

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN COMPARATIVA EN POZOS CON BOMBEO
HIDRÁULICO TIPO JET DEL CAMPO SACHA APLICANDO EL
MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON (PSW)**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

CRISTOPHER ALEXANDER SACA LOACHAMIN
cristopher.saca@epn.edu.ec

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

Quito, abril 2023

DECLARACIÓN

Yo, Cristopher Alexander Saca Loachamin declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración, cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



CRISTOPHER ALEXANDER SACA LOACHAMIN

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christopher Alexander Saca Loachamin, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'V. R. Meo', is positioned above a horizontal line.

MSc. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO
DIRECTOR DE TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi profundo agradecimiento al Ingeniero Vinicio Melo, mi director del trabajo de titulación, por su orientación y apoyo incansable durante todo el proceso de investigación. Su experiencia y conocimientos han sido fundamentales para el éxito de este trabajo.

También, quiero agradecer al Ingeniero Marcel Esparza, mi tutor asignado por la empresa Sertecpet, por su valiosa ayuda en la recopilación de datos, la revisión de mi escrito y sus valiosos comentarios y sugerencias.

Quiero dar especial agradecimiento a la empresa Sertecpet por proporcionarme la información valiosa y necesaria para mi tesis. Sin su colaboración este trabajo no hubiera sido posible.

Quiero agradecer especialmente a mi familia y amigos por su apoyo constante y comprensión durante el proceso de redacción de esta tesis.

Finalmente, pero no menos importante, quiero agradecer a la Escuela Politécnica Nacional por brindarme la oportunidad de realizar esta investigación y por proporcionarme una sólida formación académica, la cual me ha permitido llevar a cabo con éxito este trabajo.

DEDICATORIA

A mis padres, María y Gonzalo, por su amor incondicional y por haber sido mi pilar en todo momento. Por enseñarme a ser perseverante y nunca rendirme ante los obstáculos. Por su apoyo incansable en todas mis metas y sueños. Este trabajo es una muestra de todo lo que me han enseñado y de todo lo que he logrado gracias a ellos.

A mis abuelos Ernesto y Teresa, por su amor y por todo lo que han hecho por mí a lo largo de los años. Por su sabiduría y por enseñarme valores importantes. Este trabajo también es un homenaje a ellos.

A mi hermano Jostin, por ser mi motivación y por estar siempre a mi lado, por sus consejos y por hacerme reír en los momentos más difíciles.

A mis amigos "Teddy Amigos", por su apoyo incondicional y por ser una familia para mí.

A Michelle, por ser mi compañera en toda esta travesía, apoyarme en mis malos momentos y festejar conmigo en los buenos, por hacerme ver cosas que yo no veía en mí y convertirte en mi familia.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
SIMBOLOGÍA.....	XII
RESUMEN	XVIII
PRESENTACIÓN	XIX
CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA	1
1.1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA	1
1.1.2. LA ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO SACHA Y SU EVOLUCIÓN.....	1
1.1.3. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS RESERVORIOS	3
1.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SACHA	4
1.1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS.....	5
1.2. FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	5
1.2.1. GENERALIDADES	5
1.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	6
1.2.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	6
1.2.4. PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	7
1.2.5. VENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET.....	9
1.2.6. DESVENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	10
1.2.7. ASPECTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	10
1.2.8. DAÑOS MÁS FRECUENTES EN EL SISTEMA DE BOMBEO JET ...	14

1.2.9. FABRICANTES DE BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET	16
CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN DE TOBERA - CÁMARA DE MEZCLADO DESARROLLADO POR HAL PETRIE, EDDIE SMART Y PHIL WILSON	25
2.1. REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO	25
2.2. APROXIMACIONES PARA EL MANEJO DE GAS	28
2.3. SECUENCIA DE CÁLCULO Y ECUACIONES ADICIONALES	29
CAPÍTULO 3 APLICACIÓN DEL MODELO PETRIE, SMART Y WILSON AL CAMPO SACHA OPERANDO A CONDICIONES ACTUALES Y COMPARACIÓN RESPECTO AL AÑO 2018	36
3.1. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-415.....	36
3.2. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-14.....	45
3.3. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-133.....	49
3.4. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-192.....	53
3.5. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-376.....	58
3.6. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-411.....	62
3.7. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-414.....	67
3.8. APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-458.....	71
CAPÍTULO 4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS	75
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DESARROLLADO POR PETRIE, SMART Y WILSON	75
4.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS AL AÑO 2018.....	80
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
5.1. CONCLUSIONES.....	84
5.2. RECOMENDACIONES	85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87
ANEXOS	89
ANEXO No 1 TABLAS DE LAS BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN	90
ANEXO No 2 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).....	95

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Parámetros de los yacimientos del campo Sacha	4
1.2	Características del petróleo en los yacimientos del campo Sacha	5
1.3	Relaciones de áreas óptimas	13
1.4	Ejemplos de cavitación en la garganta de las bombas jet	15
1.5	Dimensiones de tobera y cámaras de mezclado de bomba jet de los principales fabricantes	18
1.6	Áreas anulares garganta – tobera de Kobe (pg^2)	20
1.7	Áreas anulares garganta – tobera de National (pg^2)	21
1.8	Relaciones de áreas y áreas anulares de garganta (pg^2) para bombas de Guiberson	22
1,9	Áreas anulares garganta – tobera de Claw (pg^2)	24
2.1	Valores de D_1 y D_2 para el cálculo de pérdidas por fricción	30
2.2	Valores de los coeficientes de pérdida por fricción K_N y K_{TD}	32
3.1	Datos del pozo Sacha-415	36
3.2	Bombas jet candidatas para la optimización del pozo Sacha-415	38
3.3	Resultados por iteración de la bomba jet National 9-X para el pozo Sacha-415	38
3.4	Sumario de resultados de la bomba jet National 9-X para el pozo Sacha-415	40
3.5	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-415	41
3.6	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-415	42
3.7	Resultados por iteración del análisis 1 de la bomba jet National 9-X para el pozo Sacha-415	42
3.8	Resultados finales de la bomba jet seleccionada National 9-X para el pozo Sacha-415	44
3.9	Datos del pozo Sacha-14	45
3.10	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-14	46
3.11	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-14	47

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.12	Resultados finales de la bomba jet seleccionada Kobe 7-A para el pozo Sacha-14	47
3.13	Datos del pozo Sacha-133	49
3.14	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-133	50
3.15	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-133	51
3.16	Resultados de la bomba jet seleccionada Kobe 6-A para el pozo Sacha-133	51
3.17	Resultados finales de la bomba jet Claw 12-K para el pozo Sacha-133	52
3.18	Datos del pozo Sacha-192	53
3.19	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-192	54
3.20	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-192	55
3.21	Resultados de la bomba jet seleccionada Guiberson B-3 para el pozo Sacha-192	56
3.22	Resultados finales de la bomba jet Claw 12-K para el pozo Sacha-192	57
3.23	Datos del pozo Sacha-376	58
3.24	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-376	59
3.25	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-376	60
3.26	Resultados de la bomba jet seleccionada National 8-A para el pozo Sacha-376	60
3.27	Resultados finales de la bomba jet Claw 11-J para el pozo Sacha-376	61
3.28	Datos del pozo Sacha-411	62
3.29	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-411	63
3.30	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-411	64
3.31	Resultados de la bomba jet seleccionada Kobe 4-B para el pozo Sacha-411	65
3.32	Resultados finales de la bomba jet Claw 11-J para el pozo Sacha-411	65
3.33	Datos del pozo Sacha-414	67
3.34	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-414	68
3.35	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-414	69

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.36	Resultados finales de la bomba jet seleccionada National 8-B para el pozo Sacha-414	69
3.37	Datos del pozo Sacha-458	71
3.38	Resultados de bombas jet candidatas para el pozo Sacha-458	72
3.39	Parámetros de análisis para el pozo Sacha-458	73
3.40	Resultados finales de la bomba jet seleccionada Kobe 5-B para el pozo Sacha-458	73
4.1	Resumen de la situación actual y rediseño de los pozos optimizados con el método de Petrie, Smart y Wilson	75
4.2	Incremento de los ingresos con la producción óptima calculada	80
4.3	Resumen de resultados y parámetros de operación del campo Sacha del 2022	81
4.4	Resumen de resultados y parámetros de operación del campo Sacha del 2018	81
A-1	Bombas candidatas para la optimización del pozo Sacha-14	91
A-2	Bombas candidatas para la optimización del pozo Sacha-133	91
A-3	Bombas candidatas para la optimización del pozo Sacha-192	92
A-4	Bombas candidatas para la optimización del pozo Sacha-376	92
A-5	Bombas candidatas para la optimización del pozo Sacha-411	93
A-6	Bombas candidatas para la optimización del pozo Sacha-414	93
A-7	Bombas candidatas para la optimización del pozo Sacha-458	94

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Campo sachá: mapa estructural	2
1.2	Estructura Sachá - Shushufindi (sección sísmica)	3
1.3	Nomenclatura de las bombas jet según Petrie, Smart y Wilson	6
1.4	Curvas H - M de las bombas jet	12
1.5	Curva de comportamiento de diseño de las bombas jet	13
3.1	Análisis nodal del pozo Sachá-415	45
3.2	Análisis nodal del pozo Sachá-14	48
3.3	Análisis nodal del pozo Sachá-133	53
3.4	Análisis nodal del pozo Sachá-192	57
3.5	Análisis nodal del pozo Sachá-376	62
3.6	Análisis nodal del pozo Sachá-411	66
3.7	Análisis nodal del pozo Sachá-414	70
3.8	Análisis nodal del pozo Sachá-458	74
4.1	Análisis de la situación actual y rediseño de la tasa de fluido producido por cada pozo	77
4.2	Análisis de la situación actual y rediseño de la tasa de petróleo producido por cada pozo	77
4.3	Análisis de la situación actual y rediseño de la tasa de fluido motriz por cada pozo	78
4.4	Análisis de la situación actual y rediseño de la tasa de petróleo producido total	79
4.5	Análisis de la situación actual y rediseño de la tasa de fluido motriz total	79
4.6	Comparación de rediseños del 2018 y 2022	82

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
A_{CM}	Área anular mínima en la succión para evitar la cavitación, pg^2	L^2
A_G	Área anular adicional para el paso de gas en la succión de la bomba, pg^2	L^2
A_j, A_N	Área de flujo de la tobera, pg^2	L^2
A_s, A_S	Área anular de la garganta para el flujo de la producción, pg^2	L^2
A_t, A_T	Área de flujo total de la garganta, pg^2	L^2
bl	Barriles	L^3
BF	Barril Fiscal	L^3
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 el petróleo, el gas y el agua, bl/BF	
B_w	Factor Volumétrico del Petróleo bl/BF	
C	Variable definida en función de diámetros D_1, D_2	
cp	Centipoises	M/Lt
cst	Centistokes	L^2/t
D	Profundidad Vertical Verdadera, pies	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
$D_{nominal}$	Diámetro nominal, pg	L

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	DIMENSIONES
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 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	Excentricidad de las tuberías	
E	Eficiencia de la bomba jet, $E = M \times H$	
f	Factor de fricción	
$fh_3=h_3/h_1$	Fracción de sumergencia de la bomba	
f_o, F_o	Fracción de petróleo en el fluido producido	
f_w, F_w	Fracción del agua de formación en el fluido producido	
f_{w2}, F_{wD}	Fracción del agua de formación en el fluido de la columna de retorno	
F_f	Pérdida de energía por fricción total por unidad de tiempo	ML^2/t^3
F_d	Pérdida de energía por fricción en el difusor por unidad de tiempo	ML^2/t^3
F_j	Pérdida de energía por fricción en la tobera por unidad de tiempo	ML^2/t^3
F_s	Pérdida de energía por fricción en el circuito de succión por unidad de tiempo	ML^2/t^3
F_t	Pérdida de energía por fricción en la garganta por unidad de tiempo	ML^2/t^3
F_1, P_{FN}	Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección, lb/pg ²	M/L^2
F_2, P_{FD}	Pérdida de presión por fricción del fluido en el circuito de retorno, lb/pg ²	M/L^2
g	Aceleración de la gravedad, 32.174 pie/s ²	L/T^2
g_c	Factor de conversión, 32.174 (lbm x pie) / (lbf x s ²)	
G_1, G_N	Gradiente del fluido motriz en la tubería de inyección, lb/pg ² /pie	M/L^2t^2
G_2, G_D	Gradiente del fluido de la columna de retorno, lb/pg ² /pie	M/L^2t^2
G_3, G_s	Gradiente del fluido de formación, lb/pg ² /pie	M/L^2t^2

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	DIMENSIONES
G_o	Gradiente del petróleo producido, lb/pg ² /pie	M/L ² t ²
G_w	Gradiente del agua de formación, lb/pg ² /pie	M/L ² t ²
GLR, RGL	Relación gas-líquido, pies ³ /bl	
GOR, RGP	Relación gas-petróleo, pies ³ /bl	
h_1	Profundidad de colocación de la bomba, pies	L
h_3	Nivel del fluido sobre la succión bomba, pies	L
H	Relación adimensional de recuperación de presión	
H_1	Carga total del fluido motriz	
H_2	Carga total del fluido de descarga	
H_3	Carga total del fluido de succión	
HP	Potencia	ML ² /t ³
K_j, K_N	Coeficiente de pérdida en la tobera	
K_d	Coeficiente de pérdida en el difusor	
K_s	Coeficiente de pérdida en la succión	
K_t	Coeficiente de pérdida en la garganta	
K_{TD}	Coeficiente de pérdida combinado garganta - difusor	
L	Longitud de T.P. hasta la bomba = profundidad de colocación de la bomba = h_1 , pies	L
M	Relación adimensional de flujo másico, $(Q_s \times G_s) / (Q_N \times G_N)$, q_3/q_1	
M_c, M_L	Relación de flujo adimensional en el límite de cavitación	
N_{Re}	Número de Reynolds	
NUM	Variable usada para definir H	
P_1, P_N	Presión a la entrada de la tobera, lb/pg ²	M/Lt ²
P_2, P_D	Presión de descarga, lb/pg ²	M/Lt ²

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	DIMENSIONES
P_3, P_s	Presión de succión, lb/pg ²	M/Lt ²
P_b	Presión de burbuja, lb/pg ²	M/Lt ²
P_D	Presión de descarga, lb/pg ²	M/Lt ²
P_F	Pérdidas de presión por fricción, lb/pg ²	M/Lt ²
P_{FN}	Pérdidas de presión por fricción del fluido motriz, lb/pg ²	M/Lt ²
P_{FD}	Pérdidas de presión por fricción del fluido de retorno, lb/pg ²	M/Lt ²
P_R	Presión de reservorio, lb/pg ²	M/Lt ²
P_S	Presión de succión, lb/pg ²	M/Lt ²
P_T	Presión superficial de operación = Presión de descarga de la bomba tríplex, lb/pg ²	M/Lt ²
P_{wh}, P_{WH}	Presión en la cabeza del pozo, lb/pg ²	M/Lt ²
P_{wf}, P_{WF}	Presión de fondo fluvente, lb/pg ²	M/Lt ²
P_v	Presión de vapor, lb/pg ²	M/Lt ²
PCS	Pie cubico estándar	L ³
pg	Pulgada	L
ppm	Partes por millón	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
q_1, Q_N	Tasa del fluido motriz, bl/día	L ³ /t
q_2, Q_D	Tasa del fluido producido más fluido motriz (tasa de descarga), bl/día	L ³ /t
q_3, Q_S	Tasa del fluido producido, bl/día	L ³ /t
Q_G	Tasa de gas libre que ingresa a la bomba, bl/día	L ³ /t
Q_O	Tasa de petróleo 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

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	DIMENSIONES
R	Relación de áreas, A_j/A_t , A_N/A_T	
T	Temperatura, °F	T
T_{WH}	Temperatura en la cabeza del pozo, °F	T
T_{WF}	Temperatura de fondo, °F	T
TP	Tubería de producción	
TR	Tubería de revestimiento	
v	Velocidad del fluido, pies/s	L/t
v_j	Velocidad del fluido en la tobera, pie/s	L/t
v_s	Velocidad del fluido en la succión de la parte posterior del área de la tobera, pie/s	L/t
v_t	Velocidad del fluido en la garganta pie/s	L/t
X	Sensibilidad a la contrapresión	
Y	Número de tobera	
γ_f	Gravedad específica del fluido (agua = 1.0)	
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_w	Gravedad específica del agua	
θ_R	Variable adimensional para determinar M y H	
β_R	Variable algebraica para calcular f_{h3}	
ρ	Densidad del fluido, lb/pie ³	M/L ³
μ	Viscosidad, cp	M/Lt
μ_D	Viscosidad del fluido de retorno, cp	M/Lt
μ_O	Viscosidad del petróleo, cp	M/Lt
μ_W	Viscosidad del agua, cp	M/Lt
ν	Viscosidad cinemática, cst	L ² /t

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	DIMENSIONES
v_D	Viscosidad cinemática del fluido de retorno, cst	L^2/t
v_o	Viscosidad cinemática del petróleo, cst	L^2/t
v_w	Viscosidad cinemática del agua, cst	L^2/t

RESUMEN

En el trabajo de titulación se buscó evaluar la efectividad del método PSW para incrementar la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet del Campo Sacha, bajo condiciones operativas actuales en comparación con el año 2018.

En el marco teórico se describieron las características del Campo Sacha, se explicaron los fundamentos teóricos del bombeo hidráulico tipo jet y los principales componentes de una bomba jet.

Entre las conclusiones obtenidas, se destaca que la optimización de los pozos a través de la reducción de la presión de operación en superficie es una estrategia efectiva para mejorar la producción en los pozos de Sacha con las bombas Claw instaladas. Se demostró que la aplicación del método PSW es una alternativa viable para determinar la tasa óptima de producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet. Asimismo, se observó que la utilización de la técnica de bombeo hidráulico tipo jet puede generar altas tasas de producción, pero su eficiencia disminuye a medida que la depletación de los pozos aumenta.

En conclusión, los resultados obtenidos en este trabajo de titulación son relevantes para la industria petrolera del país, ya que demuestran que la optimización de los pozos existentes puede tener un impacto significativo en la producción y en los ingresos económicos. La metodología de análisis nodal empleada en este estudio también puede ser aplicada en otros campos petroleros para evaluar el desempeño de los pozos y diseñar estrategias de optimización.

PRESENTACIÓN

Como los campos petroleros se van depletando las condiciones a las cuales se diseñaron las bombas en el 2018 ahora son muy distintas, lo cual, afecta gravemente a la vida útil de la bomba y a los diferentes procesos de producción. Por consiguiente, para que la producción de los pozos sea la óptima se realizará un nuevo diseño de bomba con las condiciones actuales del campo (Beltrán & Perlaza, 2004).

Existen diversas fallas que pueden afectar el funcionamiento de la bomba jet, por ejemplo, la constante exposición de los materiales y los componentes de la bomba a los fluidos tanto motriz como producido provocan que cualquier característica de carácter corrosivo de estos fluidos pueda generar su falla a corto o largo plazo (Sandoval, 2016). Todos los tipos de levantamiento artificial deben ser diseñados en función a las condiciones a las que van a operar pues al no considerarse estas condiciones las bombas tienden a fallar en un tiempo menor al planteado por los fabricantes (Amaya & Chanatásig, 2009; Guerrón & Robalino, 2013).

Este trabajo aporta al conocimiento en el uso de sistemas de levantamiento artificial, mediante el bombeo hidráulico tipo jet, como instrumento del mejoramiento de producción en pozos petroleros del campo Sacha; también, para incrementar la producción y el tiempo de vida productiva del campo. Se empleó el método de Petrie, Smart y Wilson en varios pozos, para determinar parámetros fundamentales y mejorar su rentabilidad.

OBJETIVOS

General

Evaluar la efectividad del método de Petrie, Smart y Wilson para incrementar la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet del Campo Sacha bajo condiciones operativas actuales respecto al año 2018.

Específicos

- Analizar las condiciones operativas actuales de ocho pozos del Campo Sacha que operan con bombeo hidráulico tipo jet de acuerdo con la información recopilada en reportes de completación, reacondicionamiento, producción, pruebas de presión y pruebas PVT.
- Aplicar el método PSW mediante la generación de los cálculos en hojas de Excel para el análisis del diseño de la bomba.
- Realizar el análisis comparativo de las condiciones actuales de los pozos a partir de los resultados obtenidos mediante el método de PSW en el año 2018.

ALCANCE

Se aplica el modelo PSW en ocho pozos del campo Sacha con bombeo hidráulico tipo jet considerando las condiciones operativas y propiedades observadas en el 2018 y las condiciones actuales del campo.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1.DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.1.1.BREVE RESEÑA HISTÓRICA

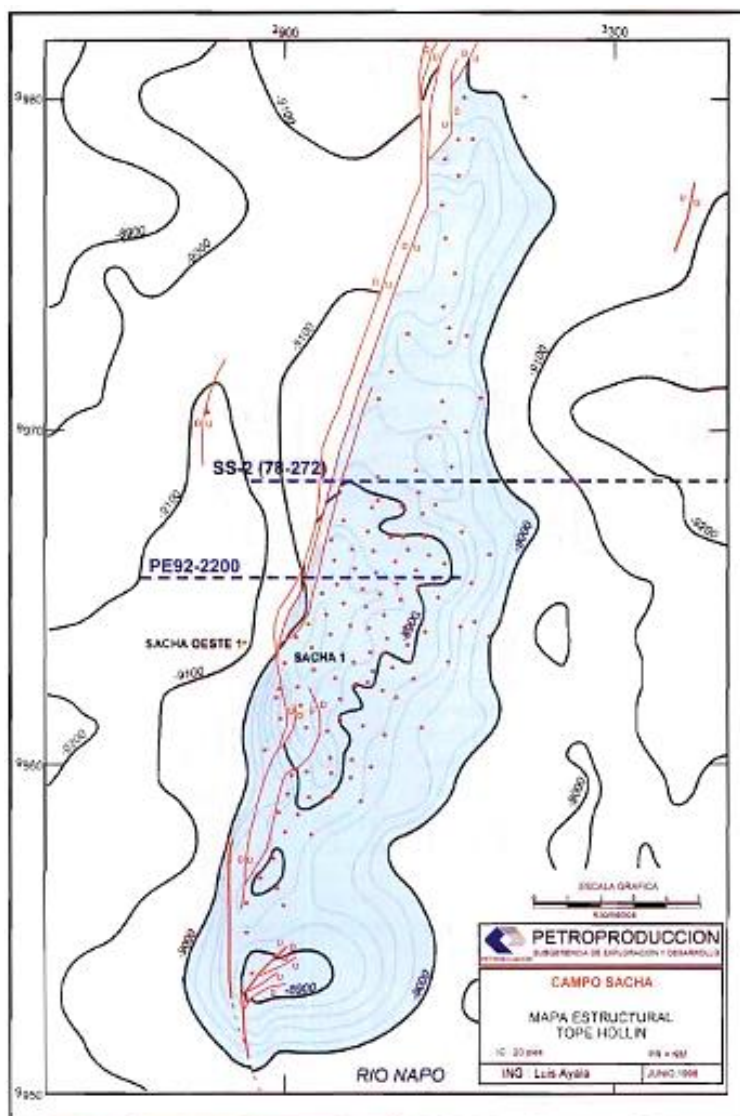
La estructura Sacha fue analizada en el pozo Sacha 1. Este era un pozo exploratorio, el cual fue perforado el 21 de enero de 1969. Para transportar su torre fue necesario un helicóptero. La profundidad alcanzada fue de 10 160 pies; tuvo una tasa de 1 328 bpd con un crudo de 30º API de la arena Hollín (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

El campo Sacha comenzó su producción en julio de 1972 con un promedio de 29 269 bpd; en noviembre del mismo año alcanzó la producción máxima registrada en la vida del campo fue de 117 591 bpd. A lo largo de los años la producción del campo ha subido y bajado, manteniéndose sobre los 60 000 bpd. Actualmente, produce más de 65 000 bpd y las reservas remanentes hasta octubre del 2021 eran de 367.8 millones de barriles (MERNNR, 2021).

