

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 EDDIE E. SMART LOS
POZOS QUE VAN A SER INSTALADOS CON UN SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR PRIMERA VEZ**

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

EDGAR SANTIAGO ANDRADE SARANGO
edgar.andrade@epn.edu.ec

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

DMQ, Febrero 2022

CERTIFICACIONES

Yo, Edgar Santiago Andrade Sarango, 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.

EDGAR SANTIAGO ANDRADE SARANGO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Edgar Santiago Andrade Sarango, 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.

Edgar Santiago Andrade Sarango

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis hermanos Rocío y Juan, por su apoyo incondicional, amor sincero y consejos que me han ayudado a crecer y ser perseverante en las metas que me plantee.

Lo dedico a Johana, quién ha estado en momentos muy difíciles de mi vida personal y carrera profesional, y es quien ha sabido comprenderme y ayudarme en diversos ámbitos.

Una dedicatoria especial a mis compañeros de universidad con quienes comprendí el verdadero significado del poseer hermanos de otra madre, a esos pocos que me conocen y aceptan.

Lo dedico de manera muy especial a HAMC, por su apoyo incondicional durante la elaboración del presente trabajo.

Santiago

AGRADECIMIENTO

Primero quiero agradecer a mi madre por toda su paciencia, apoyo, por saber escucharme y guiarme, quiero agradecerle por ser la mejor.

Agradezco a aquellos profesores exigentes, pero con un gran talento para enseñar, a aquellos que me formaron académicamente y personalmente.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional por toda la apertura brindada para poder formarme como un excelente profesional.

Santiago

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	1
CERTIFICACIÓN	2
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	3
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 EDDIE E. SMART	26

2.1	Método propuesto por Eddie E. Smart	26
2.1.1	Descripción de procedimiento desarrollado por Eddie E. Smart	26
3.	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	32
3.1	Resultados obtenidos con la aplicación del Método de Eddie E. Smart..	32
3.1.1	Análisis del pozo COCA A-033.....	32
3.1.1.1	CRITERIO PARA LA SELECCIÓN DE LA BOMBA	35
3.2	Análisis Técnico-Económico de Resultados.....	37
3.2.1	Análisis Técnico	37
3.2.1.1	Análisis técnico del estudio aplicado a los pozos con el método de Eddie E. Smart	37
3.2.2	Análisis Económico	39
3.2.2.1	Periodo de recuperación de la Inversión (PRI).....	39
3.2.2.2	Relación beneficio-costo (B/C).....	39
3.2.2.3	Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	40
3.2.2.4	Tasa Única de Retorno (TUR).....	40
3.2.2.5	Valor Actual Neto (VAN).....	41
3.2.2.6	Tasa Interna de Retorno (TIR)	41
3.2.2.7	Análisis Económico para el método de Eddie E. Smart	42
3.2.2.7.1	Escenario Pesimista.....	43
3.2.2.7.2	Escenario Actual	45
3.2.2.7.3	Escenario Optimista	47
3.3	Conclusiones.....	50
3.4	Recomendaciones.....	51
4.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	52
5.	ANEXOS.....	53

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 por el método Smart.....	31
Tabla 3.1.	Datos pozo COCA A-033.....	32
Tabla 3.2.	Resultados obtenidos del análisis del pozo COCA A-033	33
Tabla 3.3.	Sumario de resultados del pozo Coca A-033.....	34
Tabla 3.4.	Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Coca A-033	34
Tabla 3.5.	Resumen de resultados con el Método Eddie E. Smart	36
Tabla 3.6.	Comparación de producción actual y propuesta por el método Eddie E. Smart.....	37
Tabla 3.7.	Costos estimados para el cambio a bomba Jet	43
Tabla 3.8.	Escenarios del costo de barril de petróleo	43
Tabla 3.9.	Flujo de Caja - Caso Pesimista.....	44
Tabla 3.10.	Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Pesimista.....	45
Tabla 3.11.	Flujo de Caja - Caso Actual	46
Tabla 3.12.	Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Actual	47
Tabla 3.13.	Flujo de Caja - Caso Optimista	48
Tabla 3.14.	Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Optimista	49

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 3.1.	Producción total por día (bpd)	38
Figura 3.2.	Petróleo producido por día (bpd).....	38

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 Eddie E. Smart para el análisis de los pozos a ser instalados 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 Eddie E. Smart 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 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 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 Eddie E. Smart.
- 4) Realizar el análisis técnico económico comparando datos de producción actuales con los obtenidos por el método Eddie E. Smart 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.

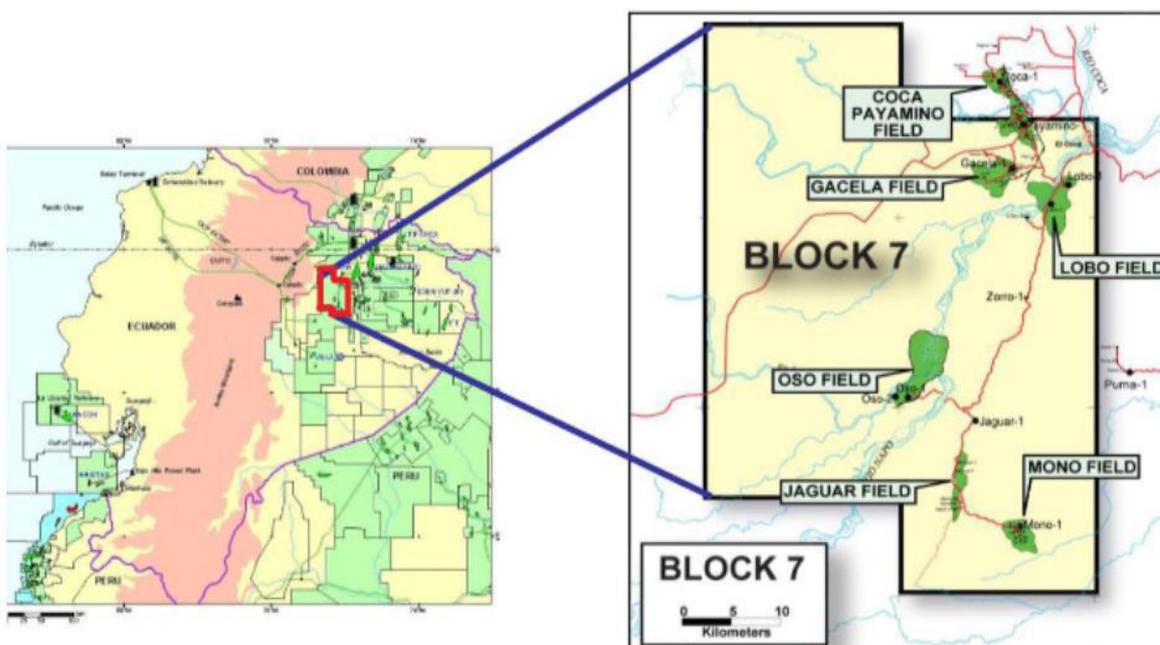


Figura 1.1. Mapa de ubicación del Bloque 7

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: Andrade Santiago

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: Andrade Santiago

Los datos de producción de los pozos a considerarse para el estudio con el método de Eddie E. Smart 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 A-033	HS	2,651	1,736	60	200	370	251.6	118.4	BES
COCA A-038	HS	2,651	1,025	220	26	282	146.64	135.36	BES
COCA A-029	UI	1,948	1,200	80	26	485	412.25	72.75	BES
GACELA D-004	UI	1,739	1,248	80	146	372	345.96	26.04	BES
OSO B-046	TI	2,525	1,267	70	160	347	288.01	58.99	BES
OSO B-066	TI	2,525	1,652	80	308	234	222.3	11.7	BES
OSO H-119	TI	1,443	1,138	150	290	185	179.45	5.55	BES
PAYAMINO B-002	UI	2,045	1,753	80	236	391	340.17	50.83	BES

ELABORADO POR: Andrade Santiago

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.

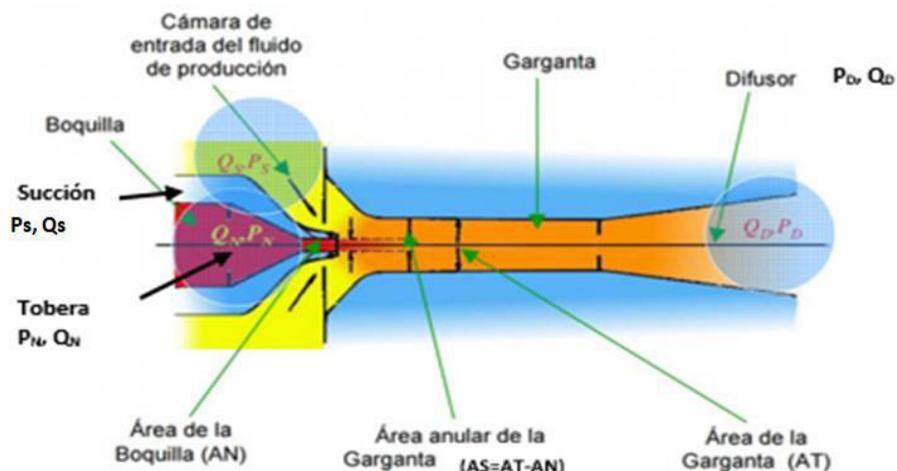


Figura 1.2. Partes de la bomba hidráulica tipo jet

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.

