}{M_5} \right)$$

Ecuación 2.44. Tasa de fluido producido

Parte C. Cálculos finales

1. Escoger el tamaño de la garganta inmediatamente superior al valor obtenido de la ecuación

$$A_T = \frac{A_N}{R}$$

Ecuación 2.45. Área de la garganta

2. Calcular la tasa de flujo en la succión de la bomba a partir de la cual inicia la cavitación

$$Q_{SC} = Q_{SI} \frac{(A_T - A_N)}{A_{CM}}$$

Ecuación 2.46. Tasa de fluido producido al inicio de la cavitación

3. Calcular la potencia hidráulica de la bomba de superficie

$$HP = 0.000017Q_N P_{SO}$$

Ecuación 2.47. Potencia de la bomba

4. Calcular la potencia de la tríples considerando una eficiencia del 90%

$$HP = \frac{0.000017Q_N P_{SO}}{0.9}$$

Ecuación 2.48. Potencia de la bomba. Eficiencia 90%

Tabla 2.1. Sumario de resultados método Hal Petrie

A_N	pg²		HP (a 90%)	HP	
A_T	pg²		Q_s	bl/día	
R	-		P_s	psi	
P_T	psi		Q_{sc}	bl/día	
Q_N	bl/día		Bomba		

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Luego de completar la tabla con todos los parámetros obtenidos, se procede con la selección de la geometría más óptima entre tobera – cámara de mezclado con la cual se pretende estimar un aumento significativo de la producción. Para lo cual se analiza las distintas tablas de configuraciones de cada uno de los fabricantes de las bombas tipo Jet presentes en el Anexo I.

Se utiliza el método de IPR Compuesto para la construcción de las curvas IPR que se muestran en el Anexo II. Con la tasa de fluido producido Q_s y el valor de presión de succión de la bomba P_s se grafica las curvas Outflow pertenecientes al valor de presión de inyección como se indica en la figura 2.1.

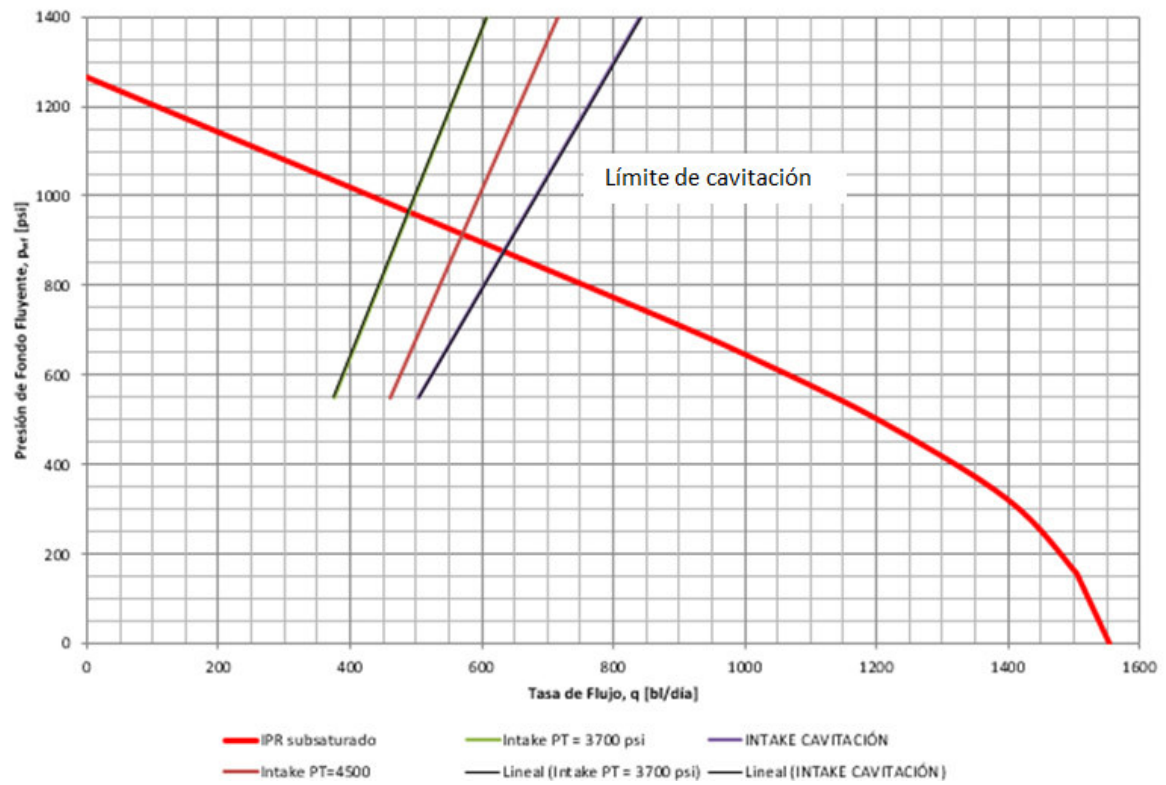


Figura 2.1. Curva de resultados presión vs caudal

3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados obtenidos con la aplicación del Método de Hal Petrie

En esta sección se detallan los resultados obtenidos después de aplicar el método propuesto por Hal Petrie, los cuales servirán para determinar si el sistema de levantamiento artificial actual es idóneo o si es necesario modificar los parámetros de diseño de la bomba Jet instalada a fin de obtener el aumento de producción deseado. A continuación se presenta un ejemplo de cálculo con un pozo para el método propuesto, para el resto de pozos se puede observar sus resultados en el Anexo III.

3.1.1 Análisis del pozo Payamino G-030

Para el estudio del pozo Payamino G-030 se utilizó la información presente en la tabla 3.1, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla 3.2 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla 3.3.

Tabla 3.1. Datos pozo Payamino G-030

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	8,479	pies	γ_w	0.955	psi/pie
L	8,947	pies	G_w	0.413515	-
D_{ITP}	2.992	pg	μ_o	1.77	cst
D_{oTP}	3.5	pg	μ_w	0.485	cst
D_{ITR}	6.276	pg	GOR	450	pie ³ /bl
P_{WH}	230	psi	F_w	11	%
γ_g	1.190	-	T_{WH}	140	°F
°API	28.7	°API	T_{WF}	225	°F
P_R	2,310	psi	$Q @ P_{WF}$	420	bl/día
P_B	1060	Psi	J	1.6	-
P_{WF}	1,828	Psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	3,600	Psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		National 7-B			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			200	1,300	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			600	1,500	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla 3.2. Resultados obtenidos del análisis del pozo Payamino G-030

Fabricante		National			
Tobera		7			
As	pg ²	0.0346			
AN	pg ²	0.0103			
PARTE A					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
Gs	psi/pie	0.3859		0.3859	
ACM	pg ²	0.0128		0.0443	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P _T	psi	3,600	3,600	3,600.000	3,600.000
P _N	psi	6,842.847	6,830.095	6,842.847	6,831.753
Q _N	bl/día	1,094.866	1,093.747	1,012.875	1,011.823
ΔQ _N	%	0.000	0.102	0.000	0.104
v	pie/s	1.457	1.455	1.348	1.346
N _{Re}		19,062.992	19,043.512	17,635.431	17,617.113
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ _o	g/cm ³	0.833	0.833	0.833	0.833
μ _o	cp	1.474	1.474	1.474	1.474
f		0.030	0.030	0.030	0.030
P _{FN}	psi	12.752	12.729	11.094	11.073
ΔQ _N < 15 %			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q _D	bl/día	1,293.749	1,219.856	2,311.825	1,334.010
G _D	psi/pie	0.383	0.383	0.384	0.383
F _{WD}		0.017	0.011	0.062	0.027
GLR	pie ³ /bl	61.913	41.404	225.212	96.727
V _D	cst	1.748	1.755	1.691	1.736
N	pie/s	0.568	0.535	1.015	0.585
N _{Re}		6,980.322	6,554.497	12,898.513	7,248.492
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
f		0.037	0.037	0.032	0.037
e		0.939	0.939	0.939	0.939
P _{FD}	psi	1.930	1.737	5.452	2.038
P _D	psi	3,479.255	3,477.579	3,494.589	3,481.882
H		0.859	0.858	0.598	0.592
M		0.510	0.322	2.058	0.510
R		0.500	0.500	0.400	0.400
C ₁		1.000	1.000	0.800	0.800

C ₂		0.000	0.000	0.089	0.089
C ₃		0.300	0.300	0.192	0.192
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.322	0.322	0.510	0.515
Máx VALOR		0.536	0.338	2.161	0.536
Mín VALOR		0.485	0.306	1.955	0.485
Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _S NUEVO	bl/día	126.109	126.246	322.185	325.351
PARTE C					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
A _T	pg ²	0.02060		0.0258	
Área real de A _T (pg ²)		0.0271		0.0271	
N°		7		7	
Bomba		NATIONAL 7-A		NATIONAL 7-A	
Q _{SC}	bl/día	263		493	
HP	HP	67		62	
HP @ 90%	HP	74		69	

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla 3.3. Sumario de resultados de los estudios del pozo Payamino G-030

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.0103	0.0103
A _T	pg ²	0.0271	0.0271
R	-	0.3800	0.3800
P _T	psi	3,600.0000	3,600.0000
Q _N	bl/día	1,093.7472	1,011.8233
HP (a 90%)	HP	74.3748	69
Q _S	bl/día	126	325
P _S	psi	600	1,500
Q _{SC}	bl/día	263	493
Bomba		NATIONAL 7-A	NATIONAL 7-A

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla 3.4 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Payamino G-030 al variar la P_T a 4,000 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura 3.1.

Tabla 3.4. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Payamino G-030

A_N	pg ²	0.0103	HP @ 90%	HP	79
A_T	pg ²	0.0271	Q_s	bl/día	292
R	-	0.380	P_s	psi	1,200
P_T	psi	3,900	Q_{sc}	bl/día	370
Q_N	bl/día	1,067	Bomba		NATIONAL 7-A

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

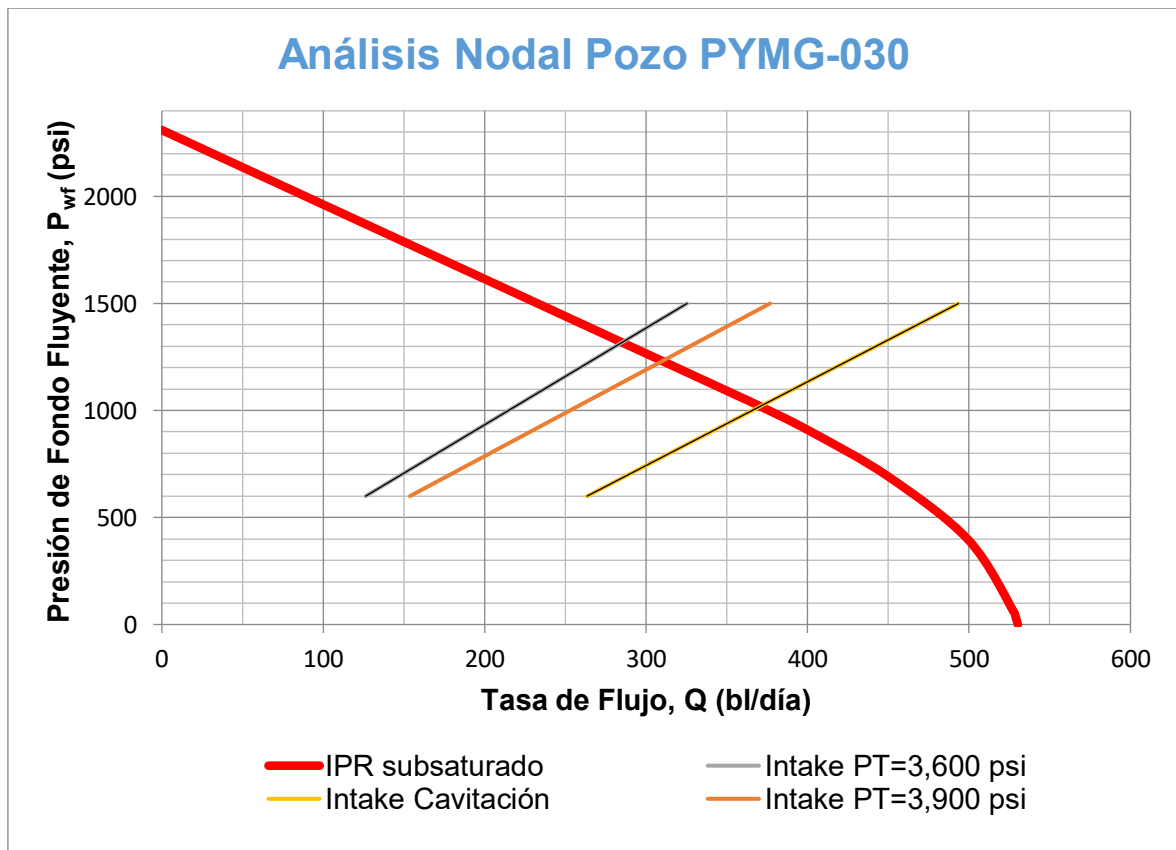


Figura 3.1. Análisis nodal del pozo Payamino G-030

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Payamino G-030, se puede proponer como opción de rediseño la bomba National 7-A, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 1,067 bl/día y una presión de operación superficial de 3,900 psi. La tasa estimada de fluido producido es de 292 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 370 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 79 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.0103 pg² y 0.0271 pg² respectivamente.

Tabla 3.5. Resumen de resultados con el Método Hal Petrie

POZO	Q_N (bl/día)	Q_S (bl/día)	P_T (psi)	HP TRÍPLEX (HP) @90%	A_N (pg²)	A_T (pg²)	R	FABRICANTE	BOMBA
PAYAMINO G-030	1,067	292	3,900	79	0.0103	0.0271	0.38	NATIONAL	7-A
COCA D-006	1,414	243	3,300	88	0.0131	0.0271	0.48	NATIONAL	8-X
COCA H-010	1,629	583	4,200	129	0.0148	0.0376	0.517	CLAW	9-H
COCA H-049	2,675	787	4,500	227	0.0241	0.0661	0.36	GUIBERSON	E-8
OSO I-041	4,276	539	2,800	226	0.045	0.0957	0.4	CLAW	13-M
OSO A-071	2,058	1,182	5,000	194	0.0186	0.0774	0.24	KOBE	9-C
PAYYMINO J-024	2,421	523	3,500	160	0.024	0.0599	0.4	KOBE	10-A
OSO G-085	2,141	787	5,000	202	0.0186	0.0774	0.24	KOBE	9-C

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla 3.5 se observa el resumen de resultados obtenidos y las bombas seleccionadas con el método Hal Petrie para la optimización de cada pozo analizado.

3.2 Análisis Técnico-Económico de Resultados

3.2.1 Análisis Técnico

El análisis técnico se obtiene la comparar la producción actual con la que se obtendría al instalar en los pozos las bombas sugeridas por el método Hal Petrie.