1.1.2.LA ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO SACHA Y SU EVOLUCIÓN

El campo se ubica en el costado occidental del "play" central (corredor Sacha-Shushufindi). En la figura 1.1 se observa que el Campo Sacha es un anticlinal de trayectoria NNE-SSO, cortado por una falla transpresional dextral. La estructura consta de un ancho de 4 km al norte y 7 km al centro – sur aproximadamente, posee una longitud aproximada de 33 km y un área de 32 167 acres (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

FIGURA 1.1 CAMPO SACHA: MAPA ESTRUCTURAL

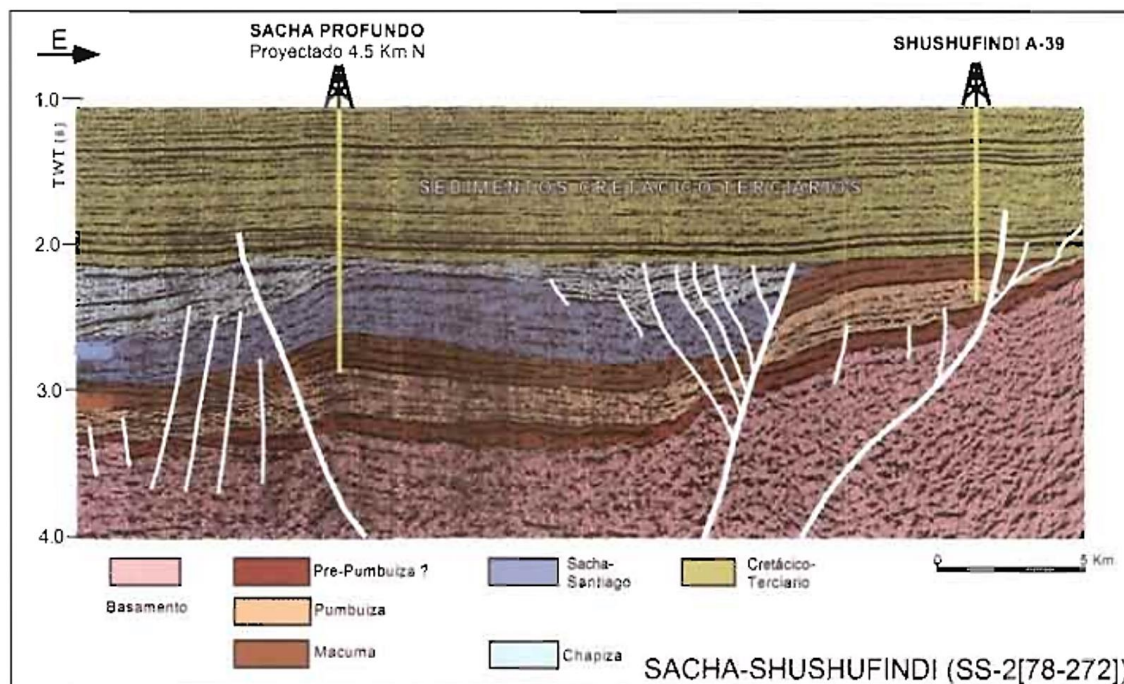


Fuente: La Cuenca Oriente, 2004

Elaboración: Baby, Rivadeneira & Barragán, 2004

Bajo la estructura Sacha de edad cretácica se desarrolló el anticlinal Sacha Profundo, de posible periodo jurásico inferior-tardío a medio como se muestra en la figura 1.2, el mismo que fue probado con el pozo Sacha Profundo-1 sin resultados positivos (*Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004*).

FIGURA 1.2 ESTRUCTURA SACHA - SHUSHUFINDI (SECCIÓN SÍSMICA)



Fuente: La Cuenca Oriente, 2004

Elaboración: Baby, Rivadeneira & Barragán, 2004

1.1.3. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS RESERVORIOS

Baby, Rivadeneira y Barragán (2004) describen los reservorios del Campo Sacha de la siguiente manera:

Hollín Principal. Se trata de una roca compuesta principalmente de cuarzo arenoso con granos de tamaño medio a grueso y alternados con capas de limo y arcilla. Su capacidad de almacenar fluidos se encuentra en promedio en torno al 18%.

Hollín Superior (o arenisca Napo Basal). Es una arenisca cuarzosa-glauconítica, calcárea con tamaño de grano fino a medio y alternancias de lutita, con una porosidad promedio del 14%.

T Principal. El espesor total va desde los 20 hasta los 90 pies, y está más extendido en la zona central del campo. Es la sección de arena con la continuidad más pronunciada tanto vertical como lateralmente.

T Superior. El espesor de esta arena varía entre 30 y 100 pies. Su composición arenosa y tamaño es similar a T principal. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea en comparación a T principal.

Arenisca U. Es una arenisca cuarzosa y contiene pequeñas proporciones de feldespatos y fragmentos líticos. La porosidad de la arenisca es tanto intergranular como intragranular, con un promedio del 17%. La arenisca U Inferior es más extensa debido a su continuidad, mientras que la U Superior es más irregular y discontinua.

1.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO SACHA

En la tabla 1.1 se describen las características de las arenas productoras del campo Sacha como: espesor promedio, porosidad y saturación de agua.

TABLA 1.1
PARÁMETROS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO SACHA

Parámetro	Yacimiento				
	Basal Tena	“T”	“U”	Hollín Superior	Hollín Inferior
Espesor Promedio, ft	10 - 15	30 – 100	23	75	45 - 55
Porosidad, %	18	21	20	12	15
Salinidad, ppm de NaCl	24000 - 36000	20000 - 25000	30000 - 35000	3891	5000
Saturación de agua, %	31	14.8	25	35	20 – 40

FUENTE: Gonzalez, 2007

ELABORACIÓN: Saca, 2023

1.1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS

El petróleo del Campo Sacha se encuentra en un rango promedio de 25.1 a 29 API, lo cual lo identifica como un petróleo liviano. Presenta propiedades muy diversas las cuales se describen en la tabla 1.2.

TABLA 1.2
CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO EN LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO SACHA

Parámetro	Yacimiento				
	Basal Tena	Napo - Formación T	U	Hollín Superior	Hollín Inferior
°API	25.1	28	28.6	27	29
P _b , psi	807	1293	1175	550	78
T _R , °F	181	215	211	225	225
GOR, PCS/BI	150	412	260	124	24
Bo, BI/BN	1.117	1.361	1.245	1.133	1.163
G. Gas	1.099	1.257	1.138	1.356	1.577

FUENTE: Manual de Operaciones de Campo, Sertecpet, 2010

ELABORACIÓN: Saca, 2023

1.2. FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

1.2.1. GENERALIDADES

La base para entender cómo funciona el bombeo hidráulico bajo tierra es el principio de Pascal. Este principio afirma que cuando hay un incremento de presión en cualquier parte de un fluido confinado, hay un aumento igual en todas las demás partes del recipiente. Al aplicar este principio en el levantamiento artificial hidráulico, la presión se transmite desde una unidad de bombeo en la superficie a través de una tubería llena de líquido hasta cualquier número de pozos petroleros.

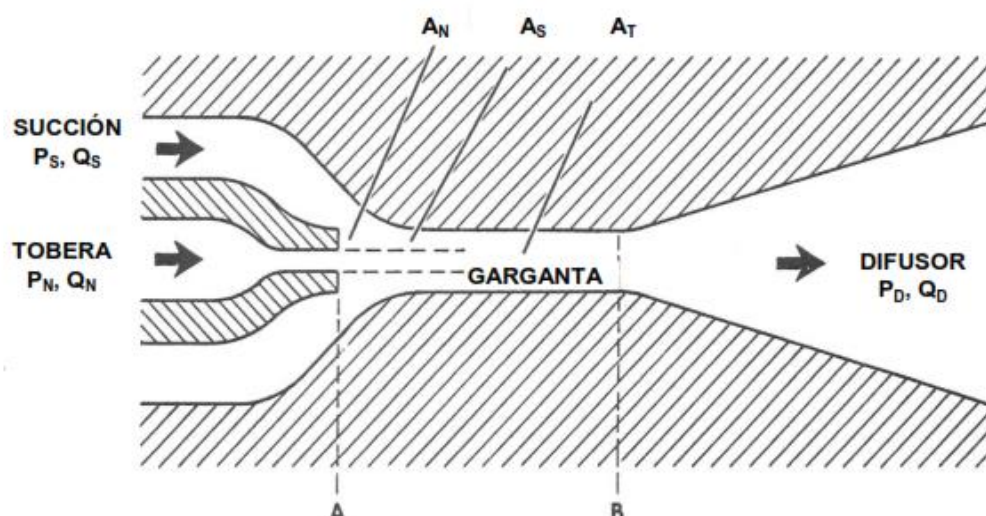
1.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

La bomba hidráulica tipo jet se distingue por no tener piezas móviles y por su funcionamiento basado en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido. Cuando el fluido inyectado pasa a través de la boquilla en el fondo del pozo, se transforma la energía potencial en energía cinética (según el principio de Venturi) produciendo así el fluido del pozo. La ausencia de piezas móviles ajustadas de manera estrecha permite que la bomba jet maneje fluidos producidos y motrices abrasivos y corrosivos, lo que es una limitación importante para otros sistemas de levantamiento artificial (Melo, 2019).

1.2.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los caudales de producción y fluido motriz en las bombas jet se controlan mediante una configuración de tobera y garganta "Venturi". Diferentes configuraciones geométricas (áreas internas de tobera y garganta) permiten manejar diferentes caudales de inyección y producción.

FIGURA 1.3 NOMENCLATURA DE LAS BOMBAS JET SEGÚN PETRIE, SMART Y WILSON



Fuente: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

Elaboración: Melo, 2019

El fluido motriz se bombea a un flujo determinado (Q_N) hasta la bomba jet en el subsuelo, donde alcanza la tobera con una presión total designada como (P_N). Este fluido a presión alta fluye a través de la tobera, lo que hace que la corriente de fluido tenga una alta velocidad y una baja presión. La baja presión (P_S), llamada presión de succión, permite que los fluidos del pozo entren en la bomba y se descarguen por el casing con el caudal de producción deseado (Q_S). El fluido motriz entonces arrastra el fluido del pozo debido a la alta velocidad. Luego, los dos fluidos llegan a la sección de área constante, a menudo llamada garganta. El diámetro de la garganta siempre es mayor que el diámetro de la salida de la tobera. Esto permite que los fluidos del pozo fluyan alrededor del chorro de fluido de potencia y sean arrastrados hacia la garganta. En este punto, la velocidad y la presión se mantienen constantes. El fluido mezclado ingresa a un difusor de área en expansión que convierte la energía cinética restante en presión estática al disminuir la velocidad del fluido. Ahora la presión en el fluido es lo suficientemente alta como para fluir hacia la superficie desde la bomba de fondo de pozo. La alta presión de descarga (P_D) debe ser lo bastante fuerte para elevar la mezcla de fluido de inyección (Q_N) y producción (Q_D) hasta la superficie (Petrie, Hydraulic Pumping, 1987).

1.2.4. PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

Las partes importantes de la Bomba Hidráulica Tipo Jet son la tobera (nozzle), la garganta (Troath), el difusor y sus correspondientes áreas internas de trabajo correspondientes (A_N), (A_T). El rendimiento de la bomba es determinado por estas áreas. El valor de la relación de estas áreas A_N/A_T deberá estar comprendido entre el 25 - 30% de esta relación adimensional. El volumen de fluido motriz utilizado será proporcional al tamaño de la boquilla. El área en la bomba debe dar paso al caudal de producción en el espacio anular entre la boquilla y la garganta. Las características de la bomba en cuanto a la cavitación responden sensiblemente a esta área.

Becerra (2017) ha descrito tres partes importantes en el bombeo Tipo Jet. A continuación, se explica cada una de ellas.

Tobera (Nozzle). Se trata de una herramienta diseñada para operar en ambientes de alta presión y temperatura. Tiene una forma de embudo con un diámetro más grande en la entrada y más pequeño en la salida, lo que ayuda a transformar la energía potencial en energía cinética.

Garganta (Troath). Es la cámara de mezclado donde ingresan el fluido motriz a alta velocidad y el fluido de formación.

Difusor. Se compone de una forma de embudo que es inversa a la de la tobera. Los fluidos mezclados salen por la zona expandida y gracias a la diferencia en los diámetros se produce la conversión de la energía cinética en energía potencial, permitiendo que los fluidos alcancen la superficie.

La tobera y la garganta generalmente están construidas con carburo de tungsteno o materiales cerámicos para una vida útil prolongada.

1.2.4.1. Completación típica de fondo para Bombeo Hidráulico

Tubería de Producción. Este tipo de tubería es parte de un sistema de levantamiento artificial y puede ser utilizada tanto para la inyección de fluido motriz como para la producción de fluidos, dependiendo del tipo de bomba Jet utilizada, ya sea convencional o reversa.

Tubería de Revestimiento. Este tipo de tubería puede servir tanto para la producción de fluidos como para la inyección de fluido motriz, dependiendo del tipo de bomba Jet utilizada en el sistema de levantamiento artificial.

Camisa de Circulación. También conocida como camisa Sliding Sleeve tipo "L", esta pieza se utiliza para alojar la bomba Jet y permite realizar diferentes operaciones en el fondo del pozo y en la descarga de herramientas de prueba.

Bomba Jet. Este instrumento es el responsable de producir fluidos en el pozo y es descrito con detalle en todo el documento.

Empacadura de Prueba. También, conocida como packer de prueba, esta pieza permite aislar la zona de producción de fluidos en el pozo.

1.2.5. VENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

Este tipo de levantamiento artificial tiene ventajas tanto económicas como mecánicas, entre las más importantes están:

- No posee partes móviles.
- Se puede operar con fluidos motrices y fluidos producidos de cualquier calidad.
- Se adapta a cualquier profundidad.
- Su instalación es más fácil, por tal motivo no se necesita de torre.
- Tiene la solidez de la sección de trabajo, que hace que pueda adaptarse a casi cualquier completación de fondo de pozo.
- Frecuentemente, se pueden obtener tasas de producción más altas con este tipo de bombas que con las bombas de pistón, por lo que es recomendable su uso en pozos con altos IP; así como también en pozos con presencia de escala, de producción de gas y de presencia de arena.

Por todas las ventajas anteriormente mencionadas, se recomienda la instalación de las bombas jet en varios pozos del Ecuador.

1.2.6. DESVENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

- Requiere de altas presiones de succión para evitar la cavitación de la bomba.
- Presenta una baja eficiencia mecánica en comparación a otros sistemas de levantamiento artificial.
- Necesita mayor potencia.
- Fluido motriz con presencia de sólidos.
- Manejo de altas presiones en superficie.

1.2.7. ASPECTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

Al momento de realizar el diseño deben cumplirse dos condiciones. La primera condición a tener en cuenta es la cantidad de fluido que se puede bombear a través de una tobera de un diámetro determinado, basado en una presión de caída específica.

$$Q_N = 832A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} \quad (1.1)$$

La segunda condición se describe a través de las curvas de comportamiento adimensional que establecen una relación entre la presión de descarga de la tobera P_N , la presión de succión de los fluidos del pozo P_S ; y la presión de descarga de la bomba P_D , con la tasa de fluido que pasa a través de la tobera Q_N y la tasa de fluido producido que ingresa a la bomba Q_S . La nomenclatura para la bomba jet se encuentra en la figura 1.3. Las curvas se pueden ver en la figura 1.4 y se definen a través de la ecuación (1.2):

$$H = \frac{\text{NUM}}{(1 + K_N) - \text{NUM}} \quad (1.2)$$

Donde:

$$\text{NUM} = 2R + (1 - 2R) \left[\frac{M \times R}{1 - R} \right]^2 - (1 + K_{TD})R^2(1 + M)^2 \quad (1.3)$$

$$R = \frac{A_N}{A_T} \quad (1.4)$$

$$M = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N} \quad (1.5)$$

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (1.6)$$

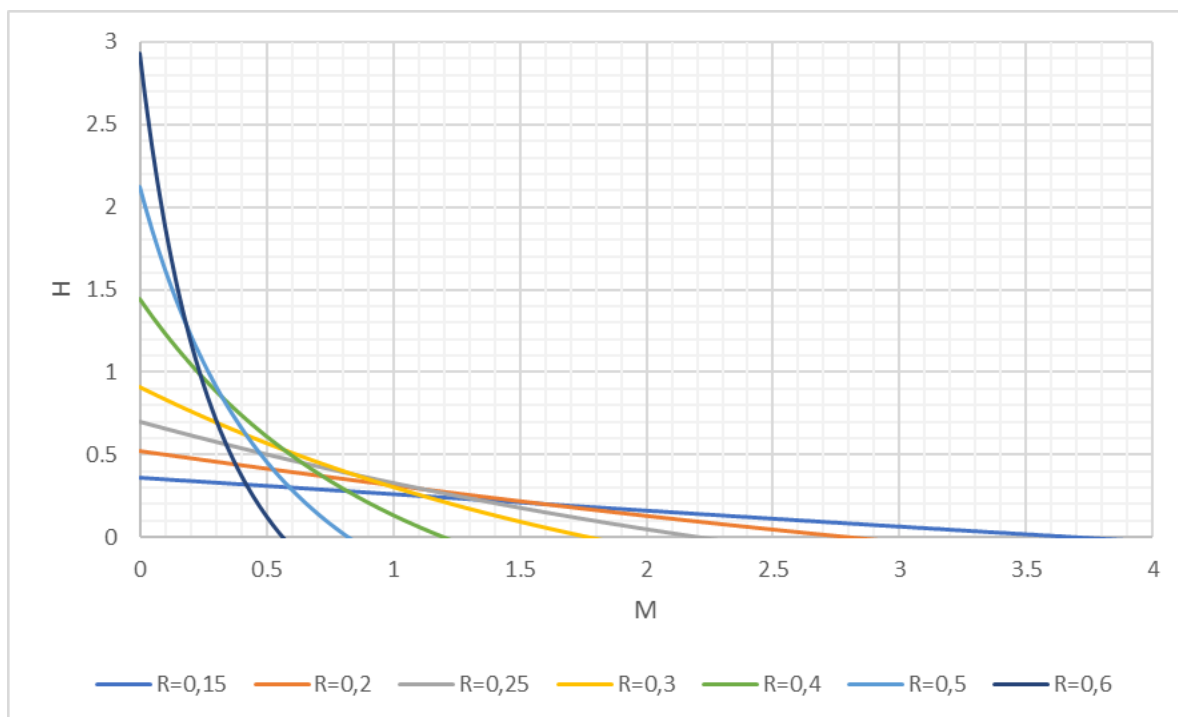
En la ecuación (1.1) existe una relación entre el área de la tobera A_N y la tasa requerida de fluido motriz Q_N . La ecuación (1.2) muestra cómo el valor de R influye en la forma de las curvas de comportamiento adimensional. La ecuación (1.4) expresa la relación entre el área de la tobera R y el área de la garganta. Para encontrar la bomba ideal para las condiciones de producción del pozo es necesario ajustar los valores de las áreas.

En la ecuación (1.6), en donde se presenta la relación de presiones H , se puede resolver, para obtener una expresión en función de P_N , de la siguiente manera:

$$P_N = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D \quad (1.7)$$

El término P_N es una combinación entre la presión de operación superficial, la presión hidrostática del fluido motriz y las pérdidas de presión del fluido motriz que se presenten en la tubería.

FIGURA 1.4 CURVAS H - M DE LAS BOMBAS JET



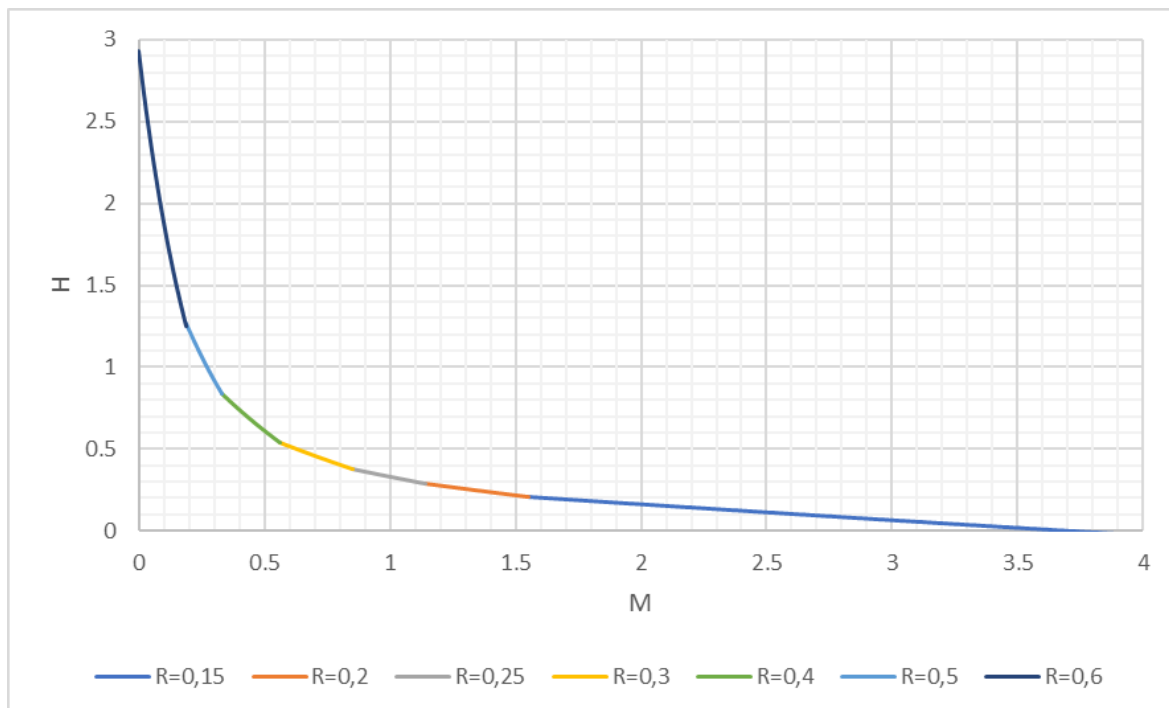
Fuente: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

Elaboración: Saca, 2023

La curva de comportamiento de la figura 1.5 se puede utilizar como una representación de una bomba individual. Esta curva ayuda a calcular la relación de presiones H y la relación de flujo adimensional M que es coherente con la descripción del pozo y la curva de IPR. Para encontrar la geometría óptima de la bomba es necesario definir la presión de operación superficial deseada. Como norma general, se obtiene una mayor eficiencia con una presión de operación superficial más alta ya que se requiere una menor tasa de fluido motriz y, por lo tanto, menos pérdidas de presión debido a la fricción en las tuberías (Melo, 2019).

Melo (2019) nos indica en su manual de producción que los valores mostrados en la tabla 1.3 son para los puntos de intersección de las curvas indicadas en la figura 1.4. Una tabla similar puede ser construida para otras curvas determinando los puntos donde se intersecan las curvas de comportamiento.

FIGURA 1.5 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO DE LAS BOMBAS JET



Fuente: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

Elaboración: Saca, 2023

**TABLA 1.3
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 -

FUENTE: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

ELABORACIÓN: Saca, 2023

1.2.8.DAÑOS MÁS FRECUENTES EN EL SISTEMA DE BOMBEO JET

1.2.8.1. Cavitación

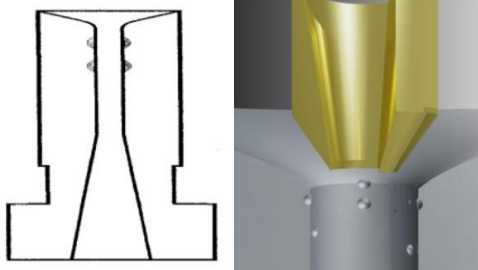

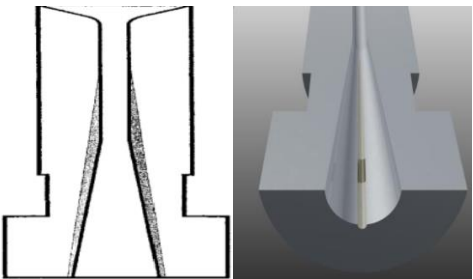
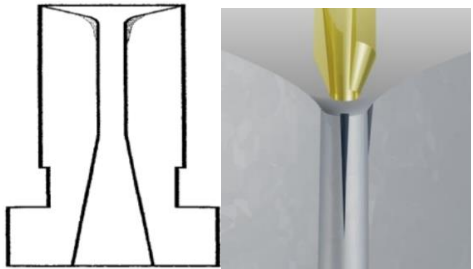
Cuando la presión del líquido disminuye hasta alcanzar la presión de saturación se forman burbujas de vapor. Este proceso es conocido como cavitación y sucede cuando las burbujas colapsan causando erosión en la bomba, lo que a su vez puede generar fallas en su funcionamiento (Collaguazo & Romero, 2011). Esto ocurre en la bomba cuando la presión estática del fluido producido dentro de la garganta es menor que la presión del fluido producido. Para evitar esta situación es necesario utilizar modelos matemáticos o pruebas de laboratorio con la finalidad de predecir los límites de cavitación.

