

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN APLICANDO
EL MÉTODO DE PETRIE, SMART Y WILSON (PSW) EN EL CAMPO
MARIANN NORTE DEL BLOQUE 62 DEL ORIENTE
ECUATORIANO**

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

**EDISON RICARDO CHANGO LAGUA
edison.chango@epn.edu.ec**

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

DMQ, Junio 2023

CERTIFICACIONES

Yo, Edison Ricardo Chango Laguna declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

EDISON RICARDO CHANGO LAGUA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Edison Ricardo Chango Laguna, bajo mi supervisión.

MSc. Vinicio René Melo Gordillo
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

Edison Ricardo Chango Laguna

MSc. Vinicio René Melo Gordillo

DEDICATORIA

Con mucho cariño a mis padres Delia y José, que estuvieron apoyándome incondicionalmente, por sus consejos, amor y sobre todo por enseñarme que con esfuerzo y dedicación se puede llegar a cumplir las metas y sueños.

AGRADECIMIENTO

A mis hermanos por todo el cariño apoyo y confianza que me han brindado.

Al MSc Vinicio Melo que con sus enseñanzas, guías, observaciones y paciencia ha sido fundamental en la realización de este trabajo además del voto de confianza brindado.

También agradecer a todos los profesores de la Facultad de Ingeniería en Petróleos, y todas aquellas personas que me apoyaron en todo momento.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I	
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II	
DEDICATORIA	III	
AGRADECIMIENTO	IV	
ÍNDICE DE CONTENIDO	V	
LISTA DE TABLAS	VII	
LISTA DE FIGURAS	IX	
SIMBOLOGÍA	X	
RESUMEN	XIII	
ABSTRACT	XIV	
1	DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1	Objetivo general	2
1.2	Objetivos específicos	2
1.3	Alcance	2
1.4	Marco teórico	3
1.4.1	Breve Reseña Histórica del Campo Mariann	3
1.4.2	Ubicación Geográfica	3
1.4.3	Descripción Geológica del Campo Mariann	4
1.4.4	Estratigrafía del Campo Mariann	4
1.4.5	Propiedades PVT de los fluidos producidos en el Campo Mariann	5
1.4.6	Descripción de la producción de los pozos a ser analizados	5
1.4.7	Bombeo Hidráulico tipo Jet	6
2	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE TOBERA-CÁMARA DE MEZCLADO	11
2.1	Descripción del procedimiento desarrollado por Hal Petrie, Eddie E. Smart y Phil Wilson	11
2.1.1	Representación matemática	11
2.1.2	Datos de entrada requeridos	13
2.1.3	Secuencia de cálculo	14
2.2	Descripción de método desarrollado por Eddie E. Smart	21
2.2.1	Descripción de procedimiento desarrollado por Eddie E. Smart	23
3	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	27
3.1	Resultados obtenidos con la aplicación del método de Petrie, Smart y Wilson	27
3.1.1	Reemplazo de la Bomba Jet actual	28
3.1.2	Cambio de condiciones operacionales en la bomba instalada (Variación de PT)	41
3.2	Análisis Técnico-Económico de Resultados	50
3.2.1	Análisis Técnico	50