3.2.1.1 Análisis técnico del estudio aplicado a los pozos con el método de Hal Petrie

La comparación de las condiciones actuales de producción con las obtenidas por medio del método Hal Petrie, para los pozos que van ser modificadas las condiciones de operación de la bomba hidráulica tipo Jet, se pueden observar en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Comparación de producción actual y propuesta por el método de Hal Petrie

Pozo	Producción (bl/día)		Petróleo producido (bl/día)				Presión en la Tríplex	
	Actual	Optimización	Actual	Optimización	ΔQ	%Aumento	Actual	Optimización
COCA D-006	225	243	162	174.96	12.96	8.0	3,000	3,300
COCA H-010	420	583	226.8	314.82	88.02	38.8	3,700	4,200
COCA H-049	530	787	333.9	495.81	161.91	48.5	3,900	4,500
OSO I-041	495	539	366.3	398.86	32.56	8.9	2,500	2,800
OSO A-071	600	1182	390	768.3	378.3	97.0	3,600	5,000
OSO G-085	725	787	688.75	747.65	58.9	8.6	3,000	5,000
PAYAMINO G-030	175	292	155.75	259.88	104.13	66.9	3,600	3,900
PAYAMINO J-024	385	523	223.3	303.34	80.04	35.8	2,500	3,500
TOTAL	3,555	4,936	2,546.8	3,463.62	916.82	36.0		

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la figura 3.4 se puede observar el aumento total de producción diaria al cambiar a bombeo hidráulico tipo Jet para la optimización del sistema de levantamiento artificial; en la figura 3.5 se aprecia el aumento de petróleo producido por día al optimizar el sistema.

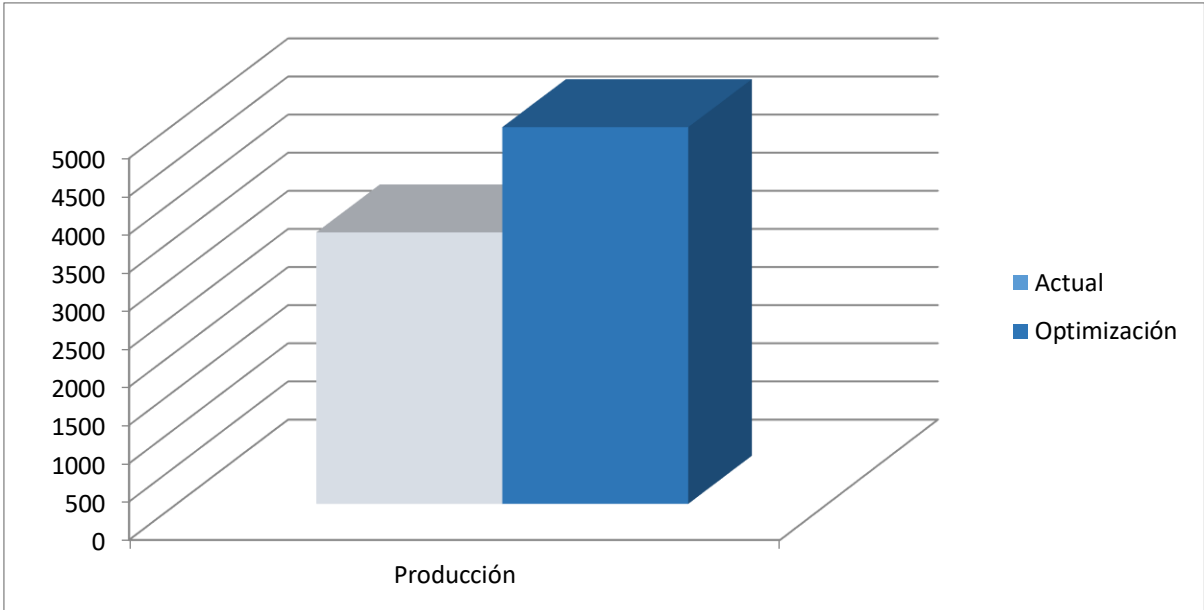


Figura 3.2. Petróleo producido por día (bpd)

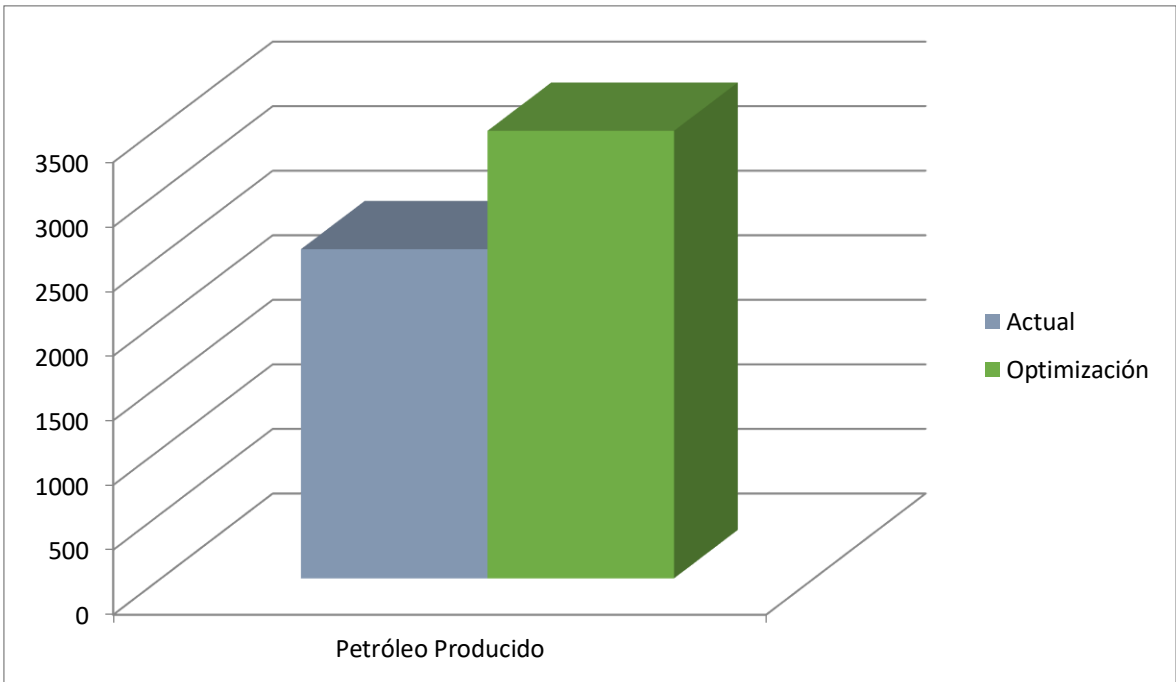


Figura 3.3. Petróleo producido por día (bpd)

3.2.2 Análisis Económico

El Análisis Económico es utilizado para poder determinar si un proyecto es viable o no, valiéndose de indicadores económicos y tomando en cuenta el valor del barril de petróleo actual, se concluye su factibilidad para la optimización de la producción de los pozos seleccionados.

Para el presente proyecto se utilizaran los siguientes indicadores económicos:

3.2.2.1 Periodo de recuperación de la Inversión (PRI)

Utilizamos los flujos netos de caja para calcular el PRI con la siguiente ecuación:

$$SNFC = \sum_{k=0}^n FNC_k$$

Ecuación 3.1. Periodo de Recuperación de Inversión

Donde:

SNFC= Sumatorio de los flujos netos de caja

FNC_k= Flujo neto de caja por cada mes k

3.2.2.2 Relación beneficio-costos (B/C)

Por medio de la relación beneficio-costos se estima si un proyecto va a ser rentable o no, se basa en los siguientes criterios:

B/C >1 el proyecto es rentable

B/C =1 el proyecto es irrelevante

B/C <1 el proyecto es no rentable

Este indicador se lo obtiene al dividir los ingresos presentes para los egresos que se tendrá los meses que dure el proyecto con la ecuación

$$B/C = \frac{\sum V_{Pi}}{\sum V_{Pe}}$$

Ecuación 3.2. Relación beneficio-costos

Donde:

B/C= Relación beneficio-costos

V_{Pi}= Valor presente de ingresos

V_{Pe}= Valor presente de egresos

3.2.2.3 Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)

Ayuda a determinar la rentabilidad de un proyecto, comparando el TRC calculado con el valor establecido por las empresas que llevan a cabo la ejecución del proyecto. Se lo obtiene al dividir el promedio mensual de los flujos netos para la inversión inicial como se indica en la siguiente ecuación:

$$TRC = \frac{\sum_{k=0}^n FNC_k}{n * I_0}$$

Ecuación 3.3. Tasa de Rentabilidad Contable

Donde:

FNC_k= Flujo neto de caja por cada mes k

n= Vida útil del proyecto en meses

I₀= Inversión inicial neta

3.2.2.4 Tasa Única de Retorno (TUR)

Por medio del TUR obtenemos la rentabilidad real de un proyecto la cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$TUR = \left(\frac{\sum V_F}{|\sum V_P|} \right)^{1/n} - 1$$

Ecuación 3.3. Tasa Única de Retorno

Donde:

V_F= Equivalente futuro

V_P= Equivalente pasado

El TUR va a ser rentable si cumple con los siguientes criterios:

TUR > d el proyecto es rentable

TUR = d el proyecto es irrelevante

TUR < d el proyecto no es rentable

Para diferentes escenarios económicos menores a un año se debe calcular la tasa de interés equivalente a partir de la tasa de interés anual aplicable para cualquier número de periodos con la siguiente ecuación:

$$(1 + i) = (1 + i_p)^k$$

Ecuación 3.4. Tasa de Interés equivalente

Donde:

i = Tasa anual efectiva

i_p = Tasa en el periodo equivalente

k = número de periodos del año, meses

3.2.2.5 Valor Actual Neto (VAN)

Es un indicador económico que sirve para determinar cuánto se va a ganar o perder con la inversión del proyecto. Debe seguir los siguientes criterios:

$VAN > 0$ el proyecto es rentable

$VAN = 0$ el proyecto es irrelevante

$VAN < 0$ el proyecto no es rentable

La ecuación para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + r)^k}$$

Ecuación 3.5. Valor Actual Neto

Donde:

FNC_k = Flujo neto de caja por cada mes k

r = Tasa de actualización

k = meses

3.2.2.6 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Siendo la tasa de interés que puede devolver una inversión al finalizar un proyecto, este indicador está relacionado al VAN y sigue los siguientes criterios:

$TIR > d$ el proyecto es rentable

$TIR = d$ el proyecto es irrelevante

$TIR < d$ el proyecto no es rentable

Su ecuación es:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k}$$

Ecuación 3.6. Tasa Interna de Retorno

Donde:

VAN= Valor actual neto

FNC_k= Flujo neto de caja por cada mes k

TIR= Tasa interna de retorno

K=meses

Para que un proyecto sea rentable los indicadores TIR y TUR deben ser mayores en comparación con la tasa mínima de oportunidad TMAR la cual se calcula de la siguiente manera:

$$TMAR(S.A.) = \text{Inflación} + \text{Tasa pasiva}$$

Ecuación 3.7. Valor Actual Neto

Donde d estará relacionado de la siguiente manera:

$$d = TMAR(S.A.) + 15\% * TMAR(S.A.)$$

Ecuación 3.8. Valor Actual Neto

3.2.2.7 Análisis Económico para el método de Eddie E. Smart

El presente proyecto determina si al modificar el sistema de levantamiento artificial se puede obtener una mayor producción de hidrocarburo. En esta sección se analizan las condiciones que permitirán determinar la rentabilidad del proyecto para el proceso de optimización adecuado.

En la tabla 3.7 se pueden observar los costos operativos para un cambio de bomba de BES a bomba tipo Jet.

Tabla 3.7. Costos estimados para la revisión de la bomba Jet

Valores Estimados de revisión bomba Jet	
Movilización y supervisión	6,000.00
Técnico de operación	500.00
Camiones Pluma	600.00
Reversada + bajada de bomba	20,000.00
Lubricador	300.00
Kit Reparación	680.00
Contingencias (30%)	4,000.00
TOTAL	32,080.00

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2019)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Los costos mostrados ayudan a determinar si la inversión inicial del proyecto se puede recuperar en un tiempo prudente siendo rentable la propuesta de optimización del sistema de levantamiento artificial; por medio de los indicadores económicos se debe realizar el análisis para diferentes escenarios referentes al costo del barril de crudo los cuales están presentes en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Escenarios del costo de barril de petróleo

Escenarios	Costo del Barril (dólares)
Pesimista	58.51
Actual	68.91
Optimista	78.91

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Como se pudo observar en la tabla 3.6 los 8 pozos analizados presentan un aumento de producción, por tanto, tomando en cuenta el costo del cambio de bomba tipo Jet mostrado en la tabla 3.7 la inversión inicial para los pozos es de 2,977,600 dólares. A partir de esta inversión inicial se analiza los escenarios mostrados en la tabla 3.8 y se puede obtener un flujo de efectivo para cada caso.

3.2.2.7.1 Escenario Pesimista

Se presenta a continuación la tabla 3.9 con el flujo de efectivo para un precio del barril de petróleo de 58.51 dólares.

Tabla 3.9. Flujo de Caja - Caso Pesimista

Inversión inicial	256,640	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CUENTAS	Año 0												
Ingresos		7,054,298	6,182,687	6,948,955	7,541,285	6,900,070	6,566,587	6,378,824	6,233,385	5,959,059	4,522,934	4,057,568	4,616,203
Gastos fijos		2,165,822	2,152,827	2,139,910	2,127,070	2,114,308	2,101,622	2,089,012	2,076,478	2,064,019	2,051,635	2,039,325	2,027,089
Gastos de administración		73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000
Utilidad antes de partición		4,815,477	3,956,860	4,736,045	5,341,215	4,712,762	4,391,965	4,216,812	4,083,906	3,822,039	2,398,299	1,945,243	2,516,113
15% partición laboral		722,321	593,529	710,407	801,182	706,914	658,795	632,522	612,586	573,306	359,745	291,786	377,417
Utilidad antes de impuestos		4,093,155	3,363,331	4,025,639	4,540,032	4,005,848	3,733,171	3,584,290	3,471,320	3,248,733	2,038,554	1,653,456	2,138,696
25% imp. a la renta		1,023,289	840,833	1,006,410	1,135,008	1,001,462	933,293	896,073	867,830	812,183	509,638	413,364	534,674
Utilidad neta		3,069,866	2,522,498	3,019,229	3,405,024	3,004,386	2,799,878	2,688,218	2,603,490	2,436,550	1,528,915	1,240,092	1,604,022
Flujo neto de efectivo		3,069,866	2,522,498	3,019,229	3,405,024	3,004,386	2,799,878	2,688,218	2,603,490	2,436,550	1,528,915	1,240,092	1,604,022

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Con los resultados obtenidos de la tabla 3.9 se pueden calcular los valores de cada indicador económico los cuales se presentan en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Pesimista

Indicadores Económicos	Valor
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)	3 días
Relación Beneficio-Costo (B/C)	52.16
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	971.60%
Tasa Única de Retorno (TUR)	48.67%
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 13,386,477
Tasa Interna de Retorno (TIR)	1181%

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Para el caso pesimista se pudo obtener un VAN de 13, 386,477 dólares demostrando que este proyecto es rentable. Siendo el valor de la relación Beneficio-Costo mayor a 1, se puede deducir que por cada dólar invertido en el proyecto se va a recuperar 52.16 dólares; además, al tener una TUR de 48.67% y una TIR de 1181% mayores en comparación con la TMAR el proyecto es viable, contando con un periodo de recuperación de inversión de 3 días.

