

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“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, OPCIÓN: ESTUDIO TÉCNICO-EXPERIMENTAL
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÓLEOS**

CINTHYA PAMELA GARCÍA ALMEIDA

DIRECTOR: MSc. VINICIO MELO G

Quito, Abril 2018

DECLARACIÓN

Yo, Cinthya Pamela García Almeida, declaro bajo juramento que el presente trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el presente 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 normativa institucional vigente.

CINTHYA GARCÍA ALMEIDA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cinthya Pamela García Almeida, bajo mi supervisión.

MSc. ING. VINICIO MELO G.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y sus funcionarios que de una u otra manera colaboraron con sus conocimientos, experiencias y con la confianza brindada hacia mi persona durante el desarrollo de este proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional, por la excelente preparación académica que sirvió de apoyo para la realización del presente proyecto.

Al MSc. Vinicio Melo, por su acertada Dirección durante el desarrollo de esta Tesis de Grado.

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme y permitirme realizar mis proyectos.

A mis amados padres que siempre me han apoyado con su amor infinito y comprensión en los momentos malos.

A mis hermanos que se han preocupado por mis estudios y siempre les han animado a seguir adelante.

Al MSc. Vinicio Melo que ha sido una gran persona digna de admirar por enseñarme muchas cosas tanto en mi vida personal como académica, y que aprecio mucho.

Al Ing. Hugo Barragan que ha sido un gran amigo que me ha brindado su apoyo en los buenos y malos momentos, le estaré eternamente agradecida por sus consejos y ánimo para seguir adelante.

A mi Amiga Diana que me apoyado en todo momento.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	VI
LISTA DE TABLAS.....	VIII
RESUMEN.....	XIV
PRESENTACIÓN	XV
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	1
1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	2
1.1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SACHA.....	3
1.1.5 PROPIEDADES PVT DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO SACHA...4	4
1.1.6 DESCRIPCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS ANALIZADOS.....4	4
1.2 FUNDAMENTOS DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.....	6
1.2.1 GENERALIDADES	6
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.....	6
1.2.5 VENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	8
1.2.6 DESVENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET	8
1.2.7 CAVITACIÓN EN LAS BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET	8
1.2.8 FABRICANTES DE BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET	9
1.2.9 ESPECIFICACIONES DE TOBERAS Y CÁMARAS DE MEZCLADO DE DIFERENTES FABRICANTES.....	9
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE SELECCIÓN DE TOBERA - CÁMARA DE MEZCLADO DESARROLLADOS POR EDDIE E. SMART Y HAL PETRIE	13
2.1 INTRODUCCIÓN.....	13
2.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE EDDIE E. SMART.....	13
2.3 ASPECTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	14
2.4 FACTORES INVOLUCRADOS EN LA SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA JET	15
2.5 LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO.....	15

2.6 DESCRIPCIÓN DE PROCEDIMIENTO DESARROLLADO POR EDDIE E. SMART	18
2.7 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE HAL PETRIE	22
2.8 SECUENCIA DE CÁLCULO Y ECUACIONES SUPLEMENTARIAS	23
CAPÍTULO 3: APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PRESENTADOS POR EDDIE E. SMART Y HAL PETRIE AL CAMPO SACHA-BLOQUE 60	30
3.1 RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE EDDIE E. SMART	30
3.1.1 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-228.....	30
3.1.2 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-246.....	34
3.1.3 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-119.....	36
3.1.4 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-158.....	38
3.1.5 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-193.....	40
3.2 RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE HAL PETRIE.....	44
3.2.1 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-009.....	44
3.2.2 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-130.....	47
3.2.3 ANÁLISIS POZO SACHA-134.....	49
3.2.4 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-056.....	51
3.2.5 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-061.....	53
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE RESULTADOS	57
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	57
4.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DESARROLLADO POR EDDIE E. SMART	57
4.1.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DESARROLLADO POR HAL PETRIE	60
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	63
4.2.1 INDICADORES FINANCIEROS	64
4.2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	67
CAPITULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
5.1 CONCLUSIONES	76
5.2 RECOMENDACIONES.....	77
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
GLOSARIO.....	82
ANEXOS.....	85

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1. 1	Coordenadas de Ubicación del Campo	2
1. 2	Propiedades pvt de los yacimientos del Campo Sacha	4
1. 3	Salinidad por arenas	4
1. 4	Tipo de levantamiento artificial por pozo	5
1. 5	Datos de pozos a ser analizados	5
1. 6	Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet	10
1. 7	Relaciones de áreas y áreas anulares de garganta (pg ²) para bombas Guiberson	11
1. 8	Áreas anulares garganta – tobera de National (pg ²)	12
1. 9	Áreas anulares garganta-tobera de Kobe (pg ²)	12
2. 1	Relaciones de áreas óptimas	17
2. 2	Sumario de resultados método Smart	22
2. 3	Sumario de resultados método Petrie	28
3. 1	Datos pozo Sacha-228	30
3. 2	Resultado obtenidos por iteración pozo Sacha-228	31
3. 3	Sumario de resultados pozo Sacha-228	32
3. 4	Geometrías óptimas por fabricante pozo Sacha-228	33
3. 5	Datos pozo Sacha-246	35
3. 6	Sumario de resultados pozo Sacha-246	35
3. 7	Geometrías óptimas por fabricante pozo Sacha-246	36
3. 8	Datos campo Sacha-119	37
3. 9	Sumario de resultados pozo Sacha-119	37
3. 10	Geometrías óptimas por fabricante pozo Sacha-119	38
3. 11	Datos pozo Sacha-158	39
3. 12	Sumario de resultados pozo Sacha-158	39
3. 13	Geometrías óptimas por fabricante pozo Sacha-158	40
3. 14	Datos pozo Sacha-193	41
3. 15	Sumario de resultados pozo Sacha-193	41
3. 16	Geometrías óptimas por fabricante pozo Sacha-193	42
3. 17	Resumen de resultados – método de Eddie E. Smart	43
3. 18	Datos pozo Sacha-009	44
3. 19	Resultados obtenidos por cada iteración pozo Sacha-009	45
3. 20	Sumario de resultados de los análisis del pozo Sacha-009	46
3. 21	Sumario de resultados del analisis nodal del pozo Sacha-009	47
3. 22	Datos campo Sacha-130	48
3. 23	Sumario de resultados de los analisis del pozo Sacha-130	48
3. 24	Sumario de resultados del analisis nodal del pozo Sacha-130	49
3. 25	Datos pozo Sacha-134	50
3. 26	Sumario de resultados de los análisis del pozo Sacha-134	50
3. 27	Sumario de resultados del analisis nodal del pozo Sacha-134	51

3. 28	Datos pozo Sacha-056	52
3. 29	Sumario de resultados de los análisis del pozo Sacha-056	52
3. 30	Sumario de resultados del analisis nodal del pozo Sacha-056	52
3. 31	Datos pozo Sacha-061	54
3. 32	Sumario de resultados de los análisis del pozo Sacha-061	54
3. 33	Sumario de resultados del analisis nodal del pozo Sacha-061	54
3. 34	Resumen de resultados – método de Hal Petrie	56
4. 1	Resumen de situación actual y posible optimización de bombeo hidraulico tipo jet en pozos analizados- método Smart	57
4. 2	Resumen de situación actual y rediseño de pozos analizados- método Petrie	60
4. 3	Valores estimados de cambio de bomba jet	68
4. 4	Valores estimados de gastos-revisión bomba jet	68
4. 5	Costos barril de petróleo	69
4. 6	Análisis económico pesimista-precio del barril 20 dólares	70
4. 7	Resultados del análisis económico con un escenario pesimista con el precio del barril de 20 dólares	71
4. 8	Análisis económico con el precio del barril a 40 dólares	72
4. 9	Resultados obtenidos del análisis económico con el precio del barril de 40 dólares	73
4. 10	Análisis económico para un escenario optimista con el precio del barril a 60 dólares	74
4. 11	Se muestran los resultados del análisis económico para un escenario optimista con el precio del barril a 60 dólares.	75

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1. 1	Mapa de ubicación del Campo Sacha	2
1. 2	Partes de la bomba hidráulica tipo jet	7
1. 3	Ejemplos de cavitación	8
2. 1	Nomenclatura de la bomba jet	14
2. 2	Curvas H – M de Guiberson	16
2. 3	Curva de comportamiento de diseño Guiberson	17
2. 4	Curva de resultados presión vs caudal	29
3. 1	Análisis nodal pozo Sacha-009	47
3. 2	Análisis nodal pozo Sacha-130	49
3. 3	Análisis nodal pozo Sacha-134	51
3. 4	Análisis nodal pozo Sacha-056	53
3. 5	Análisis nodal pozo Sacha-061	55
4. 1	Fluido producido por pozo	58
4. 2	Petróleo producido por pozo	58
4. 3	Fluido motriz inyectado	59
4. 4	Petróleo total producido	59
4. 5	Análisis de fluido producido	61
4. 6	Análisis de petróleo producido	61
4. 7	Análisis de fluido motriz	62
4. 8	Análisis de petróleo producido total	62
4. 9	Análisis de fluido motriz total	63

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
A_{CM}	Área anular mínima en la succión para evitar la cavitación, pg^2	L^2
A_G	Área anular adicional para el paso de gas en la succión de la bomba, pg^2	L^2
A_N	Área de flujo de la tobera, pg^2	L^2
A_S	Área anular de la cámara de mezclado para el flujo de la producción, pg^2	L^2
A_T	Área de flujo total de la cámara de mezclado, pg^2	L^2
bl	Barriles	L^3
BF	Barril fiscal	L^3
BES	Bombeo electrosumergible	
BHJ	Bombeo hidráulico tipo jet	
B_g	Factor volumétrico del gas PC/PCS	
B_o	Factor volumétrico del petróleo, bl/BF	
B_T	Factor volumétrico para petróleo, gas y agua, bl/BF	
B_w	Factor volumétrico del agua, bl/BF	
C	Variable definida en función de diámetros D_1 , D_2	
cp	Centipoises	M/Lt
cst	Centistokes	
D	Profundidad Vertical Verdadera, pie	L
D_{iTP}	Diámetro interno de la tubería de producción, pg	L
D_{oTP}	Diámetro externo de la tubería de revestimiento, pg	L
D_{iTR}	Diámetro interno de la tubería de revestimiento, pg	L
D_{oTR}	Diámetro externo de la tubería de revestimiento, pg	L
$D_{nominal}$	Diámetro nominal, pg	L
D_1	Diámetro interno de la tubería de producción o de la tubería de revestimiento, pg	L
D_2	Diámetro externo de la tubería interior en flujo anular, pg	L
D_3	Distancia entre el centro del tubing y el centro del casing, flujo anular laminar, pg	L
d_3	Diámetro externo de las juntas del tubing, flujo anular turbulento, pg	L
E	Eficiencia	
E	Excentricidad de las tuberías	
F_o	Fracción de petróleo	
F_w	Fracción del agua de formación	
F_{WD}	Fracción del agua del fluido de la columna de retorno	
\bar{f}	Factor de fricción	
G_N	Gradiente del fluido motriz en la tubería de inyección, psi/pie	M/L^2t^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
G_D	Gradiente del fluido de la columna de retorno, psi/pie	M/L^2t^2
G_S	Gradiente del fluido de formación, psi/pie	M/L^2t^2
G_O	Gradiente del petróleo producido, psi/pie	M/L^2t^2
G_W	Gradiente del agua de formación, psi/pie	M/L^2t^2
H	Relación adimensional de recuperación de presión	
HP	Potencia, HP	ML^2/t^3
$HP@90\%$	Potencia a 90%, HP	ML^2/t^3
K_N	Coeficiente de pérdida en la tobera	
K_{TD}	Coeficiente de pérdida combinado cámara de mezclado – difusor	
L	Longitud de T.P. hasta la bomba = profundidad de colocación de la bomba = h_1 , pies	L
M	Relación de flujo másico adimensional, $Q_S G_S / Q_N G_N$	
ML	Relación de flujo másico adimensional en el límite de cavitación	
N_{Re}	Número de Reynolds	
NUM	Variable usada para definir H	
P_b	Presión de burbuja, psi	M/Lt^2
P_D	Presión de descarga, psi	M/Lt^2
P_F	Pérdidas de presión por fricción, psi	M/Lt^2
P_{FN}	Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección, psi	M/Lt^2
P_{FD}	Pérdida de presión por fricción del fluido en el circuito de retorno, psi	M/Lt^2
P_N	Presión a la entrada de la tobera, psi	M/Lt^2
P_R	Presión de reservorio, psi	M/Lt^2
P_S	Presión de succión, psi	M/Lt^2
P_T	Presión superficial de operación = Presión de descarga de la bomba tríples, psi	M/Lt^2
P_V	Presión de vapor, psi	M/Lt^2
P_{WH}	Presión en la cabeza del pozo, psi	M/Lt^2
P_{WF}	Presión en fondo fluyente, psi	M/Lt^2
PCS	Pie cubico estándar	L^3
pg	Pulgada	L
ppm	Partes por millón	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt^2
Q_D	Tasa del fluido producido más fluido motriz (tasa de descarga), bl/día	L^3/t
Q_G	Tasa de gas libre que ingresa a la bomba, bl/día	L^3/t
Q_N	Tasa del fluido motriz, bl/día	L^3/t
Q_O	Tasa de petróleo producido, bl/día	L^3/t
ΔQ_N	Variación de fluido motriz, %	
Q_S	Tasa de fluido producido, bl/día	L^3/t
Q_{SC}	Tasa de fluido producido a partir de la cual inicia la cavitación, bl/día	L^3/t
Q_W	Tasa de agua producida, bl/día	L^3/t

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
R	Relación de áreas, A_N/A_T	
RGP	Relación gas-petróleo, PCS/BF	
GLR	Relación gas-líquido, pies ³ /bl	
GOR	Relación gas-petróleo, pies ³ /bl	
T	Temperatura, °F	T
T _{WH}	Temperatura en la cabeza del pozo, °F	T
T _{WF}	Temperatura de fondo, °F	T
T.P.	Tubería de producción	
T.R.	Tubería de revestimiento	
V	Velocidad del fluido, pie/s	L/t
°F	Grado Fahrenheit	T
TRC	Tasa de rentabilidad contable, %	
FNC _K	Flujo neto de caja, dólares	
N	Vida útil del proyecto en años	
I ₀	Inversión inicial neta del proyecto, dólares	
PRI	Período de recuperación de la inversión, tiempo	t
SFNC	Suma acumulada de los flujos netos de caja, dólares	
VAN	Valor actual neto, dólares	
r	Tasa de actualización, %	
K	Años, meses	
d	Tasa de descuento, %	
i	Tasa anual efectiva, %	
i _p	Tasa en el período equivalente, %	
TIR	Tasa interna de retorno, %	
TUR	Tasa única de retorno, %	
TMAR(S.A)	Tasa mínima de oportunidad sin apalancamiento, %	
B/C	Relación beneficio-costo	
V _{pi}	Valor presente de ingresos, dólares	
V _{pe}	Valor presente de egresos, dólares	
V _F	Equivalente futuro	
V _P	Equivalente pasado	
%	Tanto por ciento	
γ_f	Gravedad específica del fluido motriz (agua=1.0)	
γ_g	Gravedad específica del gas	
γ_w	Gravedad específica del agua	
ρ	Densidad del fluido, lb/pie ³	M/L ³
ρ_0	Densidad del petróleo, lb/pie ³	M/L ³
μ_D	Viscosidad dinámica del fluido de retorno, cp	M/Lt
μ_0	Viscosidad dinámica del petróleo, cp	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua, cp	M/Lt
ν_D	Viscosidad cinemática del fluido de retorno, cst	L ² T ⁻¹
ν_0	Viscosidad cinemática del petróleo, cst	L ² T ⁻¹
ν_w	Viscosidad cinemática del agua, cst	L ² T ⁻¹
°API	Grado API	

RESUMEN

En el Campo Sacha- Bloque 60, a los pozos que alcanzaron el límite de energía natural se les aplicaron distintos sistemas de levantamiento artificial hace muchos años atrás, los cuales se han mantenido a pesar de que las condiciones del pozo y de trabajo ya no son las mismas, provocando un mal funcionamiento y por ende altos costos de operación.

En el presente trabajo se muestran dos alternativas para la optimización del bombeo hidráulico actual, proponiendo la aplicación de un sistema de bombeo tipo jet mediante los algoritmos desarrollados por Eddie E.Smart para aplicarlos en pozos por primera vez, seleccionando la bomba más óptima de acuerdo a las condiciones del pozo, por otro lado con el método de Hal. Petrie, se propone un rediseño en pozos que estén operando bajo el sistema de bombeo tipo jet, mejorando las condiciones de trabajo de las bombas actuales.

Una vez obtenido los resultados se analiza si es factible la aplicación de estos sistemas en cada uno de los pozos y posterior a ello se realiza un estudio técnico económico analizando la viabilidad del proyecto para la aplicación en pozos que lo requieran.

PRESENTACIÓN

En la actualidad se pretende realizar cambios en los tipos de levantamiento artificial en el campo Sacha con la intención de que todos los pozos operen bajo BES (Bombeo Electrosumergible) para de esta manera aumentar la producción, sin tomar en cuenta las consecuencias futuras y daños que esto generaría, por lo que se considera no es recomendable y aplicable en todo el campo debido a la pronta depletación de los pozos.

Para ello el presente proyecto realiza un análisis de la situación actual de la producción de los pozos con bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible, correspondientes al campo y posteriormente se realizó un estudio en al menos diez pozos que fueron seleccionados para mejorar las condiciones actuales y así aumentar la producción de crudo con el menor corte de agua posible mediante técnicas propuestas en el presente proyecto.

Por medio de los métodos Eddie E. Smart y Hal Petrie, se obtuvo la mejor alternativa de optimización del sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet, implicando la implementación de las bombas en pozos por primera vez o el mejoramiento de las condiciones de trabajo de las mismas. Se analizó parámetros y características principales, ubicación geográfica, y situación actual del bloque 60. De la misma manera se presentan los algoritmos de cada uno de los métodos que van a ser utilizados en el presente proyecto. (Benavides y Vergara, 2011; Anderson et al., 2005; Aguirre y Mendoza, 2016).

Se utilizó el programa Excel para trabajar en el análisis de los pozos con sistema de bombeo hidráulico utilizando los métodos de estudio propuestos, ya que facilita la realización de los cálculos reduciendo el tiempo debido a que se realizaron varias iteraciones hasta obtener un resultado idóneo para el correcto funcionamiento de las bombas. Adicionalmente para la obtención de parámetros como las presiones cercanas a las condiciones reales del campo se utilizó el software (Well Perform) que da resultados con una mayor precisión ya que utiliza una serie de correlaciones dando el mínimo porcentaje de error. (Brown, 1980; Paz, 2015; Melo, 2014).

En base a los resultados obtenidos mediante la aplicación de los dos métodos, se procedió a realizar un análisis técnico- económico para presentar la viabilidad del proyecto analizando diferentes indicadores como: TRC, PRI, VAN, TIR, PRI, B/C, TUR. (Vega, 1983; Aguirre y Mendoza, 2016).

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 INTRODUCCIÓN

1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El Campo Sacha fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Sacha-1 iniciada el 21 de enero de 1969 a cargo de la compañía Texaco-Gulf, donde se determinó la existencia de hidrocarburos en las arenas “Hollín”, “Napo”, “Basal Tena”. El Pozo 1 produjo hidrocarburo con un °API de 29.9 y un corte de agua (BSW) de 0.1%. (Gómez, 2010).

Más tarde el campo pasó a ser operado por la compañía RÍO NAPO CEM donde empezó sus operaciones el 15 de julio del 2009. En la actualidad el Campo Sacha-Bloque 60 se encuentra a cargo de Petroamazonas desde Agosto del 2016 con una producción de 65 000 BPPD. (Sánchez, 2012).

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Sacha, se encuentra ubicado en la Región Amazónica al noroeste, en la provincia Francisco de Orellana, cantón “Joya de los Sachas”, comprende un área de 168 km². Área total no definida, cubre aproximadamente 300 km² (incluyendo el campo MDC), el área desarrollada corresponde a la extensión del yacimiento Hollín.

El campo se encuentra limitado por:

Al norte, las estructuras Palo, Rojo, Eno, Ron y Vista.

Al sur, los Campos Culebra-Yulebra.

Al este, por Campos Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi-Aguarico.

Al oeste, por Pucuna, Paraíso y Huachito. (Sánchez ,2012; Gómez, Romero, 2010).

Las coordenadas geográficas en las que se encuentra localizado el campo se muestran en la tabla 1.1

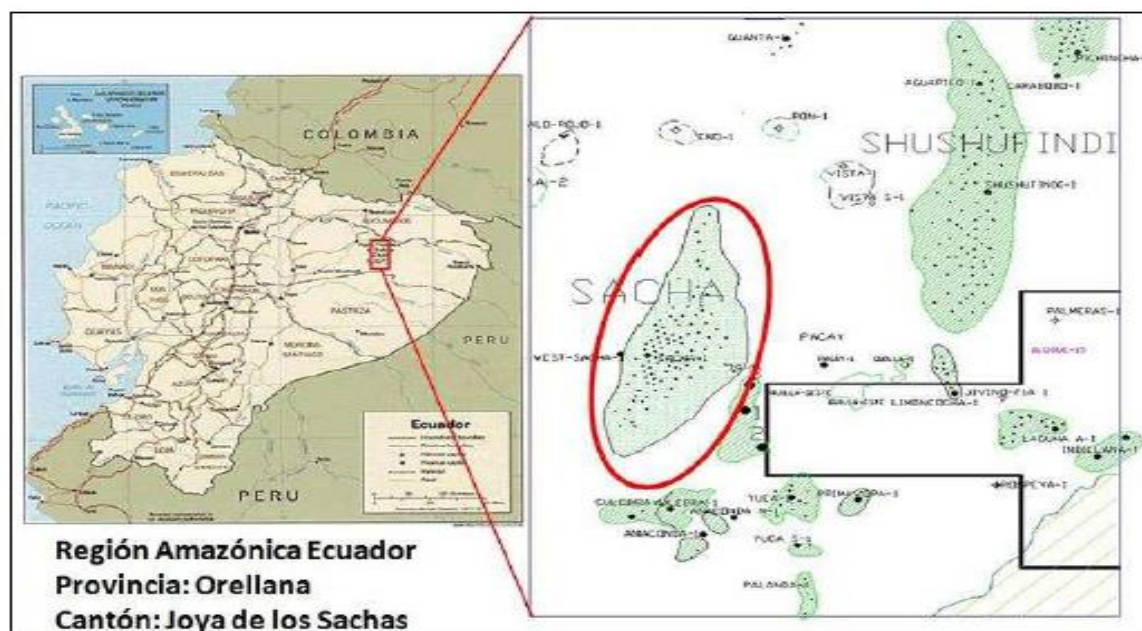
TABLA 1. 1
COORDENADAS DE UBICACIÓN DEL CAMPO

LATITUD	LONGITUD
Entre 0° 11' S y 0° 25' S	Entre 76° 49' W y 76° 54' W

Fuente: Ingeniería de Petróleos Sacha, Río Napo CEM
Elaborado por: García Cinthya.

En la Figura 1.1 se muestra la ubicación del Campo Sacha dentro de la cuenca Ecuatoriana.

FIGURA 1. 1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA



Fuente: Ingeniería de Petróleos Sacha, Río Napo CEM
Elaborado por: Departamento Río Napo

1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

El campo se encuentra formado por un anticlinal asimétrico con un relieve relativamente bajo, está fallado al oeste por lo que su eje principal está ubicado en dirección NE-SO, además posee un eje secundario que se encuentra bajo un cierre vertical frente a la pendiente regional de la cuenca”.

El campo Sacha muestra un corte debido a una falla que se origina en el basamento, donde alcanza la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la formación

Hollín de 10 a 35 pies al norte, en el centro del campo 10 pies y al sur de 20 a 35 pies. (Gómez-Romero; 2010; Sánchez, 2012).

1.1.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha cuenta con yacimientos productores como: Hollín Inferior, Hollín Superior, Napo T, Napo U y Basal Tena.

Formación Hollín Inferior

Esta formación consiste en una arenisca compacta, cuarzosa de color pardo oscura blanca. Su tamaño varía de grano fino a grueso, tiene una buena selección de matriz y cemento silicio, también se encuentran inclusiones de carbón, ámbar y caolín. Su ambiente de depósito es de tipo fluvial. Cuenta con una saturación buena de hidrocarburos, con una porosidad promedio de 17.1%.

Formación Hollín Superior

Es una arenisca consolidada, de grano fino, cuarzosa parda oscura, gris oscura o verdosa, su matriz es arcillosa, cemento silicio, con inclusiones de glauconita y clorita. Su ambiente de depositación es de tipo estuario debido a mareas. Presenta una porosidad de alrededor 14.2%, y con un saturación en un espesor de 12 pies en el centro.

Formación “U” Inferior

Es una formación que se encuentra conformada por una arenisca cuarzosa de color café clara, el tamaño del grano varía de medio a fina, cemento silícico, fluorescencia amarillo-blanquecino, con una porosidad intergranular. Cuenta con un espesor promedio de 23 pies, con una porosidad de 16.7%.

Formación “T” Inferior

Se encuentra constituida de una arenisca cuarzosa, su tamaño de grano es de medio a fino, color café claro, cemento silicio, usualmente su color varía entre gris y marrón, pero debido a la presencia de glauconita en algunos lugares se muestra un color verduzco. Presenta una porosidad de 14.5% y su espesor saturado es de 21 pies.

Formación Basal Tena

Constituida por una arenisca cuarzosa de grano fino, fluorescencia amarillo-blanquecina, además cuenta con una saturación buena. La forma de desarrollarse de esta arena es de manera irregular dando lugar a la formación de trampas estratigráficas. Su saturación es buena, presentando una porosidad de 18% y con un espesor de 9 pies.

1.1.5 PROPIEDADES PVT DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO SACHA

En la tabla 1.2 se encuentran los datos PVT resumidos del Campo Sacha.