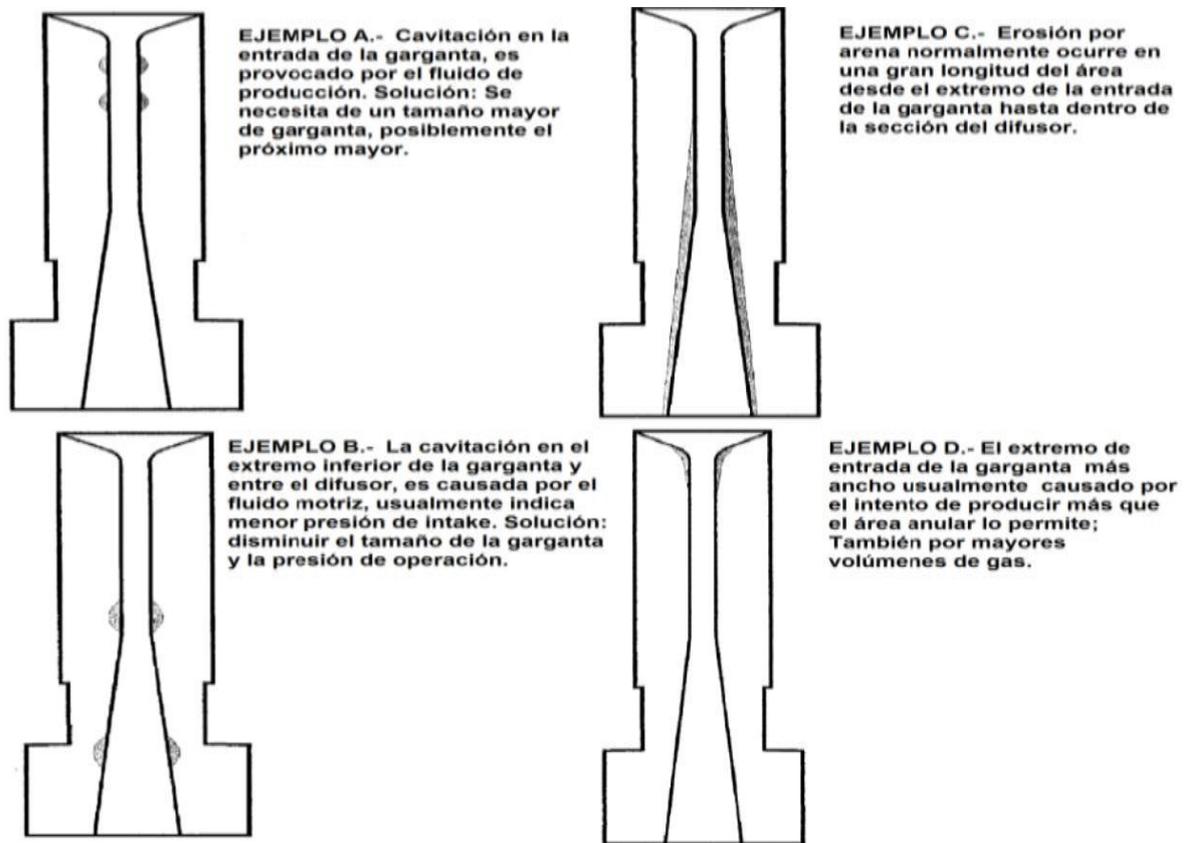


Figura 1.3. Ejemplos de cavitación

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 EDDIE E. SMART

2.1 Método propuesto por Eddie E. Smart

El método de Eddie E. Smart se utiliza para elegir la combinación geométrica más eficiente de tobera y cámara de mezclado para pozos en los cuales van a ser instalados bombeo Hidráulico tipo Jet por primera vez, de acuerdo a las condiciones del yacimiento esta selección de bombas es la más óptima para mejorar considerablemente la producción de los pozos seleccionados.

2.1.1 Descripción de procedimiento desarrollado por Eddie E. Smart

Secuencia de cálculo

A continuación, se describe el método de Eddie E. Smart para seleccionar la mejor opción de la geometría de la bomba tipo Jet.

1. Fijar la presión de operación superficial deseada, P_T .
2. Suponer una relación de flujo adimensional igual a 1. Este es utilizado únicamente para calcular las pérdidas de presión por fricción inicial.
3. Calcular el gradiente de presión del petróleo producido a partir de su gravedad API.

$$G_o = \frac{0.433 * 141.5}{131.5 + \text{°API}}$$

Ecuación 2.1. Gradiente de petróleo

4. Calcular el gradiente de presión del fluido producido, a partir de los gradientes de petróleo y agua.

$$G_s = F_w * G_w + F_o * G_o$$

Ecuación 2.2. Gradiente de fluido producido

Donde: $F_o=1-F_w$

5. Estimar el factor de volumen de formación para el petróleo y el agua.

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_s} \right)^{1.2} \right] F_o + F_w$$

Ecuación 2.3. Factor volumétrico

6. Calcular la tasa del fluido motriz, con base en la producción deseada y la relación de flujo adimensional, M.

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

Ecuación 2.4. Tasa de fluido motriz

Donde:

G_N = Gradiente de fluido motriz que pasa a través de la tobera.

$G_N = G_o$

7. Utilizando la ecuación

$$P_F = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} * L * ((D_1 + D_2) * \mu)^{0.21}}{C * G^{0.21}} \right] G * Q^{1.79}$$

Ecuación 2.5. Pérdidas de presión por fricción

Donde:

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 (D_1 / (D_1 - D_2))^{0.1}$$

	Flujo Anular	Flujo por T.P.
D₁	D _{ITR}	D _{ITP}
D₂	D _{OTP}	0

Se procede a determinar las pérdidas de presión producto de la fricción en la tubería por donde circula el fluido motriz, ya sea a través de una sección anular o circular, considerando que:

P_{FN} = pérdida de presión por fricción del fluido motriz.

P_{FD} = pérdida de presión por fricción del fluido de retorno.

8. Calcular la presión del fluido motriz en la tobera P_N , como la suma de la presión de operación más la presión hidrostática del fluido motriz, menos la pérdida de presión por fricción de éste, en la tubería.

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

Ecuación 2.6. Presión de fluido motriz en la tobera

9. Calcular la tasa del fluido de retorno Q_D , como la suma de la tasa de producción y la tasa del fluido motriz.

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

Ecuación 2.7. Tasa de fluido de retorno

10. Calcular el gradiente del fluido de retorno G_D , como un promedio ponderado del gradiente del fluido motriz y el gradiente del fluido producido.

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

Ecuación 2.8. Gradiente del fluido de retorno

11. Calcular la fracción de agua del fluido de retorno F_{WD} , dependiendo si el fluido motriz es petróleo o agua, con las siguientes ecuaciones:

Si el fluido motriz es petróleo:

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

Ecuación 2.9a. Fracción de agua en el retorno. Fluido motriz: petróleo

Si el fluido motriz es agua:

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

Ecuación 2.9b. Fracción de agua en el retorno. Fluido motriz: agua

12. Determinar la relación gas – líquido del fluido de retorno GLR.

$$GLR = \frac{Q_S * F_O * GOR}{Q_D}$$

Ecuación 2.10. Relación gas – líquido en el retorno

13. Determinar la viscosidad del fluido de retorno μ_D , como un promedio ponderado de las viscosidades del agua y del petróleo.

$$\mu_D = F_{WD} * \mu_w + (1 - F_{WD}) * \mu_0$$

Ecuación 2.11. Viscosidad en el fluido de retorno

14. Determinar la presión de descarga de la bomba P_D , como la suma de la presión hidrostática del fluido de retorno, la caída de presión por fricción en el conducto de retorno y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la GLR es menor que 10 pie³/bl, determinar P_{FD} con la ecuación (2.5).

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

Ecuación 2.12. Presión de descarga

Si el GLR es superior o igual que 10 pie³/bl, el valor de P_D debe ser determinado utilizando una correlación adecuada de flujo multifásico.

15. Calcular un nuevo valor de la relación de presiones H, mediante la ecuación

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

Ecuación 2.13. Relación adimensional de presiones

16. Determinar la relación de áreas óptima, R, basándose en el valor de H obtenido en el paso anterior de la figura A-2.1 y la tabla A-2.1 adjunta en el anexo II.

17. Utilizando la curva de comportamiento de diseño figura A-2.1 del anexo II se encuentra un nuevo valor de H del paso N° 15. También se puede utilizar la ecuación para calcular el valor de M usando el valor de R obtenido en el paso anterior.

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

Ecuación 2.14. Relación adimensional de flujo másico

Donde:

$$C_1 = 2R$$

$$K_{TD} = 0.20$$

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

$$K_N = 0.03$$

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

$$C_4 = 1 + K_N$$

Si en el paso N° 20 se determina la existencia de cavitación, se recomienda usar las Curvas de Comportamiento de la figura A-2.2 para encontrar un nuevo valor de M en lugar de la figura A-2.1 del anexo II. Para el cálculo del valor del nuevo M se puede utilizar tanto la figura A-2.1 como la ecuación (2.14), para ambos casos se utiliza el valor de R calculado en el paso 16.

18. Comparar el nuevo valor de M con el anterior, si la variación de M es menor al 1%, se habrá llegado a la convergencia y se procede con el paso N° 19. De lo contrario se debe regresar al paso N° 6 usando el nuevo valor de M.
19. Calcular la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación M con la siguiente ecuación.

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

Ecuación 2.15. Relación adimensional límite de cavitación

20. Si $M < M_L$, no existe problema de cavitación, en tal caso continuar con el paso N° 24. En caso que exista lo contrario $M > M_L$, entonces presenta problemas de cavitación, por lo que se requiere un ajuste y continuar en el paso siguiente.
21. Fijar $M = M_L$ y utilizar el valor de la relación de áreas seleccionada para calcular el nuevo valor de la relación de presiones H. La curva de comportamiento de la figura A-2.2 del anexo también se puede usar para encontrar el valor de H correspondiente al M_L . El valor de R se debe mantener constante en los cálculos para evitar la cavitación.
22. Se calcula la presión de operación superficial requerida para evitar la cavitación.

$$P_T = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D - G_N * D + P_{FN}$$

Ecuación 2.16. Presión de operación

23. Repetir los cálculos para evitar la cavitación regresando al paso N° 5.
24. Determinar el área de la tobera requerida para manejar la tasa de fluido motriz calculada en el paso N° 6, con la ecuación

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

Ecuación 2.17. Área de flujo de la tobera

La relación de áreas encontrada en el paso 16 junto con el área de la tobera del paso N° 24 define la geometría óptima de la bomba tipo jet, para la presión de operación superficial dada. Esta área de la tobera es la medida ideal requerida para que la tasa calculada del fluido motriz pase a través de ella. Generalmente el diámetro exacto de la tobera no es comercial y no se encuentra disponible, para obtener la relación de áreas óptimas.

Los resultados finales serán registrados en la tabla 2.1 los cuales servirán para seleccionar la bomba óptima.

Tabla 2.1. Sumario de resultados por el método Smart

PARÁMETRO		RESULTADO	PARÁMETRO		RESULTADO
Q_N	bl/día		A_N	pg^2	
Q_S	bl/día		A_T	pg^2	
P_T	psi		R	-	
HPTRÍPLEX	HP				

ELABORADO POR: Andrade Santiago

3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados obtenidos con la aplicación del Método de Eddie E. Smart

En esta sección se detallan los resultados obtenidos después de aplicar el método propuesto por Eddie E. Smart, los cuales servirán para determinar si el sistema de levantamiento artificial sugerido permite optimizar la producción de los pozos seleccionados.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo con un pozo para el método propuesto, para el resto de pozos se pueden observar sus resultados en el Anexo III.