3.2.2.7.2 Escenario Actual

Se presenta a continuación la tabla 3.11 con el flujo de efectivo para un precio del barril de petróleo de 68.91 dólares.

Tabla 3.11. Flujo de Caja - Caso Actual

Inversión inicial	256,640	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CUENTAS	Año 0												
Ingresos		8,588,046	7,221,773	7,988,041	8,580,371	7,939,156	7,605,673	7,417,910	7,272,471	6,998,145	5,562,020	5,096,654	5,655,289
Gastos fijos		2,165,822	2,152,827	2,139,910	2,127,070	2,114,308	2,101,622	2,089,012	2,076,478	2,064,019	2,051,635	2,039,325	2,027,089
Gastos de administración		73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000
Utilidad antes de partición		6,349,224	4,995,946	5,775,131	6,380,301	5,751,848	5,431,051	5,255,898	5,122,992	4,861,125	3,437,385	2,984,329	3,555,199
15% partición laboral		952,384	749,392	866,270	957,045	862,777	814,658	788,385	768,449	729,169	515,608	447,649	533,280
Utilidad antes de impuestos		5,396,841	4,246,554	4,908,862	5,423,256	4,889,071	4,616,394	4,467,513	4,354,544	4,131,957	2,921,777	2,536,679	3,021,919
25% imp. a la renta		1,349,210	1,061,639	1,227,215	1,355,814	1,222,268	1,154,098	1,116,878	1,088,636	1,032,989	730,444	634,170	755,480
Utilidad neta		4,047,630	3,184,916	3,681,646	4,067,442	3,666,803	3,462,295	3,350,635	3,265,908	3,098,967	2,191,333	1,902,509	2,266,439
Flujo neto de efectivo		4,047,630	3,184,916	3,681,646	4,067,442	3,666,803	3,462,295	3,350,635	3,265,908	3,098,967	2,191,333	1,902,509	2,266,439

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Con los resultados obtenidos de la tabla 3.11 se pueden calcular los valores de cada indicador económico los cuales se presentan en la tabla 3.12.

Tabla 3.12. Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Actual

Indicadores Económicos	Valor
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)	2 días
Relación Beneficio-Costo (B/C)	66.09
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	1239.95%
Tasa Única de Retorno (TUR)	51.72%
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 16,960,399
Tasa Interna de Retorno (TIR)	1558%

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Para el caso pesimista se pudo obtener un VAN de 16, 960,399 dólares demostrando que este proyecto es rentable. Siendo el valor de la relación Beneficio-Costo mayor a 1, se puede deducir que por cada dólar invertido en el proyecto se va a recuperar 66.09 dólares; además, al tener una TUR de 51.72% y una TIR de 1558% mayores en comparación con la TMAR el proyecto es viable, contando con un periodo de recuperación de inversión de 2 días.

3.2.2.7.3 Escenario Optimista

Se presenta a continuación la tabla 3.13 con el flujo de efectivo para un precio del barril de petróleo de 78.91 dólares.

Tabla 3.13. Flujo de Caja - Caso Optimista

Inversión inicial	256,640	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CUENTAS	Año 0												
Ingresos		9,627,132	8,260,859	9,027,127	9,619,457	8,978,242	8,644,759	8,456,996	8,311,557	8,037,231	6,601,106	6,135,740	6,694,375
Gastos fijos		2,165,822	2,152,827	2,139,910	2,127,070	2,114,308	2,101,622	2,089,012	2,076,478	2,064,019	2,051,635	2,039,325	2,027,089
Gastos de administración		73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000	73,000
Utilidad antes de partición		7,388,310	6,035,032	6,814,217	7,419,387	6,790,934	6,470,137	6,294,984	6,162,078	5,900,211	4,476,471	4,023,415	4,594,285
15% partición laboral		1,108,247	905,255	1,022,133	1,112,908	1,018,640	970,521	944,248	924,312	885,032	671,471	603,512	689,143
Utilidad antes de impuestos		6,280,064	5,129,777	5,792,085	6,306,479	5,772,294	5,499,617	5,350,737	5,237,767	5,015,180	3,805,000	3,419,902	3,905,142
25% imp. a la renta		1,570,016	1,282,444	1,448,021	1,576,620	1,443,073	1,374,904	1,337,684	1,309,442	1,253,795	951,250	854,976	976,286
Utilidad neta		4,710,048	3,847,333	4,344,064	4,729,859	4,329,220	4,124,713	4,013,052	3,928,325	3,761,385	2,853,750	2,564,927	2,928,857
Flujo neto de efectivo		4,710,048	3,847,333	4,344,064	4,729,859	4,329,220	4,124,713	4,013,052	3,928,325	3,761,385	2,853,750	2,564,927	2,928,857

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Con los resultados obtenidos de la tabla 3.13 se pueden calcular los valores de cada indicador económico los cuales se presentan en la tabla 3.14.

Tabla 3.14. Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Optimista

Indicadores Económicos	Valor
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)	2 días
Relación Beneficio-Costo (B/C)	78.96
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	1498.06%
Tasa Única de Retorno (TUR)	54.13%
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 20,264,793
Tasa Interna de Retorno (TIR)	1818%

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Para el caso actual se pudo obtener un VAN de 20, 264,793 dólares demostrando que este proyecto es rentable. Siendo el valor de la relación Beneficio-Costo mayor a 1, se puede deducir que por cada dólar invertido en el proyecto se va a recuperar 78.96 dólares; además, al tener una TUR de 54.13% y una TIR de 1818% mayores en comparación con la TMAR el proyecto es viable, contando con un periodo de recuperación de inversión de 2 días.

3.3 Conclusiones

- Al cambiar la geometría de la bomba tipo Jet, se observó un aumento total de producción del 36% que representan 916.82 bl/día más de petróleo producido.
- Los pozos seleccionados en general presentaron un aumento mayor al 35% de su producción actual siendo más rentable producir con las nuevas condiciones de operación de la bomba tipo Jet.
- Los pozos Oso A-071, Payamino G-030 y Coca H-010 presentaron aumentos de 97.0%, 66.9% y 48.5% respectivamente, siendo los principales pozos a ser tomados en cuenta para el proceso de optimización.
- En los pozos Coca D-006, Oso I-041 y OSO G-085 se observó solo un aumento del 8.0%, 8.9% y 8.6% respectivamente, representando el cambio en la geometría de la bomba una inversión innecesaria.

3.4 Recomendaciones

- Se recomienda llevar a cabo el proyecto ya que a partir de la inversión inicial y según el indicador económico VAN se puede recuperar 20, 264,793 dólares para un escenario optimista siendo un proyecto rentable y viable ya que su periodo de recuperación de la inversión inicial es de 2 días.
- Es recomendable modificar las condiciones de operación de las bombas instaladas en los pozos seleccionados para obtener un aumento de producción.
- Debido a que en los pozos Oso A-071, Payamino G-030 y Coca H-010 no existe un aumento de producción considerable, no se recomienda realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial.
- Se recomienda realizar pruebas de presión en el Bloque 7 para disponer de datos actualizados de los últimos años.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- D. Aguirre, Análisis Técnico Económico de Métodos de Optimización de Bombeo Hidráulico: Eddie E. Smart y Hal Petrie en un Campo Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2016.
- P. Baby, M. Rivadeneira & R. Barragán. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2004
- R. Cunningham, A. Hansen & T. Na. Jet Pump Cavitation, (1970)
- J. Gómez. Teoría del Bombeo Hidráulico. OilProduction. UNAM, Mexico, junio 2013
- B. Juez, G. Colmort & L. Arteaga. Detección de problemas de alto corte de agua en el yacimiento Hollín Principal y sus posibles soluciones: Bloque 7, del Oriente Ecuatoriano. Universidad Central del Ecuador, Quito, 1998, p. 2 - 4.
- V. Melo. Levantamiento Artificial. Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014
- V. Melo. Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet. Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2010, p. 12 - 35
- OilMail, (2011). Sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico. Obtenido de: http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_4374.html
- Sertepet, (2021). Sistemas de Bombeo Hidráulico Jet Claw. Obtenido de: <https://www.sertepet.net/sistemas-de-bombeo-hidraulico-jet-claw/>
- H. Soria, Parametrización de un modelo numérico de bomba para el diseño de sistemas de levantamiento artificial con bombeo hidráulico. Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2017.
- N. Villacrés. Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet en el campo Coca mediante el software Oilwell Hydraulic para el mejoramiento de la producción. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, 2012.
- C. Vega. Ingeniería Económica. Quito, 1983.

5. ANEXOS

ANEXO I. Relaciones de áreas y áreas anulares para bombas, National, Guiberson, Kobe, Fluid Packed Pump, OHI, CLAW.

Tabla A-1.1. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet para National, Kobe y Guiberson

Tabla A-1.2. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet para Fluid Packed Pump, OHI, CLAW.

Tabla A-1.3. Área anular garganta – tobera de National (pg²)

Tabla A-1.4. Área anular garganta – tobera de Kobe (pg²)

Tabla A-1.5. Área anular garganta – tobera de OHI (pg²)

Tabla A-1.6. Área anular garganta – tobera de Claw (pg²)

Tabla A-1.7. Área anular garganta – tobera de Fluid Packed Pump (pg²)

Tabla A-1.8. Área anular garganta – tobera de Guiberson (pg²)

ANEXO II. Curvas y relaciones de áreas óptimas de los fabricantes

Figura A-2.1. Curva de comportamiento de diseño de Guiberson

Figura A-2.2. Curvas H – M de Guiberson

Tabla A-2.3. Relaciones de áreas óptimas

ANEXO III. Análisis de cada pozo por el método de Hal Petrie

A-3.1. Análisis de resultados del método Hal Petrie para los pozos del Bloque 7

A-3.1.1. Análisis del pozo COCA D-006

A-3.1.2. Análisis del pozo COCA H-010

A-3.1.3. Análisis del pozo COCA H-049

A-3.1.4. Análisis del pozo OSO I-041

A-3.1.5. Análisis del pozo OSO A-071

A-3.1.6. Análisis del pozo PAYAMINO J-024

A-3.1.7. Análisis del pozo OSO G-085

ANEXO I

RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE LOS FABRICANTES

Tabla A – 1.1. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet para National, Kobe y Guiberson.

National				Kobe				Guiberson			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
1	0.0024	1	0.0064	1	0.0024	1	0.0060	DD	0.0016	000	0.0044
2	0.0031	2	0.0081	2	0.0031	2	0.0077	CC	0.0028	00	0.0071
3	0.0039	3	0.0104	3	0.0040	3	0.0100	BB	0.0038	0	0.0104
4	0.0050	4	0.0131	4	0.0052	4	0.0129	A	0.0055	1	0.0143
5	0.0064	5	0.0167	5	0.0067	5	0.0167	B	0.0095	2	0.0189
6	0.0081	6	0.0212	6	0.0086	6	0.0215	C	0.0123	3	0.0241
7	0.0103	7	0.0271	7	0.0111	7	0.0278	D	0.0177	4	0.0314
8	0.0131	8	0.0346	8	0.0144	8	0.0359	E	0.0241	5	0.0380
9	0.0167	9	0.0441	9	0.0186	9	0.0464	F	0.0314	6	0.0452
10	0.0212	10	0.0562	10	0.0240	10	0.0599	G	0.0452	7	0.0531
11	0.0271	11	0.0715	11	0.0310	11	0.0774	H	0.0661	8	0.0661
12	0.0346	12	0.0910	12	0.0400	12	0.1000	I	0.0855	9	0.0804
13	0.0441	13	0.1159	13	0.0517	13	0.1292	J	0.1257	10	0.0962
14	0.0562	14	0.1476	14	0.0668	14	0.1668	K	0.1590	11	0.1195
15	0.0715	15	0.1879	15	0.0863	15	0.2154	L	0.1963	12	0.1452
16	0.0910	16	0.2392	16	0.1114	16	0.2783	M	0.2463	13	0.1772
17	0.1159	17	0.3046	17	0.1439	17	0.3594	N	0.3117	14	0.2165
18	0.1476	18	0.3878	18	0.1858	18	0.4642	P	0.3848	15	0.2606
19	0.1879	19	0.4938	19	0.2400	19	0.5995			16	0.3127
20	0.2392	20	0.6287	20	0.3100	20	0.7743			17	0.3750
						21	1.0000			18	0.4513
						22	1.2916			19	0.5424
						23	1.6681			20	0.6518
						24	2.1544				

Relación			Relación			Las relaciones de Guiberson
Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R	están indicadas en la tabla 1.7
N	N-1	0.483 X	N	N-1	0.517 A-	
N	N	0.380 A	N	N	0.400 A	
N	N+1	0.299 B	N	N+1	0.310 B	
N	N+2	0.235 C	N	N+2	0.240 C	
N	N+3	0.184 D	N	N+3	0.186 D	
N	N+4	0.145 E	N	N+4	0.144 E	

Tabla A – 1.2. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet para Fluid Packed Pump, OHI, CLAW

FLUID PACKED PUMP				OHI				CLAW			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
1	0.00371	1	0.00905	1	0.0024	1	0.006	1	0.0018	A	0.0046
2	0.00463	2	0.01131	2	0.0031	2	0.0077	2	0.0030	B	0.0072
3	0.00579	3	0.01414	3	0.0040	3	0.0100	3	0.0038	C	0.0104
4	0.00724	4	0.01767	4	0.0052	4	0.0129	4	0.0054	D	0.0142
5	0.00905	5	0.02209	5	0.0067	5	0.0167	5	0.0074	E	0.0187
6	0.01131	6	0.02761	6	0.0086	6	0.0216	6	0.0094	F	0.0239
7	0.01414	7	0.03451	7	0.0111	7	0.0278	7	0.0108	G	0.0311
8	0.01767	8	0.04314	8	0.0144	8	0.0360	8	0.0122	H	0.0376
9	0.02209	9	0.05393	9	0.0184	9	0.0464	9	0.0148	I	0.0447
10	0.02761	10	0.06741	10	0.0238	10	0.0598	10	0.0175	J	0.0526
11	0.03451	11	0.08426	11	0.0307	11	0.0774	11	0.0239	K	0.0655
12	0.04314	12	0.10533	12	0.0396	12	0.1001	12	0.0311	L	0.0796
13	0.05393	13	0.13166	13	0.0512	13	0.1288	13	0.0450	M	0.0957
14	0.06741	14	0.16458	14	0.0661	14	0.1655	14	0.0658	N	0.1119
15	0.08426	15	0.20572	15	0.0854	15	0.2132	15	0.0851	O	0.1445
16	0.10533	16	0.25715	16	0.1114	16	0.2753	16	0.1251	P/	0.1763
17	0.13166	17	0.32144	17	0.1439	17	0.3557	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.16458	18	0.40180	18	0.1857	18	0.4596	18	0.195	R	0.2593
19	0.20572	19	0.50225	19	0.2400	19	0.5993	19	0.2464	S	0.3127
20	0.25715	20	0.62782	20	0.3099	20	0.7667	20	0.3119	T	0.3760
		21	0.78477	21	0.4003	21	0.9905	21	0.3850	U	0.4515
		22	0.98096	22	1.1669	22	1.2908			V	0.5426
		23	1.22620	23	1.5072	23	1.6673			W	0.6520
		24	1.53275	24	1.9465	24	2.1538				
				25	2.5140	25	2.7818				
				26	3.2471	26	3.5934				