3.2.2	Análisis Económico	52
3.2.3	Análisis Económico para el método de Petrie, Smart y Wilson	56
3.3	Conclusiones	63
3.4	Recomendaciones	64
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65
5	ANEXOS	66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1	Propiedades PVT de las arenas productoras del Campo Mariann.	5
Tabla 1.2	Producción de los tipos de levantamiento artificial.	6
Tabla 1.3	Datos de producción de los pozos seleccionados.	6
Tabla 2.1	Datos de entrada necesarios para la hoja de cálculo.	14
Tabla 2.2	Sumario de los resultados obtenidos.	18
Tabla 2.3	Resumen de los resultados obtenidos.	19
Tabla 2.4	Relaciones de áreas óptimas.	22
Tabla 3.1	Datos del pozo Mariann 4A-8.	28
Tabla 3.2	Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 4A-8.	28
Tabla 3.3	Parámetros de análisis para el Mariann 4A-8.	30
Tabla 3.4	Resultados obtenidos con el análisis 1.	30
Tabla 3.5	Resultados obtenidos con el análisis 2.	31
Tabla 3.6	Resultados finales para el pozo Mariann 4A-8.	32
Tabla 3.7	Datos del pozo Mariann 37.	33
Tabla 3.8	Resultados método de Smart para el pozo Mariann-37	33
Tabla 3.9	Parámetros de análisis para el pozo Mariann 37.	34
Tabla 3.10	Resultados finales para el pozo Mariann 37.	34
Tabla 3.11	Datos del pozo Mariann-28.	35
Tabla 3.12	Resultados método de Smart para el pozo Mariann-28	35
Tabla 3.13	Parámetros de análisis para el pozo Mariann-28.	35
Tabla 3.14	Resultados finales para el pozo Mariann-28.	36
Tabla 3.15	Datos del pozo Mariann-30.	37
Tabla 3.16	Resultados método de Smart para el pozo Mariann-30	37
Tabla 3.17	Parámetros de análisis para el pozo Mariann-30.	37
Tabla 3.18	Resultados finales para el pozo Mariann-30.	38
Tabla 3.19	Datos del pozo Mariann-6.	39
Tabla 3.20	Resultados método de Smart para el pozo Mariann-6	39
Tabla 3.21	Parámetros de análisis para el pozo Mariann-6.	39
Tabla 3.22	Resultados finales para el pozo Mariann-6.	40
Tabla 3.23	Parámetros de análisis del pozo Mariann-4A-8.	41
Tabla 3.24	Resultados por iteraciones del análisis 1 de la bomba 11-K CLAW.	41
Tabla 3.25	Resultados por iteraciones del análisis 2 de la bomba 11-K CLAW.	42
Tabla 3.26	Resultados finales de la bomba instalada 11-K CLAW.	43
Tabla 3.27	Parámetros de análisis del pozo Mariann-37.	44
Tabla 3.28	Resultados finales de la bomba instalada 10-M CLAW.	45
Tabla 3.29	Parámetros de análisis del pozo Mariann-28.	46
Tabla 3.30	Resultados finales de la bomba instalada 10-I CLAW.	46
Tabla 3.31	Parámetros de análisis del pozo Mariann-30.	47
Tabla 3.32	Resultados finales de la bomba instalada 10-I CLAW.	48
Tabla 3.33	Parámetros de análisis del pozo Mariann-6.	49
Tabla 3.34	Resultados finales de la bomba instalada 10-I CLAW.	49

Tabla 3.35	Comparación de producción actual y la producción con el cambio de bomba.	51
Tabla 3.36	Comparación de producción actual y la producción con la variación de parámetros operacionales.	51
Tabla 3.37	Costos estimados para el cambio de Bomba Jet.	56
Tabla 3.38	Precios promedio estimados del barril de Petróleo.	57
Tabla 3.40	Resultados obtenidos del Análisis Económico ⁰ para un escenario pesimista.	57
Tabla 3.39	Flujo de Caja - Escenario Pesimista.	58
Tabla 3.42	Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Actual.	59
Tabla 3.41	Flujo de Caja - Escenario Actual.	60
Tabla 3.44	Resultados obtenidos del Análisis Económicos para un escenario Optimista.	61
Tabla 3.43	Flujo de Caja - Escenario Optimista.	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Ubicación geográfica campo Mariann.	3
Figura 1.2	Relación de presión y velocidad del fluido motriz en la bomba jet.	7
Figura 1.3	Partes de la bomba hidráulica tipo jet.	9
Figura 1.4	Daños por cavitación.	10
Figura 2.1	Curva H-M de las Bombas Jet.	21
Figura 2.2	Curva de compartimiento de diseño.	22
Figura 3.1	Análisis Nodal Pozo Mariann 4A-8.	32
Figura 3.2	Análisis nodal del pozo Mariann-37.	34
Figura 3.3	Análisis nodal del pozo Mariann-28.	36
Figura 3.4	Análisis nodal del pozo Mariann-30.	38
Figura 3.5	Análisis nodal del pozo Mariann-6.	40
Figura 3.6	Análisis nodal del pozo Mariann-4A-8 para la variación de parámetros operacionales.	44
Figura 3.7	Análisis nodal del pozo Mariann-37 para la variación de parámetros operacionales.	45
Figura 3.8	Análisis nodal del pozo Mariann-28 para la variación de parámetros operacionales.	47
Figura 3.9	Análisis nodal del pozo Mariann-30 para la variación de parámetros operacionales.	48
Figura 3.10	Análisis nodal del pozo Mariann-6 para la variación de parámetros operacionales.	50
Figura 3.11	Tasa de Fluido Producido.	52
Figura 3.12	Tasa de Petróleo Producido.	52