3.1.1 Análisis del pozo COCA A-033

Para el estudio del pozo Coca A-033 se utilizó la información dada en la tabla 3.1 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla 3.2 que se observan a continuación.

Tabla 3.1. Datos pozo COCA A-033

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3,100	psi	P_{WH}	60	psi
P_s	1,736	psi	G_w	0.4607	psi/ft
D	10,147	ft	L	10,234	ft
OD_{TP}	2.875	pulg	F_w	0.32	
ID_{TP}	2.441	pulg	F_o	0.68	
$^{\circ}API$	19.8	$^{\circ}API$	Q_s	432	bl/día
OD_{TR}	5.375	pg	μ_o	3.09	cp
ID_{TR}	4.276	pg	μ_w	0.256	cp
GOR	200	PCS/bl	D_{heq}	1.401	pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÓLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla 3.2. Resultados obtenidos del análisis del pozo COCA A-033

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN	CUARTA ITERACIÓN
P _T	psi	3,100.00	3,100.00	3,100.00	3,100.00
M		1.00	0.32	0.30	0.30
G _O = G _N	psi/pie	0.40	0.40	0.40	0.40
G _S	psi/pie	0.42	0.42	0.42	0.42
B _T =	bl/BF	1.14	1.14	1.14	1.14
Q _N	bl/día	515.25	1,623.81	1,722.52	1,740.83
P _{FN}	psi	12.77	99.67	110.77	112.89
C		86.66	86.66	86.66	86.66
P _N	psi	7,196.30	7,109.40	7,098.30	7,096.18
Q	bl/día	947.25	2,055.81	2,154.52	2,172.83
G _D	psi/pie	0.41	0.41	0.41	0.41
F _{WD}		0.15	0.07	0.06	0.06
GLR	PCS/BF	62.02	28.58	27.27	27.04
m _D	cp	2.68	2.90	2.91	2.91
C		157.22	157.22	157.22	157.22
P _{FD}	psi	25.86	104.39	113.56	115.30
P _D	psi	4,277.48	4,311.49	4,318.92	4,320.35
H		0.87	0.92	0.93	0.93
R		0.50	0.50	0.50	0.50
M		0.32	0.30	0.30	0.30
K _{TD}		0.20	0.20	0.20	0.20
K _N		0.03	0.03	0.03	0.03
C ₁		1.00	1.00	1.00	1.00
C ₂		0.00	0.00	0.00	0.00
C ₃		0.30	0.30	0.30	0.30
C ₄		1.03	1.03	1.03	1.03
% error		215.15	6.08	1.06	0.21
CONVERGENCIA		NO CONVERGE	NO CONVERGE	NO CONVERGE	CONVERGE
M _L					0.4991
ESTADO					NO CAVITA
M = M _L					0.4991
A _N					0.0182
A _T					0.0364

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Coca A-033, se tiene los parámetros mostrados en la tabla 3.3 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla 3.3. Sumario de resultados del pozo Coca A-033

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q_N	bl/día	1,740.83	A_N	pg^2	0.01819
Q_s	bl/día	432.00	A_T	pg^2	0.03637
P_T	psi	3,100.00	R	-	0.5
HPTRÍPLEX	HP	91.74			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 432 bl/día con una presión de operación superficial de 3,100 psi es de 0.01819 pg^2 para el área de la tobera; la bomba tríples requiere una potencia de 91.7417 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 1,740.8291 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de $R=0.5$, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.03637 pg^2 .

A continuación se presenta la tabla 3.4 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Coca A-033.

Tabla 3.4. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Coca A-033

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg^2)	No	Área (pg^2)			No	Área (pg^2)	No	Área (pg^2)		
10	0.0212	-	-	-	-	9	0.0186	8	0.0359	0.517	9-A
		9	0.0441	0.483	10-X			9	0.0464	0.400	9-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg^2)	No	Área (pg^2)			No	Área (pg^2)	No	Área (pg^2)		
E	0.0241	4	0.0314	0.770	E-5	11	0.0239	I	0.0447	-	-
		5	0.038	0.640	E-4			J	0.0526	0.517	11-J
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg^2)	No	Área (pg^2)			No	Área (pg^2)	No	Área (pg^2)		
9	0.02209	7	0.03451	-	-	9	0.0184	8	0.036	0.517	9-A
		8	0.04314	-	-			9	0.0464	0.400	9-A

FABRICANTE	A_N (pg ²)	A_T (pg ²)	R	Bomba
NATIONAL	0.0212	0.0441	0.483	10-X
KOBE	0.0186	0.0464	0.4	9-A
GUIBERSON	0.0241	0.038	0.64	E-5
CLAW	0.0239	0.0526	0.517	11-J
FLUID PACKED PUMP	0.02209	0.04314	-	-
OHI	0.0184	0.0464	0.4	9-A

ELABORADO POR: Andrade Santiago

3.1.1.1 CRITERIO PARA LA SELECCIÓN DE LA BOMBA

Para la selección de la bomba se consideraron varios criterios tomando en cuenta a cada uno de los fabricantes.

Del estudio realizado al pozo Coca A-033 se obtuvo un A_N de 0.01819 pg², un A_T de 0.03637 pg² y un R de 0.5 óptimo; se escogió de las tablas de fabricantes valores de A_N y A_T mayores a los calculados. Este proceso se realizó para poder seleccionar el valor más próximo a las condiciones óptimas calculadas por el Método Eddie E. Smart, debido a que los fabricantes no cuentan en la mayoría de los casos con valores exactos para la geometría de la tobera-cámara de mezclado y de la garganta.

Para que la geometría seleccionada satisfaga las nuevas condiciones de optimización, se escogió la bomba cuya área de la tobera A_N fuese tenuemente mayor a la obtenida en los resultados y que cumpla con el valor de $R=0.5$ determinado en los cálculos iterativos del pozo Coca A-033.

Así se puede observar en la tabla 3.4 que para el fabricante Claw se cumple con la relación óptima donde se tiene un A_N de 0.0239 pg². Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados.

Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba Claw 11-J.

Tabla 3.5. Resumen de resultados con el Método Eddie E. Smart

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
COCA A-033	1,740.83	432	3,100.00	106.38	0.01819	0.03637	0.5	CLAW	11-J
COCA A-038	1,267.96	300	3,500.00	83.82	0.01176	0.02352	0.5	GUIBERSON	C-3
COCA A-029	2,704.67	540	3,000.00	153.26	0.02598	0.05196	0.5	OHI	11- A
OSO B-046	2,367.81	385	3,100.00	116.87	0.02356	0.04713	0.5	CLAW	11- J
OSO B-066	1,174.43	264	2,800.00	62.11	0.01227	0.02454	0.5	KOBE	8- A
OSO H-199	1,551.42	192	2,500.00	73.26	0.01612	0.03224	0.5	OHI	9- A
GACELA D-004	2,318.75	453	2,600.00	113.87	0.02422	0.04845	0.5	OHI	11- A
PAYAMINO B-002	1,577.92	463	2,700.00	80.47	0.01737	0.04342	0.4	CLAW	10- I

ELABORADO POR: Andrade Santiago

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

3.2 Análisis Técnico-Económico de Resultados

3.2.1 Análisis Técnico

Al realizar el análisis técnico se obtiene la comparación de la producción actual y la que se obtendría al instalar en los pozos las bombas sugeridas por el método Eddie E. Smart.

3.2.1.1 Análisis técnico del estudio aplicado a los pozos con el método de Eddie E. Smart

La comparación de las condiciones actuales de producción con las obtenidas por medio del método Eddie E. Smart, para los pozos que van ser instalados por primera vez con un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo Jet, se pueden observar en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Comparación de producción actual y propuesta por el método Eddie E. Smart

Pozo	Producción (bl/día)		Petróleo producido (bl/día)			
	Actual	Optimización	Actual	Optimización	ΔQ	%Aumento
COCA A-033	370	432	251.6	293.76	42.16	16.8
COCA A-038	282	300	146.64	156	9.36	6.4
COCA A-029	485	540	412.25	459	46.75	11.3
GACELA D-004	372	453	345.96	421.29	75.33	21.8
OSO B-046	347	385	288.01	319.55	31.54	11.0
OSO B-066	234	264	222.3	250.8	28.5	12.8
OSO H-119	185	192	179.45	186.24	6.79	3.8
PAYAMINO B-002	391	463	340.17	402.81	62.64	18.4
TOTAL	2,666	3,029	2,186.38	2,489.45	303.1	13.9

ELABORADO POR: Andrade Santiago

En la figura 3.1 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 3.2 se aprecia el aumento de petróleo producido por día al optimizar el sistema.

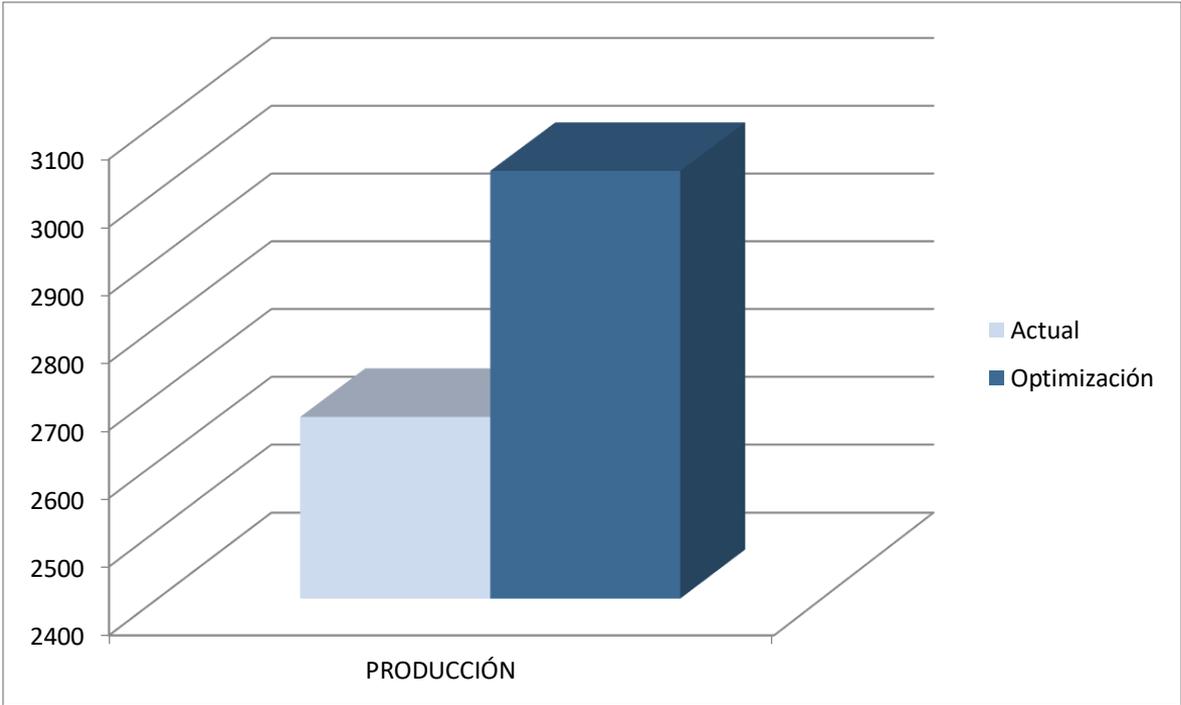


Figura 3.1. Producción total por día (bpd)