TABLA 1. 2
PROPIEDADES PVT DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO SACHA

Datos PVT	Basal Tena	U	T	Hollín "S"	Hollín "I"
Ty (°F)	181	211	215	225	225
Pr (psi)	3587	1334	1100	2850	3070
Pb(psi)	807	1175	1293	550	78
B _{oi} (bl/BF)	1.117	1.245	1.361	1.133	1.163
C _{oi} (1/psi)	7.0x10 ⁻⁶	8.02x10 ⁻⁶	9.02x10 ⁻⁶	9.2x10 ⁻⁶	7.6x10 ⁻⁶
U _{oi} (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7
RGP (PCS/BF)	150	224	412	124	24
k (mD)	433	425	240	130	350
U _w (cp)	0.338	0.284	0.278	0.264	0.264
°API	24.1	25.3	30.3	27.3	27.1

Fuente: Departamento de Yacimientos (2014)

Elaborado por: García Cinthya

En el diseño para la optimización del sistema se requieren valores de salinidades para los diferentes cálculos y correlaciones. En la tabla 1.3 se muestran dichos valores de salinidad promedios por formación.

TABLA 1. 3
SALINIDAD POR ARENAS

Formación	Salinidad (ppm)
Basal Tena	24000
Napo U	60000
Napo T	15000
Hollín Superior	1500
Hollín Inferior	700

Fuente: Departamento de yacimientos

Elaborado por: García Cinthya

1.1.6 DESCRIPCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS ANALIZADOS

El campo Sacha en un principio contaba con un alto aporte de energía natural para llevar los fluidos desde el fondo a superficie, lamentablemente la presión declina considerablemente con el pasar del tiempo, por lo que se vio en la obligación de implementar a todos los pozos distintos sistemas de levantamiento artificial. Los pozos han producido desde hace ya varios años, sin embargo han presentado

caídas en la producción de petróleo. Los pozos que han sido seleccionados son los que poseen las mejores características para realizar una optimización e incrementar la producción y por ende reducción de costos operacionales.

En la tabla 1.4 se muestra el número de pozos por cada tipo de sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo Sacha.

TABLA 1. 4
TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR POZO

Sistema de levantamiento artificial	Número de pozos
Bombeo electrosumergible	194
Bombeo hidráulico tipo jet	20
Bombeo mecánico	1
Flujo natural	0
TOTAL	215

Fuentes: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). (2017)
Elaborado por: García Cinthya.

Para Smart se seleccionó 5 pozos con bombeo electrosumergible con un bajo corte de agua y caudal de fluido, para aplicar el sistema de bombeo hidráulico tipo jet por primera vez. Y para el método de Petrie se escogió 5 pozos que actualmente trabajan con bombeo hidráulico tipo jet para analizar si las condiciones de trabajo de la bomba son las más óptimas y determinar optimización en la producción.

En la tabla 1.5 se muestran resumidos los datos de producción de los pozos a considerarse para el desarrollo del presente proyecto.

TABLA 1. 5
DATOS DE POZOS A SER ANALIZADOS

Pozo	Arena	Tipo de bomba	P _R (psi)	GOR (pie ³ /bl)	P _{WF} (psi)	Q _F (bl/día)	Q _O (bl/día)	Q _W (bl/día)	P _{WH} (psi)
SACHA-158	HI	BES	3070	20	336	223	196	27	50
SACHA-228	HI	BES	3070	17	816	520	291	229	20
SACHA-246	HI	BES	3070	60	1096	208	83	125	100
SACHA-119	HS	BES	2850	0	996	180	169	11	70
SACHA-193	HS	BES	2850	140	597	370	222	148	125
SACHA-056	UI	H	1334	34	856	303	249	55	85
SACHA-061	TI	H	1100	7	445	2283	297	1986	105
SACHA-130	UI	H	1334	65	980	504	106	398	110
SACHA-134	UI	H	1334	94	993	280	256	24	70
SACHA-009	HS	H	2850	20	814	214	195	19	60

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). (2017)
Elaborado por: García Cinthya

1.2 FUNDAMENTOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

1.2.1 GENERALIDADES

Cuando el pozo inicia su vida productiva cuenta con una energía natural capaz de llevar los fluidos desde el fondo hacia la superficie, la cual con el pasar del tiempo disminuye y es necesario implementar un sistema de bombeo artificial que permita continuar con la producción.

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema de levantamiento artificial que se basa en el principio de Pascal que explica que al ejercer presión sobre una superficie líquida, esta presión logrará transmitirse en todas las direcciones con el mismo valor de intensidad en todo el fluido. Este sistema funciona mediante inyección de un fluido motriz que puede ser agua o petróleo. (Benavides, 2011).

1.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

Una característica principal del sistema hidráulico tipo jet es la carencia de partes móviles, su funcionamiento se basa en la inyección de un fluido motriz hacia el fondo del pozo con una presión sumamente alta, en donde dicho fluido pierde su energía, y ésta es ganada por el fluido del pozo permitiendo así el funcionamiento de la bomba de fondo, y la producción de hidrocarburo. (Melo, 2014; Aguirre, Mendoza, 2016).

1.2.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

La bomba jet basada en el principio Venturi, permite el ingreso de un fluido motriz a través de una tobera por la parte de mayor diámetro y sale por un área reducida lo que produce una reducción de la presión y sufre un cambio de energía potencial a una energía cinética, permitiendo así descargar un chorro en la cámara de entrada de los fluidos del pozo. Luego se produce la mezcla de los dos fluidos en la cámara de mezclado y en ese instante el fluido motriz que puede ser petróleo o agua pierde su energía y ésta es ganada por los fluidos del pozo, después pasa la mezcla al difusor en donde su energía por velocidad se transforma en energía potencial venciendo así la presión de la columna de fluidos en el espacio anular, y de esta manera llevar el fluido a superficie. (Melo, 2014; Vásquez, 2014).

1.2.4 PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

Una bomba hidráulica tipo jet se compone de una boquilla o tobera, cámara de mezclado o garganta y la última sección de trabajo que es el difusor, mismas que se describirán a continuación.

Boquilla o tobera

La tobera tiene forma de embudo con su mayor diámetro en la parte superior y un diámetro menor en la salida de ésta, con el objetivo de que se produzca la

transformación de la energía potencial a una energía cinética de manera que aumente la velocidad mientras su presión disminuye. Está diseñada para resistir altas presiones y temperaturas.

Garganta o cámara de mezclado

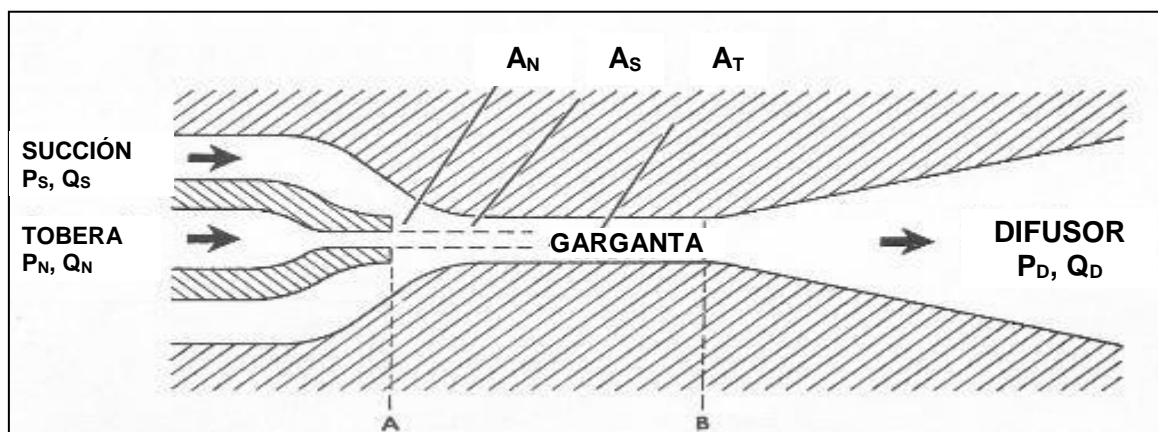
La cámara de mezclado que tiene un diámetro mayor al de la tobera, es donde se produce la mezcla del fluido del pozo y el fluido motriz que estaría ingresando con una alta velocidad por la disminución de presión producida en la tobera. (Aguirre, Mendoza, 2016).

Difusor

El difusor es la última parte de trabajo donde pasa el fluido, su forma es similar a una tobera, la salida del fluido es por la parte donde el diámetro es mayor mismo que permite la transformación de la energía cinética en potencial, ésta energía debe ser mayor que la presión ejercida en la columna hidrostática, de manera que permita que el fluido producido sea llevado a superficie. (Melo, 2014; Mendoza, Vásquez, 2016).

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

FIGURA 1. 2 PARTES DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET



Fuente: Levantamiento artificial, (Melo, 2014)

Donde:

P_S = Presión de succión

P_N = Presión a la entrada de la tobera

P_D = Presión de descarga

Q_S = Tasa del fluido producido

Q_N = Tasa del fluido motriz

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

A_N = Área de flujo de la tobera

A_T = Área de flujo total de la cámara de mezclado

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

1.2.5 VENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

Las ventajas que posee la bomba hidráulica tipo jet son tanto mecánicas como económicas, por ello es la opción más recomendada:

- No tiene partes móviles.
- Maneja fluidos motrices y producidos de cualquier calidad.
- Se adapta a cualquier profundidad.
- Su instalación es más fácil debido a que su sección de trabajo es compacta está compuesta por la tobera, cámara de mezclado y difusor

1.2.6 DESVENTAJAS DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET

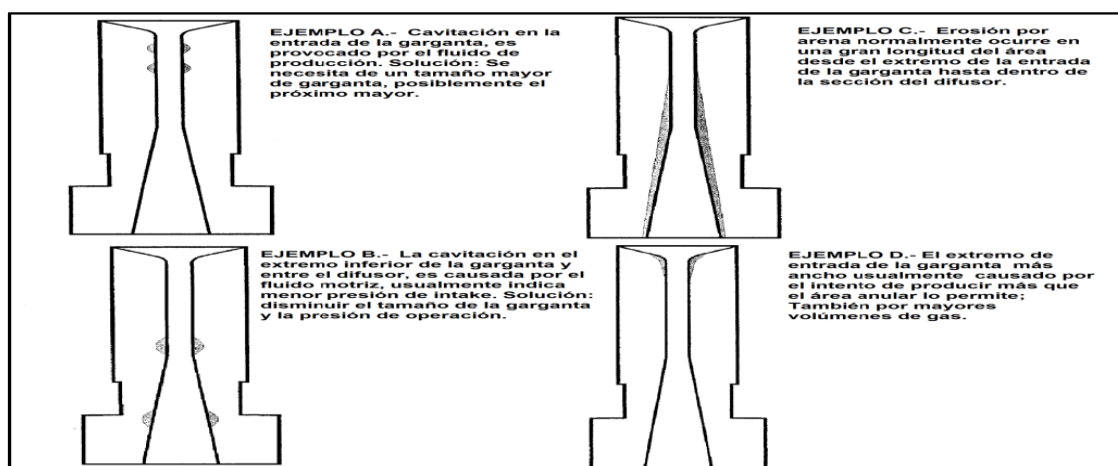
- Requiere de altas presiones de succión para evitar la cavitación de la bomba
- Su eficiencia es baja.
- Necesita mayor potencia
- Se requiere altas presiones.

1.2.7 CAVITACIÓN EN LAS BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET

La cavitación se produce cuando la presión del fluido producido en la cámara de mezclado es menor que la presión de vapor del fluido bombeado debido a que ésta presión es la mínima que se puede presentar en la cámara. Cuando se produce este fenómeno se comienzan a formar burbujas de vapor que implosionan dentro de la cámara produciendo daños severos y mal funcionamiento de la bomba. Por ello es muy importante evitar la cavitación en la bomba. (Melo, 2014; Aguirre, Mendoza ,2016)

En la figura 1.3 muestra el daño causado por cavitación en la tobera y garganta.

FIGURA 1. 3 EJEMPLOS DE CAVITACIÓN



Fuente: (Ortiz, 2009).

Para encontrar los límites de la cavitación se utilizan modelos matemáticos o pruebas en laboratorios. La ecuación (1.1) muestra la relación de flujo adimensional en el límite de la cavitación, si el valor de la relación de flujo adimensional da un resultado mayor que la relación en el límite de la cavitación, esto generaría un daño a la bomba y provocaría su mal funcionamiento.

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

$$M_L = \frac{(1-R)}{R} \sqrt{\frac{P_s}{1.3(P_N - P_s)}} \quad (1.1)$$

1.2.8 FABRICANTES DE BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET

Existen varios fabricantes que se han dedicado a diseñar, fabricar y ensamblar bombas hidráulicas y son reconocidos a nivel mundial ya que han tenido una buena acogida por el funcionamiento y mejorar la vida útil de los pozos.

Los fabricantes reconocidos son: National, Guiberson, Kobe, Claw, Fluid Packed Pump y OHI. Existen catálogos por cada fabricante donde se muestran distintas combinaciones de geometrías entre tobera-cámara de mezclado, debido a que no todos los pozos son iguales y dependiendo de las características que muestren se realizarán los diseños de cada bomba con el fin de brindar una mejor eficiencia, calidad y satisfacer todas las necesidades de los compradores. (Melo, 2014).

1.2.9 ESPECIFICACIONES DE TOBERAS Y CÁMARAS DE MEZCLADO DE DIFERENTES FABRICANTES

Las distintas configuraciones geométricas entre tobera y garganta controlan el caudal que se desea para la producción. Ambas manejan una progresión estricta de los diámetros y cada una de las configuraciones depende de cada fabricante según sus cálculos matemáticos. Los fabricantes National y Kobe tienen una secuencia constante de $4/\pi = 1.27324$ y $10^{1/9} = 1.29155$ respectivamente, por otro lado Guiberson establece el mismo valor sobre el rango total y este es mayor al que tienen los otros fabricantes. A continuación se muestran las siguientes tablas donde se encuentra las dimensiones y áreas anulares de los Fabricantes.

TABLA 1. 6
DIMENSIONES DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET

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

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

Fuente: Levantamiento artificial, (Melo, 2014)

Elaborado por: García Cinthya

TABLA 1. 7
RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES DE GARGANTA (PG²) PARA
BOMBAS GUIBERSON

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

R = relación área tobera/área garganta

A_S = área anular de la garganta

Fuente: Levantamiento artificial, (Melo, 2014)

Elaborado por: García Cinthya

TABLA 1. 8
ÁREAS ANULARES GARGANTA – TOBERA DE NATIONAL (PG²)

Área anular Garganta-Tobera, A _s						
Tobera	X	A	B	C	D	E
1		0.0040	0.0057	0.0080	0.0108	0.0144
2	0.0033	0.0050	0.0073	0.0101	0.0137	0.0183
3	0.0042	0.0065	0.0093	0.0129	0.0175	0.0233
4	0.0054	0.0082	0.0118	0.0164	0.0222	0.0296
5	0.0068	0.0104	0.0150	0.0208	0.0282	0.0377
6	0.0087	0.0133	0.0191	0.0265	0.0360	0.0481
7	0.0111	0.0169	0.0243	0.0338	0.0459	0.0612
8	0.0141	0.0215	0.0310	0.0431	0.0584	0.0779
9	0.0179	0.0274	0.0395	0.0548	0.0743	0.0992
10	0.0229	0.0350	0.0503	0.0698	0.0947	0.1264
11	0.0291	0.0444	0.0639	0.0888	0.1205	0.1608
12	0.0369	0.0564	0.0813	0.1130	0.1533	0.2046
13	0.0469	0.0718	0.1035	0.1438	0.1951	0.2605
14	0.0597	0.0914	0.1317	0.1830	0.2484	0.3316
15	0.0761	0.1164	0.1677	0.2331	0.3163	0.4223
16	0.0969	0.1482	0.2136	0.2968	0.4028	0.5377
17	0.1234	0.1888	0.2720	0.3779	0.5128	
18	0.1571	0.2403	0.3463	0.4812		
19	0.2000	0.3060	0.4409			
20	0.2546	0.3896				

Fuente: Levantamiento artificial, (Melo, 2014)

Elaborado por: García Cinthya

TABLA 1. 9
ÁREAS ANULARES GARGANTA-TOBERA DE KOBE (pg²)

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

Fuente: Levantamiento Artificial, (Melo, 2014)

Elaborado por : Cinthya García

Las tablas de relaciones de áreas y áreas anulares para Fluid Packed Pump, OHI y Claw se encuentran en el Anexo N°1.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE SELECCIÓN DE TOBERA - CÁMARA DE MEZCLADO DESARROLLADOS POR EDDIE E. SMART Y HAL PETRIE

2.1 INTRODUCCIÓN

Los pozos inicialmente tienen la capacidad de producir bajo flujo natural sin embargo esta energía propia del yacimiento se va perdiendo con el pasar del tiempo debido a la declinación de la presión, razón por la cual se han desarrollado varios sistemas de levantamiento artificiales, uno de ellos es el sistema de bombeo hidráulico tipo jet que ofrece una gama de ventajas para la extracción del crudo, las bombas que se utilizan para este sistema tiene una serie de combinaciones entre boquilla y cámara de mezclado.

La combinación de la geometría de la bomba depende de las propiedades del fluido y de las características del pozo seleccionado, para ello se ha desarrollado un programa en Excel que se basa en algoritmos que fueron presentados por Eddy E. Smart y Hal Petrie, que son las herramientas principales al momento de seleccionar la bomba correcta para implementarlas en pozos por primera vez como lo hace Smart, o utilizar Petrie para optimizar las condiciones de operación de los pozos que se encuentren trabajando con bomba hidráulica tipo jet y de esta manera mejorar las condiciones de operación y producción. Los métodos de Eddy E. Smart y Hal Petrie se los describen a continuación.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE EDDIE E. SMART

Con el método de Eddie E. Smart se puede elegir la mejor combinación geométrica de tobera y cámara de mezclado, esta selección de bombas serán puestas en operaciones en pozos que por primera vez utilizarán el sistema de bombeo hidráulico tipo jet, para así mejorar significativamente la producción y de acuerdo a las condiciones del yacimiento y darle un mayor tiempo de vida útil a la misma.

2.3 ASPECTOS TEÓRICOS DEL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

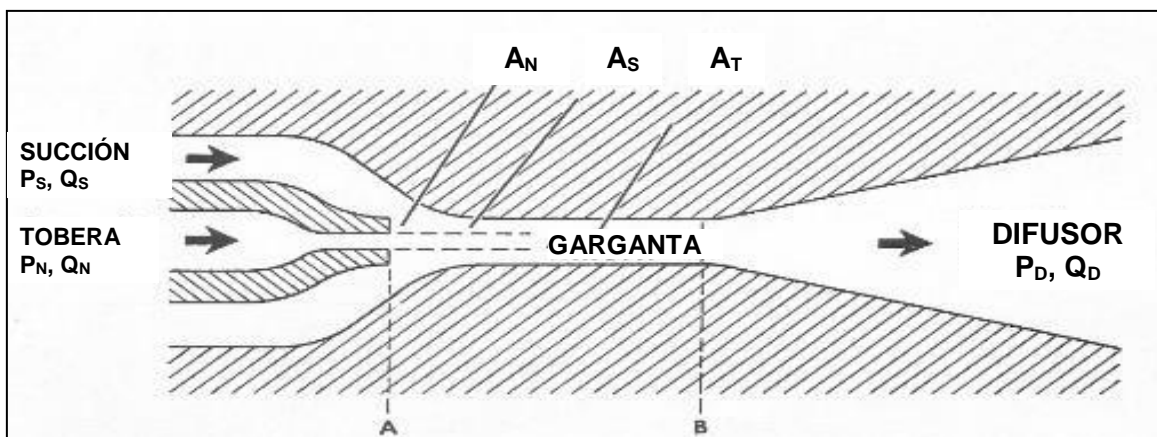
El mecanismo de operación de las bombas jet se basa en la conversión de la presión del fluido motriz a una carga por velocidad, logrando que los fluidos del pozo ingresen debido a la disminución de presión, posteriormente al pasar los dos fluidos al área de la garganta estos se mezclan y forman el fluido de retorno que al ingresar a la parte última de trabajo que es el difusor, se transforma la energía cinética a una presión de descarga alta permitiendo que los fluidos producidos lleguen hasta superficie.

Para el diseño de un sistema de bombeo hidráulico se debe considerar la tasa de fluido que se puede bombear a través de la tobera. Se lo debe realizar con la siguiente ecuación:

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

La segunda condición se describe mediante las curvas de comportamiento adimensional que relacionan la presión de entrada a 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 que pasa a través de la tobera Q_N y la tasa de fluido producido que ingresa a la bomba Q_S , la nomenclatura de la bomba jet se muestra en la figura 2.1 y las curvas se representan como se muestra en la figura 2.2.

Figura 2.1 NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET



Fuente: Levantamiento Artificial (Melo, 2014)

Las curvas se definen por medio de la ecuación (2.2)

$$H = \frac{NUM}{(1 + K_N) - NUM} \quad (2.2)$$

Donde:

$$\text{NUM} = 2R + (1 - 2R) \left[\frac{M \times R}{1 - R} \right]^2 - (1 + K_{TD}) R^2 (1 + M)^2 \quad (2.3)$$

$$R = \frac{A_N}{A_T} \quad (2.4)$$

$$M = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N} \quad (2.5)$$

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (2.6)$$

2.4 FACTORES INVOLUCRADOS EN LA SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA BOMBA JET

La ecuación (2.1) relaciona el área de la tobera A_N con la tasa de fluido motriz Q_N . En la ecuación (2.2) el perfil de las curvas de comportamiento adimensional es determinado por el valor NUM que en la ecuación (2.3) se determina mediante R. La ecuación (2.4) expresa la relación entre áreas R, entre el área de la tobera A_N y el área de la cámara de mezclado A_T . Por lo que, para encontrar la bomba óptima para las condiciones de operación del pozo, los valores de las áreas A_N y A_T son los que se deben modificar.

La relación de presiones H, viene dada por la ecuación (2.6), en términos de P_D , P_S y P_N , donde, al despejar P_N se obtiene la ecuación (2.7), la cual es la siguiente:

$$P_N = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D \quad (2.7)$$

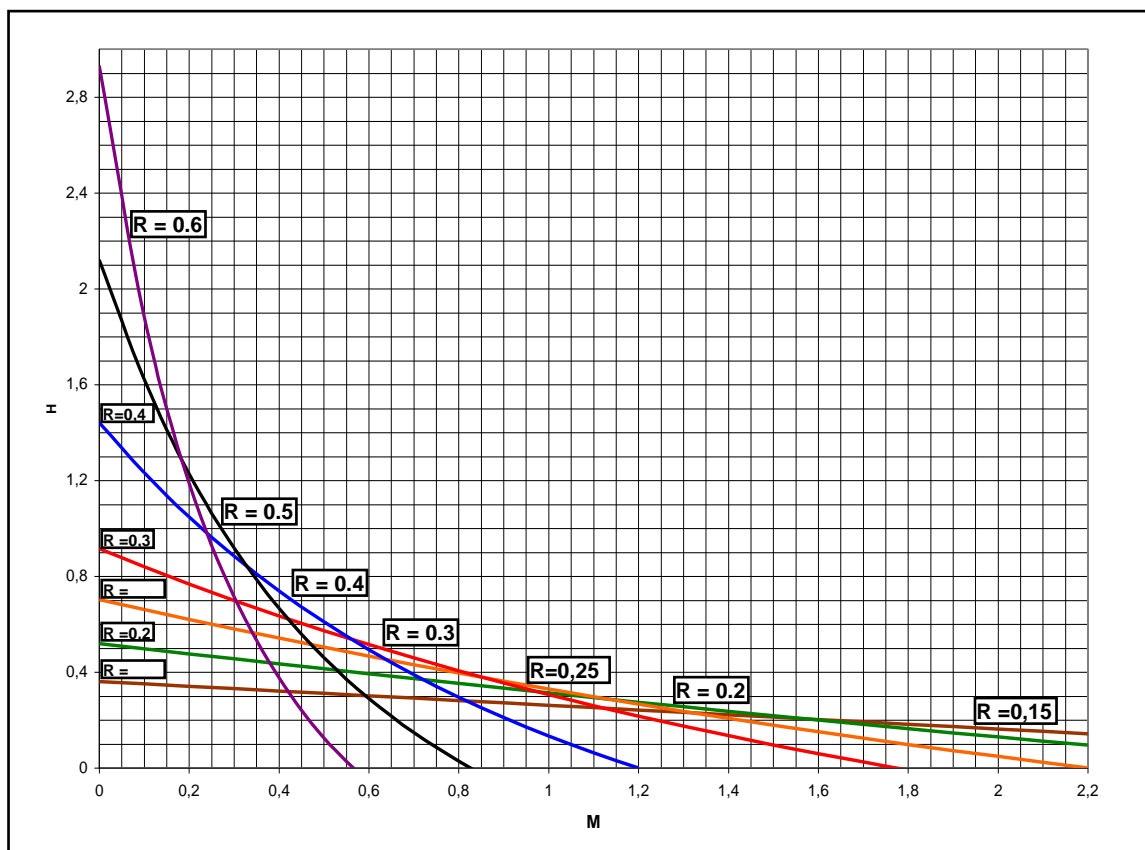
En la ecuación (2,7) se puede observar que H es inversamente proporcional a la P_N , esto implicaría bajos requerimientos de potencia para bajas presiones de operación superficial. (Melo, 2014)

2.5 LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO

Si se mantiene constante la relación de áreas R, se puede graficar en una curva la relación de presiones H vs la relación de flujo adimensional M. Al cambiar el valor de R se puede generar otra curva como se ilustra en la figura 2.2. Analizando esta

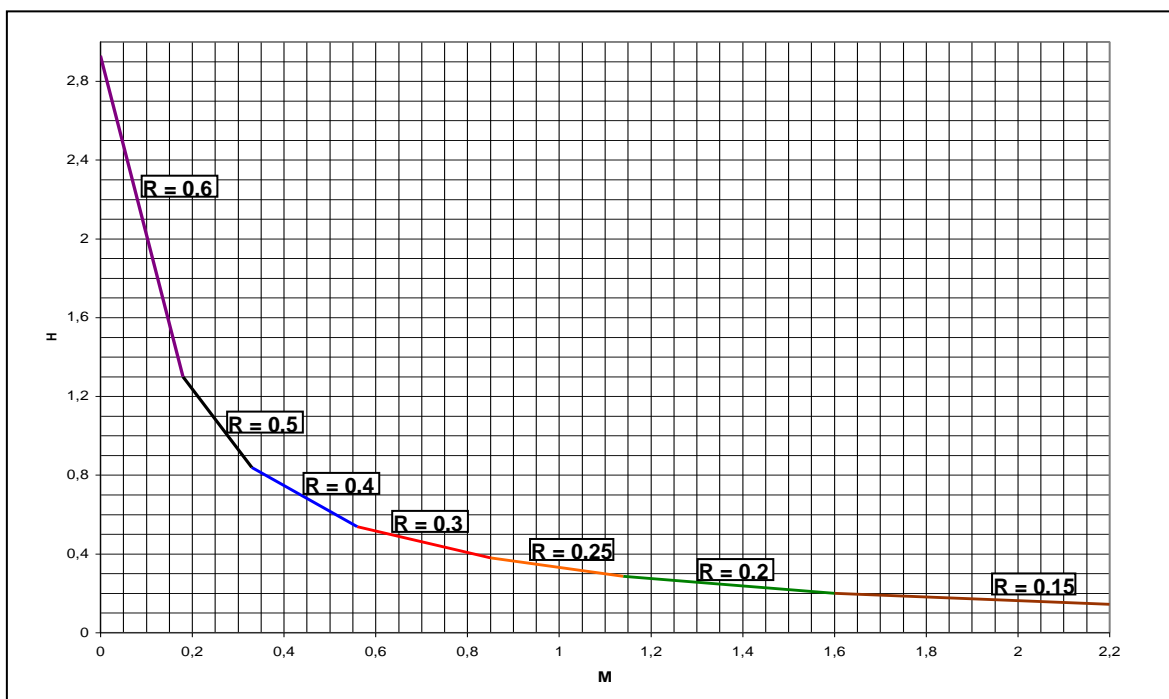
gráfica, se observa que para $R = 0.6$ el valor de H es el más grande, si los valores de M son menores que 0.18, ya que en este punto se cruzan las curvas de $R = 0.6$ y $R = 0.5$. A partir de este valor la curva de $R = 0.5$ proporciona los valores de H más grandes, hasta intersectarse con la de $R = 0.4$, que ocurre para el valor de $M = 0.33$. Este comportamiento continúa a medida que el valor de R disminuye. (Melo, 2014).