Relación			Relación			Relación		
Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R
			N	N-1	0.517 A-	N	N-1	0.517 A-
N	N	0.410 A	N	N	0.400 A	N	N	0.400 A
N	N+1	0.328 B	N	N+1	0.310 B	N	N+1	0.310 B
N	N+2	0.262 C	N	N+2	0.240 C	N	N+2	0.240 C
N	N+3	0.210 D	N	N+3	0.186 D	N	N+3	0.186 D
N	N+4	0.168 E	N	N+4	0.144 E	N	N+4	0.144 E

Tabla A-1.3. Área anular garganta – tobera de National (pg²)

Area anular Garganta-Tobera, A _s						
Tobera	X	A	B	C	D	E
1		0.0040	0.0057	0.0080	0.0108	0.0144
2	0.0033	0.0050	0.0073	0.0101	0.0137	0.0183
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	0.0150	0.0208	0.0282	0.0377
6	0.0087	0.0133	0.0191	0.0265	0.0360	0.0481
7	0.0111	0.0169	0.0243	0.0338	0.0459	0.0612
8	0.0141	0.0215	0.0310	0.0431	0.0584	0.0779
9	0.0179	0.0274	0.0395	0.0548	0.0743	0.0992
10	0.0229	0.0350	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	0.1130	0.1533	0.2046
13	0.0469	0.0718	0.1035	0.1438	0.1951	0.2605
14	0.0597	0.0914	0.1317	0.1830	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	0.2720	0.3779	0.5128	
18	0.1571	0.2403	0.3463	0.4812		
19	0.2000	0.3060	0.4409			
20	0.2546	0.3896				

Tabla A-1.4 Área anular garganta – tobera de Kobe (pg²)

Area anular Garganta-Tobera, A _s						
Tobera	A-	A	B	C	D	E
1		0.0036	0.0053	0.0076	0.0105	0.0143
2	0.0029	0.0046	0.0069	0.0098	0.0136	0.0184
3	0.0037	0.0060	0.0089	0.0127	0.0175	0.0231
4	0.0048	0.0077	0.0115	0.0164	0.0227	0.0308
5	0.0062	0.0100	0.0149	0.0211	0.0293	0.0397
6	0.0080	0.0129	0.0192	0.0273	0.0378	0.0513
7	0.0104	0.0167	0.0248	0.0353	0.0488	0.0663
8	0.0134	0.0216	0.0320	0.0456	0.0631	0.0856
9	0.0174	0.0278	0.0414	0.0589	0.0814	0.1106
10	0.0224	0.0360	0.0534	0.0760	0.1051	0.1428
11	0.0289	0.0464	0.0690	0.0981	0.1358	0.1840
12	0.0374	0.0599	0.0891	0.1268	0.1749	0.2382
13	0.0483	0.0774	0.1151	0.1633	0.2265	0.3076
14	0.0624	0.1001	0.1482	0.2115	0.2926	0.3974
15	0.0806	0.1287	0.1920	0.2731	0.3780	0.5133
16	0.1036	0.1668	0.2479	0.3528	0.4881	0.6629
17	0.1344	0.2155	0.3203	0.4557	0.6304	0.8562
18	0.1735	0.2784	0.4137	0.5885	0.8142	11.058
19	0.2242	0.3595	0.5343	0.7600	10.516	14.282
20	0.2896	0.4643	0.6901	0.9817	13.583	18.444

Tabla A-1.5. Área anular garganta – tobera de OHI (pg²)

Área Anular Garganta-Tobera A_s						
Tobera	A-	A	B	C	D	E
1		0.0036	0.0053	0.0076	0.0105	0.0143
2	0.0029	0.0046	0.0069	0.0098	0.0136	0.0185
3	0.0037	0.0060	0.0089	0.0127	0.0176	0.0238
4	0.0048	0.0077	0.0115	0.0164	0.0226	0.0308
5	0.0062	0.0100	0.0149	0.0211	0.0293	0.0397
6	0.0081	0.0130	0.0192	0.0274	0.0378	0.0512
7	0.0105	0.0167	0.0249	0.0353	0.0487	0.0663
8	0.0134	0.0216	0.0320	0.0454	0.0630	0.0857
9	0.0176	0.0280	0.0414	0.0591	0.0817	0.1104
10	0.0226	0.0361	0.0537	0.0763	0.1051	0.1417
11	0.0291	0.0467	0.0694	0.0981	0.1348	0.1825
12	0.0378	0.0605	0.0892	0.1258	0.1736	0.2356
13	0.0489	0.0776	0.1143	0.1620	0.2241	0.3045
14	0.0627	0.0994	0.1471	0.2092	0.2896	0.3935
15	0.0801	0.1278	0.1899	0.2704	0.3743	0.5140
16	0.1018	0.1639	0.2443	0.3482	0.4879	0.6553
17	0.1314	0.2119	0.3158	0.4555	0.6228	0.8466
18	0.1700	0.2739	0.4136	0.5809	0.8048	1.1051
19	0.2196	0.3593	0.5267	0.7505	1.0508	1.4273
20	0.2894	0.4567	0.6805	0.9809	1.3573	1.8439
21	0.3664	0.5902	0.8905	1.2670	1.7535	2.3815

Tabla A-1.6. Área anular garganta – tobera de Claw (pg²)

Área Anular Garganta-Tobera A_s						
Tobera	A-	A	B	C	D	E
1		0.0028	0.0054	0.0086	0.0124	0.0169
2	0.0016	0.0042	0.0074	0.0112	0.0157	0.0209
3	0.0034	0.0066	0.0104	0.0149	0.0201	0.0273
4	0.0050	0.0088	0.0133	0.0185	0.0257	0.0322
5	0.0068	0.0113	0.0165	0.0237	0.0302	0.0373
6	0.0093	0.0145	0.0217	0.0282	0.0353	0.0432
	0.0131	0.0203	0.0268	0.0339	0.0418	0.0547
8	0.0189	0.0254	0.0325	0.0404	0.0533	0.0674
9	0.0228	0.0299	0.0378	0.0507	0.0648	0.0809
10	0.0272	0.0351	0.0480	0.0621	0.0782	0.0944
11	0.0287	0.0416	0.0557	0.0718	0.0880	0.1206
12	0.0344	0.0485	0.0646	0.0808	0.1134	0.1452
13	0.0346	0.0507	0.0669	0.0995	0.1313	0.1704
14	0.0299	0.0461	0.0787	0.1105	0.1496	0.1935
15	0.0268	0.0594	0.0912	0.1303	0.1742	0.2276
16	0.0194	0.0512	0.0903	0.1342	0.1876	0.2509
17	0.0211	0.0602	0.1041	0.1575	0.2208	0.2963
18	0.0204	0.0643	0.1177	0.1810	0.2565	0.3476
19	0.0129	0.0663	0.1296	0.2051	0.2962	0.4056
20	0.0008	0.0641	0.1396	0.2307	0.3401	
21		0.0665	0.1576	0.2670		

Tabla A-1.7. Área anular garganta – tobera de Fluid Packed Pump (pg²)

Área Anular Garganta-Tobera A_s					
Tobera	A	B	C	D	E
1	0.0053	0.0076	0.0104	0.0140	0.0184
2	0.0067	0.0095	0.0130	0.0175	0.0230
3	0.0084	0.0119	0.0163	0.0218	0.0287
4	0.0104	0.0149	0.0204	0.0273	0.0359
5	0.0130	0.0186	0.0255	0.0341	0.0449
6	0.0163	0.0232	0.0318	0.0426	0.0561
7	0.0204	0.0290	0.0398	0.0533	0.0701
8	0.0255	0.0363	0.0497	0.0666	0.0877
9	0.0318	0.0453	0.0622	0.0832	0.1096
10	0.0398	0.0567	0.0777	0.1041	0.1370
11	0.0498	0.0708	0.0972	0.1301	0.1712
12	0.0622	0.0885	0.1214	0.1626	0.2140
13	0.0777	0.1107	0.1518	0.2032	0.2675
14	0.0972	0.1383	0.1897	0.2540	0.3344
15	0.1215	0.1729	0.2372	0.3175	0.4180
16	0.1518	0.2161	0.2965	0.3969	0.5225
17	0.1898	0.2701	0.3706	0.4962	0.6531
18	0.2372	0.3377	0.4632	0.6202	0.8164
19	0.2965	0.4221	0.5791	0.7752	1.0205
20	0.3707	0.5276	0.7238	0.9691	1.2756

Tabla A-1.8 Relación área anular garganta – tobera de Guiberson (pg²)

<u>Tobera</u>											
DD	Gargantas	000	00								
	R	0.36	0.22								
	A _s	0.0028	0.0056								
CC	Gargantas	000	00	0	1						
	R	0.64	0.40	0.27	0.20						
	A _s	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115						
BB	Gargantas	00	0	1	2						
	R	0.54	0.37	0.27	0.20						
	A _s	0.0032	0.0065	0.0105	0.0150						
A	Gargantas	0	1	2	3						
	R	0.53	0.39	0.29	0.23						
	A _s	0.0048	0.0088	0.0133	0.0185						
B	Gargantas	0	1	2	3	4	5	6			
	R	0.92	0.66	0.50	0.40	0.30	0.25	0.21			
	A _s	0.0009	0.0048	0.0094	0.0145	0.0219	0.0285	0.0357			
C	Gargantas	1	2	3	4	5	6	7			
	R	0.86	0.65	0.51	0.39	0.32	0.27	0.23			
	A _s	0.0020	0.0066	0.0118	0.0191	0.0257	0.0330	0.0408			
D	Gargantas	3	4	5	6	7	8	9			
	R	0.74	0.56	0.46	0.39	0.33	0.27	0.22			
	A _s	0.0064	0.0137	0.0203	0.0276	0.0354	0.0484	0.0628			
E	Gargantas	4	5	6	7	8	9	10	11		
	R	0.77	0.63	0.53	0.45	0.36	0.30	0.25	0.20		
	A _s	0.0074	0.0140	0.0212	0.0290	0.0420	0.0564	0.0722	0.0954		
F	Gargantas	6	7	8	9	10	11	12			
	R	0.69	0.59	0.48	0.39	0.33	0.26	0.22			
	A _s	0.0138	0.0217	0.0346	0.0490	0.0648	0.0880	0.1138			
G	Gargantas	8	9	10	11	12	13	14			
	R	0.68	0.56	0.47	0.38	0.31	0.26	0.21			
	A _s	0.0208	0.0352	0.0510	0.0742	0.1000	0.1320	0.1712			
H	Gargantas	10	11	12	13	14	15	16			
	R	0.69	0.55	0.45	0.37	0.30	0.25	0.21			
	A _s	0.0302	0.0534	0.0792	0.1112	0.1504	0.1945	0.2467			
I	Gargantas	11	12	13	14	15	16	17			
	R	0.72	0.59	0.48	0.40	0.33	0.27	0.23			
	A _s	0.0339	0.0597	0.0917	0.1309	0.1750	0.2272	0.2895			
J	Gargantas	13	14	15	16	17	18	19			
	R	0.71	0.58	0.48	0.40	0.34	0.28	0.23			
	A _s	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167			
K	Gargantas	15	16	17	18	19	20				
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24				
	A _s	0.1015	0.1537	0.2160	0.2922	0.3833	0.4928				
L	Gargantas	16	17	18	19	20					
	R	0.63	0.52	0.44	0.36	0.30					
	A _s	0.1164	0.1787	0.2549	0.3460	0.4555					
M	Gargantas	17	18	19	20						
	R	0.66	0.55	0.45	0.38						
	A _s	0.1287	0.2050	0.2961	0.4055						
N	Gargantas	18	19	20							
	R	0.69	0.57	0.48							
	A _s	0.1395	0.2306	0.3401							
P	Gargantas	19	20								
	R	0.71	0.59								
	A _s	0.1575	0.2670								