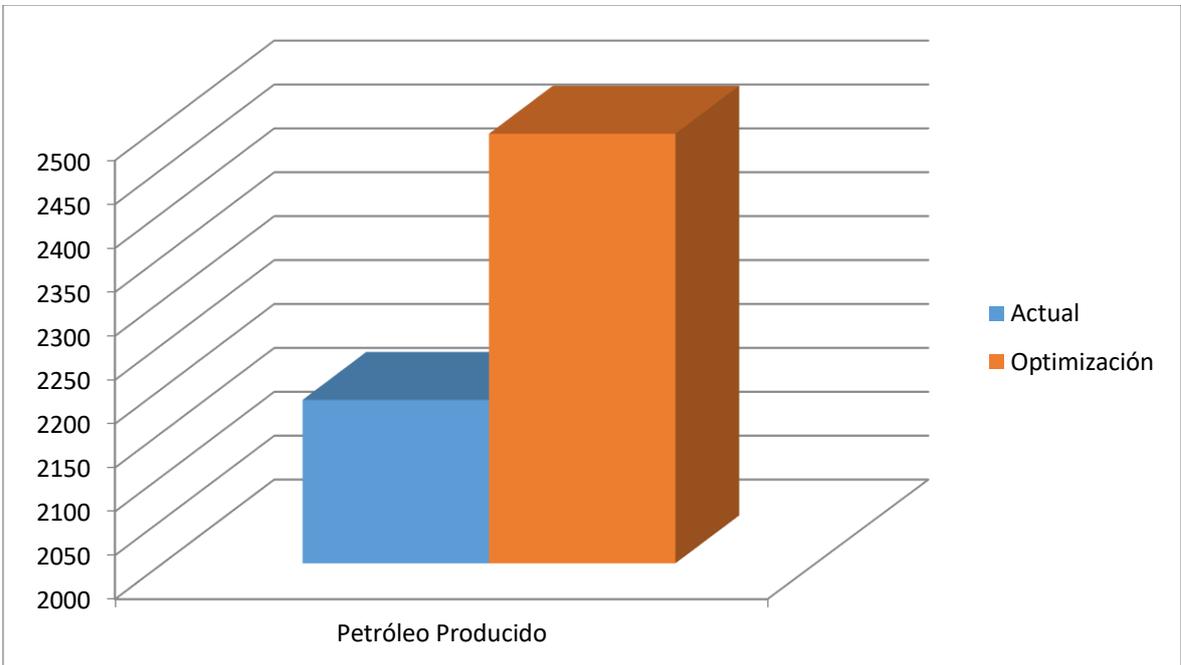


Figura 3.2. Petróleo producido por día (bpd)

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

I_0 = 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 el cambio a bomba Jet

Valores estimados de cambio de bomba Jet	
Trabajo de la torre	60,000.00
Equipo de superficie (líneas de flujo, cabezal, bombas, válvulas)	150,000.00
Equipo de fondo	40,000.00
Lubricador	500.00
Supervisión y transporte	1,700.00
Operaciones de completación	100,000.00
Contingencias (30%)	20,000.00
TOTAL	372,200.00

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2019)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

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: Andrade Santiago

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	2,977,600	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CUENTAS	Año 0												
Ingresos		5,070,222	4,417,095	4,934,753	5,323,260	4,841,414	4,579,782	4,422,136	4,295,382	4,081,708	3,079,434	2,746,014	3,105,334
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		2,831,400	2,191,269	2,721,844	3,123,190	2,654,106	2,405,160	2,260,124	2,145,904	1,944,688	954,799	633,689	1,005,244
15% partición laboral		424,710	328,690	408,277	468,478	398,116	360,774	339,019	321,886	291,703	143,220	95,053	150,787
Utilidad antes de impuestos		2,406,690	1,862,579	2,313,567	2,654,711	2,255,990	2,044,386	1,921,105	1,824,018	1,652,985	811,579	538,636	854,458
25% imp. a la renta		601,673	465,645	578,392	663,678	563,998	511,097	480,276	456,005	413,246	202,895	134,659	213,614
Utilidad neta		1,805,018	1,396,934	1,735,175	1,991,033	1,691,993	1,533,290	1,440,829	1,368,014	1,239,739	608,684	403,977	640,843
Flujo neto de efectivo		1,805,018	1,396,934	1,735,175	1,991,033	1,691,993	1,533,290	1,440,829	1,368,014	1,239,739	608,684	403,977	640,843

ELABORADO POR: Andrade Santiago

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)	56 días
Relación Beneficio-Costo (B/C)	1.53
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	44.37%
Tasa Única de Retorno (TUR)	14.95%
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 4,568,281
Tasa Interna de Retorno (TIR)	56%

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para el caso pesimista se pudo obtener un VAN de 4, 568,281 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 1.53 dólares; además, al tener una TUR de 14.95% y una TIR de 56% mayores en comparación con la TMAR el proyecto es viable, contando con un periodo de recuperación de inversión de 56 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	2,977,600	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CUENTAS	Año 0												
Ingresos		6,172,591	5,159,449	5,672,653	6,056,732	5,570,485	5,304,479	5,142,485	5,011,409	4,793,438	3,786,894	3,449,230	3,804,330
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		3,933,770	2,933,623	3,459,743	3,856,662	3,383,178	3,129,857	2,980,473	2,861,931	2,656,419	1,662,259	1,336,905	1,704,241
15% partición laboral		590,065	440,043	518,962	578,499	507,477	469,479	447,071	429,290	398,463	249,339	200,536	255,636
Utilidad antes de impuestos		3,343,704	2,493,579	2,940,782	3,278,163	2,875,701	2,660,379	2,533,402	2,432,641	2,257,956	1,412,920	1,136,369	1,448,604
25% imp. a la renta		835,926	623,395	735,195	819,541	718,925	665,095	633,351	608,160	564,489	353,230	284,092	362,151
Utilidad neta		2,507,778	1,870,185	2,205,586	2,458,622	2,156,776	1,995,284	1,900,052	1,824,481	1,693,467	1,059,690	852,277	1,086,453
Flujo neto de efectivo		2,507,778	1,870,185	2,205,586	2,458,622	2,156,776	1,995,284	1,900,052	1,824,481	1,693,467	1,059,690	852,277	1,086,453

ELABORADO POR: Andrade Santiago

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)	38 días
Relación Beneficio-Costo (B/C)	2.38
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	60.48%
Tasa Única de Retorno (TUR)	17.96%
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 7,084,686
Tasa Interna de Retorno (TIR)	75%

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para el caso actual se pudo obtener un VAN de 7, 084,686 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 2.38 dólares; además, al tener una TUR de 17.96% y una TIR de 75% mayores en comparación con la TMAR el proyecto es viable, contando con un periodo de recuperación de inversión de 38 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	2,977,600	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CUENTAS	Año 0												
Ingresos		6,919,426	5,901,803	6,410,553	6,790,205	6,299,557	6,029,176	5,862,834	5,727,436	5,505,169	4,494,355	4,152,446	4,503,326
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		4,680,605	3,675,977	4,197,643	4,590,135	4,112,249	3,854,555	3,700,822	3,577,958	3,368,150	2,369,719	2,040,120	2,403,237
15% partición laboral		702,091	551,397	629,646	688,520	616,837	578,183	555,123	536,694	505,222	355,458	306,018	360,486
Utilidad antes de impuestos		3,978,514	3,124,580	3,567,997	3,901,614	3,495,412	3,276,371	3,145,699	3,041,264	2,862,927	2,014,261	1,734,102	2,042,751
25% imp. a la renta		994,629	781,145	891,999	975,404	873,853	819,093	786,425	760,316	715,732	503,565	433,526	510,688
Utilidad neta		2,983,886	2,343,435	2,675,998	2,926,211	2,621,559	2,457,279	2,359,274	2,280,948	2,147,196	1,510,696	1,300,577	1,532,063
Flujo neto de efectivo		2,983,886	2,343,435	2,675,998	2,926,211	2,621,559	2,457,279	2,359,274	2,280,948	2,147,196	1,510,696	1,300,577	1,532,063

ELABORADO POR: Andrade Santiago

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)	30 días
Relación Beneficio-Costo (B/C)	3.16
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	75.95%
Tasa Única de Retorno (TUR)	20.22%
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 9,407,371
Tasa Interna de Retorno (TIR)	92%

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para el caso actual se pudo obtener un VAN de 9, 407,371 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 3.16 dólares; además, al tener una TUR de 20.22% y una TIR de 92% mayores en comparación con la TMAR el proyecto es viable, contando con un periodo de recuperación de inversión de 30 días.