FIGURA 2. 2 CURVAS H – M DE GUIBERSON



Fuente: Levantamiento artificial, (Melo, 2014)

La curva de comportamiento de diseño de la figura 2.3 se puede utilizar como si fuera la curva de comportamiento de una sola bomba, para calcular la relación de presiones H y la relación de flujo adimensional M , que sea consistente con la descripción del pozo y el IPR de la formación. Para calcular la geometría óptima de la bomba se debe especificar la presión de operación superficial deseada. Como regla general, con la mayor presión de operación superficial se obtiene la mayor eficiencia, debido a que se requiere una menor tasa de fluido motriz y como consecuencia se tiene menos pérdidas de presión por fricción en la tubería. (Melo, 2014).

FIGURA 2. 3 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE DISEÑO GUIBERSON

Fuente: Levantamiento artificial, (Melo, 2014)

Los valores mostrados en la tabla 2.1 son para los puntos de intersección de las curvas indicadas en la figura 2.1. Una tabla similar puede ser construida para otras curvas determinando los puntos donde se intersecan las curvas de comportamiento.

TABLA 2. 1
RELACIONES DE ÁREAS ÓPTIMAS

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

Fuente: Levantamiento artificial, (Melo, 2014)

Para los valores de M y H obtenidos habrá una relación de áreas, R , de la curva de comportamiento de diseño correspondiente a esos valores. Debido a que ésta es la solución para una tasa de producción y una presión de fondo fluyente dada, entonces el valor de M junto con el de la producción deseada, se pueden utilizar para calcular la tasa de fluido motriz, así como la presión de fondo de éste a la entrada de la tobera, P_N . Con esta información se podrá utilizar la ecuación (2.1)

para calcular el área exacta de la tobera, para que la tasa obtenida del fluido motriz pase a través de ella. (Melo, 2014).

Puesto que H es una medida del incremento de presión en el fluido producido, las relaciones de áreas, M , más altas son adecuadas para altos levantamientos netos, pero esto se alcanza únicamente con tasas de producción sustancialmente menores que la tasa de fluido motriz ($M < 1.0$). Las relaciones de áreas más pequeñas desarrollan menos presión de descarga, pero pueden producir más fluido de la formación que luego puede ser usado para fluido motriz ($M > 1.0$). (Melo, 2014).

2.6 DESCRIPCIÓN DE PROCEDIMIENTO DESARROLLADO POR EDDIE E. SMART.

Secuencia de cálculo

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

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

$$G_o = \frac{0.433 \times 141.5}{131.5 + ^\circ \text{API}} \quad (2.8)$$

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

$$G_s = F_w \times G_w + F_o \times G_o \quad (2.9)$$

Donde: $F_o = 1 - F_w$

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

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{\text{GOR}}{P_s} \right)^{1.2} \right] F_o + F_w \quad (2.10)$$

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

$$Q_N = \frac{G_S \times Q_S \times B_T}{G_N \times M} \quad (2.11)$$

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

$G_N = G_O$

7. Utilizando la ecuación:

$$P_F = \left[\frac{2.02 \times 10^{-6} \times L \times ((D_1 + D_2) \times \mu)^{0.21}}{C \times G^{0.21}} \right] G \times Q^{1.79} \quad (2.12)$$

Donde:

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

	Flujo anular	Flujo por T.P.
D_1	D_{ITR}	D_{iTP}
D_2	D_{oTP}	0

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

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

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

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

$$P_N = P_T + G_N \times D - P_{FN} \quad (2.13)$$

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

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad (2.14)$$

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

$$G_D = \frac{G_S \times Q_S + G_N \times Q_N}{Q_D} \quad (2.15)$$

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

Si el fluido motriz es petróleo:

$$F_{WD} = \frac{Q_S \times F_W}{Q_D} \quad (2.16.a)$$

Si el fluido motriz es agua:

$$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S \times F_W}{Q_D} \quad (2.16.b)$$

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

$$GLR = \frac{Q_S \times F_O \times GOR}{Q_D} \quad (2.17)$$

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

$$\mu_D = F_{WD} \times \mu_W + (1 - F_{WD}) \times \mu_O \quad (2.18)$$

14. Determinar la presión de descarga de la bomba P_D , como la suma de la presión hidrostática del fluido de retorno, la caída de presión por fricción en el conducto de retorno y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la GLR es menor que 10 pie³/bl, determinar P_{FD} con la ecuación (2.12).

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD} \quad (2.19)$$

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

15. Calcular un nuevo valor de la relación de presiones H, mediante la ecuación (2.6).

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (2.6)$$

16. Se determina la relación de áreas óptima, R, basándose en el valor de H del paso anterior y la figura 2.3 o la tabla 2.1,
17. Utilizando la curva de comportamiento de diseño de la figura. 2.3, se encuentra un nuevo valor para M correspondiente al valor de H del paso 15. También se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular M, usando el valor de R obtenido en el paso anterior.

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 \times C_3 + C_3 \times C_1 - C_2 \times C_1 + \frac{C_4 (C_2 - C_3) H}{H+1}}}{C_2 - C_3} \quad (2.20)$$

Donde:

$$\begin{aligned} C_1 &= 2R & K_{TD} &= 0.20 \\ C_2 &= \frac{(1-2R)R^2}{(1-R)^2} & K_N &= 0.03 \\ C_3 &= (1+K_{TD})R^2 \\ C_4 &= 1+K_N \end{aligned} \quad (2.21)$$

Si en el paso No. 20 se determina la existencia de cavitación, se recomienda usar las curvas de comportamiento de la figura 2.2, para encontrar un nuevo valor de M en lugar de la figura 2.3. Para el cálculo del valor del nuevo M se puede utilizar tanto la figura 2.3 como la ecuación (2.20), para ambos casos se utiliza el valor de R calculado en el paso 16.

18. Comparar el nuevo valor de M con el anterior, si la variación de M es menor del 1%, se habrá llegado a la convergencia y se procede con el paso 19. De lo contrario se debe regresar al paso 6 usando el nuevo valor de M.
19. Calcular la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación, M_L , con la ecuación (2.22).

$$M_L = \frac{(1-R)}{R} \sqrt{\frac{P_S}{1.3(P_N - P_S)}} \quad (2.22)$$

20. Si $M < M_L$, no existe problema de cavitación, en tal caso continuar en el paso 24. Si $M > M_L$, entonces se tendrán problemas de cavitación, por lo que se requiere un ajuste y continuar en el paso siguiente.

21. Fijar $M = M_L$ y utilizar el valor de la relación de áreas seleccionada para calcular un nuevo valor de la relación de presiones H . La curva de comportamiento de la figura 2.2 también se puede usar para encontrar el valor de H correspondiente a M_L . El valor de R se debe mantener constante en los cálculos para evitar cavitación.

22. Se calcula la presión de operación superficial requerida para evitar la cavitación:

$$P_T = \frac{P_D - P_S}{H} + P_D - G_N \times D + P_{FN} \quad (2.23)$$

23. Repetir los cálculos para evitar cavitación, regresando al paso 5.

24. Determinar el área de la tobera requerida para manejar la tasa de fluido motriz calculada en el paso 6, despejando A_N de la ecuación (2.1).

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{P_N - P_S}{G_N}}} \quad (2.24)$$

La relación de áreas encontrada en el paso 16 junto con el área de la tobera del paso 24, define la geometría óptima de la bomba tipo jet, para la presión de operación superficial dada. Esta área de la tobera es la medida ideal requerida para que la tasa calculada del fluido motriz pase a través de ella. Generalmente el diámetro exacto de la tobera no es comercial y no se encuentra disponible, por lo que se selecciona el diámetro disponible más cercano, así como la cámara de mezclado que combina con esta tobera comercialmente disponible, para obtener la relación de áreas óptima.

Los resultados finales serán registrados en la tabla 2.2 los cuales servirán para seleccionar la bomba más óptima.

TABLA 2. 2
SUMARIO DE RESULTADOS MÉTODO SMART

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q_N	bl/día		A_N	(pg ²)	
Q_S	bl/día		A_T	(pg ²)	
P_T	psi		R	R	
HP_{triplex}	HP				

Elaborado por: García Cinthya

2.7 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE HAL PETRIE

El método propuesto por Hal Petrie, permite trabajar en pozos que ya se encuentren operando con un sistema de bombeo hidráulico, con el objetivo de optimizar el

sistema ya existente, mejorando la condición de operación de la bomba para así aumentar la producción de petróleo e invertir el menor costo obteniendo mayores ganancias. Se presenta a continuación la división de la secuencia de cálculo propuesta por Petrie.

2.8 SECUENCIA DE CÁLCULO Y ECUACIONES SUPLEMENTARIAS

A continuación se presenta la secuencia de cálculo propuesta por Petrie para determinar las mejores condiciones de operación de la bomba jet.

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

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

$$G_s = G_o(1 - F_w) + G_w F_w \quad (2.25)$$

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

$$A_{CM} = Q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + \frac{(1 - F_w) GOR}{24650 P_s} \right] \quad (2.26)$$

3. Seleccionar la tobera con una R aproximada de 0.4, tal que el área anular de la garganta (tablas 1.6, 1.7, 1.8 y 1.9) sea mayor al A_{CM} calculada en el paso 2.
4. Escoger la presión de operación en superficie, P_T .
5. Determinar la presión del fluido motriz en la tobera; despreciando las pérdidas de presión por fricción P_{FN} en la primera iteración.

$$P_N = P_T + G_N \times D - P_{FN} \quad (2.27)$$

6. Determinar la tasa de flujo en la tobera.

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

(2.28)

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

$$v = 0.01191 \frac{Q_N}{d^2} \quad (2.29)$$

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}} \quad (2.30)$$

T [°F]

$$\mu_o [\text{cp}] = v_o [\text{cst}] \times \rho_o [\text{g/cm}^3] \quad (2.31)$$

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{dv}{\bar{\mu} / \bar{\rho}} \quad (2.32)$$

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

$$\text{Flujo laminar} \quad P_{FN} = 7.95 \times 10^{-6} \frac{\bar{\mu} L Q_N}{d^4} \quad (2.33)$$

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

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{(\bar{\mu} / \bar{\rho})^{0.21}}{(dv)^{0.21}} \quad (2.34)$$

$$\text{Flujo turbulento} \quad P_{FN} = 11.46 \times 10^{-6} \bar{\gamma} \bar{f} L \frac{Q_N^2}{d^5} \quad (2.35)$$

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

Parte B. Iteración con el caudal de Producción

1. Determinar las propiedades necesarias para predecir la presión de descarga de la bomba del fluido de retorno.

- a) Tasa del fluido de retorno total.

$$Q_D = Q_N + Q_S \quad (2.36)$$

- b) Gradiente del fluido de retorno.

$$G_D = \frac{G_N \times Q_N + G_S \times Q_S}{Q_D} \quad (2.37)$$

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

$$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S \times F_W}{Q_D} \quad (2.38)$$

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

$$F_{WD} = \frac{Q_S \times F_W}{Q_D} \quad (2.39)$$

- e) Relación gas-líquido del fluido de retorno.

$$GLR = \frac{Q_S \times (1 - F_W) \times GOR}{Q_D} \quad (2.40)$$

- f) Viscosidad del fluido de retorno.

$$v_D = (1 - F_{WD}) \times v_O + F_{WD} \times v_W \quad (2.41)$$

2. Determinar la presión de descarga P_D .

$$P_D = P_{WH} + G_D \times D + P_{FD} \quad (2.42)$$

Determinar P_{FD} con las siguientes ecuaciones, si el valor de GLR del fluido de retorno es menor o igual a 10.

$$v = 0.01191 \frac{Q_D}{D_1^2 - D_2^2} \quad (2.43)$$

Dónde: Q_D = Tasa del fluido de retorno por el anular (bl/día)
 D_1 = ID del casing
 D_2 = OD del tubing

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{dv}{\bar{\mu} / \bar{\rho}} \quad (2.44)$$

Dependiendo del tipo de flujo, laminar ($N_{Re} \leq 1200$) o turbulento ($N_{Re} > 1200$), se calcula P_{FD}

$$\text{a) Flujo laminar} \quad P_{FD} = \frac{7.95 \times 10^{-6} \bar{\mu} L Q_D \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2} \right)^{0.1}}{(D_1 - D_2)^2 (D_1^2 - D_2^2) (1 + 1.5e^2)} \quad (2.45)$$

$$e = \frac{2D_3}{D_1 - D_2} \quad (2.46)$$

Dónde: e = excentricidad del tubing respecto al casing
 D_1 = ID del casing
 D_2 = OD del tubing
 D_3 = distancia entre centro del tubing y el centro del casing

b) Flujo turbulento

$$P_{FD} = \frac{11.46 \times 10^{-6} \bar{\gamma} \bar{f} Q_D^2 L}{(D_1 - D_2) (D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0.1} (1 + 1.5e^2)^{0.25}} \quad (2.47)$$

$$\bar{f} = 0.0361 \frac{(\bar{\mu} / \bar{\rho})^{0.21}}{(dv)^{0.21}} \quad (2.48)$$

$$e = \frac{D_1 - D_3}{D_1 - D_2} \quad (2.49)$$

Dónde: e = excentricidad del tubing respecto al casing
 D_1 = ID del casing
 D_2 = OD del tubing
 D_3 = OD de las juntas del tubing

3. Si el GLR del fluido de retorno es mayor a 10, determinar la presión de descarga, P_D , con la correlación de flujo multifásico, para nuestro caso de estudio se recomienda la correlación de Hagedorn y Brown o una equivalente de acuerdo a las decisiones de las áreas de producción de las compañías operadoras.
4. Calcular la relación adimensional de presión, H.

$$H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \quad (2.50)$$

5. Calcular la relación adimensional de flujo másico, M.

$$\text{GOR} \neq 0 \quad M = Q_S \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{\text{GOR}}{P_S} \right)^{1.2} \right] F_O + F_W \right\} \times \left(\frac{G_S}{Q_N \times G_N} \right) \quad (2.51)$$

$$\text{GOR} = 0 \quad M = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N} \quad (2.52)$$

6. Usar el valor de H del paso 4 en la figura 2.3 para encontrar M en la curva envolvente de los comportamientos de mejor eficiencia. Además registrar el valor leído de R.

Para determinar con mayor facilidad la R sin emplear la gráfica, se puede usar la tabla 2.1.

Usando el valor de H del paso 4, y el valor de R obtenido con la figura 2.3 o con la tabla 2.1 también se puede calcular M, (con la ecuación 2.53).

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{C_2 \times C_3 + C_3 \times C_1 - C_2 \times C_1 + \frac{C_4 (C_2 - C_3) H}{H+1}}}{C_2 - C_3} \quad (2.53)$$

Donde:

$$\begin{aligned} C_1 &= 2R & K_{TD} &= 0.20 \\ C_2 &= \frac{(1-2R)R^2}{(1-R)^2} & K_N &= 0.03 \\ C_3 &= (1+K_{TD})R^2 \\ C_4 &= 1+K_N \end{aligned} \quad (2.54)$$

7. Comparar el valor de M del paso 5 con el valor de M del paso 6. Si la diferencia es menor o igual al 5%, ir al paso 1 de la parte C, si no corregir Q_s con la ecuación (2.55), y después retornar al paso B.1.a.

$$Q_{S \text{ nuevo}} = Q_{S \text{ anterior}} \left(\frac{M_6}{M_5} \right) \quad (2.55)$$

Parte C. Cálculos finales

1. Escoger el tamaño de la garganta inmediatamente superior al valor obtenido con la ecuación (2.56):

$$A_T = \frac{A_N}{R} \quad (2.56)$$

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

$$Q_{SC} = Q_S \frac{(A_T - A_N)}{A_{CM}} \quad (2.57)$$

3. Calcular la potencia hidráulica de la bomba de superficie.

$$HP = 0.000017 Q_N P_T \quad (2.58)$$

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

$$HP = \frac{0.000017 Q_N P_T}{0.9} \quad (2.59)$$

Sumario

Presentar los valores obtenidos en una tabla como la mostrada a continuación, de acuerdo con lo sugerido Petrie:

TABLA 2. 3

SUMARIO DE RESULTADOS MÉTODO PETRIE

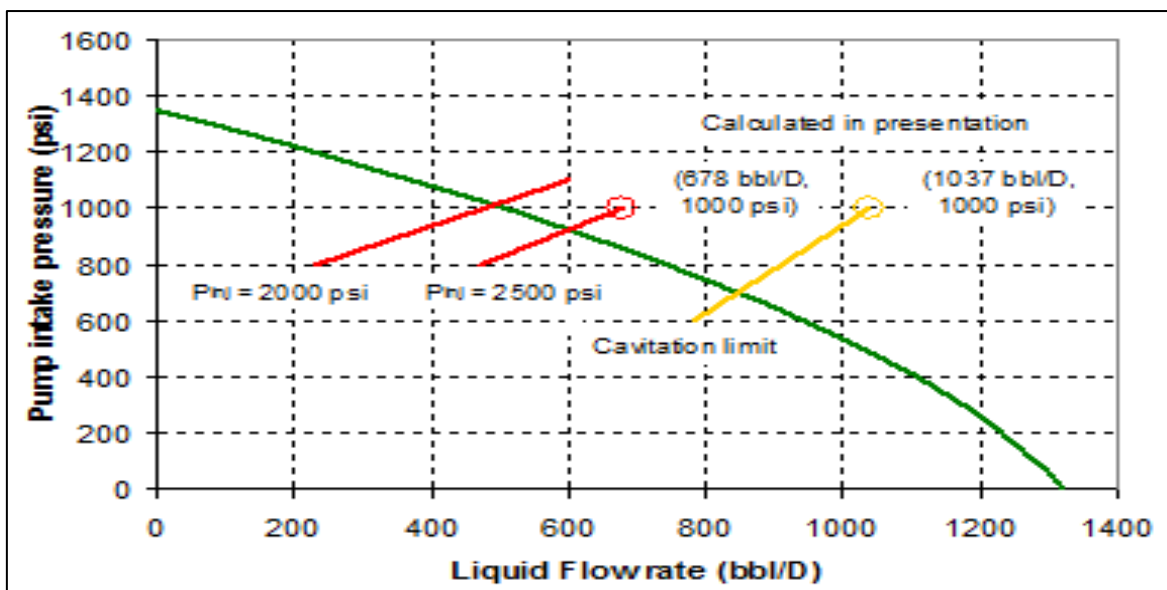
A_N		pg^2	P_T		psi	Q_s		bl/día
A_T		pg^2	Q_N		bl/día	P_s		psi
R			HP (a 90%)		HP	Q_{sc}		bl/día
Bomba						P_{sc}		psi

Elaborado por: García Cinthya

Una vez completada la tabla con todos los parámetros, se continua con la selección de la geometría más óptima entre tobera- cámara de mezclado que permitirá aumentar significativamente la producción mejorando así las condiciones de operación, para esto se analiza las distintas tablas de configuraciones presentadas por cada uno de los fabricantes de bombas tipo jet.

Se utiliza los algoritmos de Petrobras para la construcción de las curvas IPR que se revisan en el anexo N° 2. Con la tasa de fluido producido Q_s y el valor de la presión de succión de la bomba P_s se grafica las curvas Outflow pertenecientes al valor de presión de inyección como se indica en la figura 2.4.

FIGURA 2. 4 CURVA DE RESULTADOS PRESIÓN VS CAUDAL



Fuente: The University of Tulsa (2014)

Elaborado por: García Cinthya

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS PRESENTADOS POR EDDIE E. SMART Y HAL PETRIE AL CAMPO SACHA- BLOQUE 60

3.1 RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE EDDIE E. SMART

En este capítulo se muestran los resultados que se obtuvieron al aplicar el método propuesto por Eddie E. Smart permitiendo de esta manera proponer una mejor opción de sistema de levantamiento artificial para que sea utilizado en los pozos por primera vez.

3.1.1 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-228

Con la información del campo, presentada en la tabla 3.1, se realiza el análisis del pozo Sacha-228 para optimizar su sistema y veremos los resultados en la tabla 3.2.

TABLA 3. 1
DATOS POZO SACHA-228

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3100	psi	P_{WH}	20	psi
$P_S=P_{WF}$	816	psi	G_w	0.43321	psi/pie
D	9492	pie	L	10041	pies
D_{oTP}	3.500	pg	F_w	0.44	
D_{iTP}	2.992	pg	F_o	0.56	
$^{\circ}API$	26	$^{\circ}API$	Q_s	590	bl/día
D_{oTR}	7	pg	μ_o	1.6126	cp
D_{iTR}	6.276	pg	μ_w	0.2640	cp
GOR	17	pie ³ /bl	$D_{nominal}$	2.776	pg
Fluido motriz	Petróleo		Instalación	Casing	

Elaborado por: García Cinthya

TABLA 3. 2
RESULTADO OBTENIDOS POR ITERACIÓN POZO SACHA-228

PARÁMETROS		PRIMERA	SEGUNDA	TERCERA
PT =	psi	3100	3100	3100
M =		1.0000	0.2708	0.2744
Go = GN =	psi/pie	0.3890	0.3890	0.3890
Gs =	psi/pie	0.4085	0.4085	0.4085
BT =	b/BF	1.0151	1.0151	1.0151
QN =	b/día	628.8249	2322.0538	2292.0435
PFN =	psi	5.7055	59.1338	57.7728
C =		239.7772	239.7772	239.7772
PN =	psi	6786.8030	6733.3747	6734.7358
QD =	b/día	1218.8249	2912.0538	2882.0435
GD =	psi/pie	0.3984	0.3930	0.3930
FWD =		0.2130	0.0891	0.0901
GLR =	pie ³ /bl	4.6084	1.9288	1.9489
UD =	cp	1.3254	1.4924	1.4911
PD =	psi	3804.3929	3762.0983	3762.2627
FLUJO=				
PD =	psi	3804.3929	3762.0983	3762.2627
PFD =	psi	2.5285	12.1903	11.9652
C =		2218.2328	2218.2328	2218.2328
H =		1.0020	0.9915	0.9912
R =		0.5000	0.5000	0.5000
M =		0.2708	0.2744	0.2745
KTD		0.2000	0.2000	0.2000
KN		0.0300	0.0300	0.0300
C1		1.0000	1.0000	1.0000
C2		0.0000	0.0000	0.0000
C3		0.3000	0.3000	0.3000
C4		1.0300	1.0300	1.0300
% Error=		269.2687	1.2924	0.0426
CONVERGENCIA=		NO CONVERGE	NO CONVERGE	CONVERGE
ML =				0.3257
ESTADO=				NO CAVITA
AN =	pg ²			0.022334022
AT =	pg ²			0.044668045

Elaborado por: Cinthya García

Para determinar la potencia que es requerida por la bomba de superficie es necesario utilizar la ecuación (2.59)

La potencia calculada se la realiza con el 90% de la capacidad, para de esta manera evitar daños en los equipos por posibles sobrecargas.

$$HP_{\text{Trípex}} = \frac{0.000017 \times P_T \times Q_N}{0.9} \quad (2.59)$$

$$HP_{\text{Trípex}} = \frac{0.000017 \times 3100 \text{ psi} \times 2292 \text{ bl/día}}{0.9}$$

$$HP_{\text{Trípex}} = 134 \text{ HP}$$

En la tabla 3.3 se presentan los resultados finales obtenidos que son útiles para determinar la bomba tipo jet con la mejor geometría para ser instalada en el pozo Sacha-228.

TABLA 3. 3
SUMARIO DE RESULTADOS POZO SACHA-228

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q _N	bl/día	2292.0435	A _N	(pg ²)	0.022334022
Q _S	bl/día	590	A _T	(pg ²)	0.044668045
P _T	psi	3100	R	R	0.5
HP _{trípex}	HP	134			

Elaborado por: Cinthya García

La presión de operación superficial que requiere la bomba tipo jet en este pozo es de 3100 psi, para producir 590 bl/día de fluido, donde el área de la boquilla o tobera es de 0.022334022 pg², inyectando una tasa de 2292.0435 de fluido motriz utilizando una bomba trípex que tenga 134 HP de potencia. Para obtener el valor más alto de H que es la relación de presiones en la curva de comportamiento, se trabaja con un R de 0.5. Y una garganta que tiene un área de 0.044668045 pg².