ANEXO II

CURVAS Y RELACIONES DE ÁREAS ÓPTIMAS DE LOS FABRICANTES

Figura A-2.1. Curva de comportamiento de diseño de Guiberson

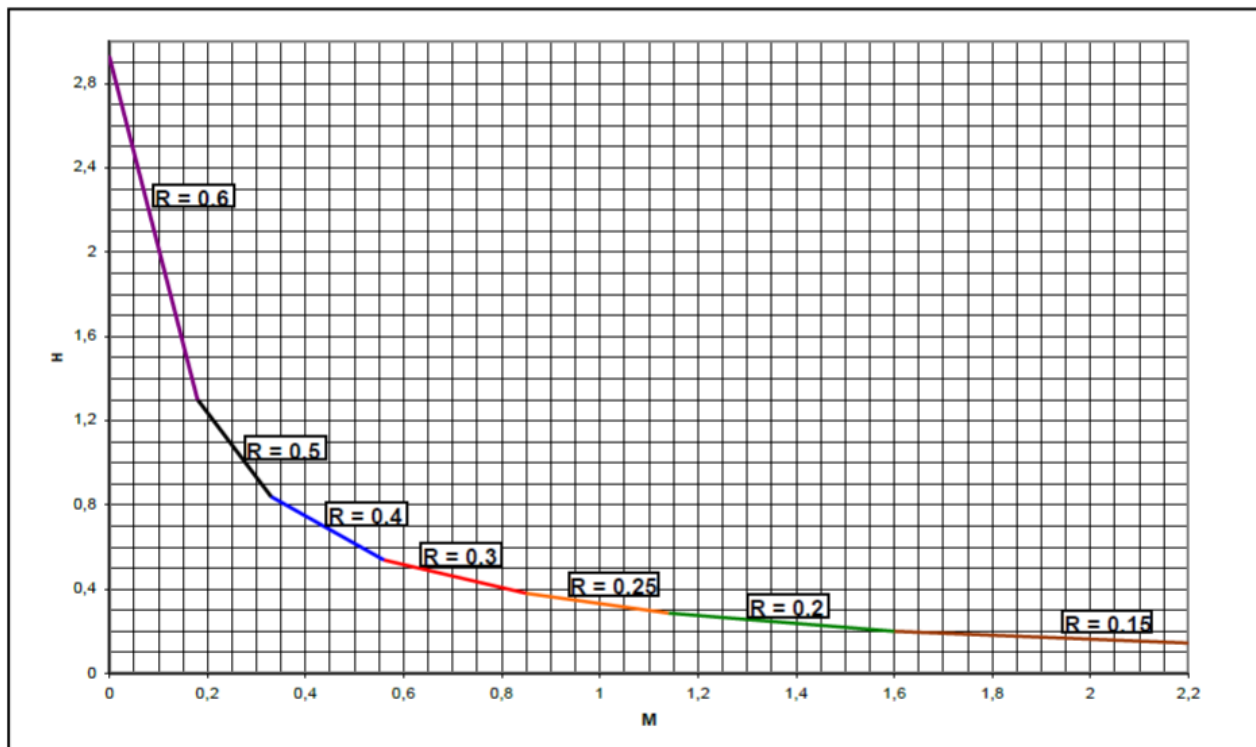


Figura A-2.2. Curvas H – M de Guiberson

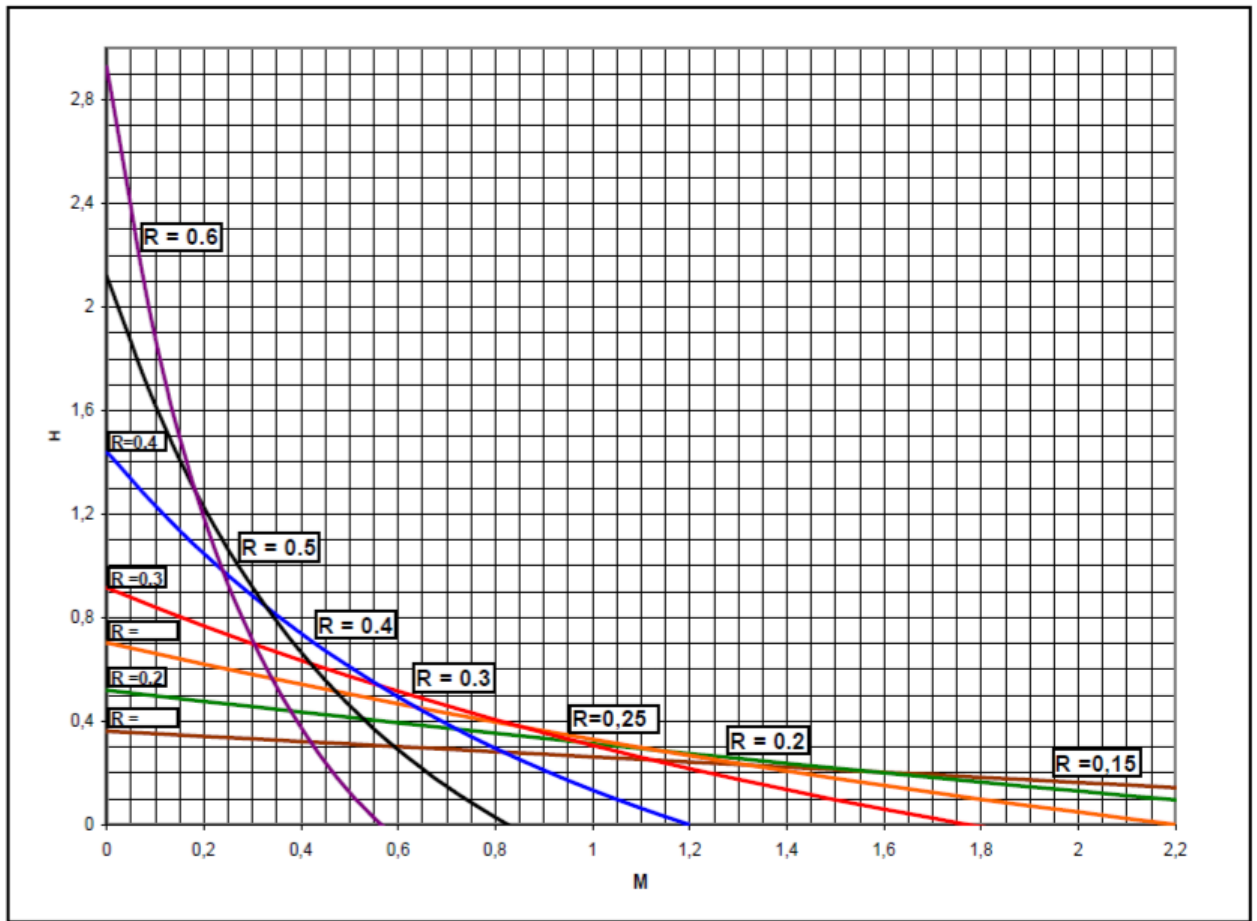


Tabla A-2.1. Relaciones de áreas óptimas

Relación de áreas, R	Rango de relación de presiones, H
0.60	2.930 – 1.300
0.50	1.300 – 0.839
0.40	0.839 – 0.538
0.30	0.538 – 0.380
0.25	0.380 – 0.286
0.20	0.286 – 0.160
0.15	0.160 –

ANEXO III

Análisis de cada pozo por el método de Hal Petrie

A-3.1. Análisis de resultados del método Hal Petrie para los pozos del Bloque 7

A-3.1.1. Análisis del pozo Coca D-006

Para el estudio del pozo Coca D-006 se utilizó la información presente en la tabla A-3.1, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla A-3.2 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla A-3.3.

Tabla A-3.1. Datos pozo Coca D-006

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9,982	pies	γ_w	0.991	psi/pie
L	9,982	pies	G_w	0.429103	-
D_{iTP}	2.992	pg	μ_o	1.52	cst
D_{oTP}	3.5	pg	μ_w	0.31	cst
D_{iTR}	6.726	pg	GOR	85	pie ³ /bl
P_{WH}	100	psi	F_w	28	%
γ_g	0.720	-	T_{WH}	120	°F
°API	21	°API	T_{WF}	230	°F
P_R	2,394	psi	$Q @ P_{WF}$	227	bl/día
P_B	856	psi	J	0.13	-
P_{WF}	1,250	psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	3,000	psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		National 8-A			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			150	240	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			325	1,500	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.2. Resultados obtenidos del análisis del pozo Coca D-006

Fabricante		National
Tobera		8
As	pg ²	0.0346
AN	pg ²	0.0131

PARTE A					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
Gs	psi/pie	0.4094		0.4094	
ACM	pg ²	0.0089		0.0061	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P _T	psi	3,000	3,000	3,000	3,000
P _N	psi	7,010.440	6,987.706	7,010.440	6,991.318
Q _N	bl/día	1,405.958	1,403.566	1,276.440	1,274.224
ΔQ _N	%	0.000	0.170	0.000	0.174
V	pie/s	1.871	1.867	1.698	1.695
N _{Re}		28,505.728	28,457.219	25,879.762	25,834.818
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ ₀	g/cm ³	0.878	0.878	0.878	0.878
μ ₀	cp	1.335	1.335	1.335	1.335
F		0.027	0.027	0.028	0.028
P _{FN}	psi	22.734	22.665	19.123	19.063
ΔQ _N < 15 %			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q _D	bl/día	1,553.566	1,577.826	1,514.231	1,627.832
G _D	psi/pie	0.403	0.403	0.403	0.403
F _{WD}		0.027	0.031	0.044	0.061
GLR	pie ³ /bl	5.909	6.759	9.700	13.294
V _D	cst	1.487	1.483	1.466	1.446
v	pie/s	0.682	0.692	0.547	0.588
N _{Re}		9,852.313	10,037.930	9,311.676	10,147.964
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
F		0.034	0.034	0.035	0.034
E		0.939	0.939	0.948	0.948
P _{FD}	psi	3.048	3.133	1.720	1.956
P _D	psi	4,120.865	4,122.012	4,124.270	4,128.993
H		1.324	1.325	0.915	0.918
M		0.153	0.178	0.204	0.301
R		0.600	0.600	0.500	0.500
C ₁		1.200	1.200	1.000	1.000
C ₂		-0.450	-0.450	0.000	0.000
C ₃		0.432	0.432	0.300	0.300
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.178	0.177	0.301	0.300
Máx _{VALOR}		0.160	0.186	0.215	0.316
Mín _{VALOR}		0.145	0.169	0.194	0.286

Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _S NUEVO	bl/día	174.260	174.113	353.602	352.268
PARTE C					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
A _T	pg ²	0.02183		0.0262	
Área real de A _T (pg ²)		0.0271		0.0271	
N°		8		8	
Bomba		NATIONAL 8X		NATIONAL 8X	
Q _{sc}	bl/día	237		548	
HP	HP	72		65	
HP @ 90%	HP	80		72	

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.3. Sumario de resultados de los estudios del pozo Coca D-006

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.0131	0.0131
A _T	pg ²	0.0271	0.0271
R	-	0.483	0.483
P _T	psi	3,000	3,000
Q _N	bl/día	1,404	1,274
HP (a 90%)	HP	80	72
Q _s	bl/día	174	3,000
P _s	psi	325	1,274
Q _{sc}	bl/día	237	72
Bomba		NATIONAL 8X	NATIONAL 8X

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla A-3.4 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Coca D-006 al variar la P_T a 3,300 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura A-3.1.

Tabla A-3.4. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Coca D-006

A _N	pg ²	0.0131	HP @ 90%	HP	88
A _T	pg ²	0.0271	Q _s	bl/día	243
R	-	0.48	P _s	psi	525
P _T	psi	3,300	Q _{sc}	bl/día	258
Q _N	bl/día	1,414	Bomba		National 8-X

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

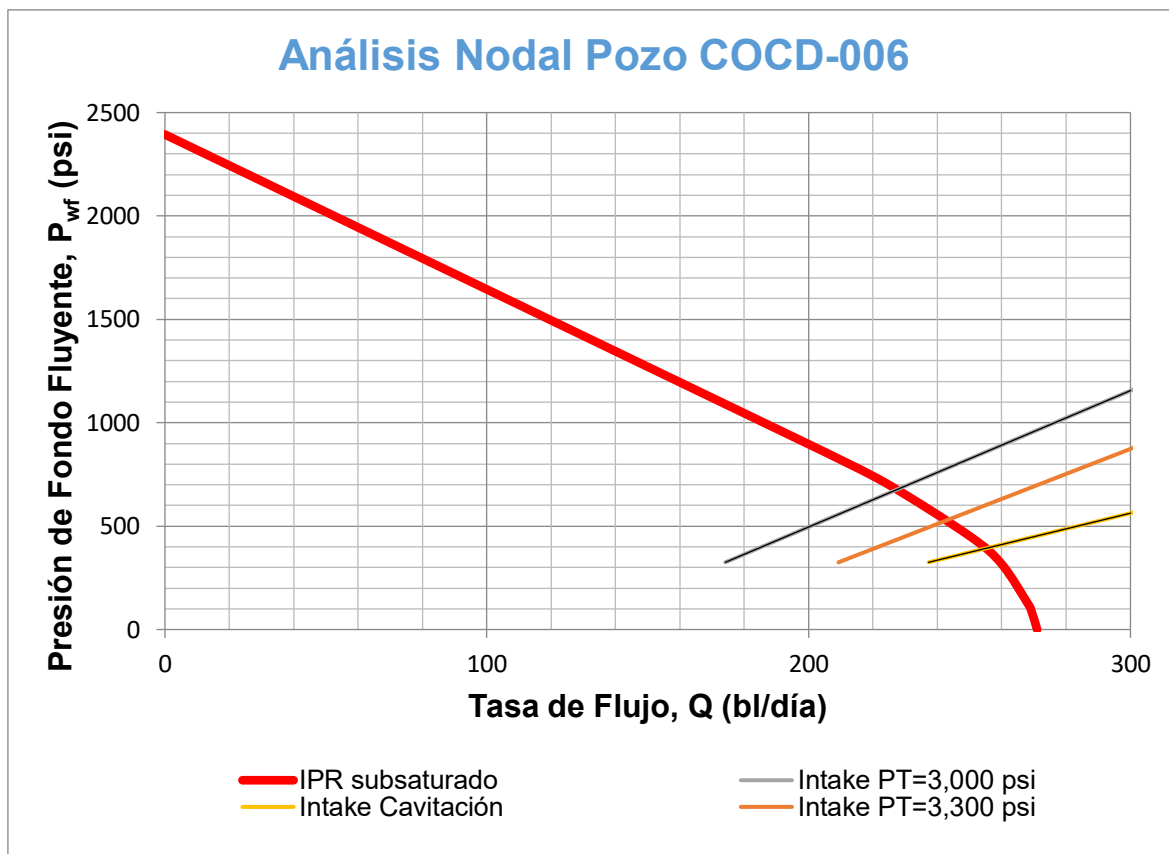


Figura A-3.1. Análisis nodal del pozo Coca D-006

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Coca D-006, se puede proponer como opción de rediseño la bomba National 8-X, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 1,414 bl/día y una presión de operación superficial de 3,300 psi. La tasa estimada de fluido producido es de 243 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 258 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 88 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.0131 pg^2 y 0.0271 pg^2 respectivamente.

A-3.1.2. Análisis del pozo Coca H-010

Para el estudio del pozo Coca H-010 se utilizó la información presente en la tabla A-3.5, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla A-3.6 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla A-3.7.

Tabla A-3.5. Datos pozo Coca H-010

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9,112	pies	γ_g	1.038	psi/pie
L	9,112	pies	G_w	0.4494	-
D_{iTP}	2.992	pg	μ_o	2.173	cst
D_{oTP}	3.5	pg	μ_w	0.284	cst
D_{iTR}	6.276	pg	GOR	135	pie ³ /bl
P_{WH}	47	psi	F_w	46	%
γ_g	0.750	-	T_{WH}	150	°F
°API	26.4	°API	T_{WF}	235	°F
P_R	1,264	psi	$Q @ P_{WF}$	430	bl/día
P_B	766	psi	J	1.629	-
P_{WF}	985	psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	3,700	psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		Claw 9-I			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			400	800	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			550	1,200	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.6. Resultados obtenidos del análisis del pozo Coca H-010

Fabricante		CLAW			
Tobera		9			
A_s	pg ²	0.0447			
A_N	pg ²	0.0148			
PARTE A					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
G_s	psi/pie	0.4163		0.4163	
A_{CM}	pg ²	0.0181		0.0235	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P_T	psi	3,700.000	3,700.000	3,700.000	3,700.000
P_N	psi	7,235.704	7,208.216	7,235.704	7,210.620
Q_N	bl/día	1,616.321	1,612.994	1,535.741	1,532.546
ΔQ_N	%	0.000	0.206	0.000	0.208
V	pie/s	2.150	2.146	2.043	2.039
N_{Re}		22,922.983	22,875.810	21,780.183	21,734.877
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ_o	g/cm ³	0.841	0.841	0.841	0.841
μ_o	cp	1.827	1.827	1.827	1.827
F		0.029	0.029	0.029	0.029

P _{FN}	psi	27.489	27.387	25.084	24.991
$\Delta Q_N < 15\%$			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q _D	bl/día	2,013.007	1,988.074	2,332.558	2,075.818
G _D	psi/pie	0.394	0.393	0.398	0.395
F _{WD}		0.091	0.087	0.158	0.120
GLR	pie ³ /bl	14.486	13.754	25.003	19.079
V _D	cst	2.000	2.009	1.875	1.946
v	pie/s	0.883	0.872	1.024	0.911
N _{Re}		9,491.749	9,333.468	11,733.832	10,063.324
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
F		0.035	0.035	0.033	0.034
E		0.939	0.939	0.939	0.939
P _{FD}	psi	4.588	4.487	5.982	4.852
P _D	psi	3,638.454	3,635.767	3,694.992	3,672.939
H		0.865	0.864	0.710	0.699
M		0.341	0.319	0.622	0.422
R		0.500	0.500	0.400	0.400
C ₁		1.000	1.000	0.800	0.800
C ₂		0.000	0.000	0.089	0.089
C ₃		0.300	0.300	0.192	0.192
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.319	0.320	0.422	0.430
Máx _{VALOR}		0.358	0.335	0.653	0.443
Mín _{VALOR}		0.324	0.303	0.590	0.401
Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _{S NUEVO}	bl/día	375.080	375.696	543.260	553.568
PARTE C					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
A _T	pg ²	0.02960		0.0370	
Área real de A _T (pg ²)		0.0376		0.0376	
N°		9		9	
Bomba		CLAW 9-H		CLAW 9-H	
Q _{SC}	bl/día	505		775	
HP	HP	101		96	
HP @ 90%	HP	113		107	

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.7. Sumario de resultados de los estudios del pozo Coca H-010

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.0148	0.0148
A _T	pg ²	0.0376	0.0376
R	-	0.517	0.517
P _T	psi	3,700	3,700
Q _N	bl/día	1,613	1,533
HP (a 90%)	HP	113	107
Q _s	bl/día	376	554
P _s	psi	550	1,200
Q _{sc}	bl/día	505	775
Bomba		CLAW 9-H	CLAW 9-H

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla A-3.8 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Coca H-010 al variar la P_T a 4,200 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura A-3.2.