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A_{SM}	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
B_{apd}	Barriles de agua por día	L^3
B_{fpd}	Barriles de fluido por día	L^3
bl	Barriles	L^3
B_{ppd}	Barriles de petróleo por día	L^3
B/C	Relación beneficio-costo	
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos, %	
B_t	Factor volumétrico total para el petróleo, el gas y el agua, bl/BF	
C	Variable definida en función de diámetros D_1, D_2	
D	Profundidad vertical del pozo, pies	L
D	Tasa de descuento, %	
D_{ITP}	Diámetro interno de la tubería de producción, pg	L
D_{OTP}	Diámetro externo de la tubería de producción, pg	L
D_{ITR}	Diámetro interno de la tubería de revestimiento, 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_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
E	Eficiencia de la bomba jet, $E = M \times H$	
e	Excentricidad de la tubería	
f	Factor de fricción	
FNC_i	Flujo de caja neto del año i	
F_O	Fracción de petróleo	
F_W	Fracción de agua	
F_{WD}	Fracción del agua de formación en el fluido de la columna de retorno	
F_1, P_{FN}	Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la tubería de inyección, lb/pg^2	M/Lt^2
F_2, P_{FD}	Pérdida de presión por fricción del fluido en el circuito de retorno, lb/pg^2	M/Lt^2

G ₁ , G _N	Gradiente del fluido motriz en la tubería de inyección, lb/pg ² /pie	M/L ² t ²
G ₂ , G _D	Gradiente del fluido de la columna de retorno, lb/pg ² /pie	M/L ² t ²
G ₃ , G _S	Gradiente del fluido de formación, lb/pg ² /pie	M/L ² t ²
G _O	Gradiente del petróleo producido, lb/pg ² /pie	M/L ² t ²
G _W	Gradiente del agua de formación, lb/pg ² /pie	M/L ² t ²
GLR, RGL	Relación gas-líquido, pies ³ /bl	
GOR, RGP	Relación gas-petróleo, pies ³ /bl	
H	Relación adimensional de recuperación de presión	
H _A	Valor de H de la iteración anterior	
H _C	Valor de H de la iteración actual (calculado)	
H _{PROMEDIO}	Valor promedio de H, para los casos de presencia de gas	
HP	Potencia, HP (Horsepower)	
HP _(90%)	Potencia a 90%, HP	
k	Periodo, meses	
ID	Diámetro interno de una tubería, pg	L
K _j , K _N	Coefficiente de pérdida en la tobera	
K _{TD}	Coefficiente de pérdida combinado cámara de mezclado - difusor	
L	Longitud de T.P. hasta la bomba = profundidad de asentamiento de la bomba, pies	L
M	Relación adimensional de flujo másico, (Q _S x G _S) / (Q _N x G _N), q ₃ /q ₁	
M _L	Relación de flujo másico adimensional en el límite de cavitación	
N _{re}	Número de Reynolds	
NUM	Variable usada para definir H	
OD	Diámetro externo de una tubería, pg	L
P ₁ , P _N	Presión a la entrada de la tobera, lb/pg ²	M/Lt ²
P ₂ , P _D	Presión de descarga, lb/pg ²	M/Lt ²
P ₃ , P _S	Presión de succión, lb/pg ²	M/Lt ²
P _b	Presión en la salida de la cámara de mezclado, lb/pg ²	M/Lt ²
P _F	Pérdidas de presión por fricción, lb/pg ²	M/Lt ²
P _{FD}	Pérdidas de presión por fricción del fluido en el conducto de retorno, lb/pg ²	M/Lt ²
PRI	Período de recuperación de la inversión, tiempo	
P _T	Presión superficial de operación = Presión de descarga de la bomba tríplex, lb/pg ²	M/Lt ²
P _{WF}	Presión de fondo fluyente, lb/pg ²	M/Lt ²
P _{WH}	Contra presión en la línea de flujo, lb/pg ²	M/Lt ²
q ₁ , Q _N	Tasa del fluido motriz, bl/día	L ³ /t