En la tabla 3.4 se muestran las diferentes opciones de diseño de geometrías que son útiles para obtener la producción deseada del pozo Sacha-228 de acuerdo a cada uno de los fabricantes.

TABLA 3. 4
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-228

Kobe				R	Bomba	National-Oilmaster				R	Bomba	Guiberson				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
9	0.0186	8	0.0359	0.517	9-A	10	0.0212	9	0,0441	0,483	10-X	D	0.0177	5	0.0380	0.46	D-5
		9	0.0464	0.400	9-A			10	0,0562	0.380	10-A			6	0.0452	0.39	D-6
10	0.0240	-	-	-	-	12	0.0271	-	-	-	.	E	0.0241	5	0.0380	0.63	E-5
		9	0.0464	0.517	10-A			11	0.0715	0.483	12-X			6	0.0452	0.53	E-6

Claw				R	Bomba	OHI				R	Bomba	Fluid Packed Pump				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
10	0.0175	-	-	-	-	9	0.0184	8	0.0360	0.512	9-A	9	0.0221	8	0.0431	0.512	9-A
		I	0.0447	0,391	10-I			9	0.0464	0.397	9-A			9	0.0539	0.410	9-A
11	0.0239	-	-	-	-	10	0.0238	-	-	-	-	10	0.0276	-	-	-	-
		J	0.0526	0.454	11-J			9	0.0464	0.512	10-A			9	0.0539	0.512	10-A

Fabricante	A _N (pg ²)	A _T (pg ²)	R	Bomba
Kobe	0.0240	0.0464	0.517	10-A
National-Oilmaster	0.0271	0.0715	0.483	11-X
Guiberson	0.0241	0.0452	0.530	E-6
Claw	0.0239	0.0526	0.4540	11-J
OHI	0.0238	0.0464	0.5120	10-A
Fluid Packed Pump	0.02761	0.05393	0.5120	10-A

Elaborado por: Cinthya García

Criterio para la selección de la bomba

Para el proceso de selección de la bomba se consideraron varios aspectos que permitieron una óptima selección.

Con el valor obtenido de A_N se seleccionó una bomba donde el valor se aproximaba al calculado o era ligeramente mayor a éste, con el propósito que permita obtener una geometría idónea que cumpla con la optimización que se desea llegar.

Para el pozo Sacha-228 se trabajó con un R de 0.5 que cumplió las condiciones para los cálculos de iteración.

El valor que se obtuvo de A_N fue de 0.022334022 pg^2 con un R de 0.500, una vez obtenidos estos valores se continuó con la selección de la bomba que permitió analizar el método de Eddie Smart, en donde se procedió a la selección de dos bombas las tablas de los distintos fabricantes y se escogió las que tengan un A_N mayor y uno menor al calculado, para así poder determinar cuál de los dos es el valor más óptimo ya que no todos los fabricantes cuentan con un valor exacto al calculado de la geometría de tobera – cámara de mezclado se debe escoger uno que se acerque a las condiciones calculadas.

De los resultados obtenidos se puede observar que son cuatro las condiciones que más se acercan al valor de la relación más óptima de 0.500, donde los valores de A_N son 0.0240, 0,0241 y 0.0238 pg^2 para Kobe, Guiberson y OHI, respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes ya que sus valores se aproximan mucho más al valor calculado.

3.1.2 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-246

Con la información del campo, presentada en la tabla 3.5, se realiza el análisis del pozo Sacha-246 para optimizar su sistema.

TABLA 3. 5
DATOS POZO SACHA-246

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3100	psi	P_{WH}	100	psi
$P_S=P_{WF}$	1096	psi	G_w	0.4332106	psi/pie
D	9664	pie	L	9680	pies
D_{oTP}	3.5	pg	F_w	0.601	
D_{ltp}	2.992	pg	F_o	0.399	
°API	27.6	°API	Q_s	265	bl/día
D_{oTR}	7	pg	μ_o	1.198384	cp
D_{iTR}	6.276	pg	μ_w	0.2640	cp
GOR	60	pie ³ /bl	$D_{nominal}$	2.776	pg
Fluido motriz	Petróleo		Instalación	Casing	

Elaborado por: García Cinthya

Para este caso del pozo Sacha-246 la presión de operación superficial considerada fue de 3100 psi de acuerdo a la información proporcionada por el campo. En el anexo N° 3 se tiene la tabla que corresponde a los resultados obtenidos en las iteraciones de este pozo.

En la tabla 3.6 se presentan los resultados finales obtenidos que son útiles para determinar la bomba tipo jet con la mejor geometría para ser instalada en el pozo Sacha-246.

TABLA 3. 6
SUMARIO DE RESULTADOS POZO SACHA-246

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q_N	bl/día	1025.15	A_N	(pg ²)	0.010115985
Q_s	bl/día	265	A_T	(pg ²)	0.020231971
P_T	psi	3100	R	R	0.500
$HP_{trípex}$	HP	60			

Elaborado por: Cinthya García

La presión de operación superficial que requiere la bomba tipo jet en este pozo es de 3100 psi, para producir 265 bl/día de fluido, donde el área de la boquilla o tobera es de 0.010115985 pg², inyectando una tasa de 1025.15 bl/día de fluido motriz utilizando una bomba trípex que tenga 60 HP de potencia. Para obtener el valor más alto de H que es la relación de presiones en la curva de comportamiento, se trabaja con un R de 0.5. Y una garganta que tiene un área de 0.020231971 pg².

En la tabla 3.7 se muestran las diferentes opciones de diseño de geometrías que son útiles para obtener la producción deseada del pozo Sacha-246 de acuerdo a cada uno de los fabricantes.

**TABLA 3. 7
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-246**

Fabricante	A_N (pg ²)	A_T (pg ²)	R	Bomba
Kobe	0.0111	0.0215	0.517	7-A
National-Oilmaster	0.0103	0.0212	0.483	7-X
Guiberson	0.0123	0.0241	0.5100	C-3
Claw	0.0108	0.0239	0.4520	7-F
OHI	0.0111	0.0216	0.5130	7-A
Fluid Packed Pump	0.01131	0.02209	0.5120	6-A

Elaborado por: García Cinthya

De los resultados obtenidos se puede observar que son cuatro las condiciones que más se acercan al valor de la relación más óptima de 0.500, donde los valores de A_N son 0.0111, 0.0123 y 0.0111 pg² para Kobe, Guiberson y OHI respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes ya que sus valores se aproximan mucho más al valor calculado.

La bomba que más se acercó a las condiciones más óptimas de A_N y R fue la del fabricante Guiberson.

3.1.3 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-119

Con la información del campo, presentada en la tabla 3.8, se realiza el análisis del pozo Sacha-119 para optimizar su sistema.

TABLA 3. 8
DATOS CAMPO SACHA-119

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3100	psi	P_{WH}	70	psi
$P_S=P_{WF}$	996	psi	G_W	0.4334514	psi/pie
D	9251	pie	L	9251	pies
D_{oTP}	3.5	pg	F_W	0.061	
D_{iTP}	2.992	pg	F_o	0.939	
°API	26	°API	Q_S	220	bl/día
D_{oTR}	7	pg	μ_o	1.4554561	cp
D_{iTR}	6.276	pg	μ_w	0.2640	cp
GOR	0	pie ³ /bl	$D_{nominal}$	2.776	pg
Fluido motriz	Petróleo		Instalación	Casing	

Elaborado por: García Cinthya

Para este caso del pozo Sacha-119 la presión de operación superficial considerada fue de 3100 psi de acuerdo a la información proporcionada por el campo. En el anexo N° 3 se tiene la tabla que corresponde a los resultados obtenidos en las iteraciones de este pozo.

En la tabla 3.9 se presentan los resultados finales obtenidos que son útiles para determinar la bomba tipo jet con la mejor geometría para ser instalada en el pozo Sacha-119.

TABLA 3. 9
SUMARIO DE RESULTADOS POZO SACHA-119

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q_N	bl/día	714.5082	A_N	(pg ²)	0.007096917
Q_S	bl/día	220	A_T	(pg ²)	0.014193834
P_T	psi	3100	R	R	0.500
$HP_{trípex}$	HP	42			

Elaborado por: Cinthya García

La presión de operación superficial que requiere la bomba tipo jet en este pozo es de 3100 psi, para producir 220 bl/día de fluido, donde el área de la boquilla o tobera es de 0.007096917 pg², inyectando una tasa de 714.5082 bl/día de fluido motriz utilizando una bomba trípex que tenga 42 HP de potencia. Para obtener el valor

más alto de H que es la relación de presiones en la curva de comportamiento, se trabaja con un R de 0.5. Y una garganta que tiene un área de 0.014193834pg^2 . En la tabla 3.10 se muestran las diferentes opciones de diseño de geometrías que son útiles para obtener la producción deseada del pozo Sacha-119 de acuerdo a cada uno de los fabricantes.

TABLA 3. 10
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-119

Fabricante	$A_N (\text{pg}^2)$	$A_T (\text{pg}^2)$	R	Bomba
Kobe	0.0086	0.0167	0.517	6-A ⁻
National-Oilmaster	0.0081	0.0167	0.483	6-X
Guiberson	0.0095	0.0143	0.6600	B-1
Claw	0.0074	0.0142	0.5210	5-D
OHI	0.0086	0.0167	0.5130	6-A ⁻
Fluid Packed Pump	0.00724	0.01414	0.5120	4-A ⁻

Elaborado por: García Cinthya

De los resultados obtenidos se puede observar que son cuatro las condiciones que más se acercan al valor de la relación más óptima de 0,500, donde los valores de A_N son 0.0086, 0.0074, 0.0086, 0.00724 pg^2 , para Kobe, Claw, OHI y Fluid Packed Pump respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes ya que sus valores se aproximan mucho más al valor calculado.

La bomba que más se acercó a las condiciones más óptimas de A_N y R fue la del fabricante Fluid Packed Pump.

3.1.4 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-158

Con la información del campo, presentada en la tabla 3.11, se realiza el análisis del pozo Sacha-158 para optimizar su sistema.

TABLA 3. 11
DATOS POZO SACHA-158

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	2300	psi	P_{WH}	50	psi
$P_S=P_{WF}$	336	psi	G_W	0.433210	psi/pie
D	9950	pie	L	9950	pies
D_{oTP}	3.5	pg	F_W	0.121	
D_{iTP}	2.992	pg	F_o	0,879	
$^{\circ}API$	28.6	$^{\circ}API$	Q_S	180	bl/día
D_{oTR}	7	pg	μ_o	1.787653	cp
D_{iTR}	6.276	pg	μ_w	0.264067	cp
GOR	20	pie ³ /bl	$D_{nominal}$	2.776	pg
Fluido motriz	Petróleo		Instalación	Casing	

Elaborado por: García Cinthya

Para este caso del pozo Sacha-158 la presión de operación superficial considerada fue de 2300 psi de acuerdo a la información proporcionada por el campo. En el anexo N° 3 se tiene la tabla que corresponde a los resultados obtenidos en las iteraciones de este pozo.

En la tabla 3.12 se presentan los resultados finales obtenidos que son útiles para determinar la bomba tipo jet con la mejor geometría para ser instalada en el pozo Sacha-158.

TABLA 3. 12
SUMARIO DE RESULTADOS POZO SACHA-158

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q_N	bl/día	1452.8419	A_N	(pg ²)	0.0142504
Q_S	bl/día	180	A_T	(pg ²)	0.0237507
P_T	Psi	2300	R	R	0.600
$HP_{trípex}$	HP	63			

Elaborado por: García Cinthya

La presión de operación superficial que requiere la bomba tipo jet en este pozo es de 2300 psi, para producir 180 bl/día de fluido, donde el área de la boquilla o tobera es de 0.014250433 pg², inyectando una tasa de 1452.8419 bl/día de fluido motriz utilizando una bomba trípex que tenga 63 HP de potencia. Para obtener el valor más alto de H que es la relación de presiones en la curva de comportamiento, se trabaja con un R de 0.6. . Y una garganta que tiene un área de 0.023750721 pg².

En la tabla 3.13 se muestran las diferentes opciones de diseño de geometrías que son útiles para obtener la producción deseada del pozo Sacha-158 de acuerdo a cada uno de los fabricantes.

**TABLA 3. 13
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-158**

Fabricante	A_N (pg²)	A_T(pg²)	R	Bomba
Kobe	0.0144	0.0278	0.517	8-A ⁻
National-Oilmaster	0.0167	0.0346	0.483	9-X
Guiberson	0.0177	0.0241	0.7400	D-3
Claw	0.0148	0.0376	0.3940	9-H
OHI	0.0144	0.0278	0.5190	8-A ⁻
Fluid Packed Pump	0.01767	0.03451	0.5120	8-A ⁻

Elaborado por: García Cinthya

De los resultados obtenidos se puede observar que una las condiciones que más se acercan al valor de la relación más óptima de 0.600, donde los valores de A_N son 0.0144 y 0.0144 pg², para Kobe y OHI, respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes ya que sus valores se aproximan mucho más al valor calculado.

La bomba que más se acercó a las condiciones más óptimas de A_N y R fue la del fabricante Kobe.

3.1.5 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-193

Con la información del campo, presentada en la tabla 3.14, se realiza el análisis del pozo Sacha-193 para optimizar su sistema .

TABLA 3. 14
DATOS POZO SACHA-193

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3000	psi	P_{WH}	125	psi
$P_S=P_{WF}$	597	psi	G_W	0.4334514	psi/pie
D	9771	pie	L	9771	pies
D_{oTP}	3.5	pg	F_W	0.400	
D_{iTP}	2.992	pg	F_o	0.600	
$^{\circ}API$	28.4	$^{\circ}API$	Q_S	325	bl/día
D_{oTR}	7	pg	μ_o	1.499516	cp
D_{iTR}	6.276	pg	μ_w	0.26406	cp
GOR	140	pie ³ /bl	$D_{nominal}$	2.776	pg
Fluido motriz	Petróleo		Instalación	Casing	

Elaborado por: García Cinthya

Para este caso del pozo Sacha-193 la presión de operación superficial considerada fue de 3000 psi de acuerdo a la información proporcionada por el campo. En el anexo N° 3 se tiene la tabla que corresponde a los resultados obtenidos en las iteraciones de este pozo.

En la tabla 3.15 se presentan los resultados finales obtenidos que son útiles para determinar la bomba tipo jet con la mejor geometría para ser instalada en el pozo Sacha-193.

TABLA 3. 15
SUMARIO DE RESULTADOS POZO SACHA-193

Parámetro		Resultado	Parámetro		Resultado
Q_N	bl/día	1660.4240	A_N	(pg ²)	0.01579611
Q_S	bl/día	325	A_T	(pg ²)	0.03159223
P_T	psi	3000	R	R	0.500
$HP_{triplex}$	HP	94			

Elaborado por: García Cinthya

La presión de operación superficial que requiere la bomba tipo jet en este pozo es de 3000 psi, para producir 325 bl/día de fluido, donde el área de la boquilla o tobera es de 0.01579611 pg^2 , inyectando una tasa de 1660.4240 bl/día de fluido motriz utilizando una bomba tríples que tenga 94 HP de potencia. Para obtener el valor más alto de H que es la relación de presiones en la curva de comportamiento, se trabaja con un R de 0.5. Y una garganta que tiene un área de 0.03159223 pg^2 .

En la tabla 3.16 se muestran las diferentes opciones de diseño de geometrías que son útiles para obtener la producción deseada del pozo Sacha-193 de acuerdo a cada uno de los fabricantes.

TABLA 3. 16
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-193

Fabricante	$A_N (\text{pg}^2)$	$A_T (\text{pg}^2)$	R	Bomba
Kobe	0.0186	0.0359	0.517	9-A
National-Oilmaster	0.0167	0.0346	0.483	9-X
Guiberson	0.0177	0.0380	0.4600	D-5
Claw	0.0175	0.0447	0.3910	10-I
OHI	0.0184	0.0360	0.5110	9-A
Fluid Packed Pump	0.01767	0.03451	0.5120	8-A

Elaborado por: García Cinthya

De los resultados obtenidos se puede observar que una las condiciones que más se acercan al valor de la relación más óptima de 0.500, donde los valores de A_N son 0.0186, y 0.0184 pg^2 , para Kobe y OHI, respectivamente. Solo se toman en cuenta estos fabricantes ya que sus valores se aproximan mucho más al valor calculado.

La bomba que más se acercó a las condiciones más óptimas de A_N y R fue la del fabricante OHI.

TABLA 3. 17
RESUMEN DE RESULTADOS – MÉTODO DE EDDIE E. SMART

Pozo	Sacha 228	Sacha 246	Sacha 119	Sacha 158	Sacha 193
Fabricante	OHI	Guiberson	Fluid Packed Pump	Kobe	OHI
Bomba	10-A	C-3	4-A	8-A	9-A
A_N (pg ²)	0.0238	0.0123	0.00724	0.0144	0.0184
A_T (pg ²)	0.0464	0.0241	0.01414	0.0278	0.0360
R	0.512	0.5100	0.5120	0.517	0.511
P_T (psi)	3100	3100	3100	2300	3000
Q_N (bl/día)	2292.0435	1025.1526	714.508	1452.841	1660.42
Q_S (bl/día)	590	265	220	180	325
HP (HP)	121	54	38	57	85
HP@90% (HP)	134	60	42	63	94

Elaborado por: Cinthya García

3.2 RESULTADOS OBTENIDOS CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE HAL PETRIE

En esta sección se muestran los resultados que se obtuvieron utilizando el método propuesto por Hal Petrie, de esta manera se puso analizar posibles propuestas de optimización del sistema de bombeo hidráulico tipo jet actual. La optimización variará de acuerdo a los parámetros que sean necesario modificarlos para así incrementar la producción.

3.2.1 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-009

Se presenta en la tabla 3.18 la información del pozo Sacha- 009, a continuación en la tabla 3.19 los resultados obtenidos por cada iteración, además en la tabla 3.20 y 3.21 se indican los resultados que se obtuvieron con la aplicación del método propuesto por Hal Petrie.

**TABLA 3. 18
DATOS POZO SACHA-009**

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9751	pies	GOR	20	pie ³ /bl
L	9751	pies	F _w	8.9	%
D _{iTP}	2.992	pg	T _{WH}	100	°F
D _{oTP}	3.5	pg	T _{WF}	225	°F
D _{iTR}	6.276	pg	P _R	2850	psi
P _{WH}	60	psi	P _b	767	psi
°API	24.8	°API	P _{WF}	814	psi
μ _o	1.85688	cst	Q @ P _{WF}	450	bl/día
μ _w	0.26406	cst	γ _g	0.8223	
G _w	0.43345	psi/pie	γ _w	1.0011	
Salinidad	1500	ppm	Venteo	Si	
Instalación	Casing		Fluido motriz	Petróleo	
Bomba instalada	Claw 10-J		Q _N	1905	bl/día
P _T	3700	psi			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			100	400	bl/día
Presión de succión a la Producción Deseada			150	1000	psi

Elaborado por: Cinthya García

TABLA 3. 19
RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO SACHA-009

PARTE A.- Escoger la Tobera e Iterar con el caudal de fluido motriz

Parámetro	Análisis 1	Análisis 2	Unidad
$G_s =$	0.3957	0.3957	psi/pie
$A_{CM} =$	0.0079	0.0118	pg^2
Fabricante=	CLAW		
$A_s =$	0.0351	0.0351	pg^2
Tobera =	10	10	
$A_N =$	0.0175	0.0175	pg^2

Parámetro	Análisis 1		Análisis 2	
	Iteración		Iteración	
	Primera	Segunda	Primera	Segunda
$P_T =$ psi	3700	3700	3700	3700
$P_N =$ psi	7522.3858	7478.4262	7522.3858	7482.9911
$Q_N =$ bl/día	1996.7455	1990.7835	1878.1139	1872.4335
$\Delta Q_N =$ %		0.2995		0.3034
$v =$ pie/s	2.6565	2.6486	2.4987	2.491
$N_{Re} =$	28569.0325	28483.7305	26871,6756	26790,4013
Flujo =	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
$\rho_o =$ g/cm ³	0.8621	0.8621	0.8621	0.8621
$\mu_o =$ cp	1.8570	1.8570	1.8568	1.8569
$\bar{f} =$	0.0274	0.0275	0.0278	0.0278
$P_{FN} =$ Psi	43.9601	43.725	39.3952	39.182
$\Delta Q_N < 15 \%$		Verdadero		Verdadero

PARTE B.- Iteración con el caudal de Producción

Parámetro	Análisis 1		Análisis 2	
	Iteración		Iteración	
	Primera	Segunda	Primera	Segunda
$Q_D =$ bl/día	2091	2404	2272	2511
$G_D =$ psi/pie	0.3922	0.3926	0.3926	0.3929
$F_{WD} =$	0.0043	0.0153	0.0157	0.0226
$GLR =$ pie ³ /bl	1	3	3	5
$\mu_o =$ cst	2.1539	2.1539	2.1539	2.1539
$\mu_w =$ cst	0.2638	0.2638	0.2640	0.2640
$v_D =$ cst	2.1459	2.1250	2.1243	2.1112
$v =$ pie/s	0.9176	1.0552	0.9973	1.1018
$N_{Re} =$	9189.8324	10672.6282	10089.6508	11216.4794
Flujo =	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
$e =$	0.6398	0.6398	0.6398	0.6398
$\bar{f} =$	0.0348	0.0337	0.0341	0.0334

**TABLA 3.19
CONTINUACIÓN**

Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
PFD =	psi	5.8694	7.5363	6.8114	8.1401
Flujo =					
P _D =	psi	3889.9759	3896.1120	3895.5299	3899.6707
H =		1.0422	1.0457	0.8071	0.8092
M =		0.0622	0.2574	0.2207	0.3520
R =		0.5000	0.500	0.400	0.400
C _{1...} =		1.0000	1.0000	0.800	0.800
C ₂ =		0.0000	0.0000	0.0889	0.0889
C ₃ =		0.3000	0.3000	0.1920	0.1920
C ₄ =		1.0300	1.0300	1.0300	1.0300
M =		0.2574	0.2563	0.3520	0.3506
Max. VALOR =		0.0653	0.2703	0.2317	0.3697
Min VALOR =		0.0591	0.2446	0,2096	0.3344
Convergencia =		No converge	Converge	No converge	Converge
Q _{S NUEVO} =	bl/día	414	412	638	636

PARTE C.- Cálculos Finales

Parámetro	Análisis 1	Análisis 2	Unidad
A _T =	0.0350	0.0438	pg ²
Garganta =	0.0526	0.0526	pg ²
N°-	J	J	
Bomba =	Claw 10-J		
Q _{SC} =	443	1189	bl/día
HP =	125	118	HP
HP =	139	131	HP

Elaborado por: Cinthya García

**TABLA 3. 20
SUMARIO DE RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DEL POZO SACHA-009**

ANÁLISIS 1

A _N	0.0175	pg ²	P _T	3700	psi	Q _S	412	bl/día
A _T	0.0526	pg ²	Q _N	1991	bl/día	P _S	150	psi
R	0.400		HP (a 90%)	139	HP	Q _{SC}	443	bl/día
Bomba	Claw			10 – J				

ANÁLISIS 2

A_N	0.0175	pg^2	P_T	3700	psi	Q_S	636	bl/día
A_T	0.0526	pg^2	Q_N	1872	bl/día	P_S	1000	psi
R	0.400		HP (a 90%)	131	HP	Q_{SC}	1189	bl/día
Bomba	Claw			10 – J				

Elaborado por: Cinthya García

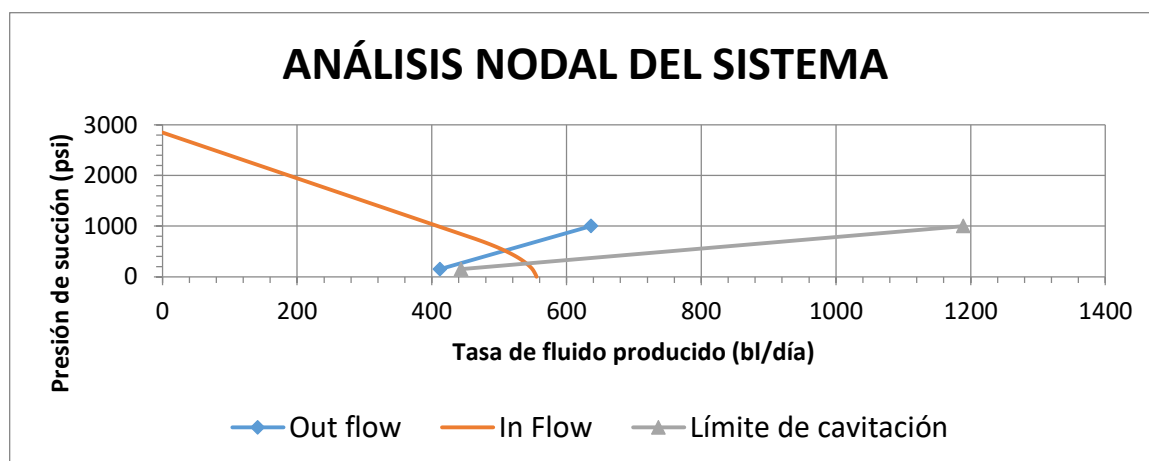
En la tabla 3.21 se presentan los resultados del análisis nodal del sistema para la propuesta de rediseño que logrará optimizar la producción del pozo Sacha 009, que se puede observar en la figura 3.1

TABLA 3. 21
SUMARIO DE RESULTADOS DEL ANALISIS NODAL DEL POZO SACHA-009

A_N	0.0175	pg^2	P_T	3700	psi	Q_S	508	bl/día
A_T	0.0526	pg^2	Q_N	1939	bl/día	P_S	520	psi
R	0.400		HP (a 90%)	136	HP	Q_{SC}	542	bl/día
Bomba	Claw			10 – J		P_{SC}	269	psi

Elaborado por: Cinthya García

FIGURA 3. 1 ANÁLISIS NODAL POZO SACHA-009



Elaborado por: Cinthya García

El pozo Sacha-009 requiere de una presión de operación superficial de 3700 psi y un caudal de inyección de fluido motriz de 1940 bl/día para producir una tasa de fluido de 508 bl/día, donde la bomba Claw 10-J, debido a que la selección de la tobera del fabricante Claw tiene un A_N de 0.0175 pg^2 , lo que quiere decir que el código de la tobera es 10. Además realizando varias iteraciones se determinó una tobera con un A_T de 0.0526 pg^2 , la misma que corresponde a la garganta J está correctamente seleccionada. La cavitación inicia con una tasa de 542 bl/día. La potencia de la bomba hidráulica con solo el 90% de la capacidad es de 136 HP.