Tabla A-3.8. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Coca H-010

A _N	pg ²	0.0148	HP (a 90%)	HP	129
A _T	pg ²	0.0376	Q _s	bl/día	583
R	-	0.517	P _s	psi	920
P _T	psi	4,200	Q _{sc}	bl/día	648
Q _N	bl/día	1,629	Bomba		CLAW 9-H

ELABORADO POR: Andrade Santiago y Bohórquez Alexander

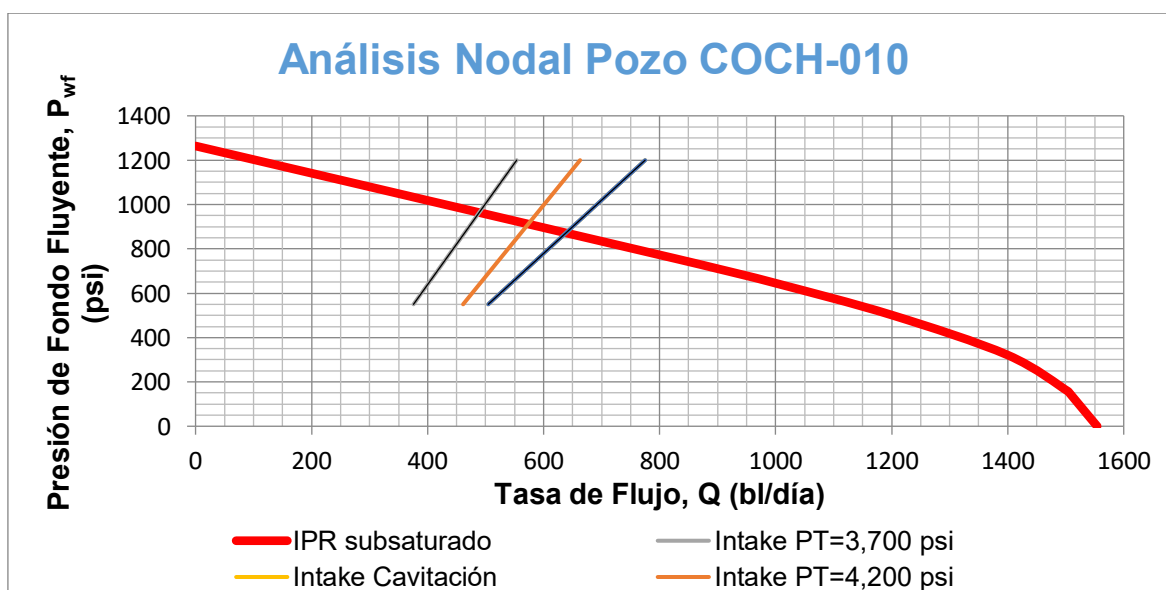


Figura A-3.2. Análisis nodal del pozo Coca H-010

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Coca H-010, se puede proponer como opción de rediseño la bomba Claw 9-H, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 1,629 bl/día y una presión de operación superficial de 4,200 psi. La tasa estimada de fluido producido es de 583 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 649 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 129 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.0148 pg^2 y 0.0376 pg^2 respectivamente.

A-3.1.3. Análisis del pozo Coca H-049

Para el estudio del pozo Coca H-049 se utilizó la información presente en la tabla A-3.9, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla A-3.10 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla A-3.11.

Tabla 3.9. Datos pozo Coca H-049

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9,346	pies	γ_w	1.041	psi/pie
L	9,346	pies	G_w	0.4507	-
D_{ITP}	2.992	pg	μ_o	1.487	cst
D_{OTP}	3.5	pg	μ_w	0.312	cst
D_{ITR}	6.366	pg	GOR	163	pie ³ /bl
P_{WH}	110	psi	F_w	37	%
γ_g	0.765	-	T_{WH}	125	°F
°API	12	°API	T_{WF}	230	°F
P_R	1,264	psi	Q @ P_{WF}	600	bl/día
P_B	804	psi	J	1.923	-
P_{WF}	945	psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	3,900	psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		GUIBERSON E6			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			450	1,100	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			530	1,400	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)
ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.10. Resultados obtenidos del análisis del pozo Coca H-49

Fabricante		GUIBERSON E			
Tobera		E			
As	pg ²	0.0452			
AN	pg ²	0.0241			
PARTE A					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
Gs	psi/pie	0.4358		0.4358	
ACM	pg ²	0.0222		0.0314	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P _T	psi	3,900.000	3,900.000	3,900.000	3,900.000
P _N	psi	7,890.416	7,821.298	7,890.416	7,828.657
Q _N	bl/día	2,632.663	2,620.273	2,472.182	2,460.392
ΔQ _N	%	0.000	0.473	0.000	0.479
V	pie/s	3.503	3.486	3.289	3.273
N _{Re}		54,561.677	54,304.890	51,235.715	50,991.367
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ _o	g/cm ³	0.932	0.932	0.932	0.932
μ _o	cp	1.386	1.386	1.386	1.386
F		0.024	0.024	0.024	0.024
P _{FN}	psi	69.119	68.537	61.759	61.233
ΔQ _N < 15 %			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q _D	bl/día	3,070.378	3,126.200	3,560.493	3,307.815
G _D	psi/pie	0.428	0.428	0.430	0.429
F _{WD}		0.054	0.060	0.114	0.095
GLR	pie ³ /bl	15.050	16.615	31.726	26.305
V _D	cst	1.423	1.417	1.353	1.376
N	pie/s	1.293	1.317	1.500	1.393
N _{Re}		20,161.580	20,624.137	24,600.107	22,473.034
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
F		0.030	0.029	0.028	0.029
E		0.941	0.941	0.941	0.941
P _{FD}	psi	9.119	9.415	11.843	10.395
P _D	psi	4,121.592	4,123.141	4,137.673	4,131.882
H		0.971	0.972	0.742	0.739
M		0.250	0.281	0.517	0.398
R		0.500	0.500	0.400	0.400
C ₁		1.000	1.000	0.800	0.800

C ₂		0.000	0.000	0.089	0.089
C ₃		0.300	0.300	0.192	0.192
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.281	0.281	0.398	0.400
Máx _{VALOR}		0.263	0.296	0.543	0.418
Mín _{VALOR}		0.238	0.267	0.491	0.379
Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _{S NUEVO}	bl/día	505.822	505.310	847.323	851.554
PARTE C					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
A _T	pg ²	0.04820		0.0603	
Área real de A _T (pg ²)		0.0661		0.0661	
N°		E		E	
Bomba		GUIBERSON E8		GUIBERSON E8	
Q _{SC}	bl/día	851		1473	
HP	HP	174		163	
HP @ 90%	HP	193		181	

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.11. Sumario de resultados de los estudios del pozo Coca H-049

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.0241	0.0241
A _T	pg ²	0.0661	0.0661
R	-	0.360	0.360
P _T	psi	3,900	3,900
Q _N	bl/día	2,620	2,460
HP (a 90%)	HP	193	181
Q _S	bl/día	505	852
P _S	psi	530	1,400
Q _{SC}	bl/día	851	1,473
Bomba		GUIBERSON E8	GUIBERSON E8

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla A-3.12 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Coca H-049 al variar la P_T a 4,500 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura A-3.3.

Tabla A-3.12. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Coca H-049

A_N	pg²	0.0241	HP @ 90%	HP	227
A_T	pg²	0.0661	Q_s	bl/día	787
R	-	0.360	P_s	psi	820
P_T	psi	4,500	Q_{sc}	bl/día	995
Q_N	bl/día	2,675	Bomba		GUIBERSON E8

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

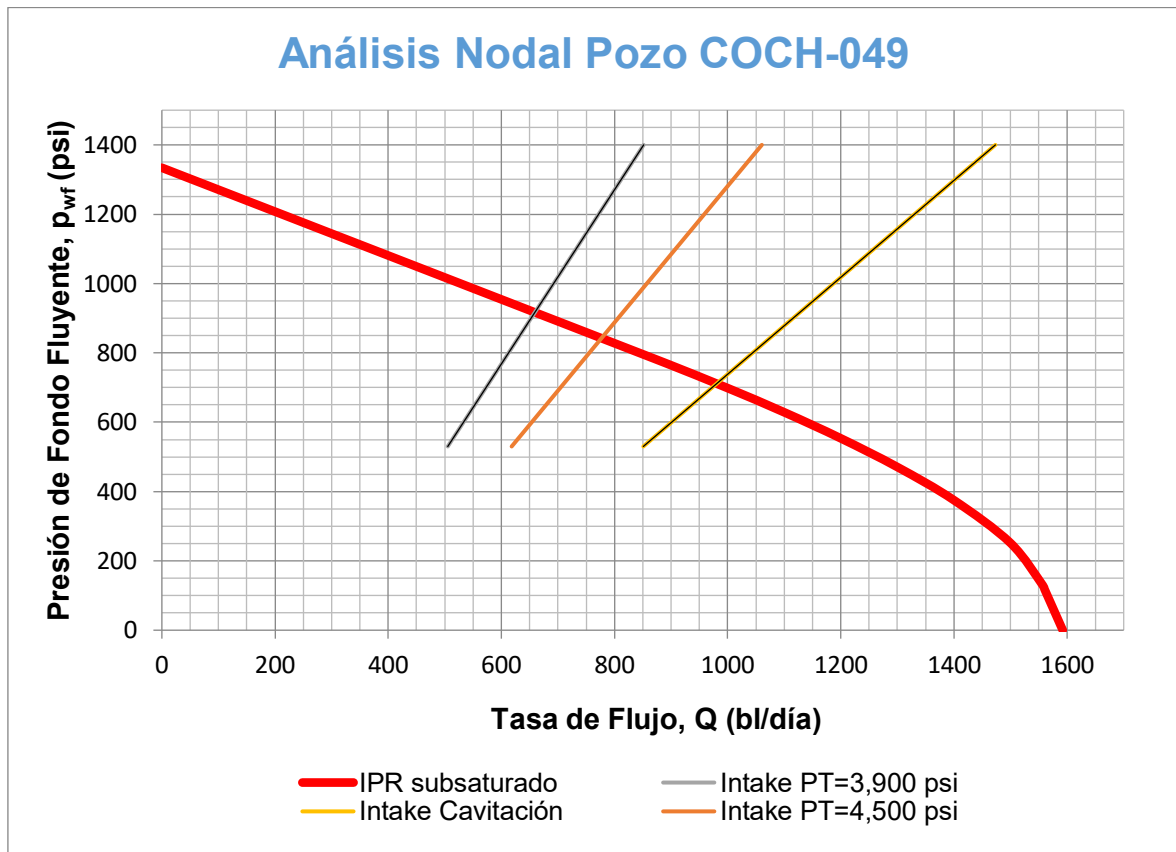


Figura A-3.3. Análisis nodal del pozo Coca H-049

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Coca H-049, se puede proponer como opción de rediseño la bomba Guiberson E8, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 2,675 bl/día y una presión de operación superficial de 4,500 psi. La tasa estimada de fluido producido es de 787 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 995 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 227 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.0241 pg^2 y 0.0661 pg^2 respectivamente.

A-3.1.4. Análisis del pozo Oso I-041

Para el estudio del pozo Oso I-041 se utilizó la información presente en la tabla A-3.13, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla A-3.14 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla A-3.15.

Tabla A-3.13. Datos pozo Oso I-041

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	7,510	pies	γ_w	1.023	psi/pie
L	7,510	pies	G_w	0.4429	-
D_{iTP}	2.992	pg	μ_o	1.671	cst
D_{oTP}	3.5	pg	μ_w	0.273	cst
D_{iTR}	8.681	pg	GOR	71	pie ³ /bl
P_{WH}	400	psi	F_w	26	%
γ_g	0.813	-	T_{WH}	110	°F
°API	18.2	°API	T_{WF}	190	°F
P_R	1,891	psi	$Q @ P_{WF}$	437	bl/día
P_B	560	psi	J	0.374	-
P_{WF}	710	psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	2,500	psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		CLAW 13-L			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			400	600	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			280	900	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.14. Resultados obtenidos del análisis del pozo Oso I-041

Fabricante		CLAW	
Tobera		L	
As	pg ²	0.0452	
AN	pg ²	0.045	
PARTE A			
Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
Gs	psi/pie	0.4180	0.4180
ACM	pg ²	0.0254	0.0201

Parámetro		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P _T	psi	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000
P _N	psi	5,573.707	5,442.886	5,573.707	5,456.687
Q _N	bl/día	4,257.989	4,205.047	4,000.878	3,950.474
ΔQ _N	%	0.000	1.259	0.000	1.276
V	pie/s	5.665	5.594	5.323	5.256
N _{Re}		78,529.243	77,552.845	73,787.400	72,857.804
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ _o	g/cm ³	0.906	0.906	0.906	0.906
μ _o	cp	1.514	1.514	1.514	1.514
F		0.022	0.022	0.022	0.023
P _{FN}	psi	130.821	127.924	117.020	114.394
ΔQ _N < 15 %			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q _D	bl/día	4,606.227	4,594.430	4,551.612	4,583.676
G _D	psi/pie	0.410	0.410	0.410	0.410
F _{WD}		0.023	0.022	0.034	0.036
GLR	pie ³ /bl	4.563	4.439	6.926	7.258
V _D	cst	1.639	1.640	1.623	1.621
v	pie/s	0.869	0.867	0.859	0.865
N _{Re}		21,268.305	21,202.814	21,227.840	21,407.687
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
F		0.029	0.029	0.029	0.029
E		0.968	0.968	0.968	0.968
P _{FD}	psi	1.790	1.782	1.751	1.773
P _D	psi	3,481.208	3,481.045	3,484.127	3,484.564
H		1.632	1.632	1.310	1.311
M		0.136	0.132	0.170	0.180
R		0.600	0.600	0.600	0.600
C ₁		1.200	1.200	1.200	1.200
C ₂		-0.450	-0.450	-0.450	-0.450
C ₃		0.432	0.432	0.432	0.432
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.132	0.132	0.180	0.180
Máx _{VALOR}		0.143	0.139	0.179	0.189
Mín _{VALOR}		0.129	0.125	0.162	0.171
Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _{S NUEVO}	bl/día	388.203	388.290	633.202	632.907

PARTE C			
Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _T	pg ²	0.07500	0.0750
Área real de A _T (pg ²)		0.0796	0.0796
N°		13	13
Bomba		CLAW 13-L	CLAW 13-L
Q _{sc}	bl/día	545	1031
HP	HP	179	168
HP @ 90%	HP	199	187

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.15. Sumario de resultados de los estudios del pozo Oso I-041

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.045	0.045
A _T	pg ²	0.0796	0.0796
R	-	0.400	0.517
P _T	psi	2,500	2,500
Q _N	bl/día	4,205	3,950
HP (a 90%)	HP	199	187
Q _s	bl/día	388	633
P _s	psi	280	900
Q _{sc}	bl/día	545	1,031
Bomba		CLAW 13-M	CLAW 13-L

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla A-3.16 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Oso I-041 al variar la P_T a 2,800 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura A-3.4.