q_2, Q_D	Tasa del fluido producido más fluido motriz (tasa de descarga), bl/día	L^3/t
q_3, Q_S	Tasa del fluido producido, bl/día	L^3/t
Q_G	Tasa de gas libre que ingresa a la bomba, bl/día	L^3/t
Q_{SC}	Tasa de fluido producido a partir de la cual inicia la cavitación, bl/día	L^3/t
R	Relación de áreas, $A_j/A_t, A_N/A_T$	
R	Tasa de actualización, %	
SFNC	Suma acumulada de los flujos netos de caja, dólares	
TIR	Tasa interna de retorno, %	
T.P.	Tubería de producción	
TUR	Tasa única de retorno, %	
T_{WF}	Temperatura de fondo, °F	T
T_{WH}	Temperatura en la cabeza del pozo, °F	T
VAN	Valor actual neto, dólares	
V_{pi}	Valor presente de ingresos, dólares	
V_{pe}	Valor presente de egresos, dólares	
γ_G	Gravedad específica del gas	
γ_O	Gravedad específica del petróleo	
γ_W	Gravedad específica del agua	
μ_N	Viscosidad del fluido motriz, cp	M/Lt
μ_D	Viscosidad del fluido de retorno, cp	M/Lt
μ_G	Viscosidad del gas, cp	M/Lt
μ_O	Viscosidad del petróleo, cp	M/Lt
μ_W	Viscosidad del agua, cp	M/Lt
°API	Gravedad API del petróleo	

RESUMEN

El campo Mariann fue descubierto en el año de 1970, siendo una de las zonas petroleras más antiguas del Ecuador, se encuentra localizada en el Bloque Tarapoa en el Oriente Ecuatoriano de la provincia de Sucumbíos. Debido a la depletación de presión en el campo a través del tiempo que conlleva a una disminución en la producción, por lo tanto, este estudio evaluará los parámetros operacionales para realizar un cambio de bomba o un rediseño de la misma, ya que el bombeo hidráulico tipo jet puede ser utilizado durante toda la vida productiva del pozo. Para la elaboración del proyecto se seleccionaron cinco pozos que han sufrido una caída en la producción.

El presente trabajo de titulación presenta una reseña de las características del campo Mariann, así como también los fundamentos teóricos del bombeo hidráulico tipo jet, los componentes de la bomba y su funcionamiento. En una segunda sección se describe la metodología utilizada al aplicar el método propuesto por Petrie, Smart y Wilson (PSW) además se realizaron los cálculos correspondientes para cada uno de los pozos seleccionados para la optimización de la producción y el análisis nodal de cada pozo analizado.