3.2.2 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-130

Se presenta en la tabla 3.22 la información del pozo Sacha- 130, a continuación en la tabla 3.23 se muestra el sumario final de los resultados en el análisis del pozo

y en la tabla 3.24 se indica el resultado obtenido con la aplicación del método de Hal Petrie.

TABLA 3. 22
DATOS CAMPO SACHA-130

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9264	pies	GOR	65	pie ³ /bl
L	9264	pies	F _w	79	%
D _{iTP}	2.992	pg	T _{WH}	100	°F
D _{oTP}	3.5	pg	T _{WF}	211	°F
D _{iTR}	6.276	pg	P _R	1334	psi
P _{WH}	110	psi	P _b	784	psi
°API	23.2	°API	P _{WF}	980	psi
μ _o	2.399	cst	Q @ P _{WF}	600	bl/día
μ _w	0.2844	cst	γ _g	0.7993	
G _w	0.452	psi/pie	γ _w	1.043	
Salinidad	60000	ppm	Venteo	Si	
Instalación	Casing		Fluido motriz	Petróleo	
Bomba instalada	Claw 12-K		Q _N	3300	bl/día
P _T	3700	psi			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			300	400	bl/día
Presión de succión de la Producción Deseada			600	1350	psi

Elaborado por: Cinthya García

TABLA 3. 23
SUMARIO DE RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DEL POZO SACHA-130
ANÁLISIS 1

A _N	0.0311	pg ²	P _T	3700	psi	Q _s	814	bl/día
A _T	0.0655	pg ²	Q _N	3354	bl/día	P _s	600	Psi
R	0.517		HP (a 90%)	234	HP	Q _{sc}	858	bl/día
Bomba	Claw			12 - K				

ANÁLISIS 2

A _N	0.0311	pg ²	P _T	3700	psi	Q _s	1082	bl/día
A _T	0.0655	pg ²	Q _N	3162	bl/día	P _s	1350	Psi
R	0.517		HP (a 90%)	221	HP	Q _{sc}	1296	bl/día
Bomba	Claw			12 - K				

Elaborado por: Cinthya García

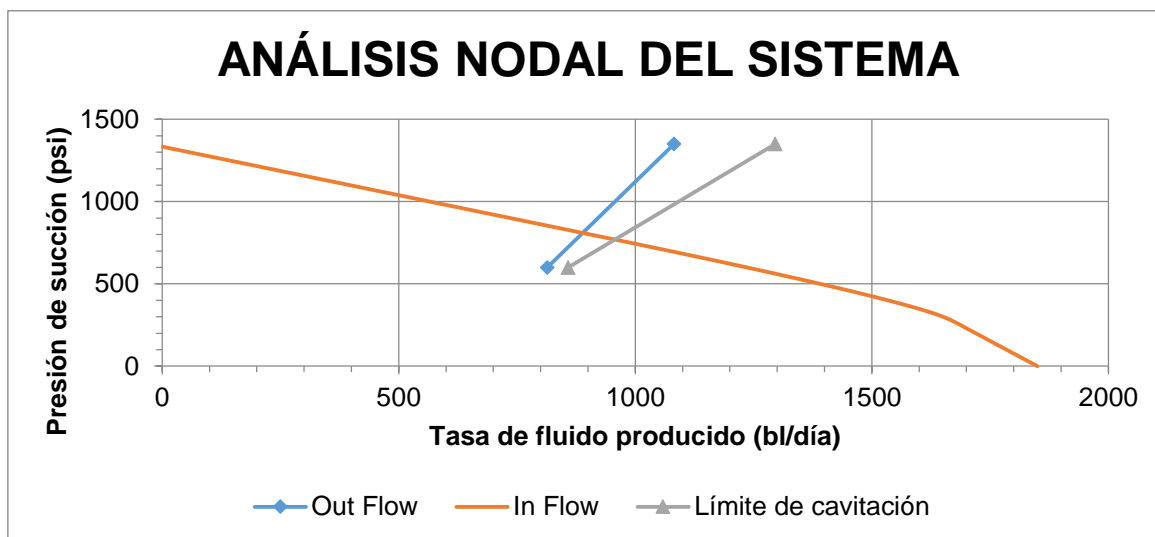
En la tabla 3.24 se presentan los resultados del análisis nodal del sistema para la propuesta de rediseño que logrará optimizar la producción del pozo Sacha 130, que se puede observar en la figura 3.2

TABLA 3. 24
SUMARIO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-130

A_N	0.0311	pg^2	P_T	3700	psi	Q_s	881	bl/día
A_T	0.0655	pg^2	Q_N	3307	bl/día	P_s	814	psi
R	0.517		HP (a 90%)	231	HP	Q_{sc}	960	bl/día
Bomba	Claw			12 - K		P_{sc}	770	psi

Elaborado por: Cinthya García

FIGURA 3. 2 ANÁLISIS NODAL POZO SACHA-130



Elaborado por: Cinthya García

El pozo Sacha-130 requiere de una presión de operación superficial de 3700 psi y un caudal de inyección de fluido motriz de 3306 bl/día para producir una tasa de fluido de 881 bl/día, donde la bomba Claw 12-K, debido a que la selección de la tobera del fabricante Claw tiene un A_N de $0.0311 pg^2$, lo que quiere decir que es la tobera número 12. Además realizando varias iteraciones se determinó una garganta con un A_T de $0.0655 pg^2$, la misma que corresponde a la garganta K está correctamente seleccionada. La cavitación inicia con una tasa de 960 bl/día. La potencia de la bomba hidráulica con solo el 90% de la capacidad es de 231 HP.

3.2.3 ANÁLISIS POZO SACHA-134

Se presenta en la tabla 3.25 la información del pozo Sacha-134, a continuación en la tabla 3.26 se muestra el sumario final de los resultados en el análisis del pozo y en la tabla 3.27 se indica el resultado obtenido con la aplicación del método de Hal Petrie.

TABLA 3. 25
DATOS POZO SACHA-134

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9419	pies	GOR	94	pie ³ /bl
L	9419	pies	F _w	8.6	%
D _{iTP}	2.992	pg	T _{WH}	100	°F
D _{oTP}	3.5	pg	T _{WF}	211	°F
D _{iTR}	6.276	pg	P _R	1334	psi
P _{WH}	70	psi	P _b	784	psi
°API	27.2	°API	P _{WF}	993	psi
μ _o	1.6258	cst	Q @ P _{WF}	300	bl/día
μ _w	0.28442	cst	γ _g	0.8568	
G _w	0.452	psi/pie	γ _w	1.043	
Salinidad	60000	ppm	Venteo	Si	
Instalación	Casing		Fluido motriz	Petróleo	
Bomba instalada	Claw 10-I		Q _N	2300	bl/día
P _T	3910	psi			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			100	280	bl/día
Presión de succión de la Producción Deseada			150	1500	psi

Elaborado por: Cinthya García

TABLA 3. 26
SUMARIO DE RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DEL POZO SACHA-134

ANÁLISIS 1

A _N	0.0175	pg ²	P _T	3910	psi	Q _s	169	bl/día
A _T	0.0464	pg ²	Q _N	2016	bl/día	P _s	100	psi
R	0.517		HP (a 90%)	149	HP	Q _{sc}	230	bl/día
Bomba	Claw			10 – I				

ANÁLISIS 2

A _N	0.0175	pg ²	P _T	3910	psi	Q _s	1060	bl/día
A _T	0.0464	pg ²	Q _N	1817	bl/día	P _s	1500	psi
R	0.517		HP (a 90%)	134	HP	Q _{sc}	1124	bl/día
Bomba	Claw			10 – I				

Elaborado por: Cinthya García

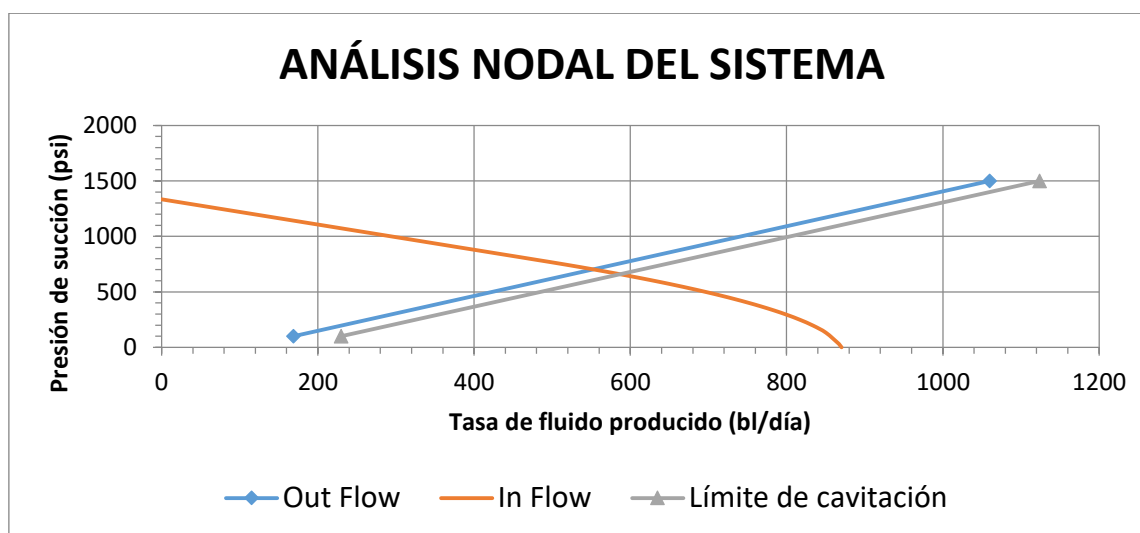
En la tabla 3.27 se presentan los resultados del análisis nodal del sistema para la propuesta de rediseño que logrará optimizar la producción del pozo Sacha 134, que se puede observar en la figura 3.3

TABLA 3. 27
SUMARIO DE RESULTADOS DEL ANALISIS NODAL DEL POZO SACHA-134

A_N	0.0175	pg^2	P_T	3910	psi	Q_s	554	bl/día
A_T	0.0464	pg^2	Q_N	1930	bl/día	P_s	700	psi
R	0.517		HP (a 90%)	143	HP	Q_{SC}	588	bl/día
Bomba	Claw			10 – I		P_{SC}	660	psi

Elaborado por: Cinthya García

FIGURA 3. 3 ANÁLISIS NODAL POZO SACHA-134



Elaborado por: Cinthya García

El pozo Sacha-134 requiere de una presión de operación superficial de 3910 psi y un caudal de inyección de fluido motriz de 1930 bl/día para producir una tasa de fluido de 554 bl/día, donde la bomba Claw 10-I, debido a que la selección de la tobera del fabricante Claw tiene un A_N de 0.0175 pg^2 , lo que quiere decir que es la tobera número 10. Además realizando varias iteraciones se determinó una garganta con un A_T de 0.0464 pg^2 , la misma que corresponde a la garganta I está correctamente seleccionada. La cavitación inicia con una tasa de 588 bl/día. La potencia de la bomba hidráulica con solo el 90% de la capacidad es de 143 HP.

3.2.4 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-056

Se presenta en la tabla 3.28 la información del pozo Sacha-056, a continuación en la tabla 3.29 se muestra el sumario final de los resultados en el análisis del pozo y en la tabla 3.30 se indica el resultado obtenido con la aplicación del método de Hal Petrie.

Tabla 3. 28
DATOS POZO SACHA-056

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9073	pies	GOR	34	pie ³ /bl
L	9073	pies	F _W	18	%
D _{ITP}	2.992	pg	T _{WH}	100	°F
D _{oTP}	3.5	pg	T _{WF}	211	°F
D _{ITR}	6.276	pg	P _R	1334	psi
P _{WH}	85	psi	P _b	784	psi
°API	27.3	°API	P _{WF}	856	psi
μ _o	1.6110	cst	Q @ P _{WF}	316	bl/día
μ _w	0.2844	cst	Y _g	0.8583	
G _w	0.452	psi/pie	Y _w	1.043	
Salinidad	60000	ppm	Venteo	Si	
Instalación	Casing		Fluido motriz	Petróleo	
Bomba instalada	Claw 10-I		Q _N	1810	bl/día
P _T	2500	psi			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			150	300	bl/día
Presión de succión de la Producción Deseada			100	900	psi

Elaborado por: Cinthya García

TABLA 3. 29
SUMARIO DE RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DEL POZO SACHA-056
ANÁLISIS 1

A _N	0.0175	pg ²	P _T	3000	psi	Q _s	225	bl/día
A _T	0.0447	pg ²	Q _N	1870	bl/día	P _s	100	psi
R	0.517		HP (a 90%)	106	HP	Q _{sc}	265	bl/día
Bomba	Claw			10 – I				

ANÁLISIS 2

A _N	0.0175	pg ²	P _T	3000	psi	Q _s	468	bl/día
A _T	0.0447	pg ²	Q _N	1749	bl/día	P _s	900	psi
R	0.517		HP (a 90%)	99	HP	Q _{sc}	859	bl/día
Bomba	Claw			10 – I				

Elaborado por: Cinthya García

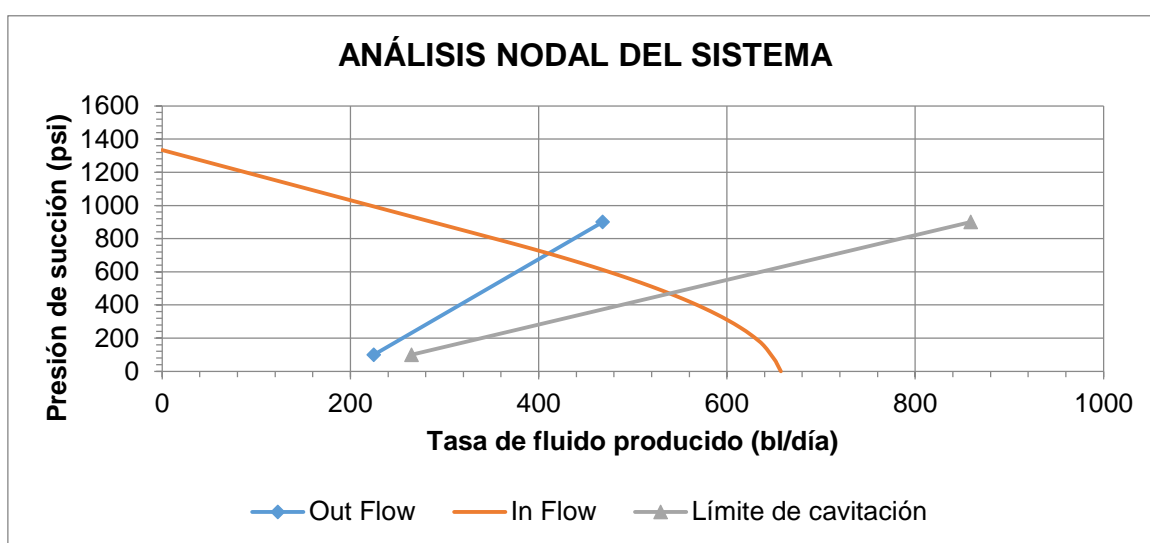
En la tabla 3.30 se presentan los resultados del análisis nodal del sistema para la propuesta de rediseño que logrará optimizar la producción del pozo Sacha 056, que se puede observar en la figura 3.4

TABLA 3. 30
SUMARIO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-056

A_N	0.0175	pg^2	P_T	3000	psi	Q_s	411	bl/día
A_T	0.0447	pg^2	Q_N	1777	bl/día	P_s	710	psi
R	0.517		HP (a 90%)	101	HP	Q_{sc}	540	bl/día
Bomba	Claw			10 – I		P_{sc}	471	psi

Elaborado por: Cinthya García

FIGURA 3. 4 ANÁLISIS NODAL POZO SACHA-056



Elaborado por: Cinthya García

El pozo Sacha-056 requiere de una presión de operación superficial de 3000 psi y un caudal de inyección de fluido motriz de 1777 bl/día para producir una tasa de fluido de 411 bl/día, donde la bomba Claw 10-I, debido a que la selección de la tobera del fabricante Claw tiene un A_N de 0.0175 pg^2 , lo que quiere decir que es la tobera número 10. Además realizando varias iteraciones se determinó una garganta con un A_T de 0.0447 pg^2 , la misma que corresponde a la garganta I está correctamente seleccionada. La cavitación inicia con una tasa de 540 bl/día. La potencia de la bomba hidráulica con solo el 90% de la capacidad es de 101 HP.

3.2.5 ANÁLISIS DEL POZO SACHA-061

Se presenta en la tabla 3.31 la información del pozo Sacha-061, a continuación en la tabla 3.32 se muestra el sumario final de los resultados en el análisis del pozo y en la tabla 3.33 se indica el resultado obtenido con la aplicación del método de Hal Petrie.

TABLA 3. 31
DATOS POZO SACHA-061

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D	9459	pies	GOR	7	pie ³ /bl
L	9459	pies	F _W	87	%
D _{iTP}	2.992	pg	T _{WH}	100	°F
D _{oTP}	3.5	pg	T _{WF}	215	°F
D _{iTR}	6.276	pg	P _R	1100	psi
P _{WH}	105	psi	P _b	784	
°API	28.6	°API	P _{WF}	445	psi
μ _o	1.394	cst	Q @ P _{WF}	2500	bl/día
μ _w	0.2783	cst	γ _g	0.8769	
G _w	0.438	psi/pie	γ _w	1.011	
Salinidad	15000	ppm	Venteo	Si	
Instalación	Casing		Fluido motriz	Petróleo	
Bomba instalada	Claw 10-1		Q _N	3000	bl/día
P _T	3900	psi			
Parámetros			Análisis 1	Análisis 2	Unidad
Producción Deseada			100	900	bl/día
Presión de succión de la Producción Deseada			300	2000	psi

Elaborado por: Cinthya García

TABLA 3. 32
SUMARIO DE RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DEL POZO SACHA-061

ANÁLISIS 1

A _N	0.0175	pg ²	P _T	3900	psi	Q _S	501	bl/día
A _T	0.0447	pg ²	Q _N	1994	bl/día	P _S	300	Psi
R	0.517		HP (a 90%)	147	HP	Q _{SC}	495	bl/día
Bomba	CLAW			10 – I				

ANÁLISIS 2

A _N	0.0175	pg ²	P _T	3900	psi	Q _S	905	bl/día
A _T	0.0447	pg ²	Q _N	1744	bl/día	P _S	2000	psi
R	0.517		HP (a 90%)	1 28	HP	Q _{SC}	1280	bl/día
Bomba	CLAW			10 – I				

Elaborado por: Cinthya García

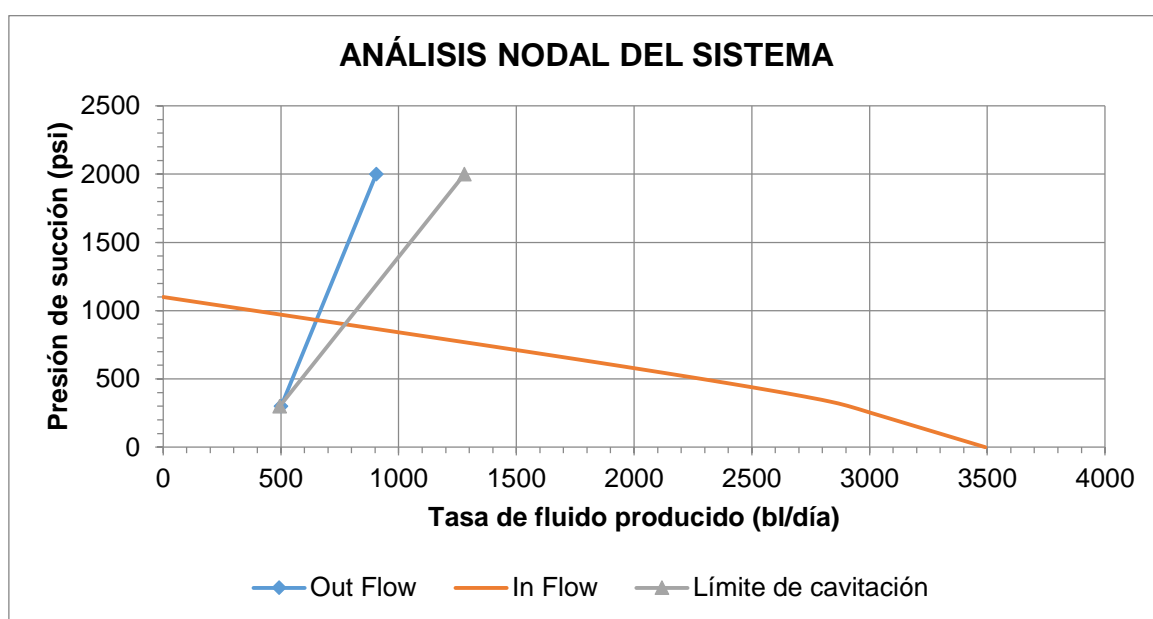
En la tabla 3.33 se presentan los resultados del análisis nodal del sistema para la propuesta de rediseño que logrará optimizar la producción del pozo Sacha 061, que se puede observar en la figura 3.5

TABLA 3. 33
SUMARIO DE RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL DEL POZO SACHA-061

A_N	0.0175	pg^2	P_T	3900	psi	Q_s	653	bl/día
A_T	0.0447	pg^2	Q_N	1899	bl/día	P_s	931	Psi
R	0.517		HP (a 90%)	140	HP	Q_{sc}	779	bl/día
BOMBA	CLAW			10 – I		P_{sc}	900	Psi

Elaborado por: Cinthya García

FIGURA 3. 5 ANÁLISIS NODAL POZO SACHA-061



Elaborado por: Cinthya García

El pozo Sacha-061 requiere de una presión de operación superficial de 3900 psi y un caudal de inyección de fluido motriz de 1899 bl/día para producir una tasa de fluido de 653 bl/día, donde la bomba Claw 10-I, debido a que la selección de la tobera del fabricante Claw tiene un A_N de 0.0175 pg^2 , lo que quiere decir que es la tobera con código 10. Además realizando varias iteraciones se determinó una garganta con un A_T de 0.0447 pg^2 , la misma que corresponde a la garganta I está correctamente seleccionada. La cavitación inicia con una tasa de 779 bl/día. La potencia de la bomba hidráulica con solo el 90% de la capacidad es de 140 HP.

TABLA 3. 34
RESUMEN DE RESULTADOS – MÉTODO DE HAL PETRIE

Pozo	Sacha 009	Sacha 130	Sacha 134	Sacha 056	Sacha 061
Fabricante	Claw	Claw	Claw	Claw	Claw
Bomba	10-J	12-K	10-I	10-I	10-I
$A_N(\text{pg}^2)$	0.0175	0.0311	0.0175	0.0175	0.0175
$A_T(\text{pg}^2)$	0.0526	0.0655	0.0464	0.0447	0.0447
R	0.400	0.517	0.517	0.517	0.517
$P_T(\text{psi})$	3700	3700	3910	3000	3900
$P_S(\text{psi})$	520	814	700	710	931
$P_C(\text{psi})$	269	770	660	471	900
$Q_N(\text{bl/día})$	1940	3306	1930	1777	1899
$Q_S(\text{bl/día})$	508	881	554	411	653
$Q_{SC}(\text{bl/día})$	542	960	588	540	779
HP	122	208	128	91	126
HP@90%	136	231	143	101	140

Elaborado por: Cinthya García

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico nos permite comparar la situación anterior del campo con la actual para poder analizar si existe una mejora posible de realizar. En este capítulo se realiza el análisis técnico de las distintas optimizaciones posibles.

4.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DESARROLLADO POR EDDIE E. SMART

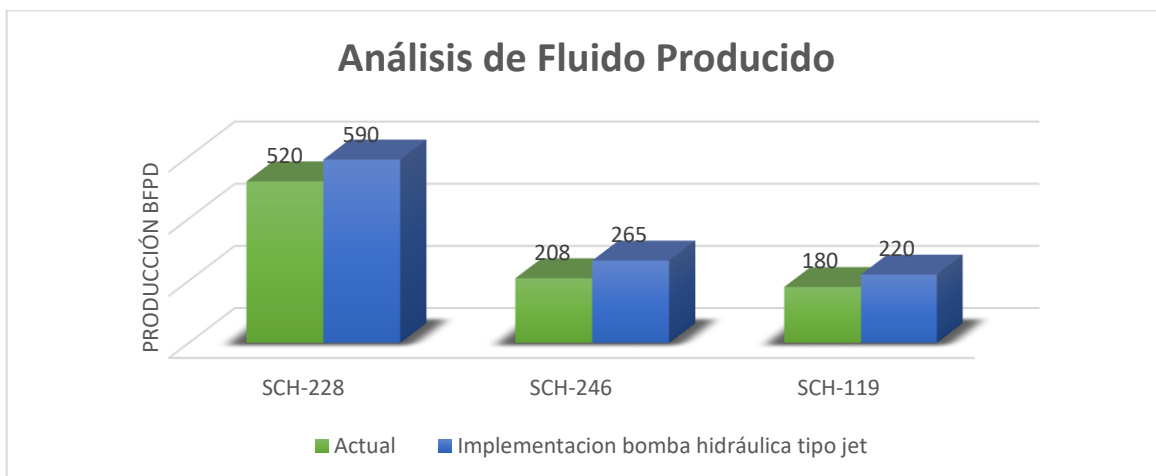
A continuación se presentan en la tabla 4.1 la producción actual y la que se obtendría al aplicar el sistema de bombeo hidráulico tipo jet propuesto por el método de Eddie Smart. Con los resultados analizados en el capítulo anterior se observó que los pozos que los pozos con BES, Sacha-228, Sacha-246 y Sacha-119, tienen una mejora significativa en la producción, mientras que los pozos Sacha-158 y Sacha 193 no representan una mejora significativa en la producción, motivo por el cual se excluyen éstos pozos para el presente capítulo donde se realizará el análisis técnico y económico.