Tabla A-3.16. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Oso I-041

A_N	pg²	0.045	HP (a 90%)	HP	226
A_T	pg²	0.0957	Q_s	bl/día	539
R	-	0.400	P_s	psi	400
P_T	psi	2,800	Q_{sc}	bl/día	574
Q_N	bl/día	4,276	Bomba		CLAW 13-M

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

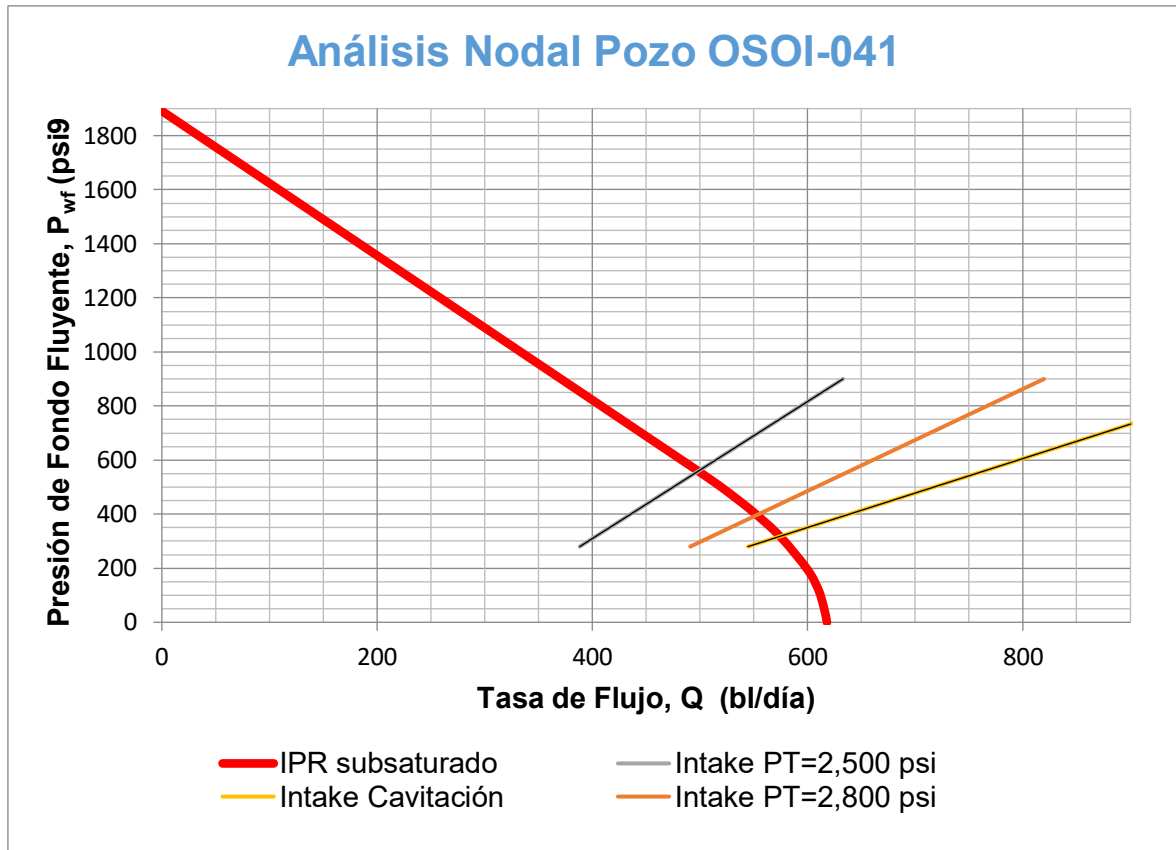


Figura A-3.4. Análisis nodal del pozo Oso I-041

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Oso I-041, se puede proponer como opción de rediseño la bomba Claw 13-M, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 4,276 bl/día y una presión de operación superficial de 2,800 psi. La tasa estimada de fluido producido es de 539 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 574 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 226 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.045 pg^2 y 0.0957 pg^2 respectivamente.

A-3.1.5. Análisis del pozo Oso A-071

Para el estudio del pozo Oso A-071 se utilizó la información presente en la tabla A-3.17, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla A-3.18 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla A-3.19.

Tabla A-3.17. Datos pozo Oso A-071

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	8,314	pies	γ_w	1.070	psi/pie
L	8,314	pies	G_w	0.46331	-
D_{ITP}	2.992	pg	μ_o	1.13	cst
D_{OTP}	3.5	pg	μ_w	0.325	cst
D_{ITR}	6.276	pg	GOR	160	pie ³ /bl
P_{WH}	110	psi	F_w	35	%
γ_g	1.140	-	T_{WH}	140	°F
°API	24.2	°API	T_{WF}	210	°F
P_R	1,963	psi	Q @ P_{WF}	1,050	bl/día
P_B	886	psi	J	2.032	-
P_{WF}	1,370	psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	3,600	psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		KOBE 9-A			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			730	1,800	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			700	2,000	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.18. Resultados obtenidos del análisis del pozo Oso A-071

Fabricante		KOBE			
Tobera		9			
As	pg ²	0.0464			
AN	pg ²	0.0186			
PARTE A					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
Gs	psi/pie	0.4179		0.4179	
ACM	pg ²	0.0302		0.0415	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P_T	psi	3,600.000	3,600.000	3,600.000	3,600.000
P_N	psi	6,871.642	6,840.688	6,871.642	6,846.594
Q_N	bl/día	1,938.022	1,933.156	1,721.853	1,717.421
ΔQ_N	%	0.000	0.252	0.000	0.258
v	pie/s	2.578	2.572	2.291	2.285
N_{Re}		52,854.706	52,721.993	46,959.231	46,838.353
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ_o	g/cm ³	0.860	0.860	0.860	0.860
μ_o	cp	0.972	0.972	0.972	0.972

F		0.024	0.024	0.025	0.025
P _{FN}	psi	30.954	30.815	25.048	24.933
$\Delta Q_N < 15\%$			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q _D	bl/día	2,663.178	2,421.988	3,517.441	2,791.512
G _D	psi/pie	0.400	0.398	0.406	0.403
F _{WD}		0.096	0.071	0.179	0.135
GLR	pie ³ /bl	28.507	20.990	53.221	40.015
V _D	cst	1.053	1.073	0.986	1.022
v	pie/s	1.169	1.063	1.544	1.225
N _{Re}		23,860.002	21,287.359	33,653.763	25,773.025
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
F		0.029	0.029	0.027	0.028
E		0.939	0.939	0.939	0.939
P _{FD}	psi	6.189	5.211	10.244	6.753
P _D	psi	3,443.505	3,427.847	3,495.825	3,466.544
H		0.808	0.799	0.446	0.434
M		0.525	0.352	1.211	0.723
R		0.400	0.400	0.300	0.300
C ₁		0.800	0.800	0.600	0.600
C ₂		0.089	0.089	0.073	0.073
C ₃		0.192	0.192	0.108	0.108
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.352	0.357	0.723	0.746
Máx _{VALOR}		0.552	0.369	1.271	0.759
Mín _{VALOR}		0.499	0.334	1.150	0.686
Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _{S NUEVO}	bl/día	488.832	496.817	1,074.071	1,108.752
PARTE C					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
A _T	pg ²	0.04650		0.0620	
Área real de A _T (pg ²)		0.0774		0.0774	
N°		9		9	
Bomba		KOBE 9-C		KOBE 9-C	
Q _{SC}	bl/día	1,421		2,553	
HP	HP	118		105	
HP @ 90%	HP	131		117	

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.19. Sumario de resultados de los estudios del pozo Oso A-071

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.0186	0.0186
A _T	pg ²	0.0774	0.0774
R	-	0.240	0.240
P _T	psi	3,600	3,600
Q _N	bl/día	1,933	1,717
HP (a 90%)	HP	131	117
Q _s	bl/día	497	1,109
P _s	psi	700	2,000
Q _{sc}	bl/día	1,421	2,553
Bomba		KOBE 9-C	KOBE 9-C

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla A-3.20 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Oso A-071 al variar la P_T a 5,000 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura A-3.5.

Tabla A-3.20. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Oso A-071

A _N	pg ²	0.0186	HP @ 90%	HP	194
A _T	pg ²	0.0774	Q _s	bl/día	1,182
R	-	0.240	P _s	psi	1,280
P _T	psi	5,000	Q _{sc}	bl/día	1,710
Q _N	bl/día	2,058	Bomba		KOBE 9-C

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Oso A-071, se puede proponer como opción de rediseño la bomba Kobe 9-C, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 2,058 bl/día y una presión de operación superficial de 5,000 psi. La tasa estimada de fluido producido es de 1,182 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 1,710 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 194 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.0186 pg² y 0.0774 pg² respectivamente.

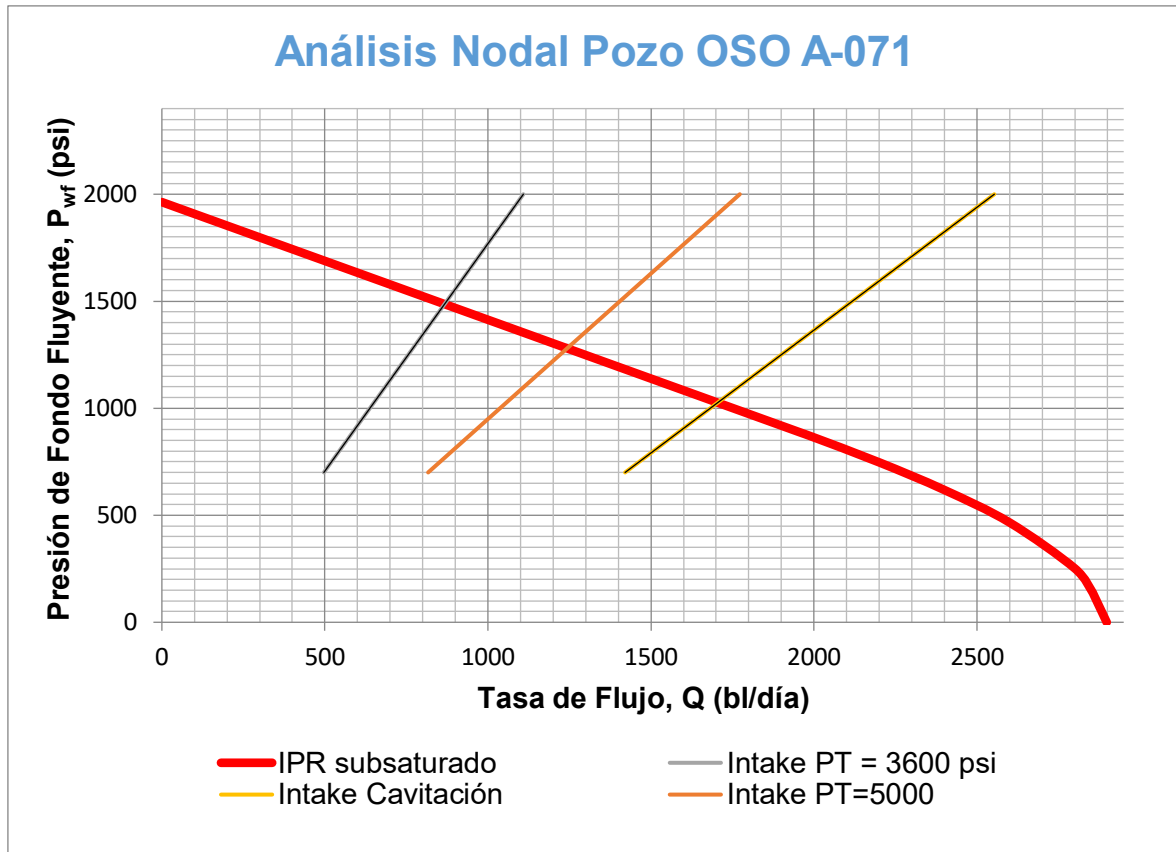


Figura A-3.5. Análisis nodal del pozo Oso A-071

A-3.1.6. Análisis del pozo Payamino J-024

Para el estudio del pozo Payamino J-024 se utilizó la información presente en la tabla A-3.21, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla A-3.22 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla A-3.23.