La ecuación (1.8) representa la relación de flujo adimensional en el límite de la cavitación. Cuando la relación de flujo adimensional es mayor que la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación provoca daño a la bomba.

$$M_L = \frac{(1 - R)}{R} \sqrt{\frac{P_S}{1.3(P_N - P_S)}} \quad (1.8)$$

En la tabla 1.4 se pueden ver algunos ejemplos de los tipos de cavitaciones que se pueden presentar o generar en una bomba tipo Jet.

TABLA 1.4
EJEMPLOS DE CAVITACIÓN EN LA GARGANTA DE LAS BOMBAS JET

Ejemplos de Cavitación	Gráfico
<p>El fenómeno de cavitación en la parte de entrada de la bomba se produce debido al flujo de producción. Se puede solucionar aumentando el tamaño de la garganta para evitar daños.</p>	
<p>El fenómeno de cavitación en el extremo inferior de la garganta y entre el difusor es causado por una disminución en la presión de succión del fluido motriz. La solución para ello es reducir el tamaño de la garganta y ajustar la presión de operación.</p>	
<p>La erosión por arena, normalmente, ocurre en una gran longitud de área desde el extremo de la entrada de la garganta dentro de la sección del difusor de la garganta.</p>	
<p>El extremo de entrada de la garganta más ancho, usualmente, es causado por altos volúmenes de gas.</p>	

FUENTE: Coello, 2017

ELABORACIÓN: Saca, 2023

1.2.8.2. Taponamiento de tobera

Este problema se debe a la presencia de sólidos en el fluido motriz dando como resultado un incremento inmediato en la presión de operación. Se debe retornar la bomba a superficie por lo que se debe realizar una limpieza e inspección de la

tobera para verificar que existan desgastes de abrasión en las herramientas y así prevenir futuros problemas (Sertecpet S.A., 2010).

1.2.8.3. Pérdida de producción

Existen varios causantes de pérdida de producción. No obstante, para comprobar que ocurre esta situación se debe verificar que los instrumentos de medición y control en superficie se encuentren funcionando de una forma óptima. Manoto (2019) menciona que algunas de las causas más comunes para la pérdida de producción son:

- Taponamiento con sólidos en la sección de la descarga.
- Taponamiento con sólidos de garganta.
- Cavitación de garganta.
- Desgaste abrasivo de garganta.

1.2.9. FABRICANTES DE BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET

Petroecuador E.P. es la compañía que opera el campo Sacha. La empresa se asegura de utilizar equipos hidráulicos y conjuntos de bombas jet de fabricantes de renombre como Claw, National, Kobe y Guiberson. Estas marcas son conocidas por su eficiente desempeño y su durabilidad en los pozos.

1.2.9.1. Especificación de Toberas y Cámaras de Mezclado de diferentes Fabricantes

A la combinación de una tobera y garganta se le denomina geometría de bomba jet, la cual da origen a la nomenclatura para identificar el tamaño y capacidad de cada bomba (Becerra, 2017).

Los fabricantes de bombas jet ofrecen una amplia variedad de combinaciones de toberas y gargantas, adaptadas a distintas condiciones de bombeo. Para cada diámetro de tobera se pueden encontrar cinco o más gargantas, cada una con características de presión y flujo únicas (Melo, 2019).

Las compañías Kobe, National y Guiberson ofrecen distintas opciones de dimensiones y combinaciones de toberas y gargantas. Tanto Kobe como National aumentan las áreas de las toberas y gargantas en una progresión geométrica, al igual que Guiberson. Sin embargo, Guiberson se distingue de las otras compañías ya que no utiliza el mismo factor en todo su rango total (Becerra, 2017). Las dimensiones de las combinaciones de toberas y gargantas proporcionadas por Guiberson abarcan un rango algo más amplio que los rangos ofrecidos por Kobe y National.

En la tabla 5 se indican las dimensiones de cada fabricante.

TABLA 1.5
DIMENSIONES DE TOBERA Y CÁMARAS DE MEZCLADO DE BOMBA JET DE LOS PRINCIPALES FABRICANTES

Kobe		National				Guiberson				Claw					
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064	DD	0.0016	000	0.0044	1	0.0018	A	0.0046
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081	CC	0.0028	00	0.0071	2	0.0030	B	0.0072
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0038	C	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0050	4	0.0131	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0054	D	0.0142
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167	A+	0.0075	2	0.0189	5	0.0074	E	0.0187
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212	B	0.0095	3	0.0241	6	0.0094	F	0.0239
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271	B+	0.0109	4	0.0314	7	0.0108	G	0.0311
8	0.0144	8	0.0395	8	0.0131	8	0.0346	C	0.0123	5	0.0380	8	0.0122	H	0.0376
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441	C+	0.0149	6	0.0452	9	0.0148	I	0.0447
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562	D	0.1770	7	0.0531	10	0.0175	J	0.0526
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715	E	0.0241	8	0.0661	11	0.0239	K	0.0654
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910	F	0.0314	9	0.0804	12	0.0311	L	0.0796
13	0.0517	13	0.1292	13	0.0441	13	0.1159	G	0.0452	10	0.0962	13	0.0450	M	0.0957
14	0.0668	14	0.1668	14	0.0582	14	0.1476	H	0.0661	11	0.1195	14	0.0658	N	0.1119
15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879	I	0.0855	12	0.1452	15	0.0851	O	0.1445
16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392	J	0.1257	13	0.1772	16	0.1251	P	0.1763
17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046	K	0.1590	14	0.2165	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878	L	0.1963	15	0.2606	18	0.1950	R	0.2593
19	0.2400	19	0.5995	19	0.1879	19	0.4938	M	0.2463	16	0.3127	19	0.2464	S	0.3127
20	0.3100	20	0.7743	20	0.2392	20	0.6287	N	0.3117	17	0.3750	20	0.3119	T	0.3760

TABLA 1.5 CONTINUACIÓN

Kobe			National				Guiberson				Claw				
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
		21	1.0000					P	0.3848	18	0.4513	21	0.3850	U	0.4515
		22	1.2916							19	0.5424			V	0.5426
		23	1.6681							20	0.6518			W	0.6520
		24	2.1544												
Tobera	Garganta	Relación R		Tobera	Garganta	Relación R		Las relaciones de Guiberson están indicadas en la tabla 1.8				Tobera	Garganta	Relación R	
N	N - 1	0.517 A		N	N - 1	0.483 X						N	N - 1	0.517 A	
N	N	0.400 A		N	N	0.380 A						N	N	0.400 A	
N	N + 1	0.310 B		N	N + 1	0.299 B						N	N + 1	0.310 B	
N	N + 2	0.240 C		N	N + 2	0.235 C						N	N + 2	0.240 C	
N	N + 3	0.186 D		N	N + 3	0.184 D						N	N + 3	0.186 D	
N	N + 4	0.144 E		N	N + 4	0.145 E						N	N + 4	0.144 E	

FUENTE: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En las tablas 1.6 y 1.7 se presentan las áreas anulares correspondientes a las bombas de Kobe y National, respectivamente. En la tabla 1.8 se detallan las relaciones de área y las áreas anulares de las bombas diseñadas por Guiberson. Por otro lado, en la tabla 1.9 se pueden encontrar las áreas anulares de la combinación de tobera y garganta para las bombas jet Claw (Becerra, 2017).

TABLA 1.6
ÁREAS ANULARES GARGANTA – TOBERA DE KOBE (pg²)

Área Anular Garganta - Tobera, As						
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	1.1058
19	0.2242	0.3595	0.5343	0.7600	1.0516	1.4282
20	0.2896	0.4643	0.6901	0.9817	1.3583	1.8444

FUENTE: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

ELABORACIÓN: Saca, 2019

TABLA 1.7
ÁREAS ANULARES GARGANTA – TOBERA DE NATIONAL (pg²)

Área anular Garganta - Tobera, As						
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				

FUENTE: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA 1.8
RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA (pg²) PARA
BOMBAS DE GUIBERSON

Tobera									
DD	Gargantas	000	00						
	R	0.36	0.22						
	As	0.0028	0.0056						
CC	Gargantas	000	00	0	1				
	R	0.64	0.40	0.27	0.20				
	As	0.0016	0.0043	0.0076	0.0115				
BB	Gargantas	00	0	1	2				
	R	0.54	0.37	0.27	0.20				
	As	0.0032	0.0065	0.0105	0.0150				
A	Gargantas	0	1	2	3				
	R	0.53	0.39	0.29	0.23				
	As	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	
	As	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	
	As	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	
	As	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
	As	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	
	As	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	
	As	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	
	As	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	
	As	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	
	As	0.0515	0.0908	0.1349	0.1871	0.2493	0.3256	0.4167	

TABLA 1.8 CONTINUACIÓN

Tobera							
K	Gargantas	15	16	17	18	19	20
	R	0.61	0.51	0.42	0.35	0.29	0.24
	As	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	
	As	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		
	As	0.1287	0.2050	0.2961	0.4055		
N	Gargantas	18	19	20			
	R	0.69	0.57	0.48			
	As	0.1395	0.2306	0.3401			
P	Gargantas	19	20				
	R	0.71	0.59				
	As	0.1575	0.2670				

FUENTE: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA 1.9
ÁREAS ANULARES GARGANTA – TOBERA DE CLAW (pg²)

Área Anular Garganta - Tobera, As						
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
7	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	0.1934
15	0.0268	0.0594	0.0912	0.1203	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	0.2693
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	0.1369	0.2307	0.3401	
21		0.0665	0.1576	0.2670		

FUENTE: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

ELABORACIÓN: Saca, 2023

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN DE TOBERA - CÁMARA DE MEZCLADO DESARROLLADO POR HAL PETRIE, EDDIE SMART Y PHIL WILSON

Se describe la metodología empleada en el desarrollo del estudio y se explica por qué fue elegida y cómo beneficia al trabajo de investigación. También, se proporciona una descripción detallada de la metodología utilizada y se destaca su relevancia para el estudio.

2.1. REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO

Dado el amplio espectro de diámetros de toberas y cámaras de mezclado que presentan los catálogos de los fabricantes, con un promedio de cinco o más cámaras por cada tobera, la cantidad de posibles curvas de comportamiento es extremadamente vasta. Gosline & O'Brien (1934) propusieron en un primer trabajo, y Cunningham en un desarrollo posterior, una técnica para describir el comportamiento de bombas que son geoméricamente similares. Para ello, es necesario escribir un conjunto de ecuaciones que representen las características de las bombas en forma adimensional. Estas ecuaciones se aplican a todas las dimensiones de las bombas, siempre que el Número de Reynolds en las condiciones de operación sea lo suficientemente alto para que los efectos de la viscosidad sean insignificantes. De esta manera, se reduce significativamente la complejidad del análisis del comportamiento de las bombas y se simplifica su modelado matemático.

Al tener en cuenta las ecuaciones de conservación de la energía y la cantidad de movimiento para la tobera, la succión de fluido de la formación, la garganta y el difusor, las siguientes ecuaciones pueden ser derivadas de la siguiente forma:

La tasa de flujo en la tobera, medida en barriles por día (bl/día) y representada por la ecuación (2.1), puede ser relacionada con la fórmula del flujo a través de un orificio.

$$Q_N = 832A_N \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}} \quad (2.1)$$

La relación adimensional de áreas, ecuación (2.2), define a R como la relación del área de la tobera para el área de la garganta.

$$R = \frac{A_N}{A_T} \quad (2.2)$$

La ecuación (2.3) describe la relación adimensional de flujo másico. Esta se obtiene al dividir la tasa de producción o tasa de flujo en la succión por la tasa de flujo en la tobera y al multiplicar el resultado por la relación del gradiente de fluido en la succión con respecto al gradiente del fluido en la tobera.

$$M = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N} \quad (2.3)$$

Relación adimensional de presiones, ecuación (2.4), físicamente, es la relación del incremento de presión proporcionado al fluido producido para la pérdida de presión del fluido motriz en la bomba.

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (2.4)$$

$$H = \frac{\left\{ 2R + (1 - 2R) \frac{M^2 R^2}{(1 - R)^2} - (1 + K_{TD}) R^2 (1 + M)^2 \right\}}{(1 + K_N) - \text{Numerador}} \quad (2.5)$$

La ecuación (2.5) propuesta por Cunningham presenta una expresión para la relación adimensional de presiones de la ecuación (2.4) utilizando la relación de áreas. Los valores de los coeficientes de pérdida de presión por fricción K_{TD} y K_N se determinan a partir de pruebas experimentales, y son similares a los coeficientes de pérdida de presión por fricción observados en tuberías y orificios.

Eficiencia

$$E = M \times H \quad (2.6)$$

$$E = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N} \times \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (2.7)$$

Se puede obtener la eficiencia a partir de las ecuaciones (2.3) y (2.4) al combinarlas para obtener la ecuación (2.7). Puesto que la potencia hidráulica es el producto de un diferencial de presión por la tasa de flujo. La ecuación (2.7) se interpreta como la relación de la potencia añadida al fluido producido para la pérdida de potencia del fluido motriz.

Área mínima de flujo anular de la garganta para evitar la cavitación:

$$A_{CM} = (A_T - A_N) = \frac{Q_S}{691 \sqrt{\frac{P_S}{G_S}}} \quad (2.8)$$

La ecuación (2.8) derivada de la ecuación de flujo a través de un orificio para el área anular del flujo de la producción de la formación, a la entrada de la garganta, define el área mínima de flujo requerida para evitar la cavitación si la tasa de flujo en la succión es Q_S y la presión es P_S . Esta ecuación asume que la presión a la entrada de la garganta es cero en condiciones de cavitación.

2.2.APROXIMACIONES PARA EL MANEJO DE GAS

En la sección anterior, se presentaron ecuaciones que son aplicables solo a situaciones de flujo monofásico. Sin embargo, es común encontrar gas presente en varios pozos, lo que afecta el comportamiento de las bombas. Por lo tanto, para abordar esta situación, Cunningham propuso una solución al agregar el volumen de gas libre al volumen del líquido, tratándolo como si fuera líquido. Con esta solución, el comportamiento de la bomba puede ajustarse a las curvas estándar con bastante precisión. De esta manera, la ecuación (2.3) se puede expresar de la siguiente forma:

$$M = \left[\frac{Q_S + Q_G}{Q_N} \right] \times \left(\frac{G_S}{G_N} \right) \quad (2.9)$$

En su estudio, Standing desarrolló una correlación empírica para el factor volumétrico de gas y líquido en diversas condiciones de fondo de pozo. Al utilizar esta correlación y sustituirla en la ecuación (2.9) se puede obtener:

$$M = Q_S \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_S} \right)^{1.2} \right] \times (1 - F_W) + F_W \right\} \times \left[\frac{G_S}{(Q_N \times G_N)} \right] \quad (2.10)$$

Por la presencia del gas es necesario tener una corrección para la cavitación. Asumiendo que un flujo estrangulado está en el espacio anular de la garganta, el área adicional requerida para que pase el gas es:

$$A_G = Q_S(1 - F_W) \times \frac{GOR}{24650P_S} \quad (2.11)$$

La ecuación (2.8) considerando el gas entonces se convierte en:

$$A_{CM} = Q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + \frac{(1 - F_w)GOR}{24650P_s} \right] \quad (2.12)$$

Se hicieron previsiones para el venteo de gas, lo que reveló que el GOR en solución a las condiciones de la succión de la bomba debe ser usado en vez del GOR total en las ecuaciones (2.10), (2.11) y (2.12). Es necesario emplear una correlación apropiada para determinar el GOR o gas en solución en el petróleo para diferentes valores de P_s y diferentes gravedades API del petróleo en sistemas venteados. Si el GOR total tiene un valor menor al obtenido por la correlación, usar el valor del GOR total.

2.3.SECUENCIA DE CÁLCULO Y ECUACIONES ADICIONALES

1. De la información del pozo correspondiente a tasa de producción (Q_s), presión de succión de la bomba (P_s) y la relación gas en solución – petróleo, calcular el área anular mínima necesaria para evitar la cavitación (A_{CM}), usando la ecuación (2.12).

Determinar el gradiente del fluido producido en la succión de la bomba con la ecuación (2.13).

$$G_s = G_o(1 - F_w) + G_w F_w \quad (2.13)$$

2. De las tablas dadas para áreas anulares, tabla 1.6, 1.7, 1.8 y 1.9, seleccionar una combinación de tobera y garganta que tenga un área anular mayor que la A_{CM} calculada en el paso 1.
3. Si se desea, mediante el cálculo de las presiones superficiales de operación evaluar diferentes geometrías para seleccionar una óptima, seguir el procedimiento 1. Si se desean graficar las curvas a una presión superficial

de operación constante para una geometría de bomba específica seguir el procedimiento 2.

4. Escoger una presión superficial de operación (P_T), usualmente entre 2000 y 4000 lb/pg² con el criterio que presiones más altas se requieren para pozos profundos con menores valores de R. El conocimiento de las limitaciones de la bomba superficial disponible podría afectar esta escogencia.
5. Calcular la presión en la tobera. P_N es la suma de la presión superficial de operación más la presión hidrostática en el tubing menos las pérdidas de presión por fricción en el tubing:

$$P_N = P_T + (G_N \times D) - P_{FN} \quad (2.14)$$

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

$$P_{FN} = \left[\frac{202 \times 10^{-8} L}{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2}\right)^{0.1}} \left(\frac{D_1^2 - D_2^2}{D_1 - D_2}\right)^{0.21} \right] \left[\left(\frac{\mu}{G_N}\right)^{0.21} G_N \right] Q_N^{1.79} \quad (2.15)$$

Dependiendo el flujo, puede ser por el anular o el tubing D_1 y D_2 se reemplazan en la ecuación (2.15), descritos en la tabla 2.1.

TABLA 2.1
VALORES DE D_1 Y D_2 PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR FRICCIÓN

	Flujo anular	Flujo por el tubing
D_1	DI Casing	DI Tubing
D_2	DE Tubing	0

FUENTE: Jet Pumping Oil Wells, 1983

ELABORACIÓN: Saca, 2023

La expresión dentro del primer juego de corchetes es una constante para una sarta dada de tubing o conducto anular de flujo. La expresión en el

segundo juego de corchetes es una constante para las pérdidas de fluido motriz, pero no para el conducto de retorno de la producción puesto que contendrá una mezcla variable de fluido motriz y fluido de producción.

6. Determinar la tasa de fluido motriz (Q_N) de la ecuación (2.1) y con el área de la tobera seleccionada.
7. Identificar la tasa de flujo de retorno:

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad (2.16)$$

8. Determinar el gradiente del fluido producido (succión de la bomba):

$$G_S = (G_W \times F_W) + (1 - F_W)G_O \quad (2.13)$$

9. Establecer el gradiente del fluido de retorno:

$$G_D = \frac{(G_S \times Q_S) + (G_N \times Q_N)}{Q_D} \quad (2.17)$$

10. Calcular el corte de agua del fluido de retorno:

$$F_{WD} = \frac{Q_S \times F_W}{Q_D} \quad \text{Fluido motriz petróleo} \quad (2.18)$$

$$F_{WD} = \frac{Q_N + (Q_S \times F_W)}{Q_D} \quad \text{Fluido motriz agua} \quad (2.19)$$

11. Calcular la relación gas líquido en el fluido de retorno:

$$GLR = \frac{Q_S(1 - F_W)GOR}{Q_D} \quad (2.20)$$

12. Si el GLR es mayor que 10, es recomendado utilizar una correlación de gradiente de presión de flujo multifásico vertical para determinar la presión de descarga de la bomba usando los valores obtenidos en los pasos 7 a 11. También, pueden usarse curvas de gradiente. Luego, ir al paso 15.

13. Si el GLR es menor a 10, determinar la viscosidad del líquido de retorno para calcular las pérdidas de presión por fricción:

$$\mu_D = F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD})\mu_O \quad (2.21)$$

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

14. Determinar la presión de descarga. P_D es la suma de la presión hidrostática en el conducto de retorno, las pérdidas de presión por fricción y de la presión de cabeza del pozo:

$$P_D = (G_D \times D) + P_{FD} + P_{WH} \quad (2.22)$$

Donde

$$P_{FD} = \left[\frac{202 \times 10^{-8} L}{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2}\right)^{-1}} \left(\frac{D_1^2 - D_2^2}{D_1 - D_2}\right)^{-0.21} \right] \left[\left(\frac{\mu}{G_D}\right)^{0.21} G \right] Q_D^{1.79} \quad (2.23)$$

15. Calcular M de la ecuación (2.10).
 16. Calcular H de la ecuación (2.5) para el valor seleccionado de R, usando el valor de M del paso 15.

La tabla 2.2 muestra los coeficientes de pérdidas por fricción, K_N y K_{TD} , los cuales son determinados experimentalmente y se utilizan para el cálculo de H:

TABLA 2.2
VALORES DE LOS COEFICIENTES DE PÉRDIDA POR FRICCIÓN K_N Y K_{TD}

Coeficiente de Pérdida	Valor
K_N	0.030
K_{TD}	0.200

FUENTE: Manual de Levantamiento Artificial, 2019

ELABORACIÓN: Saca, 2023

17. Este es un paso clave para el proceso de iteración. El valor de H será usado en la ecuación (2.4) para recalcular ya sea la presión en la tobera, P_N , o la presión de succión de la bomba, P_S , dependiendo de si se sigue el procedimiento 1 o el procedimiento 2. Ver los pasos 18 y 19. Esto conducirá a un nuevo valor de H en el paso 16 en la siguiente iteración. El último valor de H será comparado con el valor previo. Si la diferencia entre los dos es menor al 1%, la iteración se completa y la ejecución se transfiere al paso 20 (procedimiento 1) o al paso 21 (procedimiento 2).

$$\% \text{ diferencia} = \frac{H_C - H_A}{H_C} \times 100 \quad (2.24)$$

Donde:

H_C : relación de presiones adimensionales calculado.

H_A : relación de presiones adimensionales anteriores.

Cuando el GLR del fluido de descarga es menor o igual a 10 se aplica directamente la ecuación (2.24) para determinar el porcentaje de diferencia. Sin embargo, pueden ser encontrados problemas de convergencia cuando el gas está presente (GLR del fluido de descarga mayor a 10) y la presión de succión de la bomba es baja. Esto sucede cuando la presión de succión de la bomba, P_S , es la que varía para encontrar una solución (procedimiento 2). Se necesita de un algoritmo que promedie los valores sucesivos de H para amortiguar las oscilaciones inestables en los valores calculados de P_S . Para ello, la mejor solución entre mejorar la convergencia y minimizar el número de iteraciones es una media ponderada que da doble peso al valor previo de H y un peso unitario al último valor.

$$H_{nuevo} = \frac{2H_A + H_C}{3} \quad (2.25)$$

Donde:

H_{nuevo} : relación de presiones adimensionales promedio ponderado cuando $GLR > 10$, calculado a partir de la segunda iteración.

El valor promedio ponderado de H entonces reemplaza al valor antiguo de H. En la siguiente iteración, el criterio de convergencia del 1% será aplicado al último valor de H comparado al promedio ponderado de las dos iteraciones previas ecuación (2.24). Normalmente se requieren de tres a diez iteraciones.

El criterio de convergencia del 1% junto con el promedio ponderado de H lleva a respuestas que son reproducibles dentro de un rango de alrededor de ± 15 lb/pg². De igual manera, si el porcentaje de diferencia obtenido es menor a 1% los cálculos se transfieren al paso 20 (procedimiento 1) o al paso 21 (procedimiento 2).