TABLA 4. 1
RESUMEN DE SITUACIÓN ACTUAL Y POSIBLE OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN POZOS ANALIZADOS- MÉTODO SMART

Pozo	Producción (bl/día)		Petróleo producido (bl/día)				Fluido motriz requerido (bl/día)
	Actual	Implementación	Actual	Implementación	ΔQ	%	
Sacha-228	520	590	291	330	39	13.40	2292.04
Sacha-246	208	265	83	106	23	27.71	1025.15
Sacha-119	180	220	169	207	38	22.49	714.51
Total	908	1075	543	643	100	18.42	4031.7

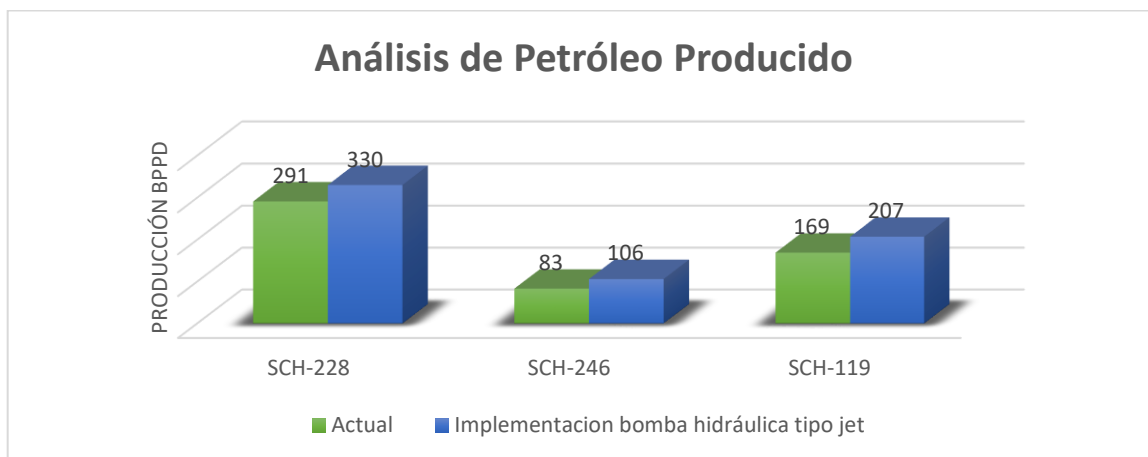
Elaborado por: Cinthya García

A continuación en la figura 4.1 se presentan los resultados de la cantidad de fluido diaria que se tiene actualmente y la tasa que se obtendría al implementar el método de optimización propuesto anteriormente. El incremento de la tasa de fluido de petróleo tiene un rango de 23 a 39 bl/día de petróleo.

FIGURA 4. 1 FLUIDO PRODUCIDO POR POZO

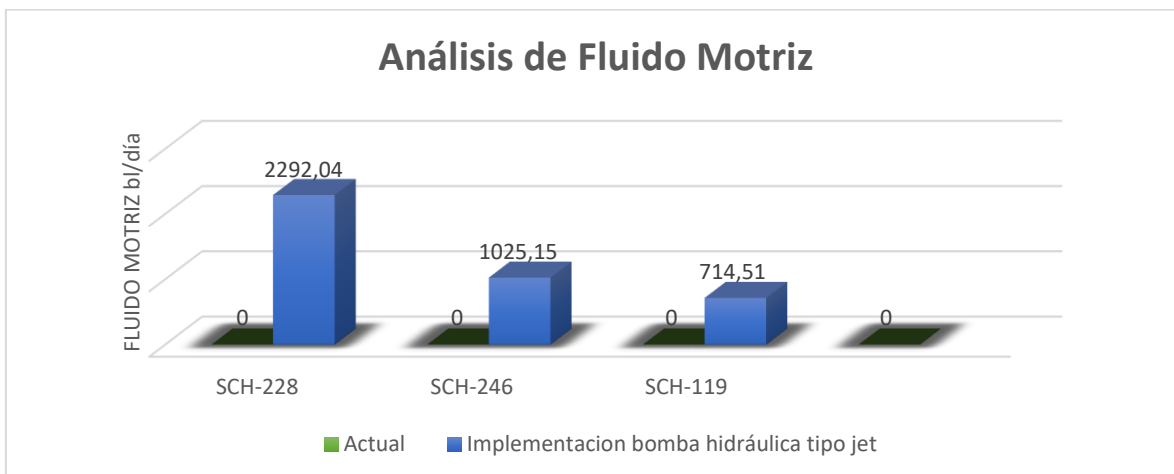
Elaborado por: García Cinthya

En la figura 4.2 se presentan los barriles de petróleo producidos actualmente y los que se obtendrían con la propuesta de optimización. Se puede analizar un incremento en las tasas de producción de petróleo en cada pozo.

FIGURA 4. 2 PETRÓLEO PRODUCIDO POR POZO

Elaborado por: García Cinthya

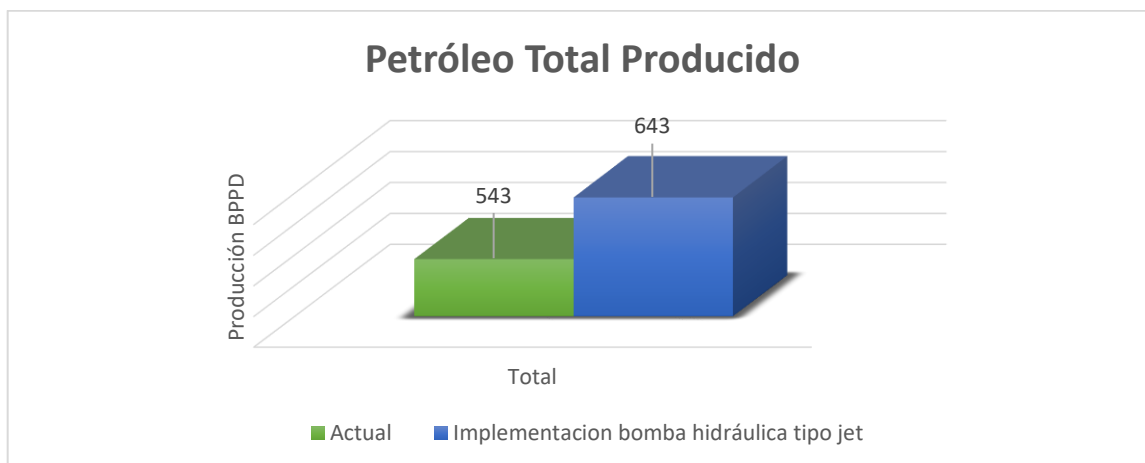
En la figura 4.3 se indica la cantidad que se requiere inyectar de fluido motriz, para obtener la tasa de producción deseada en la propuesta de optimización.

FIGURA 4. 3 FLUIDO MOTRIZ INYECTADO

Elaborado por: García Cinthya

Debido a que los pozos que se analizaron trabajan bajo el sistema de bombeo eléctrico sumergible, se muestran valores de fluido motriz igual a cero.

En la figura 4.4 se presenta la producción de petróleo actual de pozos por día y la que se pretende obtener mediante la optimización del sistema, donde se aplicaría el sistema de bombeo hidráulico tipo jet.

FIGURA 4. 4 PETRÓLEO TOTAL PRODUCIDO

Elaborado por: García Cinthya

La producción de petróleo actualmente es de 543 bl/día y la producción que se llegaría a obtener es de 643 bl/día, es decir, se obtendría un incremento de producción del 18% en la producción de petróleo actual.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DESARROLLADO POR HAL PETRIE

Realizando el análisis nodal en cada uno de los pozos que trabajan mediante el sistema de bombeo hidráulico se llegó a determinar que los pozos Sacha-009, Sacha-130, Sacha-134 y Sacha-056 muestran un aumento en la producción, por otro lado en el pozo Sacha-061 se determinó inconsistencia las cuales requiere un estudio total que no incluye en el presente proyecto ya que no produce adecuadamente, motivo por lo que se excluye del análisis técnico económico.

**TABLA 4. 2
RESUMEN DE SITUACIÓN ACTUAL Y REDISEÑO DE POZOS ANALIZADOS-
MÉTODO PETRIE**

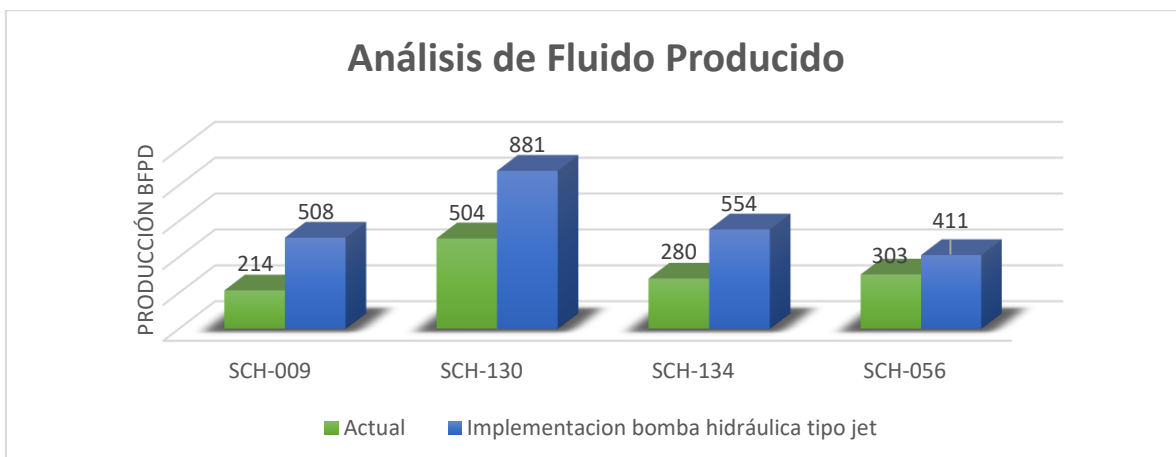
Pozo	Producción (bl/día)		Petróleo producido (bl/día)				Fluido motriz (bl/día)			
	Actual	Rediseño	Actual	Rediseño	ΔQ	%	Actual	Rediseño	ΔQ	%
Sacha-009	214	508	195	464	269	138	1905	1939	34	1.78
Sacha-130	504	881	106	185	79	75	3300	3307	7	0.21
Sacha-134	280	554	256	506	250	98	2300	1930	-370	-16.09
Sacha-056	303	411	249	337	88	35	1810	1777	-33	-1.82
Total	1301	2354	806	1491	685	85	9315	8953	-362	-3.89

Elaborado por: García Cinthya

En la actualidad la producción diaria de los pozos estudiados es de 1301 bl/día utilizando es sistema de bombeo artificial de bombeo hidráulico tipo jet. La cantidad de petróleo que producen los pozos analizados es de 806 bl/día utilizando 9315 bl/día de fluido motriz. La optimización que se pretende realizar permite obtener una producción de 2354 bl/día, obteniendo una tasa de petróleo de 1491 bl/día, con una cantidad de fluido motriz de 8953 bl/día, lo que indica un aumento de 685 bl/día de petróleo que equivale al 85 % de barriles. Incluso se necesita menos cantidad de fluido motriz que equivale a 362 bl/día.

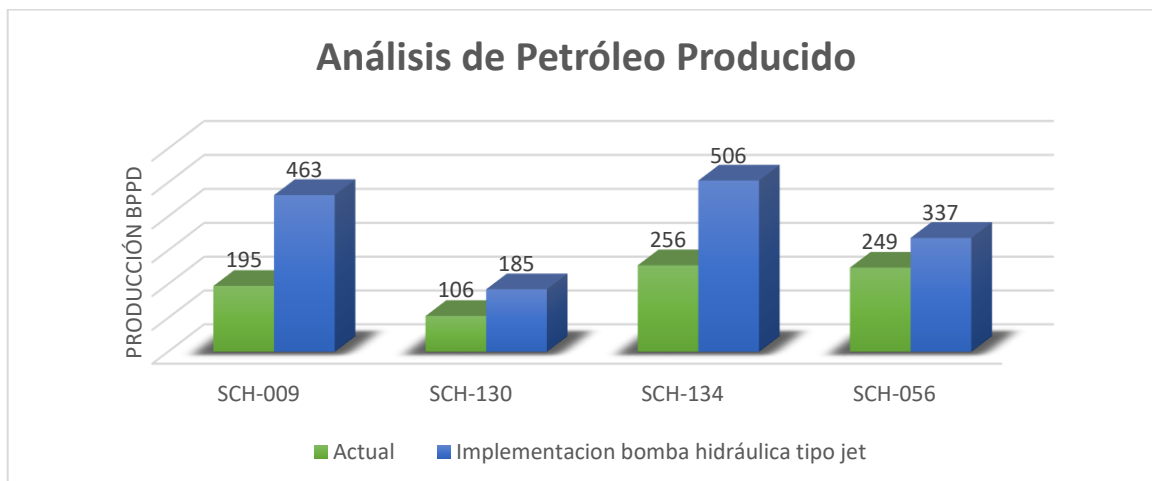
La optimización analizada en los pozos se da debido a un aumento en la tasa de fluido motriz en los pozos Sacha-009 y Sacha-130, y en los pozos Sacha-134 y Sacha-056 la optimización es debido a la disminución en la cantidad de fluido motriz, esto se obtuvo utilizando los datos PVT actuales del Campo, en todo los pozos antes mencionados pozos se mantuvo la presión de operación superficial utilizada actualmente, excepto el pozo Sacha-056 debido a que en este pozo se logró aumentar la producción incrementando ésta presión.

En la figura 4.5 a continuación se presentan la cantidad de fluido que se tiene actualmente y la que se obtendría con la propuesta de optimización.

FIGURA 4. 5 ANÁLISIS DE FLUIDO PRODUCIDO

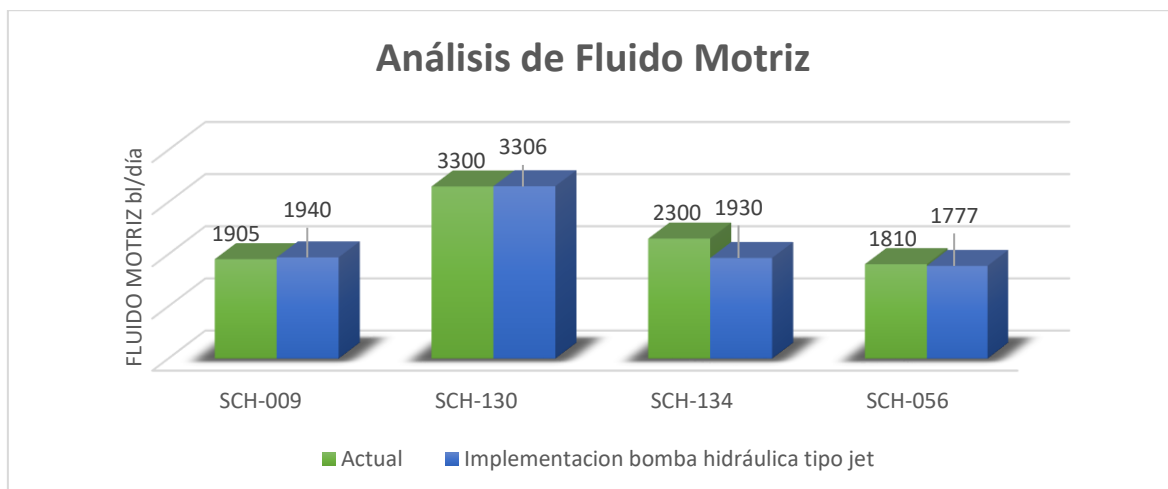
Elaborado por: García Cinthya

En la figura 4.6 se presentan los barriles de petróleo producido actualmente y los que se obtendrían con la propuesta de optimización. Se puede analizar un incremento en las tasas de producción de petróleo en cada pozo.

FIGURA 4. 6 ANÁLISIS DE PETRÓLEO PRODUCIDO

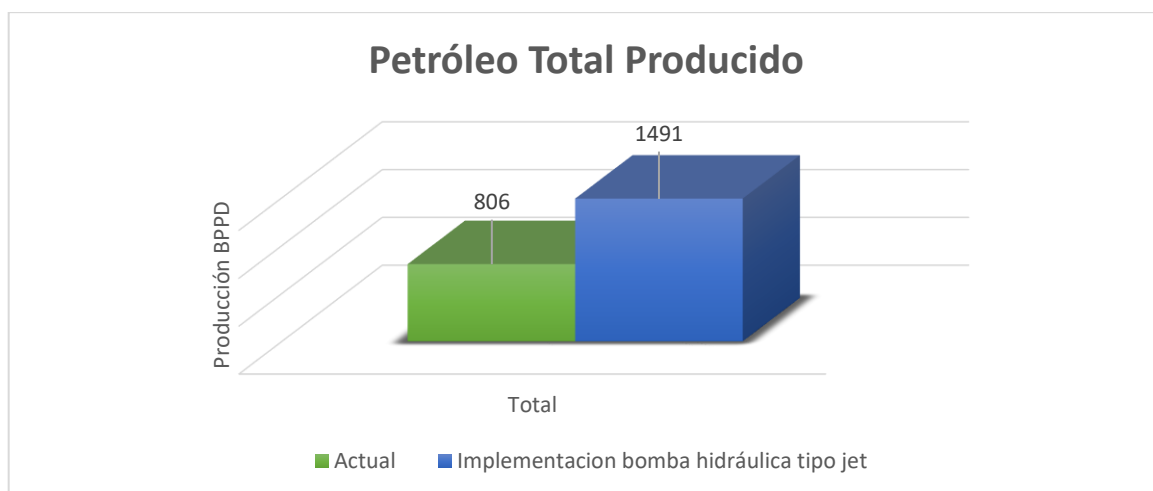
Elaborado por: García Cinthya

En la figura 4.7 se indica la cantidad que se requiere inyectar de fluido motriz, para obtener la tasa de producción deseada en la propuesta de optimización.

FIGURA 4.7 ANÁLISIS DE FLUIDO MOTRIZ

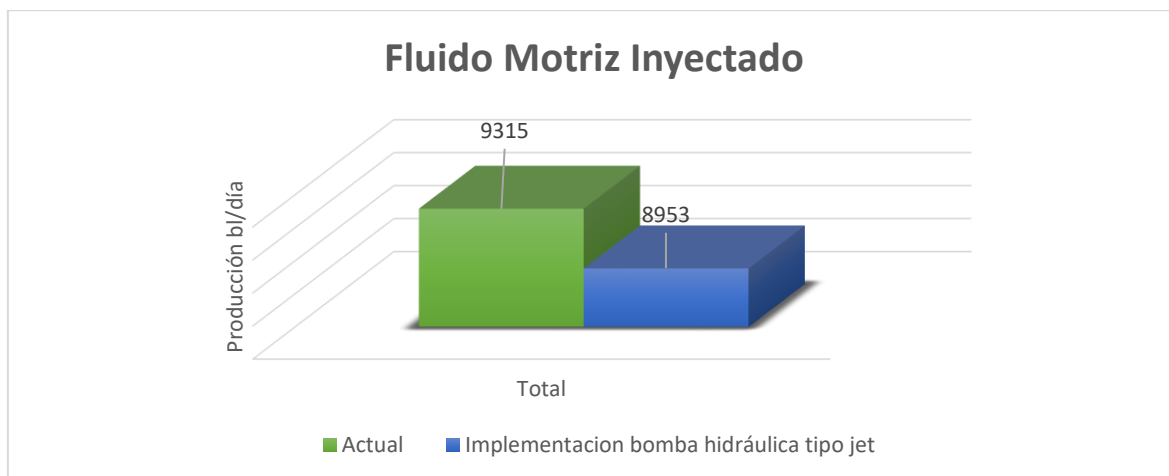
Elaborado por: García Cinthya

En la figura 4.8 se presenta la producción de petróleo actual de pozos por día y la que se pretende obtener mediante la optimización del sistema.

FIGURA 4.8 ANÁLISIS DE PETRÓLEO PRODUCIDO TOTAL

Elaborado por: García Cinthya

En la figura 4.9 se muestra la cantidad total de fluido motriz que se inyecta actualmente y la propuesta de optimización.

FIGURA 4.9 ANÁLISIS DE FLUIDO MOTRIZ TOTAL

Elaborado por: García Cinthya

Con el método de optimización propuesto por Hal Petrie se obtuvo un aumento de la producción de fluido de 1053 bl/día y 685 bl/día de petróleo.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Mediante el análisis económico se puede saber si un proyecto es viable o no, esto se puede analizar utilizando indicadores financieros que nos van a permitir estudiar la rentabilidad del proyecto de optimización en el caso del presente trabajo.

Los indicadores financieros que se utilizara en este proyecto serán los siguientes:

Métodos contables

- Tasa de rentabilidad contable (TRC)
- Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Flujo de caja descontado

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Relación beneficio-costos (B/C)
- Tasa única de retorno (TUR)

4.2.1 INDICADORES FINANCIEROS

4.2.1.1 Tasa de rentabilidad contable (TRC)

La tasa de rentabilidad contable es igual al promedio anual de los flujos netos de caja del proyecto, dividido para la inversión inicial.

$$TRC = \frac{\sum_{k=0}^n FNC_k}{n \times I_0} \quad (4.1)$$

Donde:

FNC_k = Flujo neto de caja del año k

n = Vida útil del proyecto en años

I_0 = Inversión inicial neta del proyecto

Un proyecto es viable cuando la TRC es mayor o igual al valor de la empresa tiene determinado, o si es el caso de proyectos que sean excluyentes será mejor el que tenga la TRC mayor. (Vega, 1983).

4.2.1.2 Período de recuperación de la inversión (PRI)

Para obtener el valor del período de recuperación de la inversión se lo debe realizar por tanteo o realizando una interpolación entre los valores contiguos al PRI.

El PRI se calcula con los flujos netos de caja

$$SNFC = \sum_{k=0}^n FNC_k = 0 \quad (4.2)$$

Donde:

SNFC = Suma acumulada de los flujos netos de caja

FNC_k = Flujo neto de caja del año k

La empresa tiene un valor estimado para el periodo de recuperación de la inversión, si al realizar los cálculos necesarios éste valor da menos que el que se encuentra ya proyectado, esto quiere decir que el proyecto es viable. (Vega, 1983).

4.2.1.3 Valor actual neto (VAN)

Un proyecto es viable si el Valor actual neto da un valor mayor a cero, y si es el caso de ser proyectos excluyentes será el que presente el VAN mayor. Y se lo puede analizar de la siguiente manera

VAN > 0, el proyecto es rentable
 VAN = 0, es indiferente realizar
 VAN < 0, el proyecto no es rentable

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} \quad (4.3)$$

Donde:

FNC_k= flujo neto de caja del año k

r= tasa de actualización

K= año

(Vega, 1983).

4.2.1.4 Tasa interna de retorno (TIR)

Si la tasa interna de retorno es mayor al valor fijado por la empresa el proyecto es viable. Se lo analiza de la siguiente forma:

TIR > d, el proyecto es rentable
 TIR = d, es indiferente su realización
 TIR < d, el proyecto no es rentable

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (4.4)$$

Donde:

VAN= Valor actual neto

FNC_k=flujo neto de caja del año k

TIR= tasa interna de retorno

K= año

Un proyecto es viable si al comparar los valores de los indicadores financieros TIR Y TUR, con el valor base estimado de tasa mínima de oportunidad TMAR, son mayores.

Para obtener el valor de TMAR del flujo neto de caja sin apalancamiento, se debe considerar la inflación anual del país y la tasa pasiva efectiva referencial como muestra la ecuación 4.5

$$\text{TMAR (S.A)} = \text{Inflación} + \text{Tasa pasiva} \quad (4.5)$$

$$d = \text{TMAR (S.A)} + 15\% \text{TMAR (S.A)} \quad (4.6)$$

(Vega, 1983).

4.2.1.5 Relación beneficio - costo (B/C)

Consiste en dividir el valor presente de los ingresos para el valor presente de los egresos. Para establecer los beneficios por cada unidad monetaria que se invierte en el proyecto. La relación costo beneficio mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar.

$$B / C = \frac{\sum V_{pi}}{\sum V_{pe}} \quad (4.7)$$

Donde:

B/C= Relación beneficio-costo

V_{pi} = valor presente de ingresos

V_{pe} =valor presente de egresos

Criterios de evaluación

$B/C > 1$ el proyecto es rentable

$B/C = 1$ el proyecto es irrelevante

$B/C < 1$ el proyecto no es viable

(Vega, 1983).

4.2.1.6 Tasa única de retorno (TUR)

Este indicador representa la única, real y verdadera rentabilidad que se puede obtener del proyecto, se la determina mediante la ecuación 4.8.

$$\text{TUR} = \left(\frac{\sum V_F}{|\sum V_P|} \right)^{1/n} - 1 \quad (4.8)$$

Donde:

V_F = Equivalente futuro

V_P = Equivalente pasado

Criterio de evaluación

$TUR > d$	El proyecto es viable
$TUR = d$	El proyecto es irrelevante
$TUR < d$	El proyecto no se debe ejecutar

Para el análisis económico del proyecto en los diferentes escenarios se debe conocer el valor de la tasa de actualización bancaria mensual, como se presenta a continuación. (Vega, 1983).

Tasa de interés equivalente para períodos menores a un año

Sirve para determinar la tasa de interés equivalente para cualquier número de periodos menores a un año a partir de la tasa de interés anual, esto es aplicable para cualquier número de periodos. (Vega, 1983).

$$(1+i) = (1+i_p)^K \quad (4.9)$$

Donde:

i = Tasa anual (efectiva)

i_p = Tasa en el periodo equivalente

K = número de periodos en el año, 12 meses

4.2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

El objetivo del presente proyecto es presentar dos propuestas de optimización para mejorar la producción de varios pozos en el campo Sacha, proponiendo un cambio del sistema artificial actual a un sistema de bombeo hidráulico tipo jet y mejorar las condiciones de trabajo de las bombas jet que están operando actualmente.

4.2.2.1 Descripción de parámetros empleados para el análisis

El presente trabajo se efectuará para el año 2017, asumiendo que la producción no ha sido ininterrumpida durante todo el año.

Con el método de Eddie E. Smart se pudo determinar que al realizar el cambio en el sistema de bombeo artificial de bombeo eléctrico a un sistema de bombeo hidráulico se obtendría una producción de 643 bl/día de petróleo. Y con el método de optimización propuesto por Hal Petrie al mejorar las condiciones de operación

de las bombas jet en pozos que están actualmente bajo éste sistema de bombeo se demostró que cuatro de los pozos analizados presentarían una producción acumulada de 1492 bl/día de petróleo utilizando la misma bomba jet que está actualmente instalada, a diferencia de un solo pozo el cual requiere un análisis completo de su sistema ya que no produce correctamente la cantidad que debería.