Tabla A-3.21. Datos pozo Payamino J-024

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	8,054	pies	γ_w	1.039	psi/pie
L	8,118	pies	G_w	0.4498	-
D_{iTP}	2.992	pg	μ_o	2.01	cst
D_{oTP}	3.5	pg	μ_w	0.385	cst
D_{iTR}	8.681	pg	GOR	98	pie ³ /bl
P_{WH}	445	psi	F_w	42	%
γ_g	0.947	-	T_{WH}	135	°F
°API	16.7	°API	T_{WF}	245	°F
P_R	2,237	psi	$Q @ P_{WF}$	350	bl/día

P_B	811	psi	J	0.337	-
P_{WF}	1,160	psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	2,500	psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		KOBE 10-A			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			300	550	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			290	1,700	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.22. Resultados obtenidos del análisis del pozo Payamino J-024

Fabricante		KOBE			
Tobera		10			
As	pg^2	0.0464			
AN	pg^2	0.024			
PARTE A					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
Gs	psi/pie	0.4287		0.4287	
ACM	pg^2	0.0195		0.0134	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P_T	psi	2,500.000	2,500.000	2,500.000	2,500.000
P_N	psi	5,829.720	5,780.885	5,829.720	5,792.235
Q_N	bl/día	2,313.514	2,303.312	1,995.707	1,986.629
ΔQ_N	%	0.000	0.443	0.000	0.457
v	pie/s	3.078	3.064	2.655	2.643
NRe		35,471.482	35,315.070	30,598.780	30,459.591
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ_o	g/cm^3	0.897	0.897	0.897	0.897
μ_o	cp	1.802	1.802	1.802	1.802
f		0.026	0.026	0.027	0.027
P_{FN}	psi	48.835	48.450	37.485	37.181
$\Delta Q_N < 15\%$			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q_D	bl/día	2,603.393	2,477.990	2,536.703	2,446.759
G_D	psi/pie	0.415	0.415	0.417	0.416
FWD		0.048	0.030	0.091	0.079
GLR	pie ³ /bl	6.550	4.005	12.324	10.687

V _D	cst	1.931	1.962	1.862	1.882
v	pie/s	0.491	0.468	0.479	0.462
N _{Re}		10,203.756	9,560.973	10,312.565	9,843.040
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
F		0.034	0.035	0.034	0.034
E		0.968	0.968	0.968	0.968
P _{FD}	psi	0.717	0.657	0.684	0.642
P _D	psi	3,789.651	3,784.068	3,802.147	3,798.553
H		1.763	1.755	1.056	1.053
M		0.197	0.115	0.302	0.253
R		0.600	0.600	0.500	0.500
C ₁		1.200	1.200	1.000	1.000
C ₂		-0.450	-0.450	0.000	0.000
C ₃		0.432	0.432	0.300	0.300
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.115	0.116	0.253	0.254
Máx _{VALOR}		0.207	0.121	0.317	0.266
Mín _{VALOR}		0.187	0.109	0.287	0.240
Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _{S NUEVO}	bl/día	174.597	176.086	460.056	462.244
PARTE C					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
A _T	pg ²	0.04000		0.0480	
Área real de A _T (pg ²)		0.0599		0.0599	
N°		10		10	
Bomba		KOBE 10-A		KOBE 10-A	
Q _{sc}	bl/día	553		1,475	
HP	HP	98		84	
HP @ 90%	HP	109		94	

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.23. Sumario de resultados de los estudios del pozo Payamino J-024

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.024	0.024
A _T	pg ²	0.0599	0.0599
R	-	0.517	0.400
P _T	psi	2,500	2,500
Q _N	bl/día	2,303	1,987
HP (a 90%)	HP	109	94
Q _s	bl/día	176	462
P _s	psi	280	1,700
Q _{sc}	bl/día	553	1,475
Bomba		KOBE 10-A	KOBE 10-A

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla A-3.24 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Payamino J-024 al variar la P_T a 3,500 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura A-3.6.

Tabla A-3.24. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Payamino J-024

A_N	pg^2	0.024	HP @ 90%	HP	160
A_T	pg^2	0.0599	Q_s	bl/día	523
R	-	0.400	P_s	psi	700
P_T	psi	3,500	Q_{sc}	bl/día	605
Q_N	bl/día	2,421	Bomba		KOBE 10-A

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

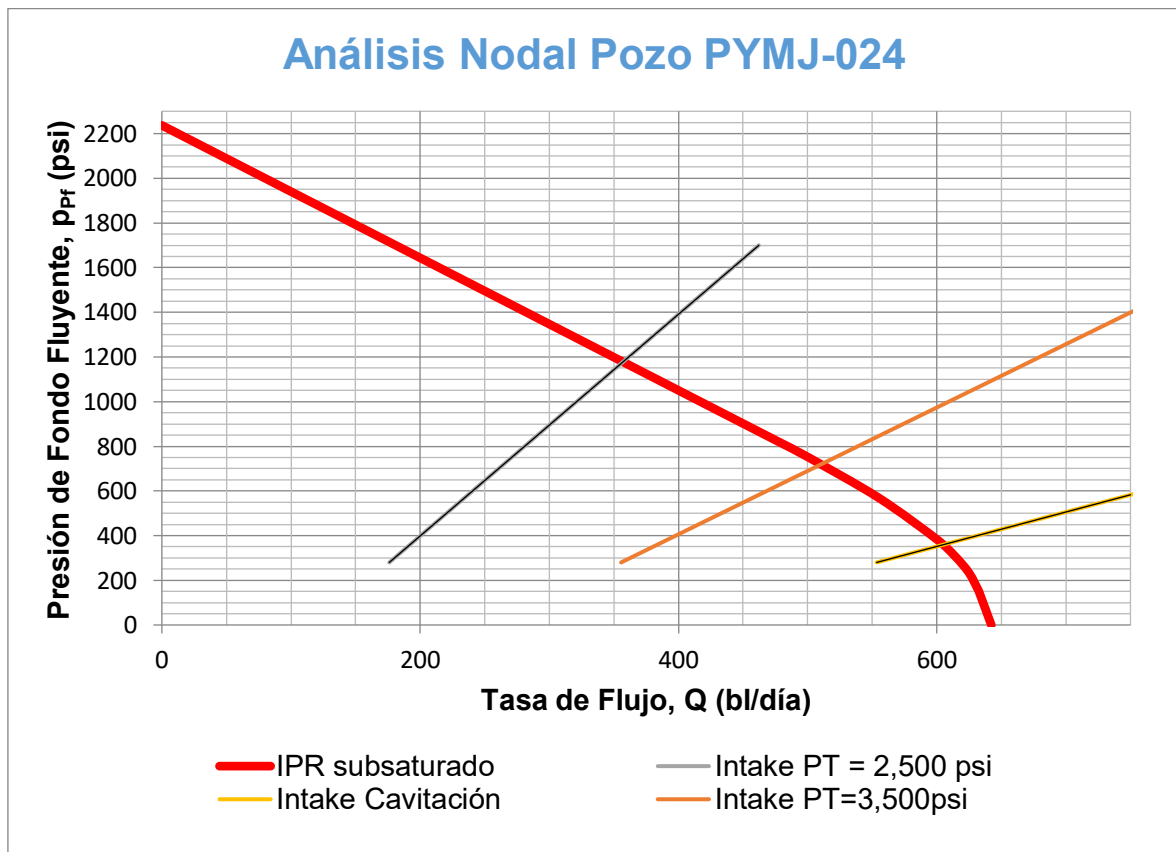


Figura A-3.6. Análisis nodal del pozo Payamino J-024

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Payamino J-024, se puede proponer como opción de rediseño la bomba Kobe 10-A, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 2,421 bl/día y una presión de operación superficial de 3,500 psi.

La tasa estimada de fluido producido es de 523 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 605 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 160 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.024 pg^2 y 0.0599 pg^2 respectivamente.

A-3.1.7. Análisis del pozo Oso G-085

Para el estudio del pozo Oso G-085 se utilizó la información presente en la tabla A-3.25, los cálculos de las iteraciones se muestran en la tabla A-3.26 y el sumario de resultados para cada análisis planteado se observan en la tabla A-3.27.

Tabla A-3.25. Datos pozo Oso G-085

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9,228	pies	γ_w	1.097	psi/pie
L	10,119	pies	G_w	0.475001	-
D_{iTP}	2.992	pg	μ_o	1.73	cst
D_{oTP}	3.5	pg	μ_w	0.578	cst
D_{iTR}	6.276	pg	GOR	320	pie ³ /bl
P_{WH}	80	psi	F_w	5	%
γ_g	0.730	-	T_{WH}	140	°F
°API	27.5	°API	T_{WF}	240	°F
P_R	1,145	psi	Q @ P_{WF}	406	bl/día
P_B	647	psi	J	1.31	-
P_{WF}	1,220	psi	Fluido motriz	Petróleo	
P_T	3,000	psi	Instalación	Casing	
Bomba instalada		KOBE 9-A			
Parámetros					
			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			300	1,200	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			600	1,700	psi

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.26. Resultados obtenidos del análisis del pozo Oso G-085

Fabricante		KOBE			
Tobera		9			
As	pg ²	0.0464			
AN	pg ²	0.0186			
PARTE A					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
Gs	psi/pie	0.3898		0.3898	
ACM	pg ²	0.0172		0.0350	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P _T	psi	3,000.000	3,000.000	3,000.000	3,000.000
P _N	psi	6,555.943	6,516.421	6,555.943	6,523.022
Q _N	bl/día	1,923.924	1,917.530	1,737.199	1,731.300
ΔQ _N	%	0.000	0.333	0.000	0.341
V	pie/s	2.560	2.551	2.311	2.303
N _{Re}		34,272.451	34,158.550	30,946.155	30,841.076
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
ρ _o	g/cm ³	0.836	0.836	0.836	0.836
μ _o	cp	1.446	1.446	1.446	1.446
F		0.026	0.026	0.027	0.027
P _{FN}	psi	39.522	39.287	32.921	32.721
ΔQ _N < 15 %			VERDADERO		VERDADERO
PARTE B					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
Q _D	bl/día	2,217.568	2,128.876	2,931.336	2,285.627
G _D	psi/pie	0.386	0.386	0.387	0.386
F _{WD}		0.007	0.005	0.020	0.012
GLR	pie ³ /bl	41.126	30.180	124.448	73.724
V _D	cst	1.722	1.724	1.706	1.716
N	pie/s	0.973	0.934	1.286	1.003
N _{Re}		12,144.935	11,645.173	16,202.547	12,562.727
Flujo		Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
F		0.033	0.033	0.031	0.033
E		0.939	0.939	0.939	0.939
P _{FD}	psi	5.728	5.323	9.461	6.052
P _D	psi	3,647.267	3,645.373	3,662.339	3,652.027
H		1.062	1.061	0.686	0.680
M		0.356	0.251	0.953	0.440
R		0.500	0.500	0.400	0.400
C ₁		1.000	1.000	0.800	0.800

C ₂		0.000	0.000	0.089	0.089
C ₃		0.300	0.300	0.192	0.192
C ₄		1.030	1.030	1.030	1.030
M		0.251	0.251	0.440	0.445
Máx _{VALOR}		0.374	0.264	1.000	0.462
Mín _{VALOR}		0.338	0.238	0.905	0.418
Convergencia		No converge	Si converge	No converge	Si converge
Q _{S NUEVO}	bl/día	211.346	211.716	554.292	560.129
PARTE C					
Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
A _T	pg ²	0.03720		0.04650	
Área real de A _T (pg ²)		0.0599		0.0599	
N°		9		9	
Bomba		KOBE 9-C		KOBE 9-B	
Q _{SC}	bl/día	719		1,416	
HP	HP	98		88	
HP @ 90%	HP	109		98	

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

Tabla A-3.27. Sumario de resultados de los estudios del pozo Oso G-085

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2
A _N	pg ²	0.0186	0.0186
A _T	pg ²	0.0599	0.0599
R	-	0.240	0.310
P _T	psi	3,000	3,000
Q _N	bl/día	1,918	1,731
HP (a 90%)	HP	109	98
Q _S	bl/día	212	560
P _S	psi	600	1,700
Q _{SC}	bl/día	719	1,416
Bomba		KOBE 9-C	KOBE 9-B

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

En la tabla A-3.28 se muestran los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo Oso G-085 al variar la P_T a 5,000 psi para proponer el nuevo diseño sin que la bomba cavite y que optimice la producción del sistema de levantamiento artificial instalado según se muestra en la figura A-3.7.

Tabla A-3.28. Sumario de resultados del análisis nodal del pozo Oso G-085

A_N	pg^2	0.0186	HP @ 90%	HP	202
A_T	pg^2	0.0774	Q_s	bl/día	787
R	-	0.240	P_s	psi	1,130
P_T	psi	5,000	Q_{sc}	bl/día	970
Q_N	bl/día	2,141	Bomba		KOBE 9-C

ELABORADO POR: Bohórquez Alexander

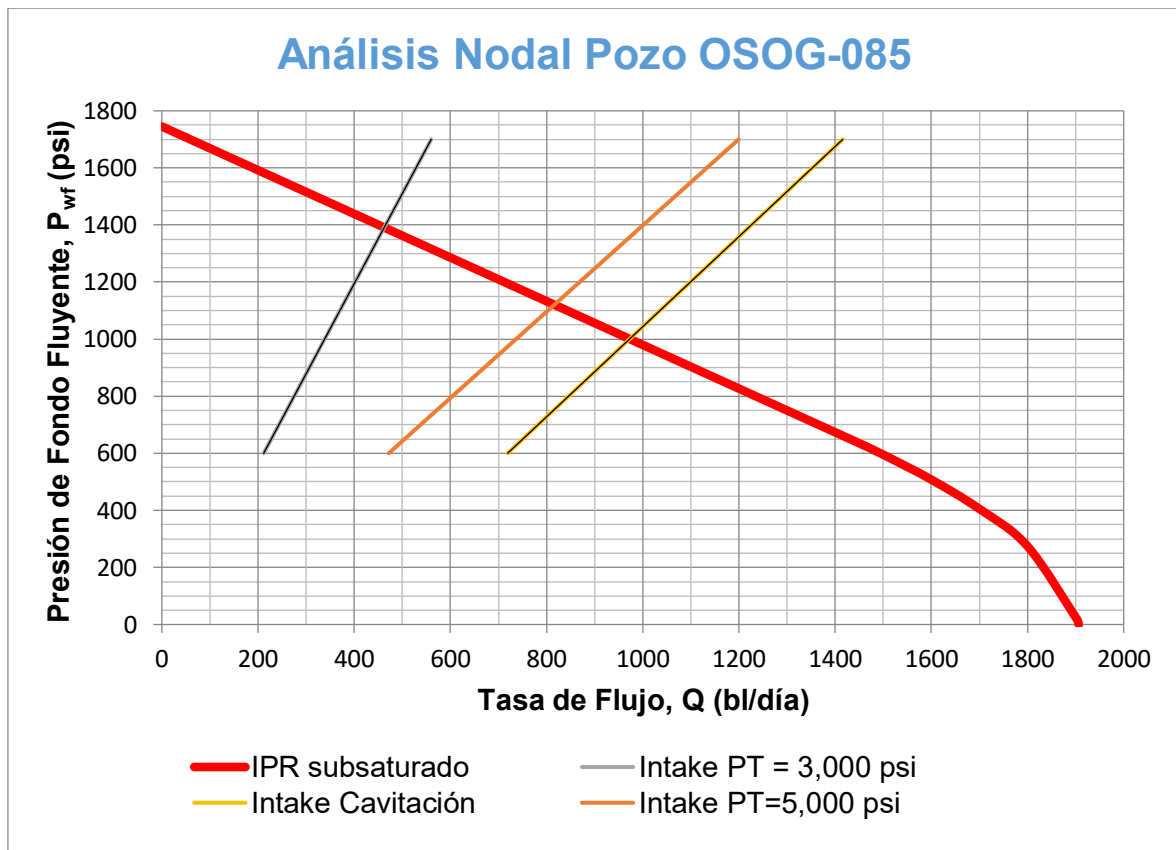


Figura A-3.7. Análisis nodal del pozo Oso G-085

Por medio del análisis llevado a cabo en el pozo Oso G-085, se puede proponer como opción de rediseño la bomba Kobe 9-C, operando a un caudal de inyección de fluido motriz de 2,141 bl/día y una presión de operación superficial de 5,000 psi. La tasa estimada de fluido producido es de 787 bl/día donde la cavitación de la bomba empieza a un caudal de 970 bl/día y requiere una potencia de la bomba hidráulica al 90% de la eficiencia de 202 HP. Las geometrías de la bomba propuesta para A_N y A_T son de 0.0186 pg^2 y 0.0774 pg^2 respectivamente.