18. Si se sigue el **procedimiento 1**, calcular una nueva presión de tobera, P_N , mediante la ecuación (2.4) arreglada en la siguiente forma:

$$P_N = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D \quad (2.26)$$

Luego ir al paso 6 en la próxima iteración.

19. Si se sigue el **procedimiento 2**, calcular una nueva presión de admisión de la bomba de la ecuación (2.4) arreglada de la siguiente forma:

$$P_S = P_D - H(P_N - P_D) \quad (2.27)$$

Luego ir al paso 5.

20. Determinar la nueva presión superficial de operación (de la bomba tríplex):

$$P_T = P_N - (G_N \times D) + P_{FN} \quad (2.28)$$

21. Calcular la tasa de flujo máxima para que la bomba no cavite:

$$Q_{SC} = Q_{SI} \left(\frac{A_T - A_N}{A_{CM}} \right) \quad (2.29)$$

22. Calcular la potencia de la bomba tríplex, asumiendo que tiene un 90% de eficiencia:

$$HP = \frac{Q_N \times P_T}{52910 \times 0.9} \quad (2.30)$$

23. Presentar los resultados finales:

- Presión superficial de operación, P_T
- Tasa de fluido motriz, Q_N
- Potencia de la bomba tríplex, HP
- Tasa de flujo de cavitación, Q_{sc}
- Tasa de producción, Q_s
- Presión de succión de la bomba, P_s

24. Para una nueva de bomba, ir al paso 1, ingresar en el paso 2 las nuevas dimensiones y seleccionar el procedimiento 1 en el paso 3. Para obtener una gráfica del sistema para una bomba escogida, ir al paso 1, ingresar una nueva tasa de producción y seleccionar el procedimiento 2 en el paso 3. Con este procedimiento 2 pueden determinarse varios puntos para una presión dada de la bomba tríplex.

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DEL MODELO PETRIE, SMART Y WILSON AL CAMPO SACHA OPERANDO A CONDICIONES ACTUALES Y COMPARACIÓN RESPECTO AL AÑO 2018

A modo de ejemplo, se presenta el pozo Sacha-415 y se detalla todo el proceso requerido para el modelo; se determina la bomba hidráulica tipo jet que optimice la producción y el análisis nodal del sistema. Para los otros siete pozos se exponen las tablas de resultados finales y el análisis nodal del sistema.

Las tablas de las bombas seleccionadas para el análisis en cada pozo se detallan en el Anexo 1. En el Anexo 2, se encuentra el modelo utilizado para graficar la curva IPR (Inflow Performance Relationship). En este trabajo se utilizó el método de Petrobras.

3.1.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-415

La información de campo utilizada para la realización del modelo en el pozo Sacha-415 se describe en la tabla 3.1.

TABLA 3.1
DATOS DEL POZO SACHA-415

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	9550	pie	GOR=	111	pie ³ /bl
D=	9700	pie	Fw=	20.00%	%
DI _{TP} =	2.992	pg	Petróleo=	26.7	API
DO _{TP} =	3.5	pg	Ventead=	Si	-

TABLA 3.1 CONTINUACIÓN

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
D _{TR} =	6.276	pg	Fluido motriz	Agua	-
P _{WH} =	220	psi	Q _s =	370	bl/día
γ _G =	0.87	-	Fujo=	Tubing	-
γ _W =	1.010	-	T _{WH} =	110	°F
G _O =	0.387	psi/pie	T _{WF} =	220	°F
G _W =	0.438	psi/pie	P _R =	1000	psi
μ _O =	3.418	cp	P _{WF} =	600	psi
μ _W =	0.290	cp	P _B =	1195	psi

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Al haber ingresado los datos requeridos en la hoja de cálculo, se inicia el proceso de cálculo siguiendo los pasos descritos en el capítulo anterior.

$$G_S = 0.387(1 - 0.2) + (0.438 \times 0.2) = 0.3973 \text{ psi/pie} \quad (2.13)$$

$$A_{CM} = 370 \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{0.3973}{600}} + \frac{(1 - 0.2) \times 111}{24650 \times 600} \right] = 0.0160 \text{ pg}^2 \quad (2.12)$$

A partir del valor obtenido en el paso 1, de A_{CM} de 0.0160 pg^2 , se seleccionan las bombas candidatas en las tablas de áreas anulares descritas en las tablas 1.6, 1.7, 1.8 y 1.9 que se encuentran en el Capítulo 1. Las características de las bombas seleccionadas para se exponen en la tabla 3.2.

Siguiendo el segundo paso se escoge el procedimiento 1. En otras palabras, se tomará la presión de succión como constante. En la tabla 3.3 se presenta los cálculos iterativos que se aplicaron en la bomba Jet National 9-X siguiendo el procedimiento explicado en el capítulo anterior, hasta llegar al criterio de convergencia del 1%.

TABLA 3.2
BOMBAS JET CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-415

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	9-X	10-A	9-A	9-A	9-A-	8-A
R	0.4830	0.3800	0.3800	0.4000	0.5170	0.4000
A_N, pg²	0.0167	0.0212	0.0167	0.0186	0.0186	0.0144
A_s, pg²	0.0179	0.0350	0.0274	0.0278	0.0174	0.0216
A_T, pg²	0.0346	0.0562	0.0441	0.0464	0.0360	0.0360
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-5	C-6	B-6	10-J	9-I	10-I
R	0.3200	0.2700	0.2100	0.3327	0.3311	0.3915
A_N, pg²	0.0123	0.0123	0.0095	0.0175	0.0148	0.0175
A_s, pg²	0.0257	0.0330	0.0357	0.0351	0.0299	0.0272
A_T, pg²	0.0380	0.0453	0.0452	0.0526	0.0447	0.0447

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA 3.3
RESULTADOS POR ITERACIÓN DE LA BOMBA JET NATIONAL 9-X PARA EL POZO SACHA-415

Secuencia de Cálculo				
Parámetros	N° Iteración	1	2	3
G_s=	psi/pie	0.3973	0.3973	0.3973
A_{CM}=	pg²	0.0160	0.0160	0.0160
Fabricante=		National	National	National
Bomba=		9-X	9-X	9-X
R=		0.483	0.483	0.483
A_N=	pg²	0.017	0.017	0.017
A_s=	pg²	0.018	0.018	0.018
A_T=	pg²	0.035	0.035	0.035
1) P_s constante		x		
2) P_T constante				
P_T=	psi	3200		

TABLA 3.3 CONTINUACIÓN

Secuencia de Cálculo				
Parámetros	N° Iteración	1	2	3
$\mu_N=$	cp	No Aplica	0.2826	0.2826
$P_{FN}=$	psi	No Aplica	25.2004	25.7676
$P_N=$	psi	7355.2675	No Aplica	No Aplica
$Q_N=$	bls/día	1731.2639	1752.9261	1749.9246
$Q_D=$	bls/día	2101.2639	2122.9261	2119.9246
$G_S=$	psi/pie	0.3973	0.3973	0.3973
$G_D=$	psi/pie	0.4285	0.4285	0.4285
Fluido Motriz=		Agua	Agua	Agua
$F_{WD}=$		0.8591	0.8606	0.8604
$GLR_D=$	pie ³ /bl	15.6363	15.4768	15.4987
$\mu_D=$	cp	No Aplica	No Aplica	No Aplica
$P_{FN}=$	psi	No Aplica	No Aplica	No Aplica
$P_D @ GLR < 10=$	psi	No Aplica	No Aplica	No Aplica
$P_D @ GLR > 10=$	psi	4153.2300	4155.4300	4155.1300
$M=$		0.2529	0.2497	0.2502
$K_{TD}=$		0.2	0.2	0.2
$K_N=$		0.03	0.03	0.03
$H=$		1.0537	1.0625	1.0613
$GLR_D=$	pie ³ /bl	15.6363	15.4768	15.4987
% diferencia=		No Aplica	0.8293	0.4394
Convergencia=		No Aplica	No	Si
$H_{promedio}=$		Siguiente Iteración	1.0566	1.0582
$P_N=$	psi	7525.3737	7501.6777	-
$P_S=$	psi	No Aplica	No Aplica	No Aplica
$P_{Tnueva}=$	psi	No Aplica	No Aplica	3372.1779
$G_S=$	psi/pie	No Aplica	No Aplica	0.3973
$A_{CM}=$	pg ²	No Aplica	No Aplica	0.0160
$Q_{SC}=$	bls/día	No Aplica	No Aplica	413.9169
$HP=$	HP	No Aplica	No Aplica	123.9223

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la tabla 3.4 se encuentran enlistados, en resumen, los resultados que se obtuvieron de la bomba seleccionada previamente.

TABLA 3.4
SUMARIO DE RESULTADOS DE LA BOMBA JET NATIONAL 9-X PARA EL
POZO SACHA-415

Fabricante	National
Bomba	9-X
R	0.4830
P_T, psi	3372
Q_N, bl/día	1750
HP (90%)	124
Q_{sc}, bl/día	414
Q_s, bl/día	370
P_s, psi	600
P_D, psi	4155

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Se sigue el mismo proceso para las bombas candidatas restantes. Los resultados obtenidos en cada una de las bombas se observan en la tabla 3.5. Esta tabla se compara la potencia de trabajo necesaria de cada bomba y se escoge la de menor potencia requerida.

La bomba con menor potencia requerida que ofrece la producción deseada es la Bomba National 9-X. Otro parámetro que se toma en cuenta para la selección de bomba y optimización de la producción es la presión superficial. Este valor debe encontrarse en el rango de 2000 a 4000 psi y tener en cuenta la capacidad máxima que puede entregar las facilidades en superficie.

TABLA 3.5
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-415

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	9-X	10-A	9-A	9-A	9-A-	8-A
R	0.4830	0.3800	0.3800	0.4000	0.5170	0.4000
P_T, psi	3372	3668	3838	3589	3185	3863
Q_N, bl/día	1750	2266	1808	1978	1922	1562
HP (90%)	124	175	146	149	129	127
Q_{sc}, bl/día	414	809	634	643	402	499
Q_s, bl/día	370	370	370	370	370	370
P_s, psi	600	600	600	600	600	600
P_D, psi	4155	4203	4161	4177	4172	4137
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-5	C-6	B-6	10-J	9-I	10-I
R	0.3200	0.2700	0.2100	0.3327	0.3311	0.3915
P_T, psi	4756	5574	7414	4302	4427	3703
Q_N, bl/día	1413	1481	1254	1953	1665	1877
HP (90%)	141	173	195	176	155	146
Q_{sc}, bl/día	594	763	826	812	691	629
Q_s, bl/día	370	370	370	370	370	370
P_s, psi	600	600	600	600	600	600
P_D, psi	4117	4126	4096	4175	4140	4168

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Una vez seleccionada la bomba que se utilizará, para generar la curva de Outflow, se realizan cuatro nuevos análisis usando el procedimiento 2 (P_T constante) y variando la tasa de producción deseada Q_s . Estos parámetros se muestran en la tabla 3.6.

TABLA 3.6
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-415

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Qs), bl/día	300	450	300	450
Presión de succión a la tasa deseada (Ps), psi	600	600	600	600
Presión de descarga de la bomba (P _T), psi	3200	3200	3300	3300

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Para estos nuevos análisis se utiliza una P_T de 3200 psi similar a la utilizada en los cálculos anteriores y P_T de 3300 psi para ver la mejor configuración de la bomba. En la tabla 3.7 se presentan los resultados obtenidos del primer análisis, es decir, para 300 bl/día como tasa de producción deseada y 3200 psi de presión de trabajo.

TABLA 3.7
RESULTADOS POR ITERACIÓN DEL ANÁLISIS 1 DE LA BOMBA JET NATIONAL 9-X PARA EL POZO SACHA-415

Análisis 1				
Parámetros	N° Iteración	1	2	3
G _s =	psi/pie	0.3973	0.3973	0.3973
A _{CM} =	pg ²	0.0130	0.0130	0.0130
Fabricante=		National	National	National
Bomba=		9-X	9-X	9-X
R=		0.483	0.483	0.483
A _N =	pg ²	0.017	0.017	0.017
A _S =	pg ²	0.018	0.018	0.018
A _T =	pg ²	0.035	0.035	0.035
1) P _s constante				
2) P _T constante		x		
P _T =	psi	3200		
μ _N =	cp	No Aplica	0.2826	0.2826
P _{FN} =	psi	No Aplica	25.2004	25.8654

TABLA 3.7 CONTINUACIÓN

Análisis 1				
Parámetros	N° Iteración	1	2	3
P_N=	psi	7355.2675	7330.0671	7329.4021
Q_N=	bls/día	1731.2639	1756.6406	1755.7648
Q_D=	bls/día	2031.2639	2056.6406	2055.7648
G_S=	psi/pie	0.3973	0.3973	0.3973
G_D=	psi/pie	0.4295	0.4296	0.4296
Fluido Motriz=		Agua	Agua	Agua
F_{WD}=		0.8818	0.8833	0.8833
GLR_D=	pie³/bl	13.1150	12.9532	12.9587
μ_D=	cp	No Aplica	No Aplica	No Aplica
P_{FN}=	psi	No Aplica	No Aplica	No Aplica
P_D @ GLR<10=	psi	No Aplica	No Aplica	No Aplica
P_D @ GLR>10=	psi	4175.2200	4177.5800	4177.4800
M=		0.2050	0.2021	0.2022
K_{TD}=		0.2	0.2	0.2
K_N=		0.03	0.03	0.03
H=		1.1949	1.2041	1.2038
GLR_D=	pie³/bl	13.1150	12.9532	12.9587
% diferencia=		No Aplica	0.7646	0.4838
Convergencia=		No Aplica	No	Si
H_{promedio}=		Siguiente Iteración	1.1980	1.1999
P_N=	psi	No Aplica	No Aplica	No Aplica
P_S=	psi	375.3118	381.5798	383.1507
P_{Tnueva}=	psi	No Aplica	No Aplica	No Aplica
G_S=	psi/pie	No Aplica	No Aplica	0.3973
A_{CM}=	pg²	No Aplica	No Aplica	0.0168
Q_{sc}=	bls/día	No Aplica	No Aplica	319.6122
HP=	HP	No Aplica	No Aplica	117.9875

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Para los análisis subsiguientes, se aplica el mismo procedimiento de cálculo. Los resultados de los cuatro análisis se muestran en la tabla 3.8.

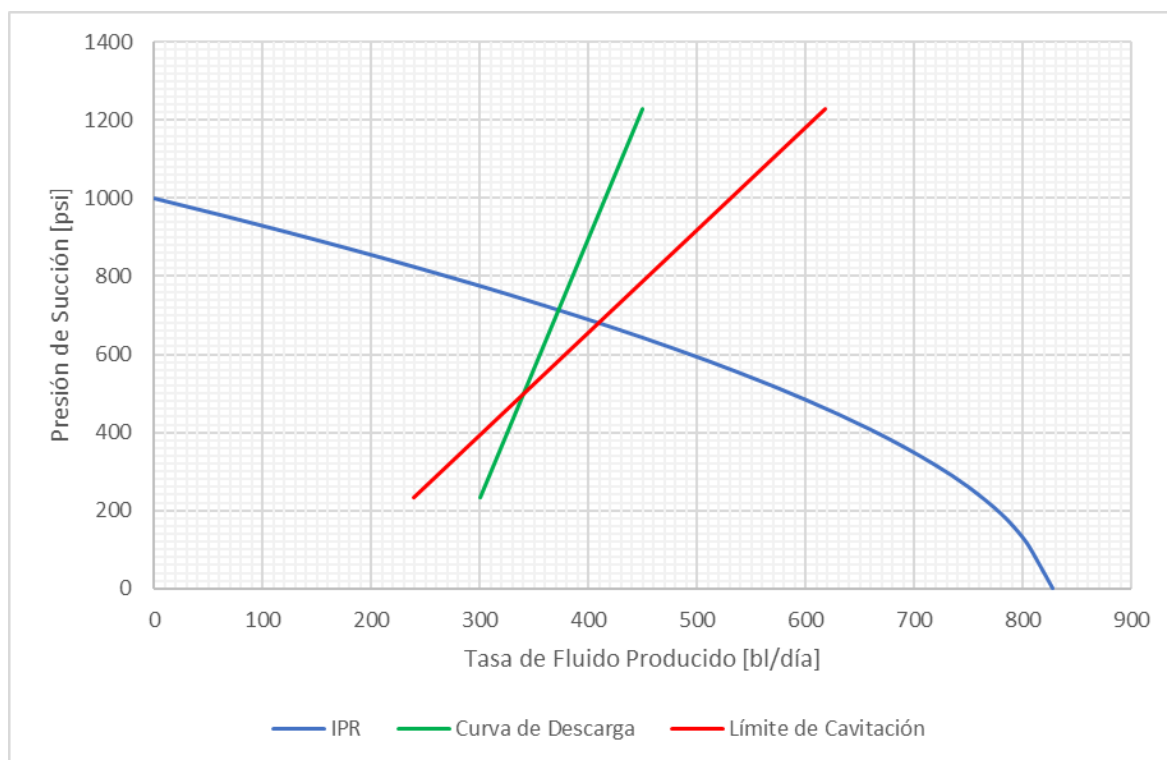
TABLA 3.8
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET SELECCIONADA NATIONAL 9-X PARA EL POZO SACHA-415

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	National	National	National	National
Bomba	9-X	9-X	9-X	9-X
R	0.483	0.483	0.483	0.483
P_T, psi	3200	3200	3300	3300
Q_N, bl/día	1756	1629	1787	1659
HP_(90%)	118	109	124	115
Q_{sc}, bl/día	320	652	239	618
Q_s, bl/día	300	450	300	450
P_s, psi	383	1355	234	1228
P_D, psi	4177	4119	4180	4123

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la figura 3.1 se muestra el análisis nodal de la bomba elegida. La figura fue creada a partir de los resultados obtenidos en los análisis de presión de succión (P_s) en las tasas deseadas (Q_s) y con una presión superficial de operación seleccionada (P_T) de 3300 psi.

El análisis PSW determina que la bomba 9-X del fabricante National es la opción más apropiada para el pozo Sacha-415. Con una tasa óptima de producción de 373 bl/día y una presión de succión de 724 psi, la bomba requiere una potencia de 120 HP con una eficiencia asumida del 90%. La presión superficial de operación es de 3300 psi, y la presión de descarga será de 4152 psi. La figura 3.1 también muestra que la tasa a partir de la cual la bomba comenzará a cavitarse es de 410 bl/día, en el punto de encuentro de la recta de cavitación y la curva de IPR, con una presión de cavitación de 3800 psi.

FIGURA 3.1 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-415

Elaboración: Saca, 2023

3.2.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-14

Se aplicó el modelo de Petrie, Smart y Wilson para optimizar el bombeo hidráulico tipo jet en el pozo Sacha-14, basándose en los datos recopilados en la tabla 3.9.

**TABLA 3.9
DATOS DEL POZO SACHA-14**

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	9007	pie	GOR=	199.8	pie ³ /bl
D=	9869	pie	Fw=	40.00%	%
DI _{TP} =	2.992	pg	Petróleo=	29	API
DO _{TP} =	3.5	pg	Venteador=	Si	-
DI _{TR} =	6.276	pg	Fluido motriz	Agua	-
P _{WH} =	100	psi	Q _s =	225	bl/día
γ _G =	0.78	-	Fujo=	Tubing	-

TABLA 3.9 CONTINUACIÓN

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
$\gamma_w=$	1.007	-	$T_{WH}=$	115	°F
$G_o=$	0.382	psi/pie	$T_{WF}=$	225	°F
$G_w=$	0.436	psi/pie	$P_R=$	800	psi
$\mu_o=$	2.422	cp	$P_{WF}=$	500	psi
$\mu_w=$	0.278	cp	$P_B=$	1175	psi

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la tabla 3.10 se muestran los resultados que se obtuvo de las bombas jet candidatas para el pozo Sacha-14. En esta tabla se compara la potencia de trabajo necesaria de cada bomba y se escoge la de menor potencia requerida.

TABLA 3.10
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-14

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	6-C	9-A	8-A	8-A	7-A	6-B
R	0.2350	0.3800	0.3800	0.4000	0.4000	0.3100
P_T, psi	5808	3089	3270	3041	3317	4378
Q_N, bl/día	974	1688	1343	1451	1143	952
HP (90%)	119	110	92	93	80	88
Q_{sc}, bl/día	521	539	423	425	329	378
Q_s, bl/día	225	225	225	225	225	225
P_s, psi	500	500	500	500	500	500
P_D, psi	3743	3812	3786	3793	3766	3740
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-4	C-5	B-4	7-G	7-H	6-G
R	0.3900	0.3200	0.3000	0.3473	0.2872	0.3023
P_T, psi	3259	3925	4394	3731	4503	4373
Q_N, bl/día	1260	1321	1052	1145	1204	1040
HP (90%)	86	109	97	90	114	95
Q_{sc}, bl/día	376	506	431	399	527	427
Q_s, bl/día	225	225	225	225	225	225

TABLA 3.10 CONTINUACIÓN

Fabricante	Guiberson			Claw		
Ps, psi	500	500	500	500	500	500
P_D, psi	3778	3784	3748	3766	3772	3746

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Una vez que se determina que la Bomba Kobe 7-A es la opción más adecuada para la optimización buscada, se llevan a cabo cuatro nuevos análisis. Estos cálculos se basan en el procedimiento 2 con una presión de trabajo (P_T) de 3200 psi y 3350 psi. También, se varía la tasa de producción deseada (Q_s) con el objetivo de crear una curva de Outflow para el análisis nodal del sistema. Los parámetros utilizados en cada análisis se presentan en la tabla 3.11 y los resultados obtenidos para el análisis de la Bomba Kobe 7-A se muestran en la tabla 3.12.

**TABLA 3.11
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-14**

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Q_s), bl/día	180	280	180	280
Presión de succión a la tasa deseada (P_s), psi	500	500	500	500
Presión de descarga de la bomba (P_T), psi	3200	3200	3350	3350

ELABORACIÓN: Saca, 2023

**TABLA 3.12
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET SELECCIONADA KOBE 7-A
PARA EL POZO SACHA-14**

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	Kobe	Kobe	Kobe	Kobe
Bomba	7-A	7-A	7-A	7-A
R	0.4	0.4	0.4	0.4
P_T, psi	3200	3200	3350	3350
Q_N, bl/día	1147	1091	1174	1118

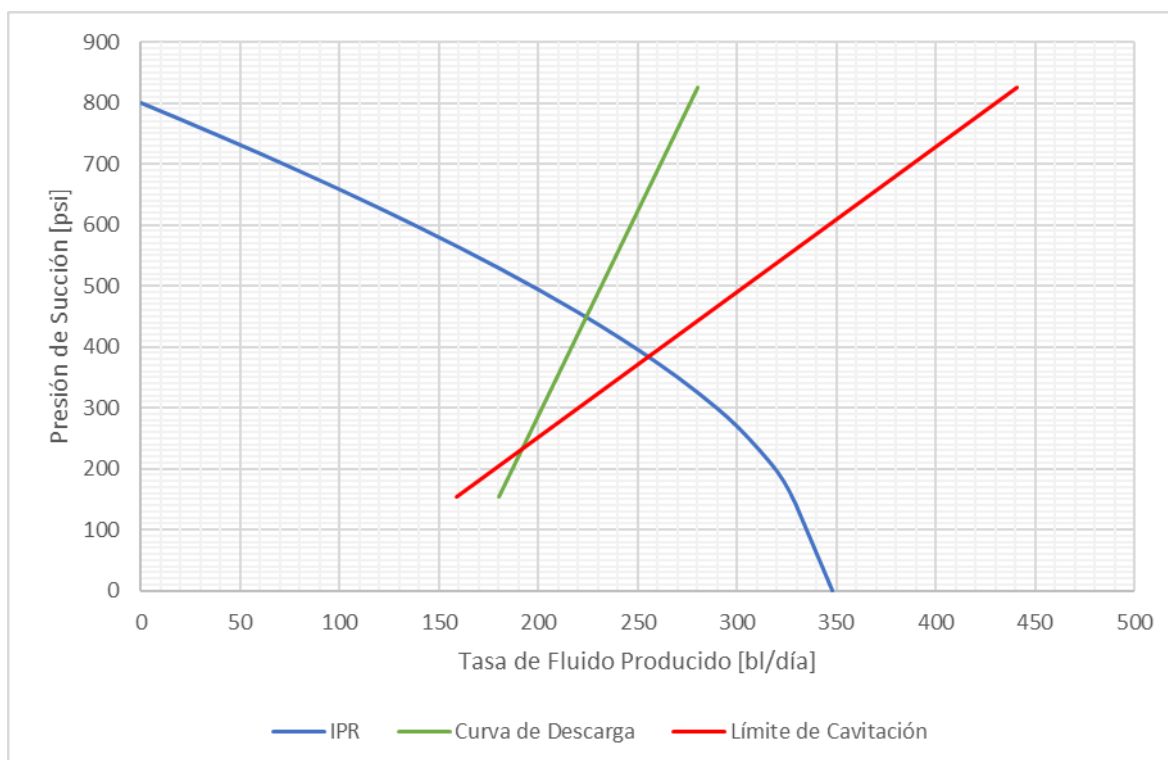
TABLA 3.12 CONTINUACIÓN

Análisis N°	1	2	3	4
HP (90%)	77	73	83	79
Qsc, bl/día	257	488	159	441
Qs, bl/día	180	280	180	280
Ps, psi	334	984	155	825
P _D , psi	3786	3733	3788	3735

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la figura 3.2 se muestra el análisis nodal de la bomba elegida. La figura fue creada a partir de los resultados obtenidos en los análisis de presión de succión (P_s) en las tasas deseadas (Q_s) y con una presión superficial de operación seleccionada (P_T) de 3350 psi.