Con el análisis realizado se puede ver una tasa de declinación del Campo Sacha de 51.9960% anual, que equivale a una tasa mensual del 4.3330%. Donde Petroamazonas EP emplea una tasa bancaria anual del 12%, correspondiendo a una tasa mensual de 0.9489%, misma que se determinó con la ecuación 4.8. Además el departamento financiero de la empresa nos indica que el valor del costo de producción por cada barril de petróleo está estimado alrededor de \$8.5.

TABLA 4. 3
VALORES ESTIMADOS DE CAMBIO DE BOMBA JET

Operación – Compañía - Material	Costos (dólares)
Trabajo de la torre	45 000
Equipo de superficie (líneas de flujo, cabezal, bombas, válvulas)	120 000
Equipo de fondo	45 000
Lubricador	200
Supervisión y transporte	1 000
Operaciones de completación	90 000
Contingencias ($\pm 30\%$)	24 000
TOTAL	325 200

Fuente: Araya, 2009 y Ortiz, 2009; Aguirre Fabio y Mendoza Pablo (2016)
Elaborado por: Cinthya García

TABLA 4. 4
VALORES ESTIMADOS DE GASTOS-REVISIÓN BOMBA JET

Operación - Compañía - Material	Costo (dólares)
Movilización y supervisión	3 200
Técnico de operación	300
Camión pluma	700
Reversada + bajada de bomba	16 500
Lubricador	224
Kit reparación	452
Contingencias ($\pm 25\%$)	5 344
TOTAL	26 720

Fuente: Araya, 2009 y Ortiz, 2009; Aguirre Fabio y Mendoza Pablo, 2014
Elaborado por: García Cinthya

Para el análisis económico se considera un escenario pesimista, medio y un escenario optimista para el valor de cada barril de petróleo, mismos que se presentan a continuación.

TABLA 4. 5
COSTOS BARRIL DE PETRÓLEO

Escenarios	Costo del Barril (dólares)
Pesimista	20
Presupuesto del estado	40
Optimista	60

Elaborado por: García Cinthya

4.2.2.2 Ingresos

Los ingresos corresponden al valor que se obtendrá con la venta del petróleo y se calcula con la producción de cada mes multiplicado por valor de venta del barril de petróleo.

4.2.2.3 Egresos

Los egresos son determinados por el valor que representa producir un barril de petróleo, se lo calcula con la producción mensual multiplicada por el costo barril de petróleo.

Como se indicó anteriormente en las tablas 4.3 y 4.4 los costos que la empresa estima para realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial a un sistema de bombeo tipo jet es de 325 200.00 dólares, en el caso de este proyectos serian cinco pozos los cuales representarían un valor de 975 600.00 dólares. Para los pozos que se encuentran trabajando con bomba jet y se pretende mejorar las condiciones de la misma, el costo por cada bomba es de 26 720.00 dólares, la inversión inicial que se realizaría en este proyecto es para 4 pozos y es de 106 880 dólares. Se pretende en la tabla 4.6 un resumen para un escenario pesimista en el que el precio del barril de petróleo se encuentra con un valor de 20 dólares.

PRIMER ESCENARIO (PESIMISTA)

**TABLA 4. 6
ANÁLISIS ECONÓMICO PESIMISTA-PRECIO DEL BARRIL 20 DÓLARES**

Mes	Período	Producción acumulada mensual (bl/día)	Valor depletado mensual (bl/día)	Ingreso total (\$)	Costo operativo (\$)	Egreso total (\$)	Flujo de caja (\$)	Ingreso total' (\$)	Egreso total' (\$)	Flujo de caja' (\$)
Enero	0	0	0	0	0	2410000.0	-2410000.0	0.0	2410000.0	-2410000.0
Febrero	1	2013876.1	0.0	40277522.2	17117947.0	17117947.0	23159575.3	39898929.6	16957045.1	22941884.5
Marzo	2	1926614.9	87261.3	38532297.2	16376226.3	16376226.3	22156070.9	37811325.1	16069813.2	21741511.9
Abril	3	1843134.6	83480.2	36862692.8	15666644.4	15666644.4	21196048.3	35832949.0	15229003.3	20603945.7
Mayo	4	1763271.6	79863.0	35265432.3	14987808.7	14987808.7	20277623.6	33958086.0	14432186.6	19525899.5
Junio	5	1686869.1	76402.6	33737381.1	14338387.0	14338387.0	19398994.1	32181320.3	13677061.1	18504259.2
Julio	6	1613777.0	73092.0	32275540.4	13717104.7	13717104.7	18558435.7	30497519.0	12961445.6	17536073.4
Agosto	7	1543852.1	69925.0	30877041.2	13122742.5	13122742.5	17754298.7	28901818.2	12283272.7	16618545.4
Septiembre	8	1476957.0	66895.1	29539139.0	12554134.1	12554134.1	16985004.9	27389608.1	11640583.4	15749024.6
Octubre	9	1412960.4	63996.5	28259208.1	12010163.5	12010163.5	16249044.7	25956520.3	11031521.1	14924999.2
Noviembre	10	1351736.8	61223.6	27034736.6	11489763.1	11489763.1	15544973.6	24598415.0	10454326.4	14144088.6
Diciembre	11	1293166.1	58570.8	25863321.5	10991911.6	10991911.6	14871409.9	23311368.9	9907331.8	13404037.1

Elaborado por: García Cinthya

A continuación se presentan en la tabla 4.7 los resultados obtenidos con cada uno de los indicadores financieros.

TABLA 4. 7
RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO CON UN ESCENARIO PESIMISTA
CON EL PRECIO DEL BARRIL DE 20 DÓLARES

Tabla de resultados	Valor
Tasa de rentabilidad contable	729%
Período de recuperación de la inversión	3 días
Valor actual neto	\$193' 284 269.19
Tasa interna de retorno	957%
Relación costo-beneficio	81.20
Tasa única de retorno	50%

Elaborado por: García Cinthya

En presente caso donde el valor del petróleo presenta un escenario pesimista con un valor de 20 dólares, se obtuvo un VAN de \$193' 284 269. 19 que representa un valor mayor a cero, por lo tanto se demuestra que este proyecto si es viable.

También teniendo una base como referente TMAR, se evaluó mediante los indicadores financieros TIR y TUR si el proyecto es rentable ejecutarlo comprobando si los dos indicadores son mayores al valor de TMAR, en donde el valor de TMAR de referencia es de 10.06%, y los valores que se obtuvo de TIR y TUR son 957% y 50% respectivamente, por lo tanto se demuestra que el proyecto es viable.

La relación costo beneficio para este proyecto es de 81.20, donde se verifica que su valor es mayor a uno, lo cual indica que lo que se va a invertir por cada dólar generará una ganancia de 81.20 dólares. Se tiene además una tasa de rentabilidad contable de 729%, y en 3 días se tendrá una recuperación de inversión.

Por lo tanto se llega a la conclusión de que el proyecto es dable según los indicadores financieros.

En la tabla 4.8 se presenta un resumen para un escenario en el cual el precio del barril de petróleo se encuentra valorado en 40 dólares.

SEGUNDO ESCENARIO

TABLA 4. 8
ANÁLISIS ECONÓMICO CON EL PRECIO DEL BARRIL A 40 DÓLARES

Mes	Período	Producción acumulada mensual (bl/día)	Valor depletado mensual (bl/día)	Ingreso total (\$)	Costo operativo (\$)	Egreso total (\$)	Flujo de caja (\$)	Ingreso total' (\$)	Egreso total' (\$)	Flujo de caja' (\$)
Enero	0	0	0	0	0	2410000.0	-2410000.0	0.0	2410000.0	-2410000.0
Febrero	1	2013876.1	0.0	80555044.5	17117947.0	17117947.0	63437097.5	79797859.1	16957045.1	62840814.1
Marzo	2	1926614.9	87261.3	77064594.4	16376226.3	16376226.3	60688368.1	75622650.2	16069813.2	59552837.0
Abril	3	1843134.6	83480.2	73725385.5	15666644.4	15666644.4	58058741.1	71665897.9	15229003.3	56436894.6
Mayo	4	1763271.6	79863.0	70530864.6	14987808.7	14987808.7	55543055.9	67916172.1	14432186.6	53483985.5
Junio	5	1686869.1	76402.6	67474762.2	14338387.0	14338387.0	53136375.2	64362640.6	13677061.1	50685579.4
Julio	6	16137770.0	73092.0	64551080.8	13717104.7	13717104.7	50833976.1	60995038.1	12961445.6	48033592.5
Agosto	7	1543852.1	69925.0	61754082.4	13122742.5	13122742.5	48631339.9	57803636.3	12283272.7	45520363.6
Septiembre	8	1476957.0	66895.1	59078278.0	12554134.1	12554134.1	46524144.0	54779216.1	11640583.4	43138632.7
Octubre	9	1412960.4	63996.5	56518416.3	12010163.5	12010163.5	44508252.8	51913040.6	11031521.1	40881519.5
Noviembre	10	1351736.8	61223.6	54069473.3	11489763.1	11489763.1	42579710.2	49196830.0	10454326.4	38742503.6
Diciembre	11	1293166.1	58570.8	51726643.0	10991911.6	10991911.6	40734731.4	46622737.9	9907331.8	36715406.1

Elaborado por: García Cinthya.

A continuación se presentan en la tabla 4.9 los resultados obtenidos con cada uno de los indicadores financieros.

**TABLA 4. 9
RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO CON EL PRECIO DEL BARRIL DE 40 DÓLARES**

Tabla de resultados	Valor
Tasa de rentabilidad contable	2013%
Período de recuperación de la inversión	1 día
Valor actual neto	\$533' 622 128.64
Tasa interna de retorno	2628%
Relación costo-beneficio	222.42
Tasa única de retorno	64%

Elaborado por: García Cinthya

Para este segundo caso donde el costo por barril del petróleo tiene un valor de 40 dólares, se obtuvo un VAN de \$53' 622 128.64 que representa un valor mayor a cero, por lo tanto se demuestra que este proyecto si es viable. También teniendo una base como referente TMAR, se evaluó mediante los indicadores financieros TIR y TUR si el proyecto es rentable ejecutarlo comprobando si los dos indicadores son mayores al valor de TMAR, en donde el valor de TMAR de referencia es de 10.06%, y los valores que se obtuvo de TIR y TUR son 2628% y 64% respectivamente, por lo tanto se demuestra que el proyecto es viable.

La relación costo beneficio para este proyecto es de 222.42, donde se verifica que su valor es mayor a uno, lo cual indica que lo que se va a invertir por cada dólar generará una ganancia de 222.42 dólares. Se tiene además una tasa de rentabilidad contable de 2013%, y en 1 día se tendrá recuperación de inversión. Por lo tanto se llega a la conclusión de que el proyecto es dable según los indicadores financieros.

En la tabla 4.10 se presenta un resumen para un escenario en el cual el precio del barril de petróleo se encuentra valorado en 60 dólares.

TERCER ESCENARIO (OPTIMISTA)**TABLA 4. 10****ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN ESCENARIO OPTIMISTA CON EL PRECIO DEL BARRIL A 60 DÓLARES**

Mes	Período	Producción acumulada mensual (bl/día)	Valor depletado mensual (bl/día)	Ingreso total (\$)	Costo operativo (\$)	Egreso total (\$)	Flujo de caja (\$)	Ingreso total' (\$)	Egreso total' (\$)	Flujo de caja' (\$)
Enero	0	0	0	0	0	2410000.0	-2410000.0	0.0	2410000.0	-2410000.0
Febrero	1	2013876.1	0.0	120832566.7	17117947.0	17117947.0	103714619.8	119696788.7	16957045.1	102739743.6
Marzo	2	1926614.9	87261.3	115596891.6	16376226.3	16376226.3	99220665.3	113433975.3	16069813.2	97364162.2
Abril	3	1843134.6	83480.2	110588078.3	15666644.4	15666644.4	94921433.9	107498846.9	15229003.3	92269843.6
Mayo	4	1763271.6	79863.0	105796296.9	14987808.7	14987808.7	90808488.1	101874258.1	14432186.6	87442071.5
Junio	5	1686869.1	76402.6	101212143.3	14338387.0	14338387.0	86873756.4	96543960.8	13677061.1	82866899.7
Julio	6	1613777.0	73092.0	96826621.2	13717104.7	13717104.7	83109516.5	91492557.1	12961445.6	78531111.5
Agosto	7	1543852.1	69925.0	92631123.7	13122742.5	13122742.5	79508381.1	86705454.5	12283272.7	74422181.8
Septiembre	8	1476957.0	66895.1	88617417.1	12554134.1	12554134.1	76063283.0	82168824.2	11640583.4	70528240.8
Octubre	9	1412960.4	63996.5	84777624.4	12010163.5	12010163.5	72767460.9	77869560.9	11031521.1	66838039.8
Noviembre	10	1351736.8	61223.6	81104209.9	11489763.1	11489763.1	69614446.9	73795245.0	10454326.4	63340918.6
Diciembre	11	1293166.1	58570.8	77589964.5	10991911.6	10991911.6	66598052.9	69934106.8	9907331.8	60026775.0

Elaborado por: García Cinthya

A continuación se presentan en la tabla 5.11 los resultados obtenidos con cada uno de los indicadores financieros.

TABLA 4. 11
SE MUESTRAN LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UN
ESCENARIO OPTIMISTA CON EL PRECIO DEL BARRIL A 60 DÓLARES.

Tabla de resultados	Valor
Tasa de rentabilidad contable	3297%
Periodo de recuperación de la inversión	1 días
Valor actual neto	\$873' 959 988.09
Tasa interna de retorno	4299%
Relación costo-beneficio	363.64
Tasa única de retorno	72%

Elaborado por: García Cinthya

Para este caso donde se tiene un escenario optimista en el cual el costo por barril de petróleo tiene un valor de 60 dólares, se obtuvo un VAN de \$873' 959 988.09 que representa un valor mayor a cero, por lo tanto se demuestra que este proyecto si es viable. También teniendo una base como referente TMAR, se evaluó mediante los indicadores financieros TIR y TUR si el proyecto es rentable ejecutarlo comprobando si los dos indicadores son mayores al valor de TMAR, en donde el valor de TMAR de referencia es de 10.06%, y los valores que se obtuvo de TIR y TUR son 4299% y 72% respectivamente, por lo tanto se demuestra que el proyecto es viable.

La relación costo beneficio para este proyecto es de 363.64, donde se verifica que su valor es mayor a uno, lo cual indica que lo que se va a invertir por cada dólar generará una ganancia de 363.64 dólares. Se tiene además una tasa de rentabilidad contable de 3297%, y en 1 día se tendrá recuperación de inversión.

Por lo tanto se llega a la conclusión de que el proyecto es viable según los indicadores financieros.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Mediante la aplicación del método de Eddie E. Smart con los pozos Sacha-228, Sacha-246, Sacha-119, la producción de fluido tendrá un incremento de 908 bl/día a 1075 bl/día, es decir un aumento de 167 bl/día de fluido, donde 100 bl/día son petróleo.
- Se determinó que al implementar un cambio de sistema bombeo electrosumergible a un sistema de bombeo hidráulico tipo jet, el proyecto será viable para tres de los pozos estudiados, como son; Sacha-228, Sacha-246 y Sacha-119. Debido a que los pozos presentan un incremento en su producción de acuerdo a las geometrías de la bomba jet que se determinaron para cada uno de los pozos.
- Para mantener un sistema de bombeo electrosumergible, los costos suelen ser elevados, lo contrario sucede con el sistema de bombeo hidráulico, por lo que realizar un cambio de sistema en los pozos sería una buena inversión debido a que optimizará recursos.
- El implementar un sistema de bombeo tipo jet por primera vez en los pozos generaría un gran beneficio, debido a que los pozos que trabajan bajo el sistema bombeo electrosumergible generan altos gastos y consumo de energía eléctrica además que son propensos a los apagones continuos debido a las lluvias, por lo que el bombeo hidráulico tipo jet representaría una optimización de recursos para la empresa.

- Se logró determinar que los pozos Sacha-009, Sacha-130 solo necesitan un pequeño aumento en la tasa de fluido motriz y un análisis en el trazo de la curva IPR ya que trabajando bajo las mismas condiciones podrían aumentar la tasa del fluido de producción, mientras que en los pozos Sacha-134 y Sacha-056, presentan un aumento en la producción al disminuir la cantidad de fluido motriz en un total de 403 bl/día. Logrando así una recuperación de 685 bl/día de petróleo con un incremento de 85 % en su producción actual.
- Al realizar el análisis nodal en el pozo Sacha-056, se determinó que se puede lograr una mayor producción, si se aumenta su presión de operación superficial de 2500 psi a 3000 psi.
- Se llegó a determinar que la inversión para la realización de este proyecto sería de 2' 410 000.00 dólares, y mediante los indicadores financieros VAN, TIR, TUR y B/C en cada escenario sus resultados fueron mayores a los valores de base para la evaluación, por lo que se concluye que el proyecto es viable en los tres casos. Además que el tiempo de recuperación de la inversión en el escenario pesimista es de 3 días, lo que es muy favorable.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda el cambio de sistema de bombeo electrosumergible a un sistema de bombeo hidráulico tipo jet para los pozos Sacha-228, Sacha-246 y Sacha-119, debido a que la producción del campo se incrementara en 100 bl/día.
- Se recomienda que para el pozo Sacha-061 se realice un estudio en su integridad mecánica ya que la producción está fuera de los parámetros que

se analizaron y es evidente que no se ha realizado un análisis desde hace varios años.

- Para el pozo Sacha-134 se recomienda una disminución de 370 bl/día de caudal de fluido motriz para incrementar la producción de petróleo de 256 bl/día a 506 bl/día.
- Se recomienda aumentar la inyección de 34 bl/día de caudal de fluido motriz en el pozo Sacha-009, con el objetivo de incrementar la producción petróleo.
- Para el pozo Sacha-056 se recomienda una disminución de 33 bl/día de caudal de fluido motriz para incrementar la producción de fluido
- Se recomienda realizar estudios a los pozos hidráulicos del campo Sacha con el fin de actualizar la información y mejorar las condiciones de trabajo con el fin de incrementar la producción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Aguirre., Mendoza, D., (2016), Análisis Técnico Económico de Métodos de Optimización de Bombeo Hidráulico: Eddie E. Smart y Hal Petrie en un Campo Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional.
2. Alvarado D. y Lucero F., (2013), Análisis nodal del campo Auca Sur con el fin de detectar restricciones de la producción en superficie. Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
3. Ayara A, (2009), Análisis técnico-económico para el cambio de levantamiento artificial en cuatro pozos del campo Shushufindi, Escuela Politécnica nacional, Quito, Ecuador.
4. Baby P., Rivadeneira M., y Barragán R., (2004), La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Quito
5. Banco Central del Ecuador, (2016), Tasa pasiva efectiva referencial, Recuperado de: https://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=pasiva
6. Banco Central del Ecuador, (2016), Inflación, Recuperado de: https://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion
7. Benavides, A., Vergara E., (2011), Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el Campo Shushufindi, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
8. Bradley H., (1992), Petroleum Engineering Handbook, Chapter 6, Hydraulic Pumping, Third Printing, Society of Petroleum Engineers. TX, USA.
9. Brown Kermit. E., (1980), The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2b: Petroleum Publishing Co.

10. Guerrón J., y 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. Tesis de grado, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
11. Melo V., (2014), Levantamiento Artificial, Quito, Ecuador.
12. Morales C., (2008), Colección: Gerencia de proyectos, Recuperado de: <https://fyedeproyectos.files.wordpress.com/2008/07/unidad-6-notas-de-clase.pdf>
13. OilMail, (2011), Sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, Recuperado de: http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_4374.html
14. Oilwell Hydraulics Inc., (2001), Hydraulic Pumping Systems, Texas, Odessa.
15. Ordoñez D., (2001), Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Parahuaco, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
16. Ortiz C., (2009), Diseño de completaciones duales paralelas para un sistema de bombeo hidráulico, Escuela Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
17. Sánchez, M., (2012), Automatización del Sistema de Bombeo Hidráulico y Análisis Técnico Económico del Campo Sacha., Escuela Politécnica Nacional.
18. Thompson L., (2015) Material didáctico: Inflow Performance Relationship, Levantamiento artificial, Quito.
19. Vásquez G., (2014), Implementación y funcionamiento de la bomba hidráulica tipo jet para pruebas de producción en el pozo guaricho 304 del activo cinco

presidentes campo de Petróleos mexicanos (PEMEX) México, Tesis de grado,
Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador.

20. Vega C., (1983) Ingeniería Económica, Quito, Ecuador.

GLOSARIO

Anticlinal.- Plegamiento de las capas superiores de las rocas similar a un arco en forma de domo.

API.- Es la escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

Indicadores financieros.- técnicas que se emplea para analizar las situaciones financieras de la empresas, siendo el insumo principal para los análisis los estados financieros, como el balance general, el estado de ganancias y pérdidas y el estado de flujo de efectivo.

Arenisca.- Una roca sedimentaria clástica cuyos granos son generalmente del tamaño de la arena.

Cavitación.- Condición que afecta a una bomba en funcionamiento por la cual el espacio de la bomba no está totalmente cargado con el fluido que se está bombeando. La cavitación de la bomba puede surgir del suministro inadecuado o restringido o de la entrada de aire o gas en la corriente del fluido.

Depletación.- Reducción progresiva del volumen de petróleo y gas natural y está en función del tiempo y del nivel de extracción total y está asociada a la declinación de la producción de un determinado pozo, reservorio o campo.

Bombeo electrosumergible.- El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencial mente rentables (o en su defecto con grandes prospectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo.

Energía potencial.- Es la capacidad que tiene un cuerpo para realizar un trabajo de acuerdo a la configuración que ostente en el sistema de cuerpos que ejercen fuerzas entre sí, es decir, la energía potencial es la energía que es capaz de generar un trabajo como consecuencia de la posición de un cuerpo.

Energía cinética.- Es la energía asociada a los cuerpos que se encuentran en movimiento, depende de la masa y de la velocidad del cuerpo

Fluido motriz.- Constituye la parte esencial del bombeo hidráulico, porque es el encargado de transmitir la energía a la bomba de subsuelo.

Flujo multifásico.- Flujo simultáneo de más de una fase fluida a través de un medio poroso. La mayoría de los pozos de petróleo producen, a la postre, petróleo y gas desde la formación y, con frecuencia, producen agua. Como consecuencia de esto, el flujo multifásico es común en pozos de petróleo. La mayoría de las técnicas de análisis de la presión transitoria suponen un flujo de una sola fase.

Jet.- Un tipo de motor que descarga un chorro de fluido a gran velocidad

Levantamiento artificial.- Cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles.

Petróleo.- Una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas. El petróleo puede variar entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido. Las impurezas, tales como el azufre, el oxígeno y el nitrógeno, son comunes en el petróleo.

Porosidad.- El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

Pozo.- Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo, gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos.

Presión hidrostática.- La presión pronosticada normal, correspondiente a una profundidad dada, o la presión ejercida por unidad de área por una columna de agua dulce desde el nivel del mar hasta una profundidad dada.

Principio de Venturi.- Consiste en un fenómeno en el que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión cuando aumenta la velocidad al pasar por una zona de sección menor

Propiedades PVT.- Abreviatura para presión, volumen, temperatura. El término se usa en evaluaciones de propiedades de los fluidos

Prueba de presión.- Pruebas que consisten en la obtención de mediciones mientras se hacen fluir fluidos del yacimiento, se efectúan en todas las etapas de la vida productiva de los campos petroleros y gas; desde la fase exploratoria hasta as fases de desarrollo, producción e inyección.

Relación gas-petróleo (GOR).- Es la relación gas-petróleo, ambos convertidos en volúmenes en condiciones de presión y temperatura.

Viscosidad.- Es una propiedad de los fluidos que tiene resistencia al flujo, es afectada por la temperatura y presión.

Yacimiento.- Se encuentra dentro de la corteza terrestre, y es donde se han originado una serie de procesos geológicos a través del tiempo y esto ha conllevado a la acumulación de hidrocarburos.

ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N° 1

RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES PARA BOMBAS FLUID PACKED PUMP, OHI, CLAW

- A-1.1 DIMENSIONES DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET
- A-1.2 ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE FLUID PACKED PUMP (pg²)
- A-1.3 ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE OHI (pg²)
- A-1.4 ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA AS DE CLAW (pg²)

ANEXO N° 2

CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)

- A- 2.1 DATA NECESARIA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR

ANEXO N° 3

TABLAS DE CÁLCULOS

- A-3.1 RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO SACHA-246
- A-3.2 GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-246
- A-3.3 RESULTADO OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO SACHA-119
- A-3.4 GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-119
- A-3.5 RESUMEN DE CÁLCULOS POZO SACHA-130
- A-3.6 RESUMEN DE CÁLCULOS POZO SACHA-134
- A-3.7 RESUMEN DE CÁLCULOS POZO SACHA-056

ANEXO N° 1
RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES PARA
FLUID PACKED PUMP, OHI, CLAW

TABLA A-1.1

DIMENSIONES DE TOBERAS Y GARGANTAS DE BOMBAS JET

FLUID PACKED PUMP				OHI				CLAW			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
1	0.00371	1	0.00905	1	0.0024	1	0.006	1	0.0018	A	0.0046
2	0.00463	2	0.01131	2	0.0031	2	0.0077	2	0.0030	B	0.0072
3	0.00579	3	0.01414	3	0.0040	3	0.0100	3	0.0038	C	0.0104
4	0.00724	4	0.01767	4	0.0052	4	0.0129	4	0.0054	D	0.0142
5	0.00905	5	0.02209	5	0.0067	5	0.0167	5	0.0074	E	0.0187
6	0.01131	6	0.02761	6	0.0086	6	0.0216	6	0.0094	F	0.0239
7	0.01414	7	0.03451	7	0.0111	7	0.0278	7	0.0108	G	0.0311
8	0.01767	8	0.04314	8	0.0144	8	0.0360	8	0.0122	H	0.0376
9	0.02209	9	0.05393	9	0.0184	9	0.0464	9	0.0148	I	0.0447
10	0.02761	10	0.06741	10	0.0238	10	0.0598	10	0.0175	J	0.0526
11	0.03451	11	0.08426	11	0.0307	11	0.0774	11	0.0239	K	0.0655
12	0.04314	12	0.10533	12	0.0396	12	0.1001	12	0.0311	L	0.0796
13	0.05393	13	0.13166	13	0.0512	13	0.1288	13	0.0450	M	0.0957
14	0.06741	14	0.16458	14	0.0661	14	0.1655	14	0.0658	N	0.1119
15	0.08426	15	0.20572	15	0.0854	15	0.2132	15	0.0851	O	0.1445
16	0.10533	16	0.25715	16	0.1114	16	0.2753	16	0.1251	P/	0.1763
17	0.13166	17	0.32144	17	0.1439	17	0.3557	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.16458	18	0.40180	18	0.1857	18	0.4596	18	0.195	R	0.2593
19	0.20572	19	0.50225	19	0.2400	19	0.5993	19	0.2464	S	0.3127
20	0.25715	20	0.62782	20	0.3099	20	0.7667	20	0.3119	T	0.3760
		21	0.78477	21	0.4003	21	0.9905	21	0.3850	U	0.4515
		22	0.98096	22	1.1669	22	1.2908			V	0.5426
		23	1.22620	23	1.5072	23	1.6673			W	0.6520
		24	1.53275	24	1.9465	24	2.1538				
				25	2.5140	25	2.7818				
				26	3.2471	26	3.5934				
Relación			Relación			Relación					
Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R			
			N	N-1	0.517 A-	N	N-1	0.517 A-			
N	N	0.410 A	N	N	0.400 A	N	N	0.400 A			
N	N+1	0.328 B	N	N+1	0.310 B	N	N+1	0.310 B			
N	N+2	0.262 C	N	N+2	0.240 C	N	N+2	0.240 C			
N	N+3	0.210 D	N	N+3	0.186 D	N	N+3	0.186 D			
N	N+4	0.168 E	N	N+4	0.144 E	N	N+4	0.144 E			

Fuente: Levantamiento artificial (Melo,2014); (OHI; 2001) ; (SERTECPET,2010)

TABLA A-1.2
ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE FLUID PACKED PUMP (pg²)

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

Fuente: Levantamiento artificial, (Melo,2014)
 Elaborado por: García Cinthya

TABLA A-1.3

ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA DE OHI (pg^2)

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

Fuente: OILWELL (2001)

TABLA A-1.4

ÁREA ANULAR GARGANTA-TOBERA AS DE CLAW (pg²)

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

Fuente: SERTECPET (2010)

ANEXO N° 2
CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA IPR
(INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP)

Para un correcto diseño de las bombas tipo jet es necesario manejar bien el conocimiento del diagrama IPR (Inflow Performance Relationship), para realizar el análisis a cada uno de los pozos para el presente proyecto.

Petrobras se basa en tres divisiones donde:

- Zona 1: valores entre $0 < q < q_b$
- Zona 2: valores entre $q_b < q < q_{m\acute{a}x}$
- Zona 3: valores entre $q_{m\acute{a}x} < q < q_{tm\acute{a}x}$

A continuación la tabla A-2.1 representa la data que se requiera para la construcción de las curvas IPR.

TABLA A- 2.1

DATA NECESARIA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR

Parámetros	Simbología	Unidades
Presión de reservorio	P_R	psi
Presión de saturación	P_b	psi
Presión de fondo fluyente	P_{WF}	psi
Caudal total @ P_{WF}	Q_T	bl/día
Caudal de agua @ P_{WF}	Q_W	bl/día
Caudal de petróleo @ P_{WF}	Q_O	bl/día
Corte de agua	F_W	
Corte de petróleo	F_O	

Elaborado por: García Cinthya

IPR de Yacimientos saturados

Cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de saturación, $P_{WF} < P_b$, índice de producción IP no es adecuado para un análisis del pozo.

Se muestran a continuación una serie de algoritmos utilizados para el método de Petrobras.

Como primer paso se debe determinar el valor de J

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

Siendo

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

Determinar el caudal en el punto de saturación

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

Determinar el caudal máximo de petróleo

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

Determinar CD

$$CD = P_{WF D} - P_{WF C} = f_w \left(\frac{0.001 q_{O \text{ máx}}}{J} \right) + f_o (0.125) P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{0.999 q_{O \text{ máx}} - q_b}{q_{O \text{ máx}} - q_b} \right)} \right] \quad (\text{A-2.5})$$

Determinar CG

$$CG = 0.001 q_{O \text{ máx}} \quad (\text{A-2-6})$$

Determinar tan α

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

Determinar $\tan\beta$

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

Determinar el caudal máximo total esperado

$$q_{t \text{ máx}} = q_{O \text{ máx}} + f_w \left(P_R - \frac{q_{O \text{ máx}}}{J} \right) (\tan \alpha) \quad (A-2.9)$$

Determinar las presiones de fondo fluyente a diferentes caudales en un rango de 0 bl/día hasta el caudal en el punto de burbuja.

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

Determinar la presión de fondo fluyente para distintos valores de caudal en el intervalo comprendido entre el caudal en el punto de burbuja hasta el caudal máximo de petróleo.

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

Determinar la presión de fondo fluyente para distintos valores de caudal en el intervalo comprendido entre el caudal máximo de petróleo hasta el caudal total máximo.

$$P_{WF} = f_w \left(P_R - \frac{q_{O \text{ máx}}}{J} \right) - (q_t - q_{O \text{ máx}}) (\tan \beta) \quad (A-2.12)$$

Realizar una tabla y su respectiva gráfica con los diferentes valores calculados de caudal y presiones con las ecuaciones A-2.10, A- 2.11 y A-2.12.

IPR para Yacimientos subsaturados

En un yacimiento subsaturado la IPR presenta dos comportamientos, uno cuando la $P_{WF} > P_b$ que indica un flujo en una sola fase y cuando la $P_{WF} < P_b$ lo que representa un flujo multifásico.

A continuación se presentan los algoritmos correspondientes del método de Petrobras cuando el yacimiento es subsaturado.

Primeramente se determina el valor de J.

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

Determinar el caudal en el punto de saturación

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

Determinar el caudal máximo de petróleo

$$q_{O\text{ máx}} = q_b + \frac{J \times P_b}{1,8} \quad (A-2.15)$$

Determinar CD

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

Determinar CG

$$CG = 0.001q_{O \text{ máx}} \quad (A-2.17)$$

Determinar $\tan \alpha$

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

Determinar $\tan \beta$

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

Calcular el caudal máximo total esperado

$$q_{O \text{ máx}} = q_{O \text{ máx}} + f_w \left(P_w - \frac{q_{O \text{ máx}}}{J} \right) (\tan \alpha) \quad (A-2.20)$$

Determinar las presiones de fondo fluyente para diferentes valores de caudal en el intervalo comprendido entre 0 bl/día hasta el caudal de burbuja.

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

Determinar las presiones de fondo fluyente para valores diferentes de caudal en el intervalo comprendido entre el caudal a la presión de burbuja hasta el caudal máximo de petróleo.

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

Determinar la presión de fondo fluyente para valores diferentes de caudal en el intervalo comprendido entre el caudal máximo de petróleo hasta el caudal total máximo.

$$P_{WF} = f_w \left(P_R - \frac{q_{O\text{máx}}}{J} \right) - (q_t - q_{O\text{máx}}) (\tan \beta) \quad (\text{A-2.30})$$

Generar una tabla y su correspondiente gráfica con los diferentes valores calculados de caudal y presiones con las ecuaciones A-2.28, A-2.29 y A-2.30.

ANEXO N° 3
TABLAS DE CÁLCULOS

TABLA A-3.1

RESULTADOS OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO SACHA-246

Parámetros		Iteraciones		
		Primera	Segunda	Tercera
PT =	psi	3100	3100	3100
M =		1.0000	0.3167	0.2874
Go = GN =	psi/pie	0.3851	0.3851	0.3851
Gs =	psi/pie	0.4140	0.4140	0.4140
BT =	bl/BF	1.0342	1.0342	1.0342
QN =	bl/día	294.6428	930.4722	1025.1526
PFN =	psi	1.3198	10.3385	12.2968
C =		239.7772	239.7772	239.7772
PN =	psi	6820.2920	6811.2733	6809.3151
QD =	bl/día	559.6428	1195.4722	1290.1526
GD =	psi/pie	0.3988	0.3915	0.3910
FWD =		0.2846	0.1332	0.1234
GLR =	pie ³ /bl	11.3360	5.3068	4.9173
UD =	cp	0.9325	1.0739	1.0830
Flujo =	Multifásico			
PD =	psi	3763.2000	3885.7741	3881.5554
PFD =	psi	0.5625	2.2219	2.5488
C =		2218.2328	2218.2328	2218.2328
H =		0.8725	0.9536	0.9514
R =		0.5000	0.5000	0.5000
M =		0.3167	0.2874	0.2882
KTD		0.2000	0.2000	0.2000
KN		0.0300	0.0300	0.0300
C1		1.0000	1.0000	1.0000
C2		0.0000	0.0000	0.0000
C3		0.3000	0.3000	0.3000
C4		1.0300	1.0300	1.0300
% Error =		215.7967	10.1755	0.2642
Convergencia =		No converge	No Converge	Converge
M _L =				0.3841
Estado =				No cavita
A _N =	pg ²			0.0101159
A _T =	pg ²			0.0202319

Elaborado por: García Cinthya

TABLA A-3.2
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-246

Kobe				R	Bomba	National-Oilmaster				R	Bomba	Guiberson				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
6	0.0086	5	0.0167	0.517	6-A	6	0.0081	5	0.0167	0.483	6-X	B	0.0095	2	0.0189	0.50	B-2
		6	0.0215	0.400	6-A			6	0.0212	0.380	6-A			3	0.0241	0.40	B-3
7	0.0111	-	-	-	-	7	0.0103	-	-	-	.	C	0.0123	2	0.0189	0.65	C-2
		6	0.0215	0.517	7-A			6	0.0212	0.483	7-X			3	0.0241	0.51	C-3

Claw				R	Bomba	OHI				R	Bomba	Fluid Packed Pump				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
6	0.0094	E	0.0187	0.503	6-E	6	0.0086	5	0.0167	0.514	6-A	5	0.009	4	0.0177	0.512	5-A
		F	0.0239	0.393	6-F			6	0.0216	0.397	6-A			5	0.0221	0.410	5-A
7	0.0108	-	-	-	-	7	0.0111	-	-	-	-	6	0.011	-	-	-	-
		F	0.0239	0.452	7-F			6	0.0216	0.513	7-A			5	0.0221	0.512	6-A

Fabricante	A _N (pg ²)	A _T (pg ²)	R	Bomba
Kobe	0.0111	0.0215	0.517	7-A
National-Oilmaster	0.0103	0.0212	0.483	7-X
Guiberson	0.0123	0.0241	0.510	C-3
Claw	0.0108	0.0239	0.452	7-F
OHI	0.0111	0.0216	0.513	7-A
Fluid Packed Pump	0.0113	0.0220	0.5120	6-A

Elaborado por: Cinthya García

TABLA A-3.3
RESULTADO OBTENIDOS POR CADA ITERACIÓN POZO SACHA-119

		Iteraciones		
Parámetros		Primera	Segunda	Tercera
PT =	psi	3100	3100	0
M =		1.0000	0.3100	0.0000
Go = GN =	psi/pie	0.3890	0.3890	0.0000
Gs =	psi/pie	0.3917	0.3917	0.0000
BT =	b/BF	1.0000	1.0000	0.0000
QN =	b/día	221.5330	714.5082	0.0000
PFN =	psi	0.7949	6.4663	0.0000
C =		239.7772	239.7772	0.0000
PN =	psi	6697.9616	6692.2901	0.0000
QD =	b/día	441.5330	934.5082	0.0000
GD =	psi/pie	0.3904	0.3897	0.0000
FWD =		0.0304	0.0144	0.0000
GLR =	pie ³ /bl	0.0000	0.0000	0.0000
UD =	cp	1.4192	1.4383	0.0000
Flujo =				
PD =	psi	3681.6293	3676.1075	0.0000
PFD =	psi	0.3777	1.4474	0.0000
C =		2218.2328	2218.2328	0.0000
H =		0.8904	0.8886	0.0000
R =		0.5000	0.5000	0.0000
M =		0.3100	0.3107	0.0000
KTD		0.2000	0.2000	0.0000
KN		0.0300	0.0300	0.0000
C1		1.0000	1.0000	0.0000
C2		0.0000	0.0000	0.0000
C3		0.3000	0.3000	0.0000
C4		1.0300	1.0300	0.0000
% Error =		222.5290	0.2110	0.0000
Convergencia=		No converge	Converge	
M _L =			0.3667	
Estado =			No cavita	
A _N =	pg ²			0.007096
A _T =	pg ²			0.014193

Elaborado por: García Cinthya

TABLA A-3.4
GEOMETRÍAS ÓPTIMAS POR FABRICANTE POZO SACHA-119

Kobe				R	Bomba	National-Oilmaster				R	Bomba	Guiberson				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
5	0.0067	4	0.0129	0.517	5-A	5	0.0064	4	0.0131	0.483	5-X	A	0.0055	0	0.0104	0.53	A-0
		5	0.0167	0.400	5-A			5	0.0167	0.380	5-A			1	0.0143	0.39	A-1
6	0.0086	-	-	-	-	6	0.0081	-	-	-	.	B	0.0095	0	0.0104	0.92	B-0
		5	0.0167	0.517	6-A			5	0.0167	0.483	6-X			1	0.0143	0.66	B-1

Claw				R	Bomba	OHI				R	Bomba	Fluid Packed Pump				R	Bomba
Tobera		Garganta				Tobera		Garganta				Tobera		Garganta			
No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)			No	Área (pg ²)	No	Área (pg ²)		
4	0.0054	C	0.0104	0.519	4-C	5	0.0067	4	0.0129	0.521	5-A	3	0.0058	3	0.0141	0.409	3-A
		D	0.0142	0.380	4-D			5	0.0167	0.400	5-A			4	0.0177	0.328	3-B
5	0.0074	-	-	-	-	6	0.0086	-	-	-	-	4	0.0072	3	0.0141	0.512	4-A
		D	0.0142	0.521	5-D			5	0.0167	0.513	6-A			4	0.0177	0.410	4-A

Fabricante	A _N (pg ²)	A _T (pg ²)	R	Bomba
Kobe	0.0086	0.0167	0.517	6-A
National-Oilmaster	0.0081	0.0167	0.483	6-X
Guiberson	0.0095	0.0143	0.660	B-1
Claw	0.0074	0.0142	0.521	5-D
OHI	0.0086	0.0167	0.513	6-A
Fluid Packed Pump	0.00724	0.0141	0.512	4-A

Elaborado por: Cinthya García

TABLAS DE RESULTADOS MÉTODO DE PETRIE

TABLA A-3.5

RESUMEN DE CÁLCULOS POZO SACHA-130

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

Parámetro	Análisis 1	Análisis 2	Unidad
$G_s =$	0.4399	0.4399	psi/pie
$A_{CM} =$	0.0120	0.0106	pg ²
Fabricante =	Claw		
$A_s =$	0.0485	0.0485	pg ²
Tobera =	12	12	
$A_N =$	0.0311	0.0311	pg ²

Parámetro	Análisis 1		Análisis 2	
	Iteración		Iteración	
	Primera	Segunda	Primera	Segunda
$P_T =$ psi	3700	3700	3700	3700
$P_N =$ psi	7369.0410	7254.5640	7369.0410	7265.9850
$\Delta Q_N =$ bl/día	3382.7529	3354.0266	3189.8507	3162.4250
$\Delta Q_N =$ %		0.8565		0.8672
$v =$ pie/s	4.5005			
$N_{Re} =$	37987.4416		11910.7017	
Flujo =	Turbulento		Turbulento	
$\rho_o =$ g/cm ³	0.8741		0.8741	
$\mu_o =$ cp	2.3988		2.3988	
$\bar{f} =$	0.0258		0.0262	
$P_{FN} =$ psi	114.4770		103.0560	
$\Delta Q_N < 15\%$	---	Verdadero	---	Verdadero

PARTE B.- Iteración con el caudal de producción

Parámetro	Análisis 1		Análisis 2		Tercera
	Iteración		Iteración		
	Primera	Segunda	Primera	Segunda	
$Q_D =$ bl/día	3654	4199	3562	4310	4238
$G_D =$ psi/pie	0.3997	0.4049	0.4010	0.4077	0.4072
$F_{WD} =$	0.0649	0.1590	0.0887	0.2104	0.2005
$GLR =$ pie ³ /bl	1	3	1.5327	3.6348	3.4644
$v_o =$ cst	2.7443	2.7443	2.7443	2.7443	2.7443
$v_w =$ cst	0.2727	0.2727	0.2727	0.2727	0.2727
$v_D =$ cst	2.5840	2.3513	2.5251	2.2244	2.2487
$v =$ pie/s	1.6036	1.8429	1.5634	1.8916	1.8599
$N_{Re} =$	13337.7352	16845.1226	13306.8574	18276.2295	17775.9266
Flujo =	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
$e =$	0.6398	0.6398	1	1	1
$\bar{f} =$	0.0322	0.0307	0	0	0
$P_{FD} =$ psi	16.1589	20.6851	15.4362	21.6277	20.9942

**TABLA A-3.5
CONTINUACIÓN**

Parámetro	Análisis 1		Análisis 2		Tercera
	Iteración		Iteración		
	Primera	Segunda	Primera	Segunda	
Flujo =	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
P _D = psi	3828.5596	3881.5141	3840.10	3908.87	3903.16
H =	0.9424	0.9729	0.7268	0.7622	0.7592
M =	0.1034	0.2914	0.1427	0.4093	0.3836
R =	0.5000	0.5000	0.4000	0.4000	0.4000
C _{1...} =	1.0000	1.0000	0.8000	0.8000	0.8000
C ₂ =	0.0000	0.0000	0.0889	0.0889	0.0889
C ₃ =	0.3000	0.3000	0.1920	0.1920	0.1920
C ₄ =	1.0300	1.0300	1.0300	1.0300	1.0300
M =	0.2914	0.2807	0.4093	0.3836	0.3858
Máx. VALOR =	0.1086	0.3059	0.1498	0.4298	0.4028
Min VALOR =	0.0982	0.2768	0.1355	0.3889	0.3645
Convergencia =	No converge	Converge	No converge	No Converge	Converge
Q _{S NUEVO} = bl/día	845.2649	814.4486	1147.7178	1075.645	1082

PARTE C.- Cálculos finales

Parámetro	Análisis 1	Análisis 2	Unidad
A _T =	0.0622	0.0778	pg ²
Garganta =	0.0655	0.0655	pg ²
N°- =	k	k	
Bomba =	Claw		
	12 – k		
Q _{sc} =	858	1296	bl/día
HP =	211	199	HP
HP@90% =	234	221	HP

Elaborado por: García Cinthya

TABLA A-3.6
RESUMEN DE CÁLCULOS POZO SACHA-134

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

Parámetro		Análisis 1	Análisis 2	Unidad
G _s	=	0.3917	0.3917	psi/pie
A _{CM}	=	0.0188	0.0072	pg ²
Fabricante	=	Claw		
A _s	=	0.0351	0.0351	pg ²
Tobera	=	10	10	
A _N	=	0.0175	0.0175	pg ²

Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
P _T	= psi	3910	3910	3910	3910
P _N	= psi	7546.4047	7504.5560	7546.4047	7511.6727
Q _N	= bl/día	2022.0924	2016.4023	1822.1171	1816.8762
ΔQ _N	= %		0.2822		0.2885
v	= pie/s	2.6902		2.4242	
N _{Re}	=	32659.6152		29429.7350	
Flujo	=	Turbulento		Turbulento	
ρ _o	= g/cm ³	0.8521		0.8521	
μ _o	= cp	1.6258		1.6258	
f	=	0.0267		0.0273	
P _{FN}	= psi	41.8486		34.7319	
ΔQ _N < 15 %		---	Verdadero	---	Verdadero

PARTE B.- Iteración con el caudal de producción

Parámetro		Análisis 1		Análisis 2		Tercera
		Iteración		Iteración		
		Primera	Segunda	Primera	Segunda	
Q _D	= bl/día	2166	2185	2097	2824	2875
G _D	= psi/pie	0.3865	0.3865	0.3868	0.3881	0.3881
F _{WD}	=	0.0060	0.0067	0.0115	0.0307	0.0316
GLR	= pie ³ /bl	6	7	11.4725	30.6379	31.6163
v _o	= cst	1.9081	1.9081	1.9081	1.9081	1.9081
v _w	= cst	0.2727	0.2727	0.2727	0.2727	0.2727
v _D	= cst	1.8983	1.8972	1.8893	1.8579	1.8563
v	= pie/s	0.9508	0.9591	0.9202	1.2393	1.2616
N _{Re}	=	10763.9500	10865.0233	10468.3668	14335.8867	14606.7943
Flujo	=	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
e	=	0.6398	0.6398			

**TABLA A-3.6
CONTINUACIÓN**

Parámetro		Análisis 1		Análisis 2		Tercera
		Iteración		Iteración		
		Primera	Segunda	Primera	Segunda	
\bar{f}	=	0.0337	0.0336			
P _{FD}	= psi	5.8236	5.9157			
Flujo	=	Turbulento	Turbulento			
P _D	= psi	3715.9020	3716.4241			
H	=	0.9544	0.9547	0.5065	0.4890	0.4884
M	=	0.2548	0.2871	0.1708	0.6142	0.6452
R	=	0.5000	0.5000	0.3000	0.3000	0.3000
C _{1...}	=	1.0000	1.0000	0.6000	0.6000	0.6000
C ₂	=	0.0000	0.0000	0.0735	0.0735	0.0735
C ₃	=	0.3000	0.3000	0.1080	0.1080	0.1080
C ₄	=	1.0300	1.0300	1.0300	1.0300	1.0300
M	=	0.2871	0.2870	0.6142	0.6452	0.6463
Máx. VALOR	=	0.2675	0.3015	0.1793	0.6449	0.6775
Min VALOR	=	0.2421	0.2728	0.1622	0.5835	0.6129
Convergencia	=	No converge	Converge	No converge	No Converge	Converge
Q _{S NUEVO}	= bl/día	169.0295	168.9741	1007	1058	1060

PARTE C.- Cálculos finales

Parámetro	Análisis 1	Análisis 2	Unidad
A _T	= 0.0350	0.0583	pg ²
Garganta	= 0.0464	0.0464	pg ²
Nº-	= I	I	
Bomba	=	Claw	
		10 – I	
Q _{SC}	= 230	1124	bl/día
HP	= 134	121	HP
HP@90%	= 149	134	HP

Elaborado por: García Cinthya

TABLA A-3.7

RESUMEN DE CÁLCULOS POZO SACHA-056

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

Parámetro	Análisis 1	Análisis 2	Unidad
$G_s =$	0.3977	0.3977	psi/pie
$A_{CM} =$	0.0154	0.0095	pg ²
Fabricante =	Claw		
$A_s =$	0.0351	0.0351	pg ²
Tobera =	10	10	
$A_N =$	0.0175	0.0175	pg ²

Parámetro	Análisis 1		Análisis 2	
	Iteración		Iteración	
	Primera	Segunda	Primera	Segunda
$P_T =$ psi	3000	3000	3000	3000
$P_N =$ psi	6500.6182	6465.4785	6500.6182	6469.4365
$Q_N =$ bl/día	1875.3201	1870.1653	1754.2135	1749.3233
$\Delta Q_N =$ %		0.2756		0.2795
$v =$ pie/s	2.4950		2.3338	
$N_{Re} =$	30548.1662		28575.3901	
Flujo =	Turbulento		Turbulento	
$\rho_o =$ g/cm ³	0.8515		0.8515	
$\mu_o =$ cp	1.6110		1.6110	
$\bar{f} =$	0.0271		0.0274	
$P_{FN} =$ psi	35.1397		31.1818	
$\Delta Q_N < 15\%$		Verdadero		Verdadero

PARTE B.- Iteración con el caudal de producción

Parámetro	Análisis 1		Análisis 2	
	Iteración		Iteración	
	Primera	Segunda	Primera	Segunda
$Q_D =$ bl/día	2020	2096	2049	2221
$G_D =$ psi/pie	0.3867	0.3871	0.3876	0.3883
$F_{WD} =$	0.0134	0.0194	0.0264	0.0382
$GLR =$ pie ³ /bl	2	3	4.0813	5.9194
$v_o =$ cst	1.8919	1.8919	1.8919	1.8919
$v_w =$ cst	0.2727	0.2727	0.2727	0.2727
$v_D =$ cst	1.8702	1.8605	1.8492	1.8300
$v =$ pie/s	0.8866	0.9198	0.8994	0.9747
$N_{Re} =$	10188.1054	10625.2155	10452.6623	11446.446
Flujo =	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
$e =$	0.6398	0.6398	1	1

**TABLA A-3.7
CONTINUACIÓN**

Parámetro		Análisis 1		Análisis 2	
		Iteración		Iteración	
		Primera	Segunda	Primera	Segunda
\bar{f}	=	0.0341	0.0338		
P_{FD}	= psi	4.9397	5.2772	5.0707	5.8580
Flujo	=	Turbulento	Turbulento	Turbulento	Turbulento
P_D	= psi	3598.5304	3602.4578	3606.41	3614.27
H	=	1.2203	1.2203	0.9453	0.9507
M	=	0.1347	0.2026	0.1847	0.2903
R	=	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000
$C_{1...}$	=	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
C_2	=	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C_3	=	0.3000	0.3000	0.3000	0.3000
C_4	=	1.0300	1.0300	1.0300	1.0300
M	=	0.2026	0.2018	0.2903	0.2884
Máx. VALOR=		0.1414	0.2128	0.1940	0.3048
Min VALOR =		0.1279	0.1925	0.1755	0.2758
Convergencia=		No converge	Converge	No converge	Converge
$Q_{S\text{ NUEVO}}$	= bl/día	225.6956	224.7143	472	468

PARTE C.- Cálculos finales

Parámetro	Análisis 1	Análisis 2	Unidad
A_T	= 0.0350	0.0350	pg ²
Garganta	= 0.0464	0.0464	pg ²
Nº-	= 10	10	
Bomba	=	Claw	
		10 – l	
Q_{SC}	= 282	912	bl/día
HP	= 95	89	HP
HP@90%	= 106	99	HP

Elaborado por: García Cinthya