3.3 Conclusiones

- Al optar por el cambio de BES a bombeo Hidráulico tipo Jet, se observó un aumento total de producción del 13.9% que representan 303.1 bl/día más de petróleo producido.
- Los pozos seleccionados en general presentaron un aumento mayor al 10% de su producción actual siendo más rentable producir con bomba tipo Jet que con bomba Electrosumergible.
- Los pozos Coca A-033, Gacela D-004 y Payamino B-002 presentaron aumentos de 16.8%, 21.8% y 18.4% respectivamente, siendo los principales pozos a ser tomados en cuenta para el proceso de optimización.
- En los pozos Coca A-038 y Oso H-119 se observó solo un aumento del 6.4% y 3.8% respectivamente, representando el cambio de 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 9, 407,371 dólares para un escenario optimista siendo un proyecto rentable y viable ya que su periodo de recuperación de la inversión inicial es de 30 días.
- Es recomendable instalar en los pozos seleccionados un sistema de bombeo Hidráulico tipo Jet ya que su costo de mantenimiento es un menor y se obtendría una mayor producción.
- Aunque en los pozos Coca A-038 y Oso H-119 existe un aumento de producción, no se recomienda realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial por los riesgos que implican el cambio de bomba en comparación a las ganancias de producción en el tiempo de recuperación de la inversión inicial.
- 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 Eddie E. Smart

A-3.1. Análisis de resultados del método Eddie E. Smart para los pozos del Bloque 7

A-3.1.1. Análisis del pozo COCA A-038

A-3.1.2. Análisis del pozo COCA A-029

A-3.1.3. Análisis del pozo OSO B-046

A-3.1.4. Análisis del pozo OSO B-066

A-3.1.5. Análisis del pozo OSO H-119

A-3.1.6. Análisis del pozo GACELA D-004

A-3.1.7. Análisis del pozo PAYAMINO B-002

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

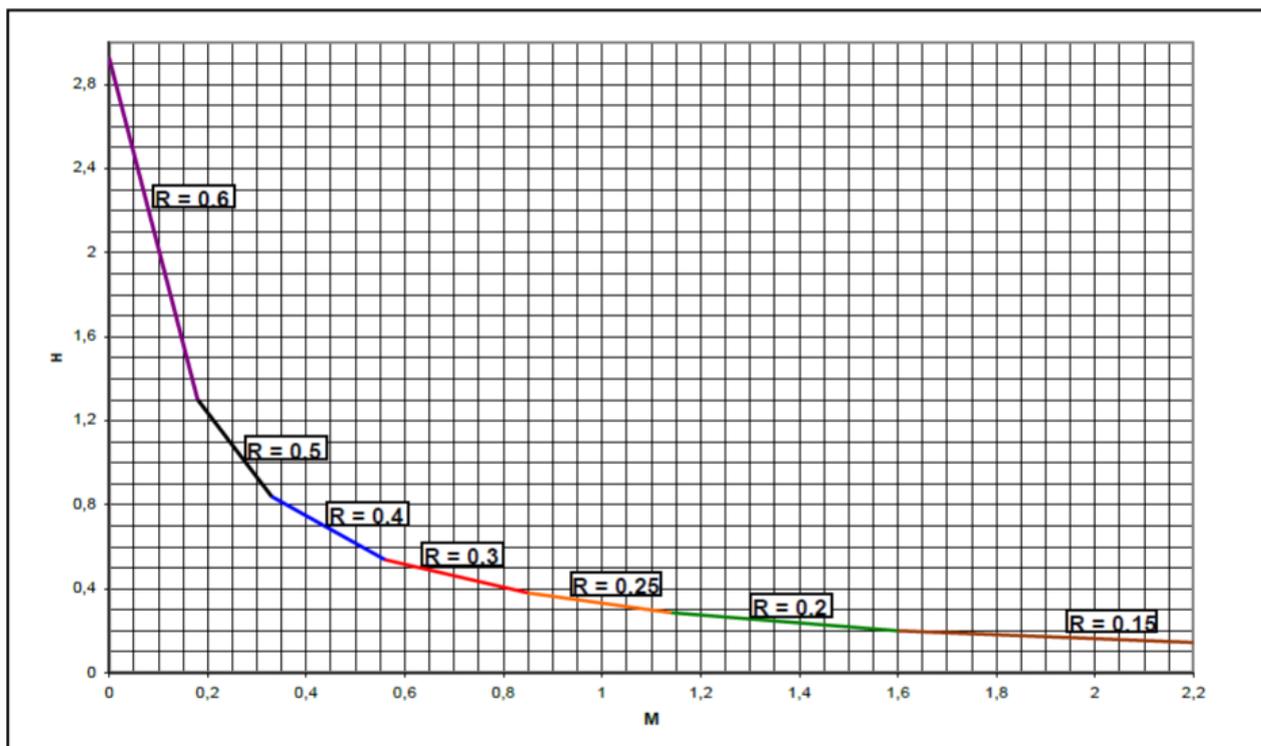


Figura A-2.2. Curvas H – M de Guiberson

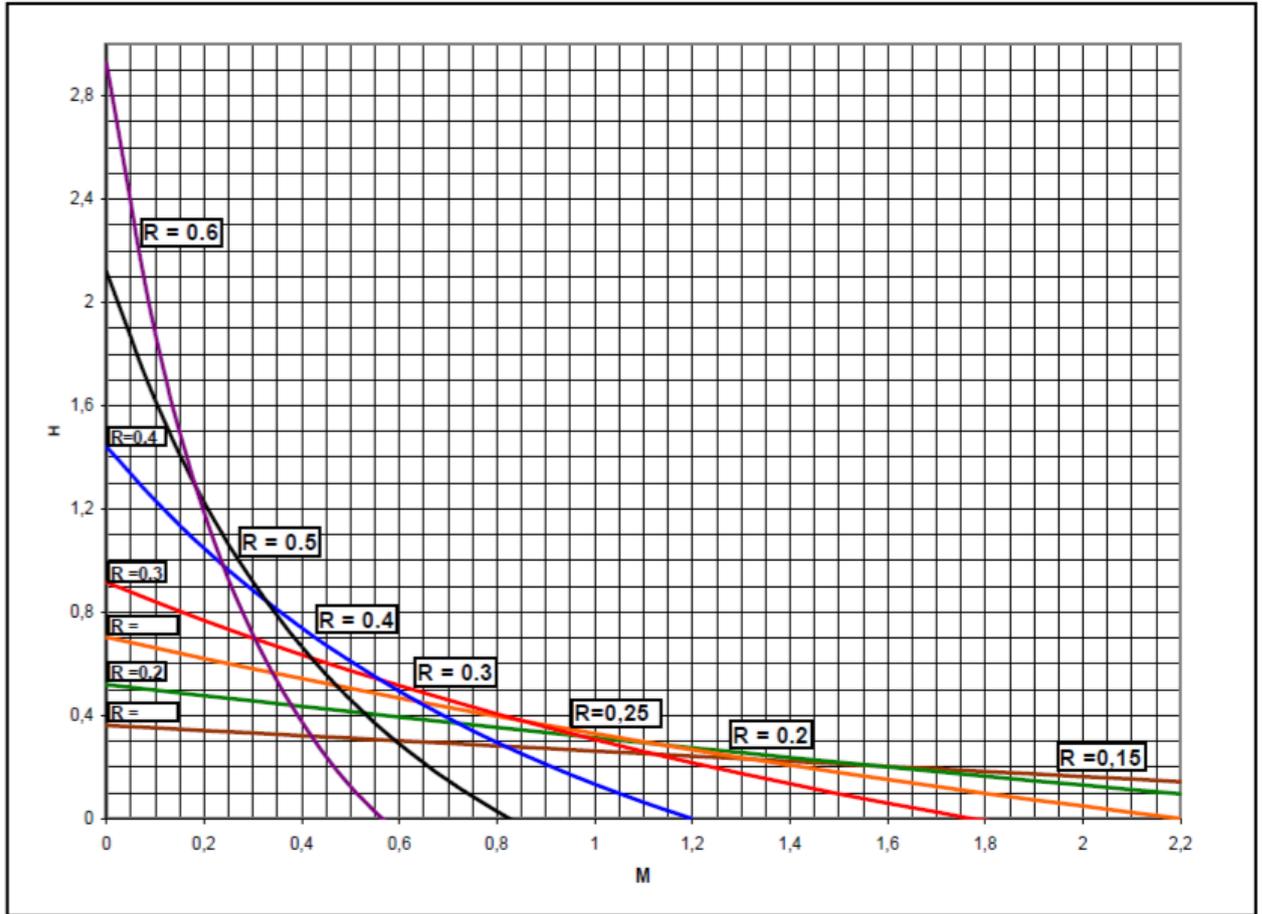


Tabla A-2.1. Relaciones de áreas óptimas

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 Eddie E.
Smart

A-3.1. Análisis de resultados del método Eddie E. Smart para los pozos del Bloque 7

A-3.1.1. Análisis del pozo COCA A-038

Para el estudio del pozo Coca A-038 se utilizó la información presente en la tabla A-3.1 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla A-3.2 que se observan a continuación.

Tabla A-3.1. Datos pozo Coca A-038

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P _T	3,500	psi	P _{WH}	220	psi
P _s	1,025	psi	G _w	0.47	psi/ft
D	10,300	Ft	L	10,300	ft
OD _{TP}	3.5	pulg	F _w	0.48	
ID _{TP}	2.99	pulg	F _o	0.52	
°API	30.6	°API	Q _s	300	bl/día
OD _{TR}	7	pg	μ _o	2.9	cp
ID _{TR}	6.28	pg	μ _w	0.29	cp
GOR	26	PCS/bl	D _{heq}	2.78	pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÒLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla A-3.2. Resultados obtenidos del análisis del pozo Coca A-038

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN	CUARTA ITERACIÓN
P _T	psi	3,500.0000	3,500.0000	3,500.0000
M		1.0000	0.2704	0.2695
G _o = G _N	psi/pie	0.3780	0.3780	0.3780
G _s	psi/pie	0.4231	0.4231	0.4231
B _T	bl/BF	1.0177	1.0177	1.0177
Q _N	bl/día	341.7701	1,263.9716	1,267.9603
P _{FN}	psi	2.1728	22.5809	22.7086
C		239.7772	239.7772	239.7772
P _N	Psi	7,390.9540	7,370.5459	7,370.4182

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN	CUARTA ITERACIÓN
Q _D	bl/día	641.7701	1,563.9716	1,567.9603
G _D	psi/pie	0.3991	0.3866	0.3866
F _{WD}		0.2244	0.0921	0.0918
GLR	PCS/BF	6.3200	2.5934	2.5868
m _D	cp	2.3150	2.6600	2.6606
C		2,218.2328	2,218.2328	2,218.2328
P _{FD}	psi	0.9262	4.5811	4.6021
P _D	psi	4,331.3584	4,206.8784	4,206.6725
H		1.0807	1.0058	1.0057
R		0.5000	0.5000	0.5000
M		0.2450	0.2695	0.2696
K _{TD}		0.2000	0.2000	0.2000
K _N		0.0300	0.0300	0.0300
C ₁		1.0000	1.0000	1.0000
C ₂		0.0000	0.0000	0.0000
C ₃		0.3000	0.3000	0.3000
C ₄		1.0300	1.0300	1.0300
% error		308.0973	0.3156	0.0112
CONVERGENCIA		NO CONVERGE	NO CONVERGE	CONVERGE
M _L			0.3525	0.3525
ESTADO			NO CAVITA	NO CAVITA
M = M _L			0.3525	0.3525
A _N				0.0118
A _T				0.0235

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Coca A-038, se tiene los parámetros mostrados en la tabla A-3.3 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla A-3.3. Sumario de resultados del pozo Coca A-038

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	1,267.96	A _N	pg ²	0.01176
Q _s	bl/día	300.00	A _T	pg ²	0.02352
P _T	Psi	3,500.00	R	-	0.5
HPTRÍPLEX	HP	75.44			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 300 bl/día con una presión de operación superficial de 3,500 psi es de 0.01176 pg² para el área de la tobera; la bomba triplex requiere una potencia de 75.44 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 1,267.96 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de R=0.5, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.02352 pg².