FIGURA 3.2 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-14



Elaboración: Saca, 2023

El análisis PSW determina que la bomba jet más adecuada para el pozo Sacha-14 es la Bomba 7-A del fabricante Kobe. Con una tasa de producción óptima de 225

bl/día y una presión de succión de 465 psi, la potencia requerida es de 81 HP y asumiendo una eficiencia del 90%, la presión superficial de operación se encuentra en 3350 psi y la presión de descarga de la bomba jet será de 3366 psi. La figura 3.2 muestra que la tasa de producción en la que la bomba comenzará a cavitarse es de 255 bl/día, donde la recta de cavitación se encuentra con la curva de IPR, con una presión de cavitación de 3750 psi.

3.3.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-133

Luego de reunir los datos relevantes en la tabla 3.13, se procede a ejecutar el cálculo del modelo de Petrie, Smart y Wilson con el objetivo de optimizar el sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el pozo Sacha-133. Este modelo permite identificar las mejores condiciones para la operación del sistema, garantizando un rendimiento óptimo y eficiente en la extracción de petróleo.

TABLA 3.13
DATOS DEL POZO SACHA-133

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	9431	pie	GOR=	119.5	pie ³ /bl
D=	9684	pie	Fw=	12.00%	%
DI _{TP} =	2.441	pg	Petróleo=	22.3	API
DO _{TP} =	2.85	pg	Venteador=	Si	-
DI _{TR} =	6.276	pg	Fluido motriz	Agua	-
P _{WH} =	130	psi	Q _s =	250	bl/día
γ _G =	0.87	-	Fujo=	Tubing	-
γ _W =	1.026	-	T _{WH} =	110	°F
G _O =	0.398	psi/pie	T _{WF} =	220	°F
G _W =	0.444	psi/pie	P _R =	1100	psi
μ _O =	6.835	cp	P _{WF} =	545	psi
μ _W =	0.312	cp	P _B =	879	psi

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la tabla 3.14 se presentan los resultados obtenidos de las bombas jet evaluadas para el pozo Sacha-133. Esta tabla permite comparar la potencia de trabajo necesaria de cada bomba y elegir la que requiere la menor cantidad de potencia.

TABLA 3.14
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-133

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	6-B	7-A	8-A	6-A	7-A	5-B
R	0.2990	0.3800	0.3800	0.4000	0.4000	0.3100
P_T, psi	5221	4084	3864	4246	3865	5334
Q_N, bl/día	956	1134	1419	957	1204	796
HP (90%)	105	97	115	85	98	89
Q_{sc}, bl/día	404	358	455	273	354	316
Q_s, bl/día	250	250	250	250	250	250
P_s, psi	545	545	545	545	545	545
P_D, psi	4063	4097	4147	4063	4110	4027
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	B-3	C-4	BB-2	6-F	7-G	6-G
R	0.4000	0.3900	0.2000	0.3933	0.3473	0.3023
P_T, psi	4078	3838	8597	4128	4329	5028
Q_N, bl/día	1045	1331	528	1038	1207	1097
HP (90%)	90	107	95	90	110	116
Q_{sc}, bl/día	307	404	318	307	430	460
Q_s, bl/día	250	250	250	250	250	250
P_s, psi	545	545	545	545	545	545
P_D, psi	4081	4136	3953	4078	4110	4090

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Después de haber seleccionado la Bomba Kobe 6-A como la opción más adecuada para la optimización buscada en la tabla anterior, se llevan a cabo cuatro nuevos análisis. Estos cálculos se basan en el procedimiento 2, con una presión de trabajo (P_T) de 3600 psi y 3500 psi. Además, se varía la tasa de producción deseada (Q_s) con el fin de crear una curva de Outflow para el análisis nodal del sistema. La tabla

3.15 presenta los parámetros que se emplean en cada análisis del pozo Sacha-133. Por otro lado, la tabla 3.16 muestra los resultados obtenidos para el análisis de la Bomba Kobe 6-A.

TABLA 3.15
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-133

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Qs), bl/día	120	280	120	280
Presión de succión a la tasa deseada (Ps), psi	545	545	545	545
Presión de descarga de la bomba (P _T), psi	3600	3600	3500	3500

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA 3.16
RESULTADOS DE LA BOMBA JET SELECCIONADA KOBE 6-A PARA EL POZO SACHA-133

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	Kobe	Kobe	Kobe	Kobe
Bomba	6-A	6-A	6-A	6-A
R	0.4	0.4	0.4	0.4
P_T, psi	3600	3600	3500	3500
Q_N, bl/día	938	857	924	843
HP (90%)	71	65	68	62
Q_{sc}, bl/día	154	475	204	492
Qs, bl/día	120	280	120	280
Ps, psi	210	1443	332	1540
P_D, psi	4136	4026	4134	4023

ELABORACIÓN: Saca, 2023

La investigación revela que para mejorar la producción con la bomba Kobe 6-A es necesario la máxima presión de trabajo disponible en superficie. Así pues, se decide realizar un análisis con la bomba Claw 12-K previamente puesta y los resultados obtenidos para el análisis de la Bomba Claw 12-K se muestran en la tabla 3.17.

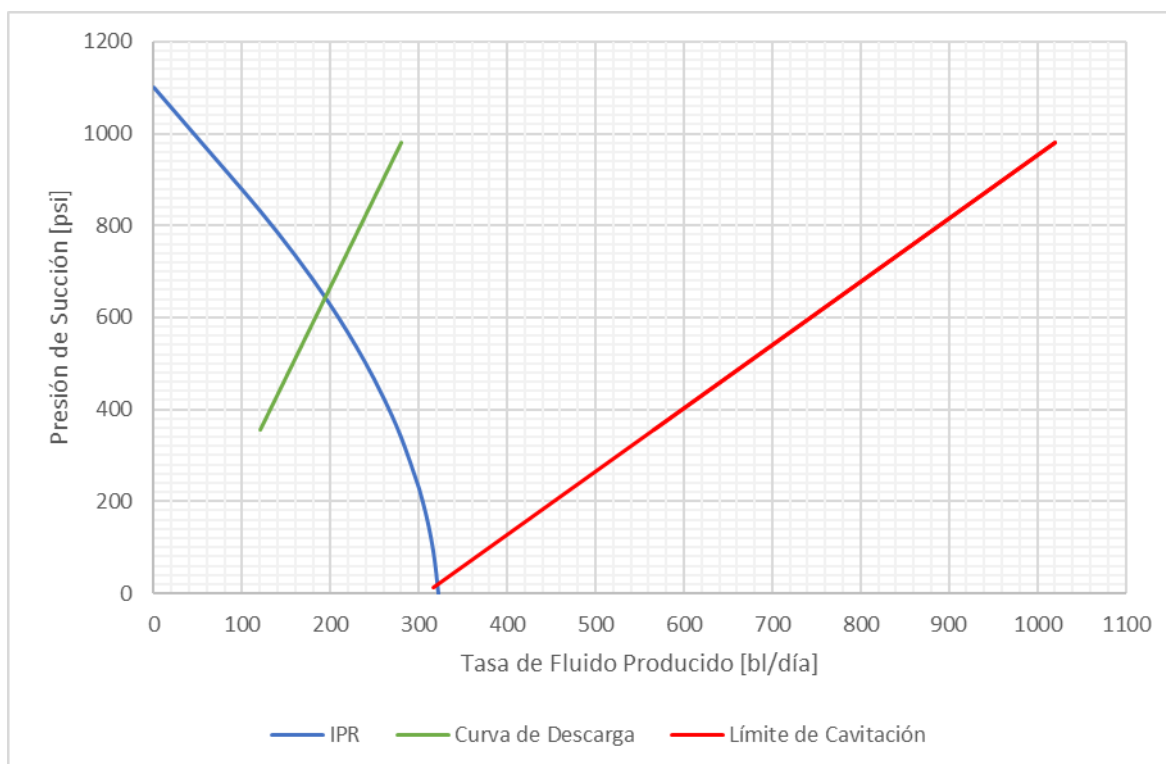
Tabla 3. 17
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET CLAW 12-K PARA EL POZO
SACHA-133

Análisis N°	5	6
Fabricante	Claw	Claw
Bomba	12-K	12-K
R	0.4755	0.4755
P_T, psi	2930	2930
Q_N, bl/día	3157	3005
HP (90%)	194	185
Q_{sc}, bl/día	566	1020
Q_s, bl/día	120	280
P_s, psi	355	981
P_D, psi	4455	4463

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la figura 3.3 se muestra el análisis nodal de la bomba elegida. La figura fue creada a partir de los resultados obtenidos en los análisis de presión de succión (P_s) en las tasas deseadas (Q_s) y con una presión superficial de operación seleccionada (P_T) de 2930 psi.

Después de analizar los resultados obtenidos a partir del modelo PSW, se identifica que la bomba Claw 12-K es la opción ideal para el pozo Sacha-133. Con una tasa de producción óptima de 197 bl/día y una presión de succión de 667 psi, la bomba requiere una potencia de 190 HP, considerando una eficiencia del 90%. Además, la presión superficial de operación será de 2930 psi y la presión de descarga de la bomba jet será de 4460 psi. La gráfica en la figura 3.3 muestra que la tasa de producción, a partir de la cual la bomba comenzará a cavitarse, es de 320 bl/día, en el punto de encuentro de la recta de cavitación y la curva de IPR. La presión de cavitación se estima en 3160 psi.

FIGURA 3.3 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-133

Elaboración: Saca, 2023

3.4.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-192

A partir de los datos recopilados en la tabla 3.18, se aplicó el modelo de Petrie, Smart y Wilson para mejorar la eficiencia de la bomba hidráulica tipo jet en el pozo Sacha-192

**TABLA 3.18
DATOS DEL POZO SACHA-192**

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	9364	pie	GOR=	150	pie ³ /bl
D=	9523	pie	Fw=	10.00%	%
DI _{TP} =	2.992	pg	Petróleo=	25	API
DO _{TP} =	3.5	pg	Venteador=	Si	-
DI _{TR} =	6.276	pg	Fluido motriz	Agua	-

TABLA 3.18 CONTINUACIÓN

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
$P_{WH} =$	100	psi	$Q_s =$	200	bl/día
$\gamma_G =$	1.03	-	Fujo=	Tubing	-
$\gamma_W =$	1.018	-	$T_{WH} =$	110	°F
$G_o =$	0.391	psi/pie	$T_{WF} =$	220	°F
$G_w =$	0.441	psi/pie	$P_R =$	455	psi
$\mu_o =$	4.383	cp	$P_{WF} =$	305	psi
$\mu_w =$	0.300	cp	$P_B =$	742	psi

ELABORACION: Saca, 2023

La tabla 3.19 presenta los resultados de las bombas hidráulicas tipo jet consideradas para el pozo Sacha-192. La comparación de la potencia requerida de cada una de ellas permite seleccionar la que requiere menor energía de trabajo.

TABLA 3.19
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-192

Fabricante	National			Kobe		
	8-X	9-A	8-B	9-A	8-A	6-C
Bomba	8-X	9-A	8-B	9-A	8-A	6-C
R	0.4830	0.3800	0.2990	0.4000	0.4000	0.2400
P_T, psi	3537	3736	4977	3482	3710	6641
Q_N, bl/día	1407	1816	1538	1988	1564	1102
HP (90%)	105	143	161	145	122	154
Q_{sc}, bl/día	201	391	442	396	308	389
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	305	305	305	305	305	305
P_D, psi	4014	4048	4026	4062	4028	3978
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-4	B-4	B-3	8-G	10-I	7-H
R	0.3900	0.3000	0.4000	0.3923	0.3915	0.2872
P_T, psi	3969	5271	4365	3965	3597	5339
Q_N, bl/día	1359	1135	1077	1348	1885	1295

TABLA 3.19 CONTINUACIÓN

Fabricante	Guiberson			Claw		
HP (90%)	113	126	99	112	142	145
Q_{sc}, bl/día	272	312	207	270	388	382
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	305	305	305	305	305	305
P_D, psi	4004	3982	3975	4003	4054	3997

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Después de elegir la Bomba Guiberson B-3 como la opción óptima para la optimización deseada en la tabla anterior, se realizan cuatro nuevos análisis. Estos cálculos se basan en el procedimiento 2, con una presión de trabajo de 3200 psi y 3400 psi. Además, se varía la tasa de producción deseada con el objetivo de generar una curva de Outflow para el análisis nodal del sistema. La tabla 3.20 muestra los parámetros utilizados en cada análisis del pozo Sacha-192. Por otro lado, la tabla 3.21 presenta los resultados obtenidos para el análisis de la Bomba Guiberson B-3.

**TABLA 3.20
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-192**

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Q _s), bl/día	80	220	80	220
Presión de succión a la tasa deseada (P _s), psi	305	305	305	305
Presión de descarga de la bomba (P _T), psi	3200	3200	3400	3400

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA 3.21
RESULTADOS DE LA BOMBA JET SELECCIONADA GUIBERSON B-3 PARA
EL POZO SACHA-192

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	Guiberson	Guiberson	Guiberson	Guiberson
Bomba	B-3	B-3	B-3	B-3
R	0.4	0.4	0.4	0.4
P_T, psi	3200	3200	3400	3400
Q_N, bl/día	995	892	1002	923
HP (90%)	67	60	72	66
Q_{sc}, bl/día	220	573	259	535
Q_s, bl/día	80	220	80	220
P_s, psi	337	1701	439	1508
P_D, psi	4050	3934	4207	3939

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Se observa que, a pesar de aplicar la máxima presión de trabajo disponible en superficie, la bomba Guiberson B-3 no genera un incremento en la producción. Por lo tanto, se lleva a cabo un análisis con la bomba Claw 12-K, que ya había sido instalada previamente. Los resultados del análisis de la Bomba Claw 12-K se encuentran en la tabla 3.22.

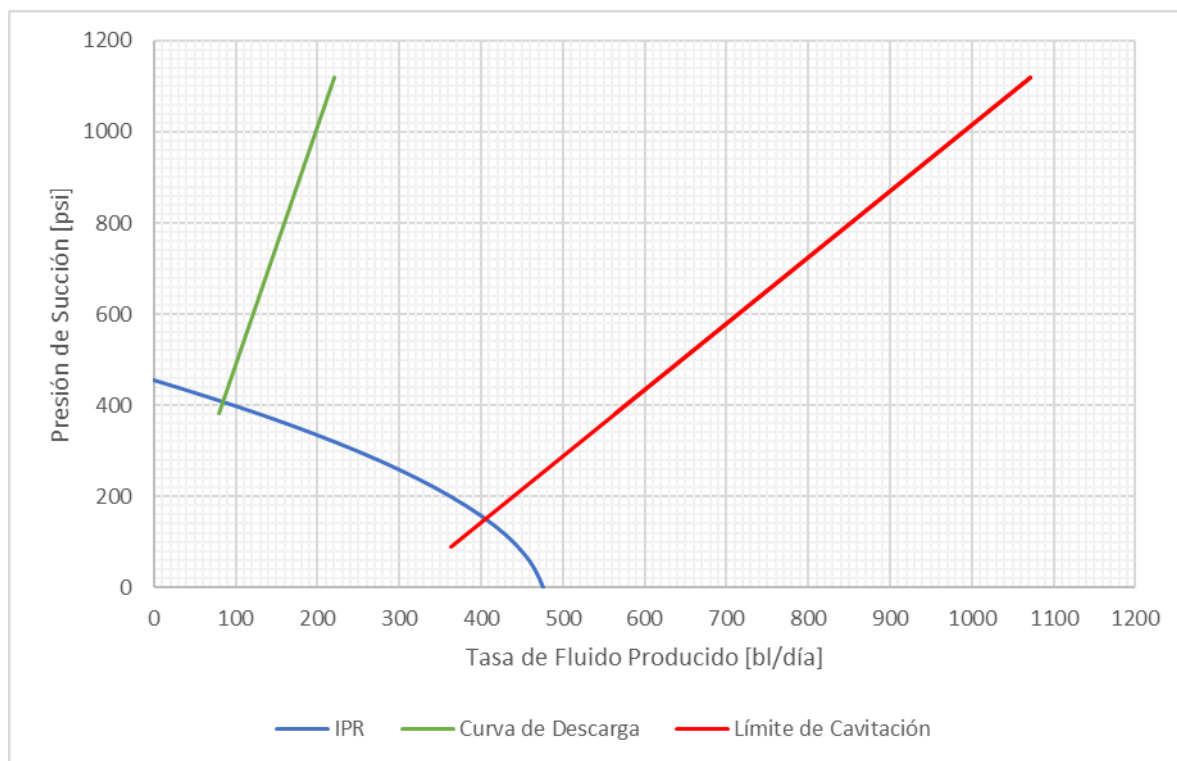
En la figura 3.4 se presenta una representación gráfica de los resultados obtenidos del análisis nodal de la bomba elegida. Esta imagen fue elaborada a partir de los datos calculados en los análisis de presión de succión (P_s) en relación a las tasas deseadas de producción (Q_s), considerando una presión de operación en superficie fijada en 2500 psi.

Tabla 3.22
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET CLAW 12-K PARA EL POZO SACHA-192

Análisis N°	5	6
Fabricante	Claw	Claw
Bomba	12-K	12-K
R	0.4755	0.4755
P _T , psi	2500	2500
Q _N , bl/día	3063	2876
HP (90%)	161	151
Q _{sc} , bl/día	563	1071
Q _s , bl/día	80	220
P _s , psi	381	1120
P _D , psi	4293	4277

ELABORACIÓN: Saca, 2023

FIGURA 3.4 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-192



Elaboración: Saca, 2023

Se concluye que, a partir del análisis PSW, la bomba más adecuada para el pozo Sacha-192 es la bomba 12-K de Claw, que puede producir 89 bl/día con una presión de succión de 430 psi. Se requiere una potencia de 160 HP, asumiendo una eficiencia del 90%. La presión de operación en superficie es de 2500 psi y la presión de descarga de la bomba será de 4292 psi. Además, según la figura 3.4, la tasa de producción, a partir de la cual la bomba comenzará a cavitarse, es de 405 bl/día, en la intersección de la curva de cavitación y la curva de IPR. La presión de cavitación se estima en 2675 psi.

3.5.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-376

A partir de la información recopilada en la tabla 3.23 se realizó el cálculo del modelo de Petrie, Smart y Wilson para optimización del bombeo hidráulico tipo jet en el pozo Sacha-376.

TABLA 3.23
DATOS DEL POZO SACHA-376

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	8641	pie	GOR=	500	pie ³ /bl
D=	9520	pie	Fw=	2.00%	%
DI _{TP} =	2.992	pg	Petróleo=	25.4	API
DO _{TP} =	3.5	pg	Venteador=	Si	-
DI _{TR} =	6.336	pg	Fluido motriz	Petróleo	-
P _{WH} =	50	psi	Q _s =	200	bl/día
γ _G =	0.78	-	Fujo=	Tubing	-
γ _W =	1.005	-	T _{WH} =	110	°F
G _O =	0.391	psi/pie	T _{WF} =	220	°F
G _W =	0.435	psi/pie	P _R =	900	psi
μ _O =	4.126	cp	P _{WF} =	500	psi
μ _W =	0.283	cp	P _B =	720	psi

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la tabla 3.24 se presentan los resultados obtenidos de las diferentes bombas jet que se consideraron para el pozo Sacha-376. La tabla compara la cantidad de energía necesaria para el funcionamiento de cada una de las bombas. En este caso, se eligió la que requiere la menor cantidad de energía.

TABLA 3.24
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-376

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	8-A	8-B	9-B	8-A	10-B	9-B
R	0.3800	0.2990	0.2990	0.4000	0.3100	0.3100
P_T, psi	3754	3945	3612	3526	3241	3406
Q_N, bl/día	1417	1437	1785	1530	2485	1955
HP (90%)	112	119	135	113	169	140
Q_{sc}, bl/día	268	386	492	269	665	516
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	500	500	500	500	500	500
P_D, psi	2935	2936	2971	2944	3033	2985
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-4	B-5	B-6	10-J	9-H	8-G
R	0.3900	0.2500	0.2100	0.3327	0.3936	0.3923
P_T, psi	3975	5018	5609	3306	3433	4012
Q_N, bl/día	1353	1122	1164	1826	1561	1346
HP (90%)	113	118	137	127	113	113
Q_{sc}, bl/día	238	355	445	437	284	236
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	500	500	500	500	500	500
P_D, psi	2930	2916	2915	2974	2946	2929

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Luego de seleccionar la Bomba National 8-A como la mejor opción para la optimización buscada en una tabla previa, se llevaron a cabo cuatro nuevos análisis. Estos cálculos se basaron en el método 2 con una presión de trabajo de 3200 psi y 3500 psi, y variaron la tasa de producción deseada para crear una curva

de Outflow y analizar el sistema nodal del pozo Sacha-376. La tabla 3.25 muestra los parámetros utilizados en cada análisis; mientras que la tabla 3.26 presenta los resultados obtenidos para la Bomba National 8-A.

TABLA 3.25
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-376

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Qs), bl/día	150	250	150	250
Presión de succión a la tasa deseada (Ps), psi	500	500	500	500
Presión de descarga de la bomba (P _T), psi	3200	3200	3500	3500

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA 3.26
RESULTADOS DE LA BOMBA JET SELECCIONADA NATIONAL 8-A PARA EL POZO SACHA-376

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	National	National	National	National
Bomba	8-A	8-A	8-A	8-A
R	0.38	0.38	0.38	0.38
P_T, psi	3200	3200	3500	3500
Q_N, bl/día	1377	1226	1440	1289
HP (90%)	93	82	106	95
Q_{sc}, bl/día	190	617	24	556
Q_s, bl/día	150	250	150	250
P_s, psi	319	1616	28	1387
P_D, psi	2927	2924	2932	2929

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Se observa que la Bomba National 8-A no logró cumplir con los requerimientos de la operadora a pesar de utilizar la presión de trabajo máxima disponible en la superficie. Por tanto, se decidió llevar a cabo un análisis con la Bomba Claw 11-J

que había sido previamente instalada. Los resultados obtenidos en este análisis se presentan en la tabla 3.27.