En la tercera sección se detalla el análisis técnico de los resultados obtenidos aplicando el método PSW, además para determinar la factibilidad del método se observa el desarrollo del análisis económico considerando el precio del crudo en tres escenarios diferentes y se describe las conclusiones y recomendaciones del trabajo de titulación.

ABSTRACT

The Mariann field was discovered in the year 1970, being one of the oldest oil areas in Ecuador. It is located in the Tarapoa Block in the Ecuadorian Oriente of Sucumbios province. Due to pressure depletion in the field over time leading to a decrease in production, this study will evaluate operational parameters to either change the pump or redesign it. Hydraulic jet pumping can be used throughout the well's productive life. For the project development, five wells that have experienced production decline were selected.

This thesis presents an overview of the Mariann field's characteristics, as well as the theoretical foundations of hydraulic jet pumping, the pump components, and its operation. The second section describes the methodology used, applying the method proposed by Petrie, Smart, and Wilson (PSW). Corresponding calculations were conducted for each of the selected wells to optimize production and perform nodal analysis for each well.

The third section provides a detailed technical analysis of the results obtained using the PSW method. Additionally, to determine the method's feasibility, the economic analysis considers crude oil prices in three different scenarios. The conclusions and recommendations of this thesis are also presented.

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

A lo largo de los años la industria ha sido partícipe en una serie de innovaciones para la investigación, producción y manejo de hidrocarburos, teniendo como objetivo principal el mantener un pozo produciendo a ritmo rentable. Dado que cada trabajo de reacondicionamiento tiene como objetivo aumentar la producción del pozo, la optimización de la producción es necesaria debido a las variaciones de los diseños de completación para levantamiento artificial y lo más importante debido a la depletación de la producción de los campos a través del tiempo. Estas investigaciones conducen plantear soluciones a las complicaciones que se tiene en el momento de extracción del crudo desde los reservorios hasta las facilidades de superficie.

Los problemas que ocurren en los pozos como daños en la formación, baja tasa de producción, errónea selección del sistema de levantamiento artificial, entre otros, tiene como consecuencia que el crudo no llegue a las instalaciones de superficie; para evitar esto es necesario la implementación de un sistema de levantamiento artificial que esté acorde a las características de cada campo, para vencer las caídas de presión y mantener la producción activa.

La eficiencia de una bomba instalada en un pozo petrolero disminuye debido al cambio de las condiciones iniciales de los pozos al transcurrir el tiempo, provocando un alto costo de mantenimiento por el desgaste en sus componentes; para solucionar estas dificultades se calculó los parámetros operacionales óptimos para las condiciones actuales de los pozos planteando alternativas a diferentes tasas de producción para así seleccionar la bomba más apropiada para optimizar el sistema de levantamiento artificial, mediante el método propuesto por Smart, Petrie y Wilson (PSW), ya que el bombeo hidráulico tipo jet puede ser utilizado durante toda la vida productiva del pozo en condiciones complejas como altos cortes de agua, pozos profundos, horizontales o desviados, debido a que se fundamenta en la transferencia de energía mediante el efecto Venturi que constituye una solución simple, eficaz y de bajo costo para el incremento de la productividad.

El presente estudio se realizó en el Bloque 62 específicamente en 5 pozos del campo Mariann Norte, de la cuenca Oriente en la región Amazónica del Ecuador debido a que se encontró el sistema de bombeo hidráulico tipo Jet operando bajo condiciones inadecuadas. El método de optimización propuesto por Petrie, Smart y Wilson ayuda a realizar una mejor selección de combinación de tobera y cámara de mezclado, aplicando variaciones de parámetros para lograr una mayor eficiencia y un aumento de la producción, este método es independiente del tipo de fabricante de las bombas tipo jet.

Para un funcionamiento correcto de la bomba tipo Jet se debe tomar en cuenta la cavitación, ya que la implosión de las burbujas de gas genera erosión en el metal de la cámara de mezclado, provocando graves problemas en la producción de los hidrocarburos.