A continuación se presenta la tabla A-3.4 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Caca A-038.

Tabla A-3.4. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Coca A-038

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
8	0.0131	7	0.0271	0.483	8-X	8	0.0144	7	0.0278	0.517	8-A
		8	0.0346	0.380	8-A			8	0.0359	0.400	8-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
C	0.0123	3	0.0241	0.51	C-3	8	0.0122	G	0.0311	0.517	8-G
		4	0.0314	0.390	C-4			H	0.0376	0.400	8-H
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
7	0.01414	6	0.02761	-	-	8	0.0144	7	0.0278	0.517	8-A
		7	0.03451	0.41	7-A			8	0.036	0.400	8-A
FABRICANTE		An (pg ²)		At (pg ²)		R		Bomba			
NATIONAL		0.0131		0.0271		0.483		8-X			
KOBE		0.0144		0.0278		0.517		8-A			
GUIBERSON		0.0123		0.0241		0.51		C-3			
CLAW		0.0122		0.0311		0.517		8-G			
FLUID PACKED PUMP		0.01414		0.03451		0.41		7-A			
OHI		0.0144		0.0278		0.517		8-A			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Se puede observar en la tabla A-3.4 que para los fabricantes Kobe, Guiberson, Claw y OHI se cumple con la relación óptima, donde se tienen valores de A_N de 0.0144 pg^2 , 0.0123 pg^2 , 0.0122 pg^2 y 0.0144 pg^2 respectivamente. Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados. Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba Guiberson C-3.

A-3.1.2. Análisis del pozo COCA A-029

Para el estudio del pozo Coca A-029 se utilizó la información presente en la tabla A-3.5 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla A-3.6 que se observan a continuación.

Tabla A-3.5. Datos pozo Coca A-029

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3,000	psi	P_{WH}	80	psi
P_s	1,200	psi	G_w	0.44	psi/ft
D	11,330	ft	L	11,896.5	Ft
OD_{TP}	3.5	pulg	F_w	0.15	
ID_{TP}	2.99	pulg	F_o	0.85	
$^{\circ}API$	25.7	$^{\circ}API$	Q_s	540	bl/día
OD_{TR}	7	pg	μ_o	4.44	Cp
ID_{TR}	6.28	pg	μ_w	0.38	Cp
GOR	26.00	PCS/bl	D_{heq}	2.78	Pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÓLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla A-3.6. Resultados obtenidos del análisis del pozo Coca A-029

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P_T	psi	3,000.0000	3,000.0000	3,000.0000
M		1.0000	0.2182	0.2087
$G_o = G_N$	psi/pie	0.3898	0.3898	0.3898
G_s	psi/pie	0.3979	0.3979	0.3979
B_T	bl/BF	1.0240	1.0240	1.0240
Q_N	bl/día	564.5256	2,586.9537	2,704.6742

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _{FN}	psi	6.9031	105.2981	114.0288
C		239.7772	239.7772	239.7772
P _N	psi	7,409.0221	7,310.6271	7,301.8963
Q _D	bl/día	1,104.5256	3,126.9537	3,244.6742
G _D	psi/pie	0.3937	0.3912	0.3911
F _{WD}		0.0733	0.0259	0.0250
GLR	PCS/BF	10.8046	3.8165	3.6780
m _D	cp	4.1396	4.3320	4.3358
C		2,218.2328	2,218.2328	2,218.2328
P _{FD}	psi	3.1606	20.4472	21.8473
P _D	psi	4,544.3230	4,532.3514	4,533.1717
H		1.1674	1.1994	1.2039
R		0.5000	0.5000	0.5000
M		0.2182	0.2087	0.2074
K _{TD}		0.2000	0.2000	0.2000
K _N		0.0300	0.0300	0.0300
C ₁		1.0000	1.0000	1.0000
C ₂		0.0000	0.0000	0.0000
C ₃		0.3000	0.3000	0.3000
C ₄		1.0300	1.0300	1.0300
% error		358.2527	4.5505	0.6267
CONVERGENCIA		NO CONVERGE	NO CONVERGE	NO CONVERGE
ML				0.3889
ESTADO				NO CAVITA
M = ML				0.3889
A _N				0.0260
A _T				0.0520

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Coca A-029, se tiene los parámetros mostrados en la tabla A-3.7 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla A-3.7. Sumario de resultados del pozo Coca A-029

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	2,704.67	A _N	pg ²	0.02598
Q _S	bl/día	540.00	A _T	pg ²	0.05196
P _T	psi	3,000.00	R	-	0.5
HPTRÍPLEX	HP	137.94			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 540 bl/día con una presión de operación superficial de 3,000 psi es de 0.02598 pg² para el área de la tobera; la bomba tríplex requiere una potencia de 137.94 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 2,704.67 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de R=0.5, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.05196 pg².

A continuación se presenta la tabla A-3.8 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Caca A-029.

Tabla A-3.8. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Coca A-029

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
11	0.0271	10	0.0562	0.483	11-X	11	0.031	10	0.0599	0.517	11-A ⁻
		11	0.0715	0.380	11-A			11	0.0774	0.400	11-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
F	0.0314	7	0.0531	0.59	F-7	12	0.0311	J	0.0526	-	12-J
		8	0.0661	0.48	F-8			K	0.0655	0.517	12-K
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
10	0.02761	9	0.05393	-	-	11	0.0307	10	0.0598	0.517	11-A ⁻
		10	0.06741	0.41	10-A			11	0.0774	0.400	11-A
Fabricante	A _N (pg ²)			A _T (pg ²)			R	Bomba			
NATIONAL	0.0271			0.0562			0.483	11-X			
KOBE	0.031			0.0599			0.517	11-A ⁻			
GUIBERSON	0.0314			0.0531			0.59	F-7			
CLAW	0.0311			0.0655			0.517	12-K			
FLUID PACKED PUMP	0.02761			0.06741			0.41	10-A			
OHI	0.0307			0.0598			0.517	11-A ⁻			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Se puede observar en la tabla A-3.8 que para los fabricantes Kobe, Guiberson, Claw y OHI se cumple con la relación óptima, donde se tienen valores de A_N de 0.031 pg^2 , 0.0314 pg^2 , 0.0311 pg^2 y 0.0307 pg^2 respectivamente. Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados. Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba OHI 11-A.

A-3.1.3. Análisis del pozo Oso B-046

Para el estudio del pozo Oso B-046 se utilizó la información presente en la tabla A-3.9 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla A-3.10 que se observan a continuación.

Tabla A-3.9. Datos pozo Oso B-046

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3,100	psi	P_{WH}	100	psi
P_s	1,267	psi	G_w	0.4485	psi/ft
D	10,504.5	ft	L	10,766	ft
OD_{TP}	2.875	pulg	F_w	0.17	
ID_{TP}	2.441	pulg	F_o	0.83	
$^\circ API$	21.8	$^\circ API$	Q_s	385	bl/día
OD_{TR}	5.375	pg	μ_o	3.13	cp
ID_{TR}	4.276	pg	μ_w	0.395	cp
GOR	160	PCS/bl	D_{heq}	1.401	pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÓLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla A-3.10. Resultados obtenidos del análisis del pozo Oso B-046

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	QUINTA ITERACIÓN	SEXTA ITERACIÓN
P_T	psi	3,100.0000	3,100.0000	3,100.0000
M		1.0000	0.2013	0.1982
$G_o = G_N$	psi/pie	0.3997	0.3997	0.3997
G_s	psi/pie	0.4080	0.4080	0.4080
B_T	bl/BF	1.1940	1.1940	1.1940
Q_N	bl/día	469.2457	2,331.2566	2,367.8123

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	QUINTA ITERACIÓN	SEXTA ITERACIÓN
P _{FN}	psi	11.2764	198.7702	204.3839
C		86.6640	86.6640	86.6640
P _N	psi	7,287.0632	7,099.5694	7,093.9557
Q _D	bl/día	854.2457	2,716.2566	2,752.8123
G _D	psi/pie	0.4034	0.4008	0.4008
F _{WD}		0.0766	0.0241	0.0238
GLR	PCS/BF	59.8516	18.8230	18.5730
m _D	cp	2.9205	3.0641	3.0650
C		157.2200	157.2200	157.2200
P _{FD}	psi	22.6013	180.1355	184.5034
P _D	psi	4,360.2401	4,490.8345	4,495.0383
H		1.0569	1.2358	1.2421
R		0.5000	0.5000	0.5000
M		0.2527	0.1982	0.1964
K _{TD}		0.2000	0.2000	0.2000
K _N		0.0300	0.0300	0.0300
C ₁		1.0000	1.0000	1.0000
C ₂		0.0000	0.0000	0.0000
C ₃		0.3000	0.3000	0.3000
C ₄		1.0300	1.0300	1.0300
% error		295.7547	1.5681	0.9155
CONVERGENCIA			NO CONVERGE	CONVERGE
M _L			0.4088	0.4090
ESTADO				NO CAVITA
M = M _L			0.4088	0.4090
A _N				0.0236
A _T				0.0471

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Oso B-046, se tiene los parámetros mostrados en la tabla A-3.11 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla A-3.11. Sumario de resultados del pozo Oso B-046

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	2,367.81	A _N	pg ²	0.02356
Q _S	bl/día	385.00	A _T	pg ²	0.04713
P _T	psi	3,100.00	R	-	0.5
HPTRÍPLEX	HP	105.18			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 385 bl/día con una presión de operación superficial de 3,100 psi es de 0.02356 pg² para el área de la tobera; la bomba tríplex requiere una potencia de 105.18 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 2,367.81 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de R=0.5, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.04713 pg².