Tabla 3.27
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET CLAW 11-J PARA EL POZO SACHA-376

Análisis N°	5	6
Fabricante	Claw	Claw
Bomba	11-J	11-J
R	0.4544	0.4544
P_T, psi	2450	2450
Q_N, bl/día	2401	2157
HP (90%)	124	111
Q_{sc}, bl/día	67	663
Q_s, bl/día	150	250
P_s, psi	63	1176
P_D, psi	3020	3007

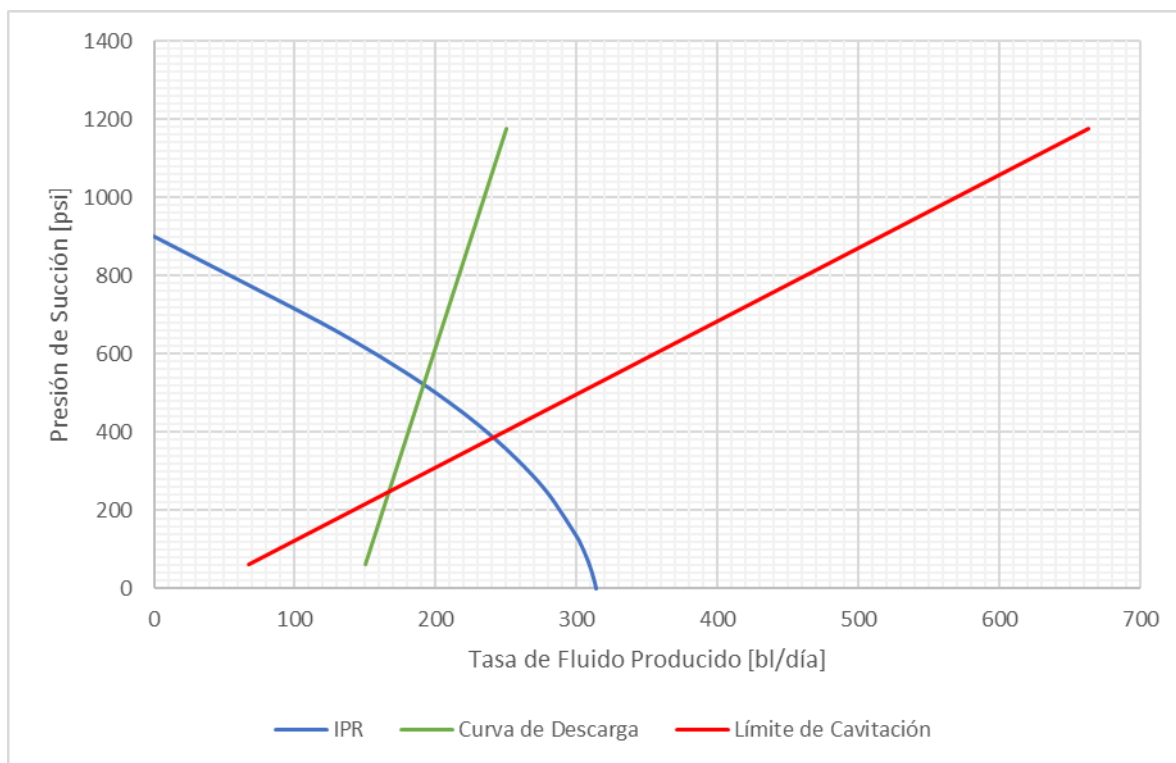
ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la figura 3.5 se representa gráficamente el resultado de la evaluación nodal de la bomba seleccionada. Esta imagen se generó a partir de los datos obtenidos en los cálculos de la presión de succión (P_s) en relación a las tasas deseadas de producción (Q_s), teniendo en cuenta una presión superficial de trabajo fijada en 2450 psi.

Después de analizar los resultados del modelo PSW, se identifica que la bomba Claw 11-J es la opción ideal para el pozo Sacha-376. Con una tasa de producción óptima de 192 bl/día y una presión de succión de 543 psi, la bomba requiere una potencia de 118 HP, considerando una eficiencia del 90%. Además, la presión superficial de operación será de 2450 psi y la presión de descarga de la bomba jet será de 3015 psi. La gráfica en la figura 3.5 muestra que la tasa de producción a partir de la cual la bomba comenzará a cavitarse es de 240 bl/día, en el punto de

encuentro de la recta de cavitación y la curva de IPR. La presión de cavitación se estima en 2690 psi.

FIGURA 3.5 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-376



Elaboración: Saca, 2023

3.6.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-411

Se utilizan los datos recopilados en la tabla 3.28 para calcular el modelo de Petrie, Smart y Wilson y optimizar el bombeo hidráulico del tipo jet en el pozo Sacha-411.

**TABLA 3.28
DATOS DEL POZO SACHA-411**

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	8500	pie	GOR=	111	pie ³ /bl
D=	8764	pie	Fw=	20.00%	%
DI _{TP} =	2.992	pg	Petróleo=	22	API

TABLA 3.28 CONTINUACIÓN

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
DO _{TP} =	3.5	pg	Venteador=	Si	-
DI _{TR} =	6.276	pg	Fluido motriz	Petróleo	-
P _{WH} =	60	psi	Q _s =	200	bl/día
γ _G =	1.09	-	Fujo=	Tubing	-
γ _W =	1.014	-	T _{WH} =	110	°F
G _O =	0.399	psi/pie	T _{WF} =	218	°F
G _W =	0.439	psi/pie	P _R =	680	psi
μ _O =	7.353	cp	P _{WF} =	455.3	psi
μ _W =	0.298	cp	P _B =	683	psi

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la tabla 3.29 se muestran los datos de las bombas jet que fueron evaluadas para su uso en el pozo Sacha-411. La tabla incluye una comparación de la cantidad de energía requerida por cada bomba y permite seleccionar la que tenga un consumo más bajo de energía.

**TABLA 3.29
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-411**

Fabricante	National			Kobe		
	4-C	5-B	6-B	7-C	4-B	5-B
R	0.2350	0.2990	0.2990	0.2400	0.3100	0.3100
P_T, psi	4600	3454	3173	3808	3740	3301
Q_N, bl/día	571	673	833	1199	559	696
HP (90%)	55	49	56	96	44	48
Q_{sc}, bl/día	320	293	373	690	225	291
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	455	455	455	455	455	455
P_D, psi	2889	2891	2898	2914	2889	2892

TABLA 3.29 CONTINUACIÓN

Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	A-2	B-4	B-5	6-H	5-F	6-G
R	0.2900	0.3000	0.2500	0.2500	0.3096	0.3023
P_T, psi	3777	3023	3691	3696	3175	3008
Q_N, bl/día	593	965	1017	1007	761	953
HP_(90%)	47	61	79	78	51	60
Q_{sc}, bl/día	260	428	557	551	322	424
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	455.3	455.3	455.3	455.3	455.3	455.3
P_D, psi	2889	2905	2902	2901	2894	2904

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Luego de seleccionar la Bomba Kobe 4-B como la mejor opción para optimizar el sistema, se llevan a cabo cuatro nuevos análisis. Estos se basan en el procedimiento 2, con dos diferentes presiones de operación (P_T) de 3200 psi y 3500 psi. Además, se ajusta la tasa de producción deseada (Q_s) para generar una curva de Outflow para el análisis nodal. La tabla 3.30 incluye los parámetros empleados en cada uno de los análisis del pozo Sacha-411 y la tabla 3.31 muestra los resultados de la Bomba Kobe 4-B.

**TABLA 3.30
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-411**

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Q_s), bl/día	150	275	150	275
Presión de succión a la tasa deseada (P_s), psi	455.3	455.3	455.3	455.3
Presión de descarga de la bomba (P_T), psi	3200	3200	3500	3500

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA 3.31
RESULTADOS DE LA BOMBA JET SELECCIONADA KOBE 4-B PARA EL
POZO SACHA-411

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	Kobe	Kobe	Kobe	Kobe
Bomba	4-B	4-B	4-B	4-B
R	0.31	0.31	0.31	0.31
P_T, psi	3200	3200	3500	3500
Q_N, bl/día	538	492	561	515
HP (90%)	36	33	41	38
Q_{sc}, bl/día	216	427	131	393
Q_s, bl/día	150	275	150	275
P_s, psi	424	1429	185	1227
P_D, psi	2852	2901	2853	2901

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Después de determinar que la bomba Kobe 4-B no cumplió con la producción requerida por la empresa operadora, incluso con la presión de trabajo más alta disponible en la superficie, se decidió realizar un análisis con la bomba Claw 11-J que ya había sido instalada previamente. Los hallazgos de este análisis se encuentran en la tabla 3.32.

Tabla 3.32
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET CLAW 11-J PARA EL POZO
SACHA-411

Análisis N°	5	6
Fabricante	Claw	Claw
Bomba	11-J	11-J
R	0.4544	0.4544
P_T, psi	2500	2500
Q_N, bl/día	2368	2247
HP (90%)	124	118
Q_{sc}, bl/día	309	736

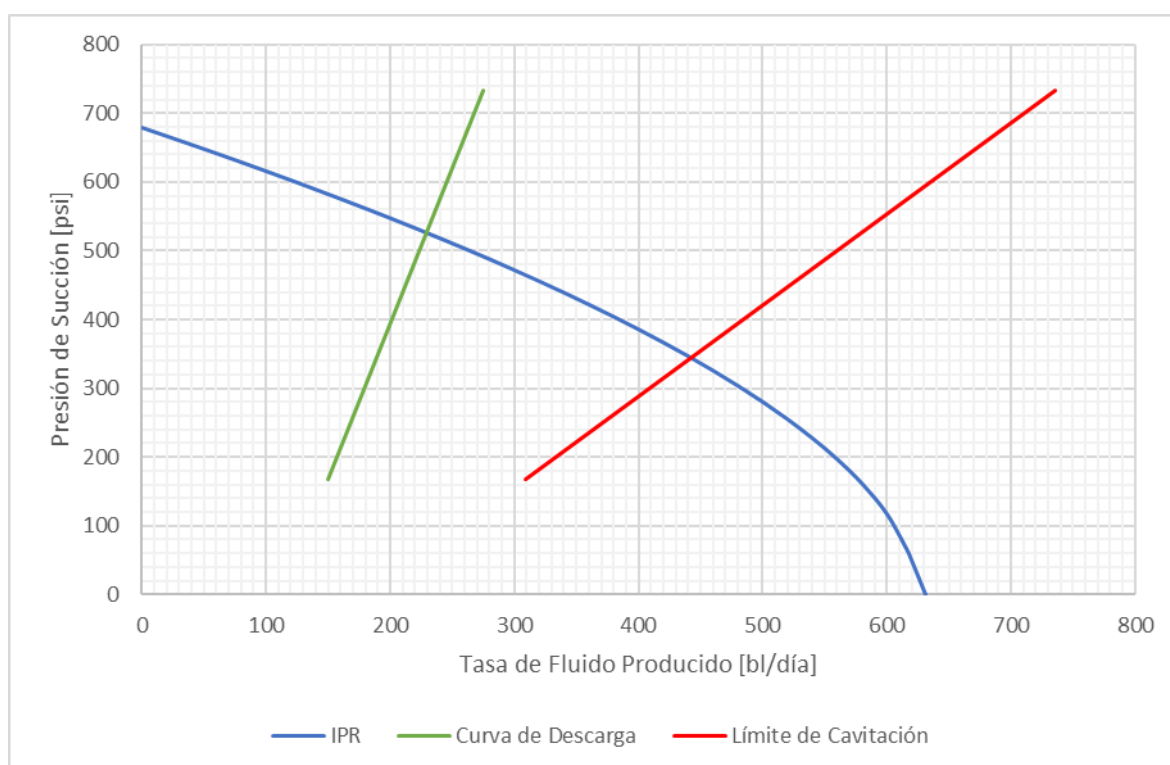
TABLA 3.32 CONTINUACIÓN

Análisis N°	5	6
Qs, bl/día	150	275
Ps, psi	168	734
P_D, psi	3538	3541

ELABORACIÓN: Saca, 2023

La figura 3.6 muestra visualmente los resultados de la evaluación nodal de la bomba elegida. Se creó esta ilustración con base en los datos recogidos al calcular la presión de succión (P_s) en relación a las tasas de producción deseadas (Q_s), considerando una presión superficial de trabajo establecida en 2500 psi.

FIGURA 3.6 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-411



Elaboración: Saca, 2023

Después de estudiar los resultados obtenidos del modelo PSW, se determina que la bomba Claw 11-J es la mejor opción para el pozo Sacha-411. Con una producción óptima de 230 bl/día y una presión de succión de 533 psi, la bomba

requiere una energía de 120 HP, con una eficiencia del 90%. La presión de trabajo en la superficie será de 2500 psi y la presión de descarga de la bomba jet será de 3540 psi. La figura 3.6 ilustra que el punto en el que la bomba comenzará a cavitarse a una tasa de producción de 444 bl/día, donde la curva de cavitación y la curva de IPR se cruzan. La presión de cavitación se estima en 2810 psi.

3.7.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-414

A partir de los datos registrados en la tabla 3.33, se aplicó un análisis con el modelo de Petrie, Smart y Wilson con el objetivo de optimizar el bombeo hidráulico tipo jet en el pozo Sacha-414.

TABLA 3.33
DATOS DEL POZO SACHA-414

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	9417	pie	GOR=	592.75	pie ³ /bl
D=	10103	pie	Fw=	10.00%	%
DI _{TP} =	2.992	pg	Petróleo=	27	API
DO _{TP} =	3.5	pg	Venteados=	Si	-
DI _{TR} =	6.276	pg	Fluido motriz	Petróleo	-
P _{WH} =	30	psi	Qs=	200	bl/día
γ _G =	1.03	-	Fujo=	Tubing	-
γ _W =	1.022	-	T _{WH} =	110	°F
G _O =	0.387	psi/pie	T _{WF} =	222	°F
G _W =	0.442	psi/pie	P _R =	850	psi
μ _O =	3.224	cp	P _{WF} =	382	psi
μ _W =	0.303	cp	P _B =	1194.7	psi

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Los resultados de las bombas jet en consideración para el pozo Sacha-414 se encuentran en la tabla 3.34. Aquí se comparan las cantidades de energía

necesarias para cada bomba y se selecciona la que requiere menos potencia para funcionar.

TABLA 3.34
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-414

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	8-A	8-B	9-B	7-B	8-B	10-C
R	0.3800	0.2990	0.2990	0.3100	0.3100	0.2400
P_T, psi	4373	3990	3489	4569	3724	3887
Q_N, bl/día	1528	1489	1830	1312	1606	2699
HP (90%)	140	125	134	126	126	220
Q_{sc}, bl/día	209	301	383	241	311	738
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	382	382	382	382	382	382
P_D, psi	2624	2618	2686	2587	2637	2805
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-7	C-6	B-6	8-H	9-I	9-J
R	0.2300	0.2700	0.2100	0.3245	0.3311	0.2814
P_T, psi	4563	4201	5364	4234	3649	3767
Q_N, bl/día	1453	1419	1179	1411	1642	1656
HP (90%)	139	125	133	125	126	131
Q_{sc}, bl/día	396	320	347	247	290	367
Q_s, bl/día	200	200	200	200	200	200
P_s, psi	382	382	382	382	382	382
P_D, psi	2613	2595	2565	2594	2643	2645

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Después de elegir la bomba National 8-B como la opción más adecuada para optimizar el sistema, se realizan cuatro nuevos estudios. Estos estudios se basan en el procedimiento 2, con dos presiones de operación diferentes de 3200 psi y 3400 psi. Además, se ajusta la tasa de producción deseada para crear una curva de Outflow para el análisis nodal. La tabla 3.35 incluye los detalles de los

parámetros que se usan en cada uno de los análisis para el pozo Sacha-411 y la tabla 3.36 muestra los resultados de la bomba National 8-B.

TABLA 3.35
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-414

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Q_s), bl/día	150	250	150	250
Presión de succión a la tasa deseada (P_s), psi	382	382	382	382
Presión de descarga de la bomba (P_T), psi	3200	3200	3400	3400

ELABORACIÓN: Saca, 2023

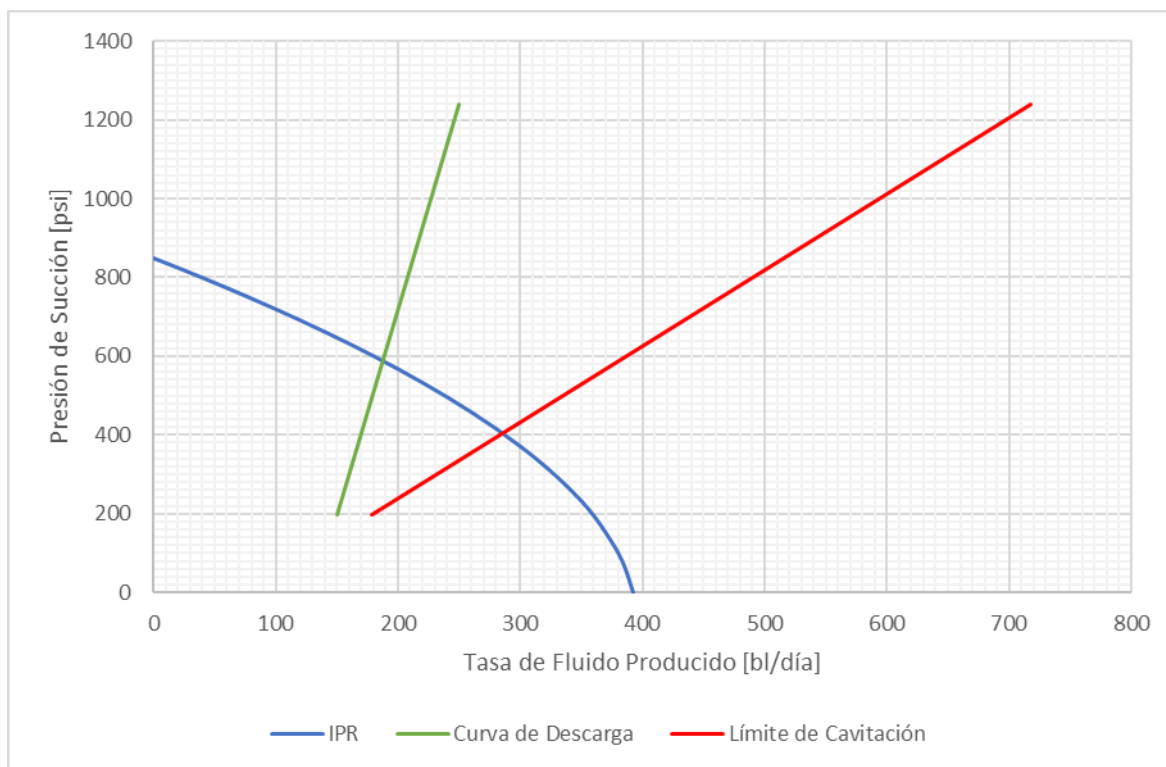
TABLA 3.36
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET SELECCIONADA NATIONAL 8-B PARA EL POZO SACHA-414

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	National	National	National	National
Bomba	8-B	8-B	8-B	8-B
R	0.299	0.299	0.299	0.299
P_T, psi	3200	3200	3400	3400
Q_N, bl/día	1412	1295	1447	1332
HP (90%)	95	87	103	95
Q_{sc}, bl/día	269	767	179	718
Q_s, bl/día	150	250	150	250
P_s, psi	331	1363	198	1240
P_D, psi	2583	2596	2589	2592

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la figura 3.7 se presenta un análisis nodal de la bomba elegida. Esta representación se basa en los resultados de las evaluaciones de presión de succión (P_s) en las tasas deseadas (Q_s), bajo una presión superficial de operación seleccionada (P_T) de 3400 psi.

FIGURA 3.7 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-414



Elaboración: Saca, 2023

Del análisis de PSW se determina que la bomba jet más adecuada para el pozo Sacha-414 es la bomba 8-B del fabricante National, la cual, tiene una tasa de producción óptima de 188 bl/día con una presión de succión de 598 psi. La potencia requerida es de 100 HP, asumiendo una eficiencia de 90%, la presión superficial de operación es de 3400 psi y la presión de descarga de la bomba jet será de 2589 psi. También, en la figura 3.7 se observa que la tasa de producción a partir la cual la bomba comenzará a cavitarse es de 286 bl/día, en el empalme de la recta de cavitación y la curva de IPR, con una presión de cavitación de 4350 psi.

3.8.APLICACIÓN DEL MODELO EN SACHA-458

Utilizando la información recopilada en la tabla 3.37, se realizó el cálculo del modelo de Petrie, Smart y Wilson para optimización del bombeo hidráulico tipo jet en el pozo Sacha-458.

TABLA 3.37
DATOS DEL POZO SACHA-458

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=	10179	pie	GOR=	357.32	pie ³ /bl
D=	10394	pie	Fw=	39.00%	%
DI _{TP} =	2.441	pg	Petróleo=	29.7	API
DO _{TP} =	2.875	pg	Ventead=	Si	-
DI _{TR} =	6.276	pg	Fluido motriz	Petróleo	-
P _{WH} =	50	psi	Qs=	229	bl/día
γ _G =	1.03	-	Fujo=	Tubing	-
γ _W =	1.022	-	T _{WH} =	110	°F
G _O =	0.380	psi/pie	T _{WF} =	222	°F
G _W =	0.442	psi/pie	P _R =	1100	psi
μ _O =	2.274	cp	P _{WF} =	829.68	psi
μ _W =	0.303	cp	P _B =	784	psi

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la tabla 3.38 se muestran los resultados que se obtuvo de las bombas jet candidatas para el pozo Sacha-456. En esta tabla se compara la potencia de trabajo necesaria de cada bomba y se escoge la de menor potencia requerida.

TABLA 3.38
RESULTADOS DE BOMBAS JET CANDIDATAS PARA EL POZO SACHA-458

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	6-B	9-B	8-C	5-B	7-B	9-C
R	0.2990	0.2990	0.2350	0.3100	0.3100	0.2400
P_T, psi	3464	3013	4042	3703	3042	4127
Q_N, bl/día	879	1739	1480	741	1163	2104
HP (90%)	64	110	126	58	74	182
Q_{sc}, bl/día	448	927	1012	350	582	1382
Q_s, bl/día	229	229	229	229	229	229
P_s, psi	830	830	830	830	830	830
P_D, psi	3266	3374	3327	3247	3300	3452
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	B-4	C-5	C-6	5-F	7-H	7-I
R	0.3000	0.3200	0.2700	0.3096	0.2872	0.2416
P_T, psi	3268	2900	3493	3524	3300	3991
Q_N, bl/día	1015	1273	1335	807	1156	1217
HP (90%)	70	78	98	60	80	102
Q_{sc}, bl/día	514	603	775	387	629	796
Q_s, bl/día	229	229	229	229	229	229
P_s, psi	830	830	830	830	830	830
P_D, psi	3281	3323	3334	3261	3299	3308

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Después de elegir la bomba Kobe 5-B como la opción más adecuada para optimizar el sistema, se llevaron a cabo cuatro nuevos estudios. Estos análisis se basan en el procedimiento 2, usando dos presiones de operación diferentes de 3200 psi y 3400 psi. Además, se ajusta la tasa de producción deseada para crear un gráfico de Outflow para el análisis del funcionamiento. La tabla 3.39 contiene los detalles de los parámetros empleados en cada uno de los análisis para el pozo Sacha-458 y la tabla 3.40 presenta los resultados de la bomba Kobe 5-B.