1.1 Objetivo general

Aplicar el método de Petrie-Smart-Wilson (PSW) para el incremento de la producción en pozos del Campo Mariann Norte con bombeo hidráulico tipo Jet.

1.2 Objetivos específicos

- Determinar los parámetros operacionales óptimos con el método PSW para el redimensionamiento de la tobera y cámara de mezclado para el diseño adecuado a las necesidades de cada pozo, mediante hojas de cálculo de EXCEL.
- Calcular la relación costo-beneficio que se tendrá al rediseño del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet.
- Comparar las condiciones actuales de los pozos con los resultados obtenidos a través del método de Petrie, Smart y Wilson.
- Demostrar la viabilidad del proyecto mediante el cálculo de indicadores económicos en tres escenarios económicos.

1.3 Alcance

Para la realización de este proyecto se analizaron cinco pozos pertenecientes al campo Mariann ubicados en el bloque Tarapoa, y se trabajó con la información de producción del año 2020 y de los pozos operando con bombeo hidráulico tipo jet en ese mismo año.

La finalidad del proyecto es encontrar una geometría de bomba más adecuada mediante las ecuaciones propuestas en el método de PSW para el cambio o un rediseño de la misma, para lograr un aumento en la producción, optimizando el sistema de levantamiento artificial instalado en cada pozo. Además, para demostrar la viabilidad del proyecto se analizaron tres posibles escenarios del valor de venta del barril de petróleo; un escenario realista tomando el precio del barril de inicios de junio del 2023, un escenario pesimista y un escenario optimista mediante indicadores económicos (VAN, TIR, PRI, TUR, B/C y TRC).

1.4 Marco teórico

1.4.1 Breve Reseña Histórica del Campo Mariann

El campo Mariann es una de las zonas petroleras más antiguas del Ecuador que se ubica en el Bloque Tarapoa, fue descubierto por Cayman Corporation en 1970, el pozo Mariann-1 fue el primero en ser perforado en septiembre de 1971 y se utilizó como pozo exploratorio. Seguidamente vinieron los pozos Mariann-2 y 3. Para el año 2007 Encana Ecuador Ltda., compra la empresa Andes Petroleum Cía. Ltda., empezando las operaciones con el pozo Mariann-1 con una producción acumulada de un millón de barriles, en la actualidad el campo es operado por la empresa Andes Petroleum Cía. Ltda., produciendo 30 mil barriles por día en sus 43 pozos operativos.

1.4.2 Ubicación Geográfica

El campo Mariann perteneciente al territorio ecuatoriano, se encuentra ubicado en el noroeste de la Cuenca Oriental Ecuatoriana dentro de la provincia de Sucumbíos, en el extremo Occidental del Bloque Tarapoa con un área de 362 km² aproximadamente.

Sus límites son:

- Norte por los campos Cuyabeno y Sansahuari.
- Sur por el Bloque 15.
- Este por la Reserva Cuyabeno.
- Oeste por los campos Fanny y Dorine.

La figura 1.1., muestra la ubicación geográfica del campo Mariann.