A continuación se presenta la tabla A-3.12 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Oso B-046.

Tabla A-3.12. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Oso B-046

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
11	0.0271	10	0.0562	0.483	11-X	10	0.024	9	0.0464	0.517	10-A
		11	0.0715	0.380	11-A			10	0.0599	0.400	10-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
E	0.0241	7	0.0531	0.45	E-7	11	0.0239	J	0.0526	0.517	11-J
		8	0.0661	0.36	E-8			K	0.0655	0.4	11-K
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
10	0.02761	9	0.05393	-	-	10	0.0238	10	0.0598	0.400	10-A
		10	0.06741	0.41	10-A			11	0.0774	0.310	10-B
FABRICANTE		A _N (pg ²)		A _T (pg ²)		R		Bomba			
NATIONAL		0.0271		0.0562		0.483		11-X			
KOBE		0.024		0.0599		0.4		10-A			
GUIBERSON		0.0241		0.0531		0.45		E-7			
CLAW		0.0239		0.0526		0.517		11-J			
FLUID PACKED PUMP		0.02761		0.06741		0.41		10-A			
OHI		0.0238		0.0598		0.4		10-A			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Se puede observar en la tabla A-3.12 que para el fabricante Claw se cumple con la relación óptima, donde se tiene un valor de A_N de 0.0239 pg^2 . Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados. Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba Claw 11-J.

A-3.1.4. Análisis del pozo Oso B-066

Para el estudio del pozo Oso B-066 se utilizó la información presente en la tabla A-3.13 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla A-3.14 que se observan a continuación.

Tabla A-3.13. Datos pozo Oso B-066

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	2,800	psi	P_{WH}	80	psi
P_S	1,652	psi	G_W	0.439	psi/ft
D	10,315	ft	L	10,552	ft
OD_{TP}	3.5	pulg	F_W	0.05	
ID_{TP}	2.992	pulg	F_O	0.95	
$^\circ API$	26.7	$^\circ API$	Q_S	264	bl/día
OD_{TR}	7	pg	μ_o	2.628	cp
ID_{TR}	6.276	pg	μ_w	0.328	cp
GOR	308	PCS/bl	D_{heq}	2.776	pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÓLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla A-3.14. Resultados obtenidos del análisis del pozo Oso B-066

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P_T	psi	2,800.0000	2,800.0000
M		1.0000	0.3065
$G_o = G_N$	psi/pie	0.3873	0.3873
G_s	psi/pie	0.3899	0.3899
B_T	bl/BF	1.3544	1.3544
Q_N	bl/día	359.9565	1,174.4338
P_{FN}	psi	2.4389	20.2532

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
C		239.7772	239.7772
P _N	psi	6,792.4720	6,774.6576
Q _D	bl/día	623.9565	1,438.4338
G _D	psi/pie	0.3884	0.3878
F _{WD}		0.0212	0.0092
GLR	PCS/BF	123.8009	53.7017
m _D	cp	2.5793	2.6069
C		2,218.2328	2,218.2328
P _{FD}	psi	0.9034	4.0327
P _D	psi	4,087.0979	4,083.8381
H		0.9001	0.9038
R		0.5000	0.5000
M		0.3065	0.3052
K _{TD}		0.2000	0.2000
K _N		0.0300	0.0300
C ₁		1.0000	1.0000
C ₂		0.0000	0.0000
C ₃		0.3000	0.3000
C ₄		1.0300	1.0300
% error		226.2710	0.4355
CONVERGENCIA			CONVERGE
M _L			0.4981
ESTADO			NO CAVITA
M = M _L			0.4981
A _N			0.0123
A _T			0.0245

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Oso B-066, se tiene los parámetros mostrados en la tabla A-3.15 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla A-3.15. Sumario de resultados del pozo Oso B-066

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	1,174.43	A _N	pg ²	0.01227
Q _S	bl/día	264.00	A _T	pg ²	0.02454
P _T	psi	2,800.00	R	-	0.5
HPTRÍPLEX	HP	55.90			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 264 bl/día con una presión de operación superficial de 2,800 psi es de 0.01227 pg² para el área de la tobera; la bomba tríplex requiere una potencia de 55.90 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 1,174.43 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de R=0.5, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.02454 pg².

A continuación se presenta la tabla A-3.16 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Oso B-066.

Tabla A-3.16. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Oso B-066

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
8	0.0131	7	0.0271	0.483	8-X	8	0.0144	7	0.0278	0.517	8-A ⁻
		8	0.0346	0.380	8-A			8	0.0359	0.400	8-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
C	0.0123	3	0.0241	0.51	C-3	9	0.0148	H	0.0376	0.517	9-H
		4	0.0314	0.390	C-4			I	0.0447	0.400	9-I
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
7	0.01414	6	0.02761	-	-	8	0.0144	7	0.0278	0.517	8-A ⁻
		7	0.03451	0.41	7-A			8	0.036	0.400	8-A
FABRICANTE		A _N (pg ²)		A _T (pg ²)		R		Bomba			
NATIONAL		0.0131		0.0271		0.483		8-X			
KOBE		0.0144		0.0278		0.517		8-A ⁻			
GUIBERSON		0.0123		0.0314		0.39		C-4			
CLAW		0.0148		0.0311		0.517		9-H			
FLUID PACKED PUMP		0.01414		0.03451		0.41		7-A			
OHI		0.0144		0.0278		0.517		8-A ⁻			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Se puede observar en la tabla A-3.16 que para los fabricantes Kobe, Claw y OHI se cumple con la relación óptima, donde se tiene un valor de A_N de 0.0144 pg^2 , 0.0148 pg^2 y 0.0144 pg^2 respectivamente. Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados. Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba Kobe 8-A.

A-3.1.5. Análisis del pozo Oso H-119

Para el estudio del pozo Oso H-119 se utilizó la información presente en la tabla A-3.17 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla A-3.18 que se observan a continuación.

Tabla A-3.17. Datos pozo Oso H-119

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	2,500	psi	P_{WH}	150	psi
P_S	1,138	psi	G_W	0.44	psi/ft
D	9,980	ft	L	10,110	Ft
OD_{TP}	3.5	pulg	F_W	0.03	
ID_{TP}	2.99	pulg	F_O	0.97	
°API	25	°API	Q_S	192	bl/día
OD_{TR}	7	pg	μ_o	2.76	cp
ID_{TR}	6.28	pg	μ_w	0.29	cp
GOR	290	PCS/bl	D_{heq}	2.78	pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÓLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla A-3.18. Resultados obtenidos del análisis del pozo Oso H-119

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P_T	psi	2,500.0000	2,500.0000	2,500.0000
M		1.0000	0.1943	0.1897
$G_o = G_N$	psi/pie	0.3915	0.3915	0.3915
G_s	psi/pie	0.3930	0.3930	0.3930
B_T	bl/BF	1.5265	1.5265	1.5265
Q_N	bl/día	294.2424	1,514.4076	1,551.4205

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _{FN}	psi	1.6596	31.1647	32.5412
C		239.7772	239.7772	239.7772
P _N	psi	6,405.4944	6,375.9894	6,374.6128
Q _D	bl/día	486.2424	1,706.4076	1,743.4205
G _D	psi/pie	0.3921	0.3917	0.3917
F _{WD}		0.0118	0.0034	0.0033
GLR	PCS/BF	111.0755	31.6511	30.9791
m _D	cp	2.7287	2.7497	2.7498
C		2,218.2328	2,218.2328	2,218.2328
P _{FD}	psi	0.5647	5.3470	5.5565
P _D	psi	4,063.7483	4,064.2192	4,064.3922
H		1.2494	1.2658	1.2667
R		0.5000	0.5000	0.5000
M		0.1943	0.1897	0.1894
K _{TD}		0.2000	0.2000	0.2000
K _N		0.0300	0.0300	0.0300
C ₁		1.0000	1.0000	1.0000
C ₂		0.0000	0.0000	0.0000
C ₃		0.3000	0.3000	0.3000
C ₄		1.0300	1.0300	1.0300
% error		414.6803	2.4440	0.1371
CONVERGENCIA			NO CONVERGE	CONVERGE
M _L			0.4089	0.4090
ESTADO				NO CAVITA
M = M _L			0.4089	0.4090
A _N			0.0161	0.0236
A _T			0.0322	0.0471

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Oso H-119, se tiene los parámetros mostrados en la tabla A-3.19 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla A-3.19. Sumario de resultados del pozo Oso H-119

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	1,551.42	A _N	pg ²	0.01612
Q _S	bl/día	192.00	A _T	pg ²	0.03224
P _T	psi	2,500.00	R	-	0.5
HPTRÍPLEX	HP	65.94			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 192 bl/día con una presión de operación superficial de 2,500 psi es de 0.01612 pg² para el área de la tobera; la bomba triplex requiere una potencia de 65.94 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 1,551.42 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de R=0.5, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.03224 pg².

A continuación se presenta la tabla A-3.20 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Oso H-119.

Tabla A-3.20. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Oso H-119

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
9	0.0167	8	0.0346	0.483	9-X	9	0.0186	8	0.0359	0.517	9-A ⁻
		9	0.0441	0.380	9-A			9	0.0464	0.400	9-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
D	0.0177	5	0.038	0.46	D-5	10	0.0175	I	0.0447	0.517	10-I
		6	0.0452	0.390	D-5			J	0.0526	0.400	10-J
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
8	0.0184	7	0.03451	-	-	9	0.0184	8	0.036	0.517	9-A ⁻
		8	0.04314	0.41	8-A			9	0.0464	0.400	9-A
FABRICANTE		A _N (pg ²)		A _T (pg ²)		R		Bomba			
NATIONAL		0.0167		0.0346		0.483		9-X			
KOBE		0.0186		0.0359		0.517		9-A ⁻			
GUIBERSON		0.0177		0.0380		0.46		D-5			
CLAW		0.0175		0.0447		0.517		10-I			
FLUID PACKED PUMP		0.01767		0.0431		0.41		8-A			
OHI		0.0184		0.0360		0.517		9-A ⁻			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Se puede observar en la tabla A-3.20 que para los fabricantes Kobe, Claw y OHI se cumple con la relación óptima, donde se tiene un valor de A_N de 0.0186 pg^2 , 0.0175 pg^2 y 0.0184 pg^2 respectivamente. Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados. Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba OHI 9-A.