TABLA 3.39
PARÁMETROS DE ANÁLISIS PARA EL POZO SACHA-458

Parámetros	Análisis 1	Análisis 2	Análisis 3	Análisis 4
Tasa de producción deseada (Q_s), bl/día	150	400	150	400
Presión de succión a la tasa deseada (P_s), psi	830	830	830	830
Presión de descarga de la bomba (P_T), psi	3200	3200	3400	3400

ELABORACIÓN: Saca, 2023

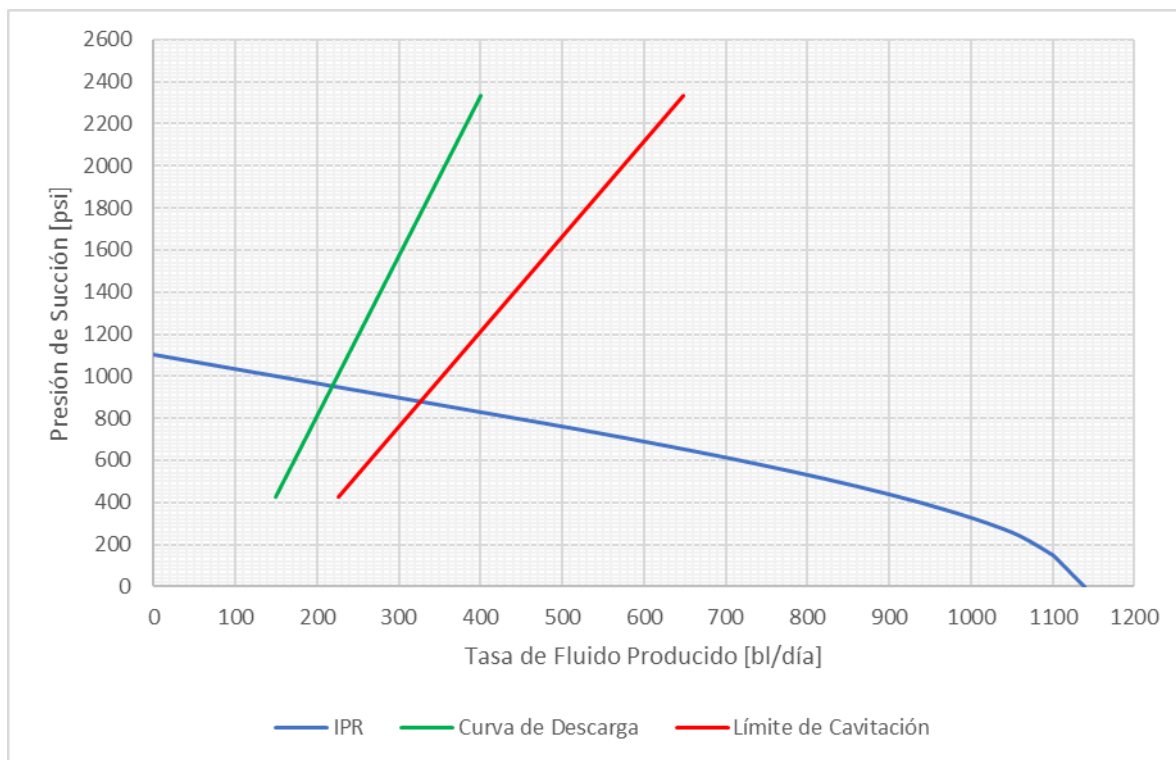
TABLA 3.40
RESULTADOS FINALES DE LA BOMBA JET SELECCIONADA KOBE 5-B
PARA EL POZO SACHA-458

Análisis N°	1	2	3	4
Fabricante	Kobe	Kobe	Kobe	Kobe
Bomba	5-B	5-B	5-B	5-B
R	0.31	0.31	0.31	0.31
P_T, psi	3200	3200	3400	3400
Q_N, bl/día	727	614	747	634
HP (90%)	49	41	53	45
Q_{sc}, bl/día	278	666	226	648
Q_s, bl/día	150	400	150	400
P_s, psi	585	2446	425	2332
P_D, psi	3206	3325	3207	3326

ELABORACIÓN: Saca, 2023

En la figura 3.8 se presenta un análisis nodal de la bomba elegida. Esta representación se basa en los resultados de las evaluaciones de presión de succión (P_s) en las tasas deseadas (Q_s), bajo una presión superficial de operación seleccionada (P_T) de 3400 psi.

FIGURA 3.8 ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-458



Elaboración: Saca, 2023

Después de evaluar el análisis PSW, se descubrió que la bomba Kobe 5-B es la mejor opción para el pozo Sacha-458. Con una tasa de producción óptima de 220 bl/día y una presión de succión de 980 psi, esta bomba requiere 51 HP para funcionar con una eficiencia del 90%. La presión de operación será de 3400 psi y la presión de descarga será de 3241 psi. La figura 3.8 muestra que la tasa de producción, a partir de la cual la bomba comenzará a cavitarse, es de 327 bl/día, en el punto de encuentro entre la recta de cavitación y la curva de IPR con una presión de cavitación de 4700 psi.

CAPÍTULO 4

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Luego de realizar el análisis nodal en cada uno de los pozos que emplean el sistema de bombeo hidráulico tipo jet, se encontró que los pozos Sacha-14, Sacha-133, Sacha-376, Sacha-411, Sacha-414, Sacha-415 y Sacha-458 mostraron un aumento en su producción. Sin embargo, se detectaron inconsistencias en el pozo Sacha-192, las cuales necesitan un estudio exhaustivo que no se incluye en este trabajo de titulación ya que este pozo no produce adecuadamente. Por lo tanto, se excluyó del análisis técnico-económico.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DESARROLLADO POR PETRIE, SMART Y WILSON

La tabla 4.1 muestra información sobre la producción actual de fluido, producción de petróleo y fluido motriz de cada pozo. Además, se compara con los resultados esperados después de aplicar la optimización propuesta por el método de Petrie, Smart y Wilson.

TABLA 4.1
RESUMEN DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y REDISEÑO DE LOS POZOS OPTIMIZADOS CON EL MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON

Pozo	Producción, bl/día		Petróleo Producido, bl/día				Fluido Motriz, bl/día			
	Actual	Rediseño	Actual	Rediseño	ΔQ	%	Actual	Rediseño	ΔQ	%
Sacha-14	95	225	57	135	78	138	3245	1148	-2097	-65
Sacha-133	177	197	156	173	18	11	3008	3080	72	2
Sacha-376	180	192	176	188	12	7	2340	2301	-39	-2
Sacha-411	172	230	138	184	46	34	2544	2290	-254	-10
Sacha-414	132	188	119	169	51	43	2280	1404	-876	-38

TABLA 4.1 CONTINUACIÓN

Sacha-415	324	373	259	298	39	15	3196	1726	-1470	-46
Sacha-458	192	220	117	134	17	15	2223	716	-1507	-68
Total	1271	1625	1021	1282	261	26	18836	12665	-6171	-33

ELABORACIÓN: Saca, 2023

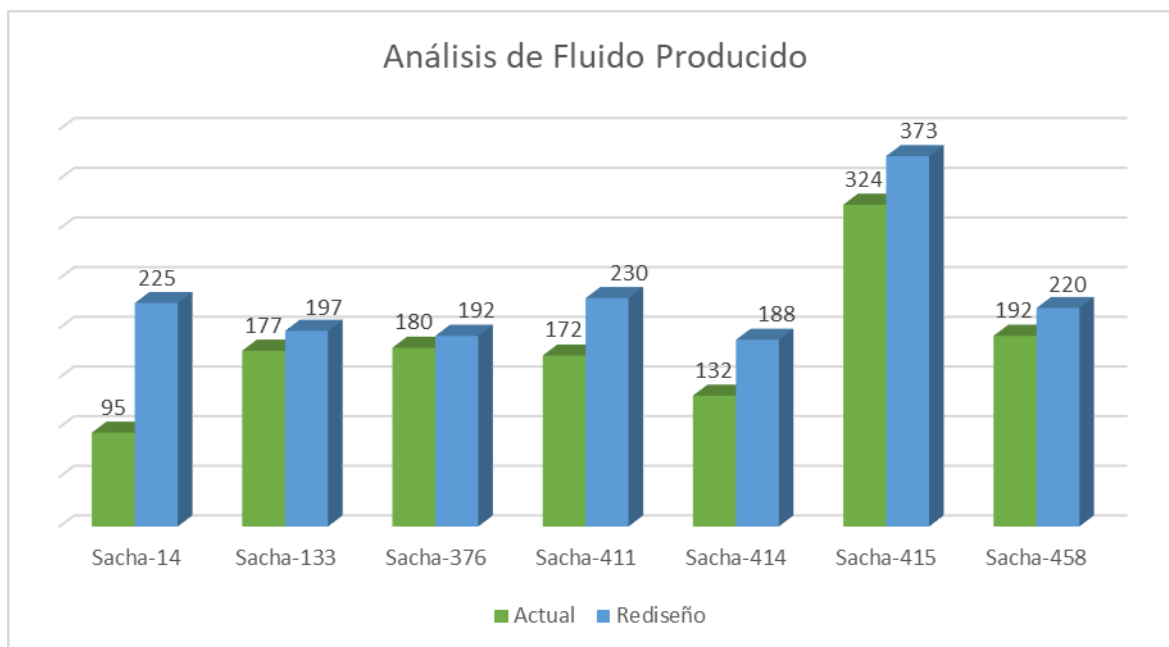
Actualmente, la producción diaria de los pozos en estudio es de 1271 bl/día utilizando el sistema de bombeo hidráulico tipo jet. En cuanto a la cantidad de petróleo producido por los pozos analizados, esta es de 1021 bl/día utilizando 18836 barriles de líquido motriz al día. La optimización propuesta busca aumentar la producción a 1625 bl/día, con una tasa de petróleo de 1282 bl/día y una cantidad de líquido motriz de 12665 bl/día. Esto representa 261 bl/día de petróleo adicional, lo que equivale a un incremento del 26% de barriles y una reducción de líquido motriz, específicamente 6171 bl/día.

La mejora en el rendimiento de los pozos examinados se logra gracias a diferentes enfoques en función de las necesidades de cada uno. En el caso del pozo Sacha-133, se incrementó la tasa de flujo de líquido motriz, mientras que en los pozos Sacha-14, Sacha-376, Sacha-411, Sacha-414, Sacha-415 y Sacha-458 se redujo la cantidad de líquido motriz utilizado. Para optimizar la producción en los pozos Sacha-133, Sacha-376 y Sacha-411, se mantuvieron las bombas existentes y se disminuyó la presión de trabajo.

La figura 4.1 ilustra una comparación entre la producción de fluido actual y la cantidad que se lograría al aplicar la estrategia de optimización propuesta. La figura 4.2 muestra el aumento en la producción de petróleo en los pozos analizados, lo que se traduce en un beneficio económico para este campo petrolero. Además, se destaca que el pozo Sacha-14 es el que registra el mayor incremento en la producción de petróleo en comparación con los otros pozos analizados. El Sacha-14 paso de 57 barriles de petróleo por día a 225 barriles de

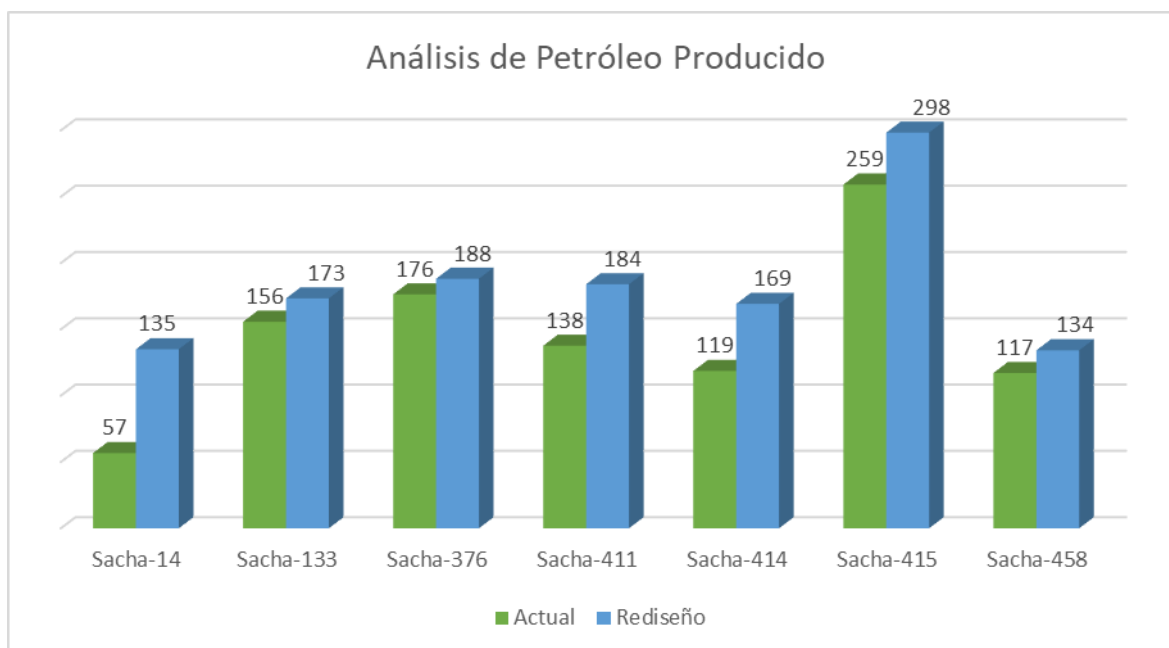
petróleo por día con la optimización realizada se obtiene un 295% de aumento en la producción.

FIGURA 4.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y REDISEÑO DE LA TASA DE FLUIDO PRODUCIDO POR CADA POZO



Elaboración: Saca, 2023

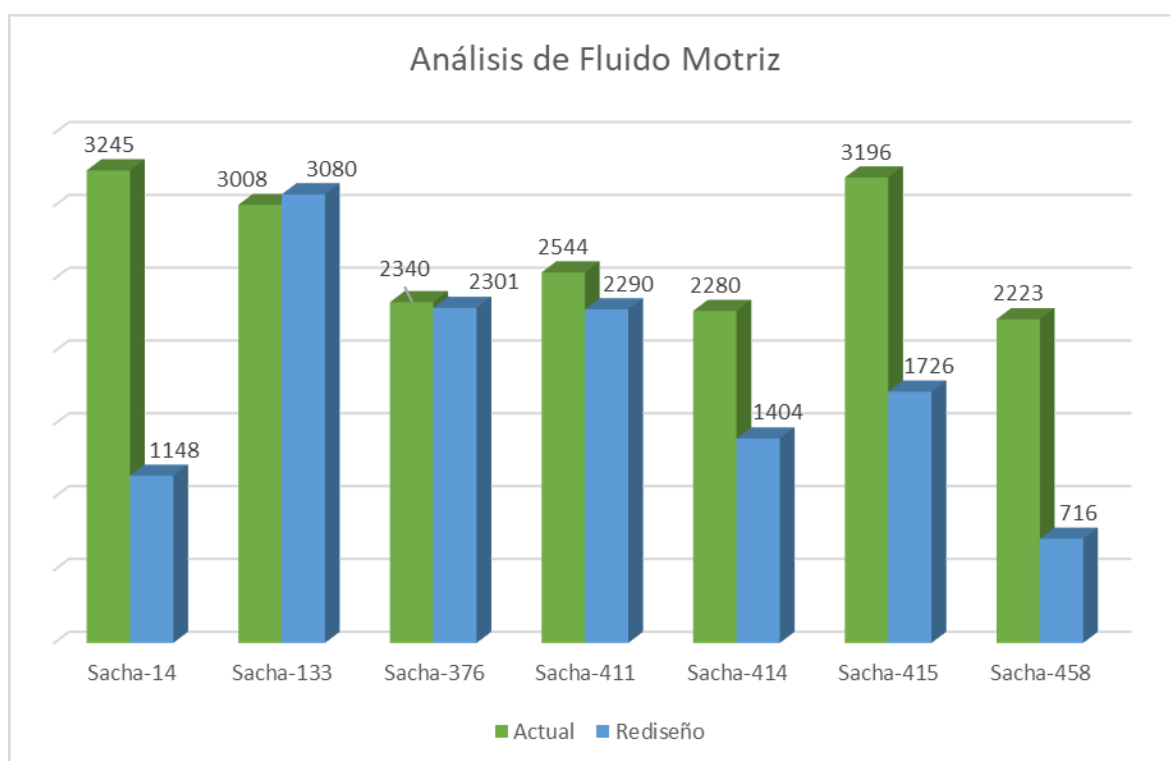
FIGURA 4.2 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y REDISEÑO DE LA TASA DE PETRÓLEO PRODUCIDO POR CADA POZO



Elaboración: Saca, 2023

La figura 4.3 ilustra la cantidad de fluido motriz necesaria para alcanzar la tasa de producción deseada para cada pozo a través de la estrategia de optimización propuesta. Además, se puede observar que este análisis implica una disminución en la cantidad de fluido motriz requerido en todos los pozos analizados, a excepción del pozo Sacha 133 que se observa un aumento de 3008 bl/día a 3080 bl/día lo que nos da un incremento de 72 bl/día de fluido motriz.

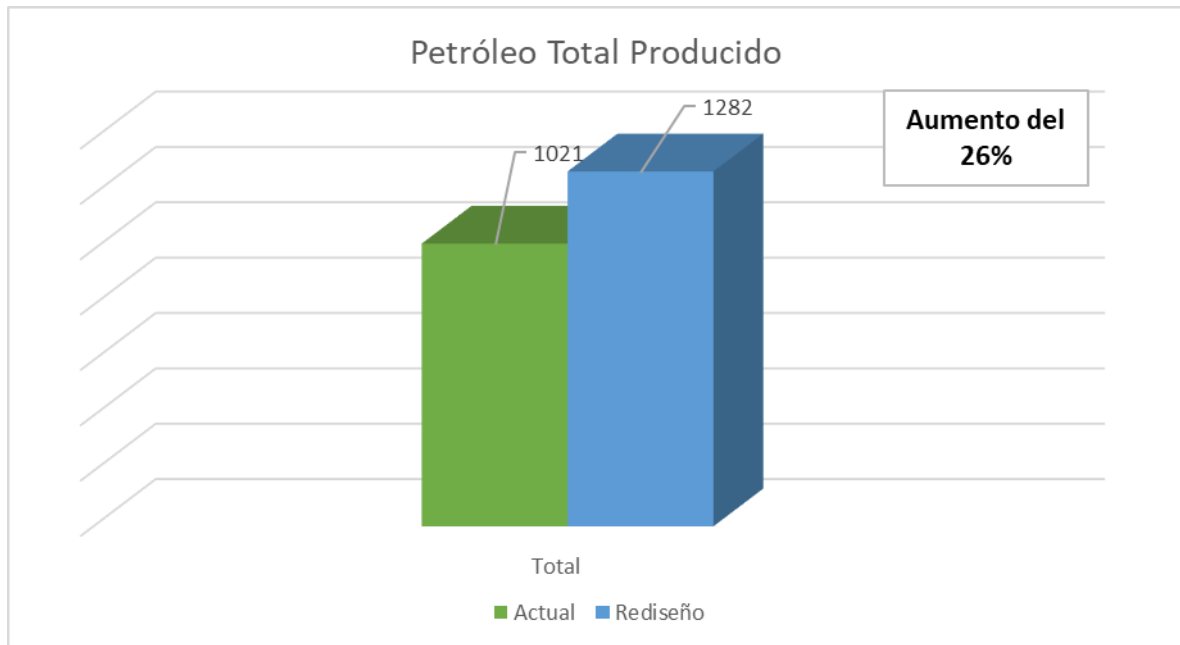
FIGURA 4.3 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y REDISEÑO DE LA TASA DE FLUIDO MOTRIZ POR CADA POZO



Elaboración: Saca, 2023

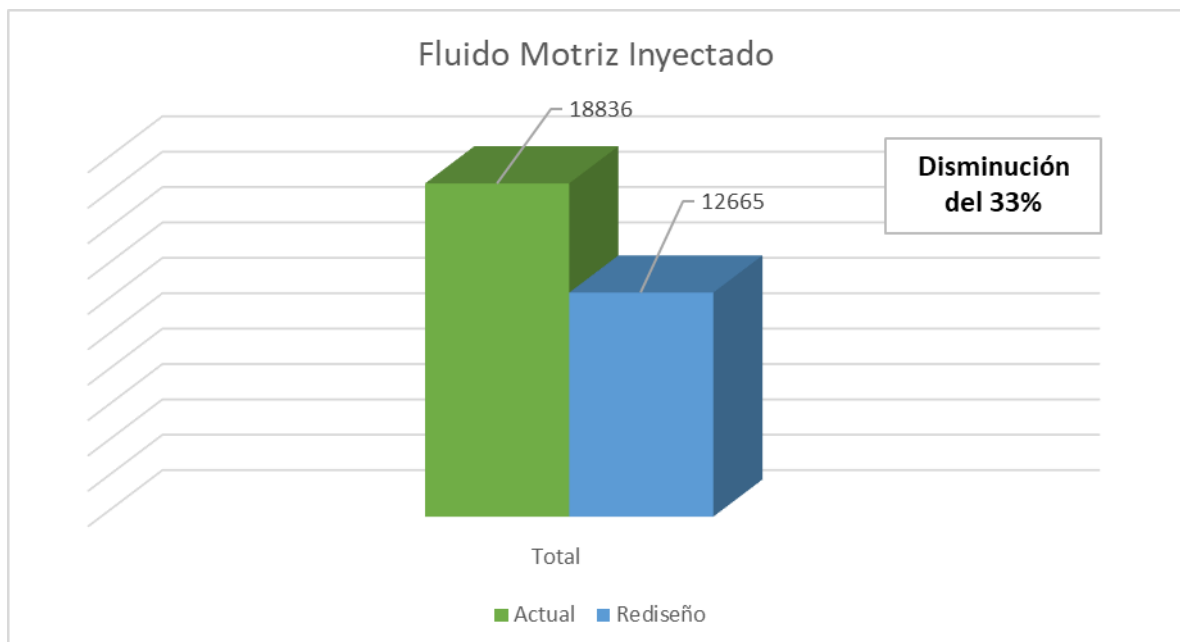
La figura 4.4 representa de manera gráfica la cantidad total de petróleo que se producirá en los pozos analizados mediante el modelo propuesto, evidenciando un incremento del 26% en comparación a la producción actual. Por otro lado, en la figura 4.5 se observa la cantidad total de fluido motriz que se inyecta en la actualidad y la cantidad propuesta en la optimización, presentando una disminución del 33%.

FIGURA 4.4 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y REDISEÑO DE LA TASA DE PETRÓLEO PRODUCIDO TOTAL



Elaboración: Saca, 2023

FIGURA 4.5 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y REDISEÑO DE LA TASA DE FLUIDO MOTRIZ TOTAL



Elaboración: Saca, 2023

Tabla 4.2
INCREMENTO DE LOS INGRESOS CON LA PRODUCCIÓN ÓPTIMA
CALCULADA

Pozo	Petróleo Producido, bl/día	Ingreso Incremental		
	ΔQ	Diario [USD]	Mensual [USD]	Anual [USD]
Sacha-14	78	6996.89	209906.64	2518879.68
Sacha-133	18	1572.74	47182.08	566184.96
Sacha-376	12	1050.87	31526.21	378314.50
Sacha-411	46	4139.16	124174.66	1490095.87
Sacha-414	51	4519.83	135594.86	1627138.37
Sacha-415	39	3502.91	105087.36	1261048.32
Sacha-458	17	1526.27	45788.06	549456.77
Total	261	23308.66	699259.87	8391118.46

ELABORACIÓN: Saca, 2023

El incremento en la producción de los pozos del campo Sacha de la tabla 4.2 proporcionaría un aumento en los ingresos económicos de la empresa operadora. Según el precio promedio de comercialización del barril de crudo ecuatoriano en 2022, de 86.00 USD/barril, valor tomado del informe de Cifras mensuales del sector Petrolero Ecuatoriano del Banco Central del Ecuador, se estima que la optimización generaría el valor indicado en la tabla 4.2.

4.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS AL AÑO 2018

En la tabla 4.3 y tabla 4.4 los resultados obtenidos a partir del modelo formulado por Petrie, Smart y Wilson para el Campo Sacha en el año 2022; y los resultados obtenidos de los modelos de Eddie Smart y Hal Petrie en 2018, según lo descrito por García (2018).