A-3.1.6. Análisis del pozo Gacela D-004

Para el estudio del pozo Gacela D-004 se utilizó la información presente en la tabla A-3.21 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla A-3.22 que se observan a continuación.

Tabla A-3.21. Datos pozo Gacela D-004

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	2,600	psi	P_{WH}	80	psi
P_s	1,247	psi	G_W	0.36	psi/ft
D	9,962	ft	L	10,091	Ft
OD_{TP}	3.5	pulg	F_W	0.07	
ID_{TP}	2.99	pulg	F_o	0.93	
$^{\circ}API$	25.4	$^{\circ}API$	Q_s	450	bl/día
OD_{TR}	7	pg	μ_o	4.68	cp
ID_{TR}	6.28	pg	μ_w	0.44	cp
GOR	146	PCS/bl	D_{heq}	2.78	pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÓLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla A-3.22. Resultados obtenidos del análisis del pozo Gacela D-004

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P_T	psi	2,600.0000	2,600.0000	2,600.0000
M		1.0000	0.2460	0.2330
$G_o = G_N$	psi/pie	0.3905	0.3905	0.3905
G_s	psi/pie	0.3886	0.3886	0.3886
B_T	bl/BF	1.1985	1.1985	1.1985
Q_N	bl/día	540.3254	2,196.8647	2,318.7476

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN	TERCERA ITERACIÓN
P _{FN}	psi	5.4830	67.5134	74.3645
C		239.7772	239.7772	239.7772
P _N	psi	6,484.6812	6,422.6508	6,415.7997
Q _D	bl/día	993.3254	2,649.8647	2,771.7476
G _D	psi/pie	0.3896	0.3902	0.3902
F _{WD}		0.0319	0.0120	0.0114
GLR	PCS/BF	61.9216	23.2119	22.1912
m _D	cp	4.5446	4.6293	4.6315
C		2,218.2328	2,218.2328	2,218.2328
P _{FD}	psi	2.2424	13.0509	14.1467
P _D	psi	3,963.8836	3,980.0201	3,981.2564
H		1.0778	1.1189	1.1231
R		0.5000	0.5000	0.5000
M		0.2460	0.2330	0.2317
K _{TD}		0.2000	0.2000	0.2000
K _N		0.0300	0.0300	0.0300
C ₁		1.0000	1.0000	1.0000
C ₂		0.0000	0.0000	0.0000
C ₃		0.3000	0.3000	0.3000
C ₄		1.0300	1.0300	1.0300
% error		306.5817	5.5480	0.5646
CONVERGENCIA			NO CONVERGE	CONVERGE
M _L			0.4308	0.4090
ESTADO				NO CAVITA
M = M _L				0.4308
A _N				0.0242
A _T				0.0484

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Gacela D-004, se tiene los parámetros mostrados en la tabla A-3.23 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla A-3.23. Sumario de resultados del pozo Gacela D-004

PARAMETRO		RESULTADO	PARAMETRO		RESULTADO
Q _N	bl/día	2,318.75	A _N	pg ²	0.02422
Q _S	bl/día	450.00	A _T	pg ²	0.04845
P _T	psi	2,600.00	R	-	0.5
HPTRÍPLEX	HP	102.49			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 453 bl/día con una presión de operación superficial de 2,600 psi es de 0.02422 pg² para el área de la tobera; la bomba tríplex requiere una potencia de 102.49 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 2,318.75 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de R=0.5, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.04845 pg².

A continuación se presenta la tabla A-3.24 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Gacela D-004.

Tabla A-3.24. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Gacela D-004

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
11	0.0271	10	0.0562	0.483	11-X	11	0.031	10	0.0599	0.517	11-A
		11	0.0715	0.380	11-A			11	0.0774	0.400	11-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
F	0.0314	7	0.0531	0.59	F-7	12	0.0311	J	0.0526	-	12-J
		8	0.0661	0.48	F-8			K	0.0655	0.517	12-K
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
10	0.02761	9	0.05393	-	-	11	0.0307	10	0.0598	0.517	11-A
		10	0.06741	0.41	10-A			11	0.0774	0.400	11-A
FABRICANTE		A _N (pg ²)		A _T (pg ²)		R		Bomba			
NATIONAL		0.0271		0.0562		0.483		11-X			
KOBE		0.031		0.0599		0.517		11-A			
GUIBERSON		0.0314		0.0531		0.59		F-7			
CLAW		0.0311		0.0655		0.517		12-K			
FLUID PACKED PUMP		0.02761		0.06741		0.41		10-A			
OHI		0.0307		0.0598		0.517		11-A			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Se puede observar en la tabla A-3.24 que para los fabricantes Kobe, Claw y OHI se cumple con la relación óptima, donde se tiene un valor de A_N de 0.031 pg^2 , 0.0311 pg^2 y 0.0307 pg^2 respectivamente. Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados.

Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba OHI 11-A.

A-3.1.7. Análisis del pozo Payamino B-002

Para el estudio del pozo Payamino B-002 se utilizó la información presente en la tabla A-3.25 y para la optimización del sistema de levantamiento artificial se obtuvieron los resultados de la tabla A-3.26 que se observan a continuación.

Tabla A-3.25. Datos pozo Payamino B-002

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	2,700	psi	P_{WH}	80	psi
P_s	1,753	psi	G_w	0.44	psi/ft
D	9,547	ft	L	9,642	Ft
OD_{TP}	3.5	pulg	F_w	0.13	
ID_{TP}	2.992	pulg	F_o	0.87	
$^\circ API$	27.5	$^\circ API$	Q_s	463	bl/día
OD_{TR}	7	pg	μ_o	3.02	cp
ID_{TR}	6.276	pg	μ_w	0.23	cp
GOR	236	PCS/bl	D_{heq}	2.776	pg
FLUIDO MOTRIZ	PETRÓLEO				

FUENTE: PETROAMAZONAS EP (2020)

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Tabla A-3.26. Resultados obtenidos del análisis del pozo Payamino B-002

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P_T	psi	2,700.0000	2,700.0000
M		1.0000	0.3645
$G_o = G_N$	psi/pie	0.3853	0.3853
G_s	psi/pie	0.3924	0.3924
B_T	bl/BF	1.2196	1.2196
Q_N	bl/día	575.0872	1,577.9216

PARÁMETRO		PRIMERA ITERACIÓN	SEGUNDA ITERACIÓN
P _{FN}	psi	5.2870	32.2000
C		239.7772	239.7772
P _N	psi	6,373.5804	6,346.6674
Q _D	bl/día	1,038.0872	2,040.9216
G _D	psi/pie	0.3885	0.3870
F _{WD}		0.0580	0.0295
GLR	PCS/BF	91.5753	46.5785
m _D	cp	2.8582	2.9377
C		2,218.2328	2,218.2328
P _{FD}	psi	2.0985	7.0562
P _D	psi	3,791.2215	3,781.3126
H		0.7893	0.7907
R		0.4000	0.4000
M		0.3645	0.3635
K _{TD}		0.2000	0.2000
K _N		0.0300	0.0300
C ₁		0.8000	0.8000
C ₂		0.0889	0.0889
C ₃		0.1920	0.1920
C ₄		1.0300	1.0300
% error		174.3795	0.2638
CONVERGENCIA		NO CONVERGE	CONVERGE
M _L			0.8127
ESTADO			NO CAVITA
M = M _L			0.8127
A _N			0.0174
A _T			0.0434

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Para la selección de la bomba tipo jet que optimice la producción del pozo Payamino B-002, se tiene los parámetros mostrados en la tabla A-3.27 los cuales servirán para escoger la mejor geometría de la bomba que vaya a ser instalada en el pozo.

Tabla A-3.27. Sumario de resultados del pozo Payamino B-002

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	1,577.92	A _N	pg ²	0.01737
Q _S	bl/día	463.00	A _T	pg ²	0.04342
P _T	psi	2,700.00	R	-	0.4
HPTRÍPLEX	HP	72.43			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

La geometría necesaria para que la bomba tipo jet produzca una tasa de 463 bl/día con una presión de operación superficial de 2,700 psi es de 0.01737 pg² para el área de la tobera; la bomba triplex requiere una potencia de 72.43 HP para inyectar una tasa de fluido motriz de 1,577.92 bl/día.

Para obtener el valor más alto de la curva de comportamiento de la relación de presiones H se estimó una relación de áreas de R=0.4, es decir la cámara de mezclado en este caso debe ser el doble de grande que la tobera con un área de 0.04342 pg².

A continuación se presenta la tabla A-3.28 con las diferentes opciones de geometrías de los fabricantes de bombas para la producción estimada del pozo Payamino B-002.

Tabla A-3.28. Geometrías óptimas por fabricante para el pozo Payamino B-002

National				R	Bomba	Kobe				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
10	0.0212	-	-	-	-	9	0.0186	8	0.0359	0.517	9-A
		9	0.0441	0.483	10-X			9	0.0464	0.400	9-A
Guiberson				R	Bomba	Claw				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
D	0.0177	5	0.038	0.46	D-5	10	0.0175	I	0.0447	0.517	10-I
		6	0.0452	0.390	D-6			J	0.0526	0.400	10-J
Fluid Packed Pump				R	Bomba	OHI				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
8	0.02761	8	0.04314	0.41	8 ^a	9	0.0184	8	0.036	0.517	9-A
		9	0.05393	0.328	8-B			9	0.0464	0.400	9-A
FABRICANTE		An (pg ²)		Ar (pg ²)		R		Bomba			
NATIONAL		0.0212		0.0441		0.483		10-X			
KOBE		0.0186		0.0464		0.4		9-A			
GUIBERSON		0.0177		0.0452		0.39		D-6			
CLAW		0.0175		0.0447		0.517		10-I			
FLUID PACKED PUMP		0.01767		0.05393		0.328		8-B			
OHI		0.0184		0.0464		0.4		9-A			

ELABORADO POR: Andrade Santiago

Se puede observar en la tabla A-3.28 que para los fabricantes National, Kobe, Claw y OHI se cumple con la relación óptima, donde se tiene un valor de A_N de 0.0212 pg^2 , 0.0186 pg^2 , 0.0175 pg^2 y 0.0184 pg^2 respectivamente. Los otros fabricantes no se toman en cuenta debido a que los parámetros de las geometrías están muy alejados de los valores calculados.

Por tanto la bomba con las condiciones óptimas de R y A_N más cercanas a las obtenidas es la bomba Claw 10-A.