Tabla 4.3
RESUMEN DE RESULTADOS Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL
CAMPO SACHA DEL 2022

Pozo	Sacha-14	Sacha-133	Sacha-376	Sacha-411	Sacha-414	Sacha-415	Sacha-458
Fabricante	Kobe	Claw	Claw	Claw	National	National	Kobe
Bomba	7-A	12-K	11-J	11-J	8-B	9-X	5-B
A_N , pg^2	0.0111	0.0311	0.0239	0.0239	0.0131	0.0167	0.0067
A_T , pg^2	0.0278	0.0655	0.0526	0.0526	0.0441	0.0346	0.0215
R	0.400	0.476	0.454	0.454	0.299	0.483	0.310
P_T , psi	3350	2930	2450	2500	3400	3300	3400
Q_N , bl/día	1148	3080	2301	2290	1404	1726	716
Q_S , bl/día	225	197	192	230	188	373	220
Q_{SC} , bl/día	314	819	380	614	423	460	385
P_{SC} , psi	3750	3160	2690	2810	4350	3800	4700
HP @90%, HP	81	190	118	120	100	120	51

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Tabla 4.4
RESUMEN DE RESULTADOS Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL
CAMPO SACHA DEL 2018

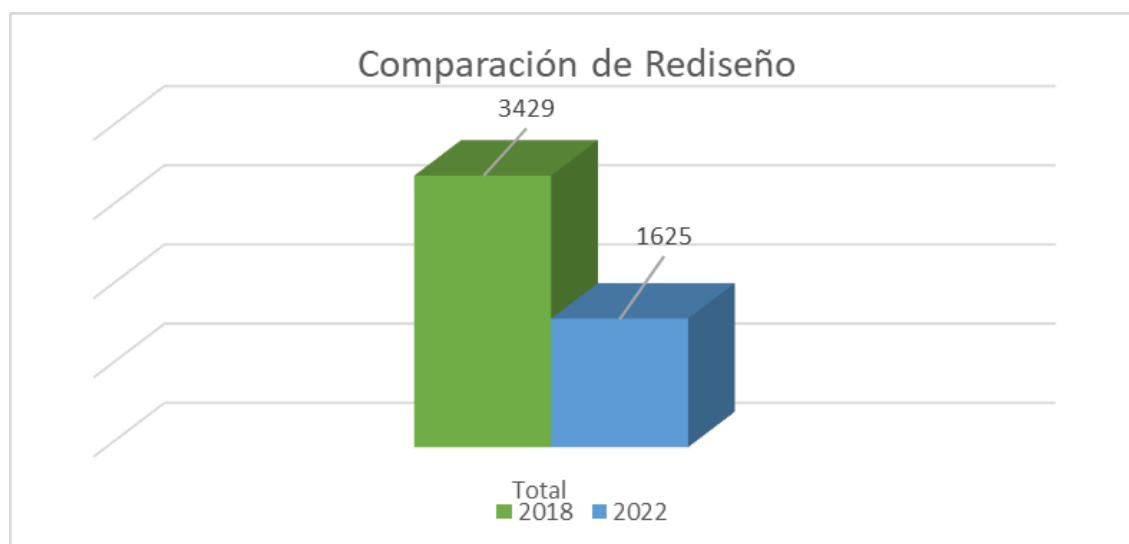
Pozo	Sacha-228	Sacha-246	Sacha-119	Sacha-9	Sacha-130	Sacha-134	Sacha-56
Fabricante	OHI	Guiberson	Fluid Packed Pump	Claw	Claw	Claw	Claw
Bomba	10-A	C-3	4-A	10-J	12-K	10-I	10-I
A_N , pg^2	0.0238	0.0123	0.0072	0.0175	0.0311	0.0175	0.0175
A_T , pg^2	0.0464	0.0241	0.0141	0.0526	0.0655	0.0464	0.0447
R	0.5120	0.5100	0.5120	0.4000	0.5170	0.5170	0.5170
P_T , psi	3100	3100	3100	3700	3700	3910	3000
Q_N , bl/día	2292	1025	715	1940	3306	1930	1777
Q_S , bl/día	590	265	220	508	881	554	411
HP @90%, HP	134	60	42	136	231	143	101

FUENTE: García, 2018

ELABORACIÓN: Saca, 2023

Debido a la depleción del campo Sacha en términos de presión y otros parámetros, las condiciones para las que se diseñaron las bombas en 2018 ya no son adecuadas, lo que tiene un gran impacto en la vida útil de las unidades y las operaciones de producción. Con el fin de maximizar la producción de los pozos, se llevó a cabo un nuevo diseño de bombas que tenga en cuenta las condiciones actuales del campo. En la figura 4.6 se muestra una comparación entre la producción obtenida mediante los modelos antiguos y los nuevos. Se puede observar claramente que la depleción de presión en los campos del campo Sacha ha tenido un gran impacto en la producción.

FIGURA 4.6 COMPARACIÓN DE REDISEÑOS DEL 2018 Y 2022



Elaboración: Saca, 2023

En la data observada de los años 2018 y 2022, se puede notar que los valores de los parámetros PVT varían significativamente, incluso dentro de las mismas arenas. En particular, se observaron valores muy bajos de GOR en el año 2018, lo que influyó significativamente en el incremento de la producción obtenido mediante la optimización.

Es importante mencionar que un GOR alto puede tener efectos negativos en el IPR, ya que la presencia de gas en el pozo puede reducir la presión de fondo; y,

como consecuencia disminuir la tasa de producción de petróleo. Esto se debe a que el gas actúa como un freno hidrostático que reduce la capacidad del pozo para producir petróleo. Además, la viscosidad y densidad del gas pueden ser menores que las del petróleo provocando que disminuya la fuerza de empuje que lo impulsa hacia la superficie.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- En general, el análisis nodal en los pozos que emplean el sistema de bombeo hidráulico tipo jet ha demostrado que la optimización de los pozos puede tener un impacto significativo en la producción aumentando en 26% la tasa de petróleo por día. Se ha identificado que la mayoría de los pozos analizados, a excepción de Sacha-192, muestran un aumento en la producción.
- La propuesta de optimización tiene un impacto significativo en la tasa de producción neta de petróleo de 1021 bl/día a 1282 dl/día. Además, el análisis nodal de los pozos Sacha-133, Sacha-376 y Sacha-411 sugiere que se podría incrementar la producción si se disminuyen sus presiones de operación en superficie a 2930 psi, 2450 psi y 2500 psi, respectivamente.
- La optimización de los pozos Sacha-14, Sacha-133, Sacha-376, Sacha-411, Sacha-414, Sacha-415 y Sacha-458 proporcionaría un aumento en los ingresos económicos anuales del país de aproximadamente 8 391 118 USD.
- La aplicación del método PSW se considera una alternativa viable para determinar la tasa óptima de producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet.
- Se observó que la utilización de la técnica de bombeo hidráulico tipo jet puede generar altas tasas de producción, pero su eficiencia disminuye a medida que la depletación de los pozos incrementa.
- Se demostró que la optimización de los pozos a través de la reducción de la presión de operación en superficie es una estrategia efectiva para mejorar la producción en los pozos de Sacha con las bombas Claw instaladas. Manejando una presión de trabajo entre 2450 y 2930 psi.

- Los resultados obtenidos son relevantes para la industria petrolera del país, ya que demuestran que la optimización de los pozos existentes puede tener un impacto significativo en la producción y en los ingresos económicos.
- La metodología de análisis nodal utilizada en este estudio puede ser aplicada en otros campos petroleros para evaluar el desempeño de los pozos y diseñar estrategias de optimización.

5.2.RECOMENDACIONES

- Se sugiere que se realice un estudio exhaustivo en el pozo Sacha-192 para determinar la causa de las inconsistencias del porque la optimización tiene como resultado una producción menor a la producción actual con la bomba jet ya instalada y tomar las medidas necesarias para resolver el problema. Además, se recomienda que se realicen análisis nodales periódicos en los pozos para identificar cualquier problema de producción y tomar medidas oportunas para maximizar la producción y los ingresos económicos.
- Es fundamental verificar los datos de PVT y la correcta toma de información operativa para garantizar una optimización eficiente y efectiva de los pozos mediante el bombeo hidráulico tipo jet.
- Al momento de seleccionar la dimensión de la bomba jet, es recomendable considerar la relación gas-líquido del pozo, ya que valores altos pueden generar cavitación y afectar el desempeño de la bomba.
- Es importante tener en cuenta las presiones máximas de trabajo en las instalaciones en superficie al implementar el bombeo hidráulico tipo jet en los pozos. En los casos de tener una MTU las presiones máximas de trabajo están entre 3500 y 3600 psi.
- Se recomienda utilizar software especializado para el cálculo de la presión de descarga de la bomba jet, ya que estos programas ofrecen valores más precisos que los obtenidos mediante el uso de gráficas.
- Se recomienda continuar investigando y aplicando nuevas técnicas de producción para mejorar la eficiencia en la explotación de los recursos

petroleros en el campo Sacha y maximizar los beneficios económicos del país.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amaya, A., & Chanatásig, D. (2009). Programa de diseño unificado de Bombeo Hidráulico para la selección de Bombas Jet y Pistón usadas en las operaciones de Petroproducción. *Proyecto Previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. doi:<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1829>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Instituto Francés de Estudios Andinos.
- Barton, F., & Coberly, C. (1960). Friction Losses in Vertical Tubing as Related to Hydraulic Pumps. *Journal of Petroleum Technology*.
- Becerra, F. (2017). Aplicación de los métodos de Smart y Petrie, para optimizar la producción de pozos con Bombeo Hidráulico del Campo Lago Agrio. *Trabajo Previo a la Obtención del Título de Ingeniero en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Beggs, H., & Brown, K. (1977). *The Technology of Artificial Lift Method*. Tulsa: PenWell Publishing Company.
- Beltrán, V., & Perlaza, G. (2004). Levantamiento Hidráulico con Bomba Jet para evaluar y producir pozos en el Oriente Ecuatoriano. *Previo a la Obtención del Título de Ingeniero en Petróleos*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil. doi:<http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/32289>
- Coello, A. (2017). Manual de Operaciones para Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico Tipo Jet con Unidad Móvil de Evaluación. *Trabajo de Titulación Tipo Proyectos Técnicos Previo a la obtención del Título de Ingeniero Industrial*. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba.
- Collaguazo, C., & Romero, M. (2011). Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el Campo Lago Agrio para Incrementar su Producción. *Proyecto Previo a la Obtención del Título de Ingenieros en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- García, C. (2018). Estudio para la Optimización del Bombeo Hidráulico Tipo Jet Utilizando los Métodos de Eddie E. Smart y Hal Petrie en el Campo Sacha-Bloque 60. *Trabajo de Titulación Previo a la Obtención del Título de Ingeniería en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Gonzalez, D. (2007). Ubicación de Pozos de Relleno en el Campo Sacha. *Proyecto Previo a la Obtención del Título de Ingeniero en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Gosline, J., & O'Brien, M. (1934). Water Jet Pump. *University of California Press*, 167-170.
- Guerrón, J., & Robalino, D. (2013). Estudio de los resultados del cambio de sistema de levantamiento hidráulico a electrosumergible en el campo Sacha y definición de criterios para selección de pozos Enero 2013. *Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para obtener el Título de Ingeniero en Petróleos Grado Académico de Tercer Nivel*. Universidad Central del Ecuador, Quito. doi:<http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/775>
- Manoto, M. (2019). Estudio del Sistema Tipo Jet Instalado en el Campo Lago Agrio, Utilizando el Modelo Propuesto por la Universidad de Tulsa para Incrementar la Producción. *Proyecto Previo a la Obtención del Título de Ingeniero en Petróleos*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Melo, V. (2019). *Manual de Levantamiento Artificial*. Quito.

- MERNNR. (21 de Octubre de 2021). *Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables*. Obtenido de Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/inicia-campana-de-perforacion-en-sacha-para-incrementar-3-mil-barriles-de-petroleo-hasta-diciembre-2021/#>
- Petrie, H. (1987). Hydraulic Pumping. En H. Bradley, *Petroleum Engineering Handbook* (págs. 6-34, 6-35). United States of America: Society of Petroleum Engineers.
- Petrie, H., Wilson, P., & Smart, E. (1983). Part 2 - Hand-held computer programs for installation design. *World Oil*.
- Sandoval, E. (2016). Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet en el Campo Lago Agrio de la Amazonía Ecuatoriana para incrementar su producción de crudo. *Trabajo previo a la obtención del Título de Ingeniero de Petróleos*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito.
- Sertecpet S.A. (2010). *Manual para Operaciones de Campo*. Quito: Sertecpet.
- Yunapanta, J. (2011). Modelación y simulación de un sistema centralizado de Bombeo Hidráulico tipo jet de un campo petrolero. *Tesis previa a la obtención del grado de Magíster (M.Sc.) en Sistemas de Transporte de petróleo y derivados*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. doi:<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7694/1/CD-3491.pdf>

ANEXOS

ANEXO No 1
TABLAS DE LAS BOMBAS CANDIDATAS PARA LA
OPTIMIZACIÓN

TABLA A-1

BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-14

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	6-C	9-A	8-A	8-A	7-A	6-B
R	0.2350	0.3800	0.3800	0.4000	0.4000	0.3100
A_N, pg²	0.0081	0.0167	0.0131	0.0144	0.0111	0.0086
A_s, pg²	0.0265	0.0274	0.0215	0.0216	0.0167	0.0192
A_T, pg²	0.0346	0.0441	0.0346	0.0360	0.0278	0.0278
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-4	C-5	B-4	7-G	7-H	6-G
R	0.3900	0.3200	0.3000	0.3473	0.2872	0.3023
A_N, pg²	0.0123	0.0123	0.0095	0.0108	0.0108	0.0094
A_s, pg²	0.0191	0.0257	0.0219	0.0203	0.0268	0.0217
A_T, pg²	0.0314	0.0380	0.0314	0.0311	0.0376	0.0311

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA A-2

BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-133

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	6-B	7-A	8-A	6-A	7-A	5-B
R	0.2990	0.3800	0.3800	0.4000	0.4000	0.3100
A_N, pg²	0.0081	0.0103	0.0131	0.0086	0.0111	0.0067
A_s, pg²	0.0191	0.0169	0.0215	0.0129	0.0167	0.0149
A_T, pg²	0.0272	0.0272	0.0346	0.0215	0.0278	0.0216
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	B-3	C-4	BB-2	6-F	7-G	6-G
R	0.4000	0.3900	0.2000	0.3933	0.3473	0.3023
A_N, pg²	0.0095	0.0123	0.0038	0.0094	0.0108	0.0094
A_s, pg²	0.0145	0.0191	0.0150	0.0145	0.0203	0.0217
A_T, pg²	0.0240	0.0314	0.0188	0.0239	0.0311	0.0311

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA A-3

BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-192

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	8-X	9-A	8-B	9-A	8-A	6-C
R	0.4830	0.3800	0.2990	0.4000	0.4000	0.2400
A_N, pg²	0.0131	0.0167	0.0131	0.0186	0.0144	0.0086
A_s, pg²	0.0141	0.0274	0.0310	0.0278	0.0216	0.0273
A_T, pg²	0.0272	0.0441	0.0441	0.0464	0.0360	0.0359
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-4	B-4	B-3	8-G	10-I	7-H
R	0.3900	0.3000	0.4000	0.3923	0.3915	0.2872
A_N, pg²	0.0123	0.0095	0.0095	0.0122	0.0175	0.0108
A_s, pg²	0.0191	0.0219	0.0145	0.0189	0.0272	0.0268
A_T, pg²	0.0314	0.0314	0.0240	0.0311	0.0447	0.0376

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA A-4

BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-376

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	8-A	8-B	9-B	8-A	10-B	9-B
R	0.3800	0.2990	0.2990	0.4000	0.3100	0.3100
A_N, pg²	0.0131	0.0131	0.0167	0.0144	0.0240	0.0186
A_s, pg²	0.0215	0.0310	0.0395	0.0216	0.0534	0.0414
A_T, pg²	0.0346	0.0441	0.0562	0.0360	0.0774	0.0600
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-4	B-5	B-6	10-J	9-H	8-G
R	0.3900	0.2500	0.2100	0.3327	0.3936	0.3923
A_N, pg²	0.0123	0.0095	0.0095	0.0175	0.0148	0.0122
A_s, pg²	0.0191	0.0285	0.0357	0.0351	0.0228	0.0189
A_T, pg²	0.0314	0.0380	0.0452	0.0526	0.0376	0.0311

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA A-5

BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-411

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	4-C	5-B	6-B	7-C	4-B	5-B
R	0.2350	0.2990	0.2990	0.2400	0.3100	0.3100
A_N, pg²	0.0050	0.0064	0.0081	0.0111	0.0052	0.0067
A_s, pg²	0.0164	0.0150	0.0191	0.0353	0.0115	0.0149
A_T, pg²	0.0214	0.0214	0.0272	0.0464	0.0167	0.0216
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	A-2	B-4	B-5	6-H	5-F	6-G
R	0.2900	0.3000	0.2500	0.2500	0.3096	0.3023
A_N, pg²	0.0055	0.0095	0.0095	0.0094	0.0074	0.0094
A_s, pg²	0.0133	0.0219	0.0285	0.0282	0.0165	0.0217
A_T, pg²	0.0188	0.0314	0.0380	0.0376	0.0239	0.0311

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA A-6

BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-414

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	8-A	8-B	9-B	7-B	8-B	10-C
R	0.3800	0.2990	0.2990	0.3100	0.3100	0.2400
A_N, pg²	0.0131	0.0131	0.0167	0.0111	0.0144	0.0240
A_s, pg²	0.0215	0.0310	0.0395	0.0248	0.0320	0.0760
A_T, pg²	0.0346	0.0441	0.0562	0.0359	0.0464	0.1000
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	C-7	C-6	B-6	8-H	9-I	9-J
R	0.2300	0.2700	0.2100	0.3245	0.3311	0.2814
A_N, pg²	0.0123	0.0123	0.0095	0.0122	0.0148	0.0148
A_s, pg²	0.0408	0.0330	0.0357	0.0254	0.0299	0.0378
A_T, pg²	0.0531	0.0453	0.0452	0.0376	0.0447	0.0526

ELABORACIÓN: Saca, 2023

TABLA A-7

BOMBAS CANDIDATAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL POZO SACHA-458

Fabricante	National			Kobe		
Bomba	6-B	9-B	8-C	5-B	7-B	9-C
R	0.2990	0.2990	0.2350	0.3100	0.3100	0.2400
A_N, pg²	0.0081	0.0167	0.0131	0.0067	0.0111	0.0186
A_s, pg²	0.0191	0.0395	0.0431	0.0149	0.0248	0.0589
A_T, pg²	0.0272	0.0562	0.0562	0.0216	0.0359	0.0775
Fabricante	Guiberson			Claw		
Bomba	B-4	C-5	C-6	5-F	7-H	7-I
R	0.3000	0.3200	0.2700	0.3096	0.2872	0.2416
A_N, pg²	0.0095	0.0123	0.0123	0.0074	0.0108	0.0108
A_s, pg²	0.0219	0.0257	0.0330	0.0165	0.0268	0.0339
A_T, pg²	0.0314	0.0380	0.0453	0.0239	0.0376	0.0447

ELABORACIÓN: Saca, 2023

ANEXO No 2
**CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA IPR (INFLOW
PERFORMANCE RELATIONSHIP)**

En un intento por desarrollar el enfoque de Vogel al flujo trifásico, Beggs y Brown (1977) presentaron un método propuesto por Petrobras para determinar el rendimiento del flujo de entrada de los pozos de petróleo que producen agua. El método, también llamado IPR Compuesto, usa un IP constante para la producción de agua y lo suma a una relación de Vogel para la producción de petróleo con el objetivo de obtener una relación compuesta de rendimiento de entrada.

IPR de Yacimiento saturados

La mayoría de los yacimientos del Campo Sacha se encuentran saturados. En este tipo de yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de saturación ($P_{WF} > P_b$), por lo que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite. En consecuencia, el uso del índice de producción IP es apropiado ya que no es representativo del pozo. A continuación, se presenta el desarrollo del método:

Primero se determina el valor de J.

$$J = \frac{q_{t_{test}}}{f_o \left(P_R - P_b + \frac{P_b A}{1.8} \right) + f_w (P_R - P_{WF_{test}})} \quad (A-2.1)$$

Donde

$$A = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{WF_{test}}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{WF_{test}}}{P_b} \right)^2 \quad (A-2.2)$$

Se determina el caudal en el punto de saturación.

$$P_{WF} = P_R - \frac{q_t}{J} \quad (A-2.3)$$

Determinar el caudal máximo de petróleo.

$$q_{omáx} = q_b + \frac{J + P_b}{1.8} \quad (A-2.4)$$

Determinar CD.

$$CD = P_{WFD} - P_{WFC} = f_w \left(\frac{0.001 q_{om\acute{a}x}}{J} \right) + f_o (0.125) P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{0.999 q_{om\acute{a}x} - q_b}{q_{om\acute{a}x} - q_b} \right)} \right] \quad (A-2.5)$$

Determinar CG.

$$CG = 0.001 q_{om\acute{a}x} \quad (A-2.6)$$

Determinar $\tan \alpha$.

$$\tan \alpha = \frac{CG}{CD} \quad (A-2.7)$$

Determinar $\tan \beta$.

$$\tan \beta = \frac{CD}{CG} \quad (A-2.8)$$

Determinar el caudal máximo total esperado.

$$q_{tm\acute{a}x} = q_{om\acute{a}x} + f_w \left(P_R - \frac{q_{om\acute{a}x}}{J} \right) (\tan \alpha) \quad (A-2.9)$$

La presión de fondo fluyente es calculada para diferentes caudales entre el intervalo de 0 bl/día hasta el caudal de burbuja.

$$P_{WF} = P_R - \frac{q_t}{J} \quad (A-2.10)$$

La presión de fondo fluyente se calcula para diferentes caudales entre el intervalo comprendido entre el caudal de burbuja hasta el caudal máximo de petróleo.

$$P_{WF} = f_w \left(P_R - \frac{q_t}{J} \right) + f_o (0.125) P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_t - q_b}{q_{om\acute{a}x} - q_b} \right)} \right] \quad (A-2.11)$$

La presión de fondo fluyente se calcula para diferentes caudales entre el intervalo comprendido entre el caudal máximo de petróleo hasta el caudal total máximo.

$$P_{WF} = f_w \left(P_R - \frac{q_{om\acute{a}x}}{J} \right) - (q_t - q_{om\acute{a}x}) (\tan \beta) \quad (A-2.12)$$

Con los datos obtenidos por las ecuaciones A-2.10, A-2.11, A-2.12, se genera una tabla y su respectiva gráfica.

IPR para Yacimientos Subsaturados

Para un yacimiento subsaturado la IPR toma dos comportamientos, $P_{WF} > P_b$, cuando la presión de fondo fluyente sea mayor a la presión de saturación se obtendrá un flujo monofásico. Por otro lado, $P_{WF} < P_b$, cuando la presión de fondo fluyente sea menor a la presión de saturación existirá flujo multifásico.

Para obtener la IPR por el método de Petrobras para yacimientos subsaturados se debe seguir el algoritmo descrito a continuación:

Determinar el valor de J.

$$J = \frac{q_t}{P_R - P_{WF}} \quad (\text{A-2.13})$$

Se determina el caudal en el punto de saturación.

$$q_b = J(P_R - P_b) \quad (\text{A-2.14})$$

Determinar el caudal máximo de petróleo.

$$q_{om\acute{a}x} = q_b + \frac{J \times P_b}{1.8} \quad (\text{A-2.15})$$

Determinar CD.

$$CD = P_{WFD} - P_{WFC} = f_w \left(\frac{0.001 q_{om\acute{a}x}}{J} \right) + f_o (0.125) P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{0.999 q_{om\acute{a}x} - q_b}{q_{om\acute{a}x} - q_b} \right)} \right] \quad (\text{A-2.16})$$

Determinar CG.

$$CG = 0.001 q_{om\acute{a}x} \quad (\text{A-2.17})$$

Determinar tan α .

$$\tan \alpha = \frac{CG}{CD} \quad (\text{A-2.18})$$

Determinar tan β .

$$\tan \beta = \frac{CD}{CG} \quad (\text{A-2.19})$$

Determinar el caudal máximo total esperado.

$$q_{tm\acute{a}x} = q_{om\acute{a}x} + f_w \left(P_R - \frac{q_{om\acute{a}x}}{J} \right) (\tan \alpha) \quad (\text{A-2.20})$$

La presi3n de fondo fluyente es calculada para diferentes caudales entre el intervalo de 0 bl/día hasta el caudal de burbuja.

$$P_{WF} = P_R - \frac{q_t}{J} \quad (\text{A-2.21})$$

La presi3n de fondo fluyente se calcula para diferentes caudales entre el intervalo comprendido entre el caudal de burbuja hasta el caudal máximo de petr3leo.

$$P_{WF} = f_w \left(P_R - \frac{q_t}{J} \right) + f_o(0.125)P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_t - q_b}{q_{om\acute{a}x} - q_b} \right)} \right] \quad (\text{A-2.22})$$

La presi3n de fondo fluyente se calcula para diferentes caudales entre el intervalo comprendido entre el caudal máximo de petr3leo hasta el caudal total máximo.

$$P_{WF} = f_w \left(P_R - \frac{q_{om\acute{a}x}}{J} \right) - (q_t - q_{om\acute{a}x})(\tan \beta) \quad (\text{A-2.23})$$

Con los datos obtenidos por las ecuaciones A-2.21, A-2.22, A-2.23, se genera una tabla y su respectiva gráfica.