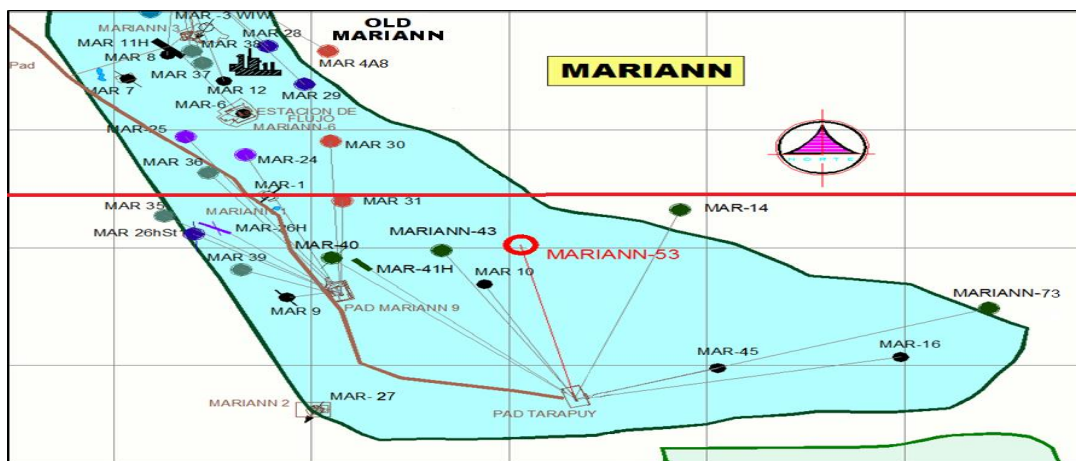


Figura 1.1. Ubicación geográfica campo Mariann

Fuente: ARCERNNR, 2020

1.4.3 Descripción Geológica del Campo Mariann

El Bloque Tarapoa está formado por estructuras, trampas y anticlinales fallados, la formación está compuesta básicamente por lodolitas, lutitas claras y oscuras, intercaladas con estratos carbonatados formando areniscas continentales. Sobre la formación Hollín se localizan los reservorios Basal Tena y Napo “T”, “U” y “M-1”.

1.4.4 Estratigrafía del Campo Mariann

1.4.4.1. Arenisca “U Inferior”

Esta sección se encuentra principalmente constituida por areniscas de grano medio a fino de color gris oscuro, con un espesor que esta entre 20 a 140 pies y una porosidad del 18%. La formación tiene pequeñas intercalaciones de lutita y limonitas en la parte superior de la formación con un grano sub-redondeado a subangular. La calidad del reservorio es de buena a excelente con un petróleo presente que tiene un promedio de 20° API.

1.4.4.2. Arenisca “U Superior”

El reservorio “U Superior”, está compuesto por areniscas de grano medio a grueso de color blanco con una forma sub-redondeada a subangular y un espesor de entre 30 a 130 pies. La calidad del reservorio va de pobre a bueno con un petróleo presente de 22° API.

1.4.4.3. Arenisca “T Inferior”

Es una formación representa una sucesión fluvial compuesto por areniscas de grano medio a grueso, con una forma de grano sub-redondeada a subangular intercalada con capas delgadas de lodolita y un espesor de 74 a 118 pies. La calidad petrofísica nos da un reservorio de buena a excelente, debido a la buena conectividad del reservorio. El petróleo presente tiene un promedio de 31° API.

1.4.4.4. Arenisca “T Superior”

Compuesta por areniscas de grano fino a muy fino con un espesor de 15 a 50 pies, con altos contenidos de glauconita y abundante bioturbación. Presenta intercalaciones de cuerpos arenosos, separados por depósitos de lutitas marinas. Tiene una calidad promedio de regular a mala, con un petróleo presente de 31°API.

1.4.4.5. Arenisca Basal Tena

Arena de tamaño de grano de muy fino a fino con características calcáreas, cuarzosa y sub-transparente. Contiene una capa intermedia de limonita y arcillolita de espesor entre 6 a 90 pies.

1.4.4.6. Arenisca “M-1”

La arenisca “M1” tiene una base erosionada que termina en las lutitas marinas debajo de la Formación Napo Superior con parches de hidrocarburos de color marrón oscuro y sin fluorescencia natural. Cubierta por carbón lodolita y arcillas carbonáceas, con una porosidad promedio de 23% y una permeabilidad 1600md.

Las principales características de la arenisca de este yacimiento son de tipo cuarzosa, sub-transparente a sub-traslucida, con un tamaño de grano que esta entre fino a mediano y una forma subangular y sub-redondeado. Contiene un petróleo de 22 °API.

1.4.5 Propiedades PVT de los fluidos producidos en el Campo Mariann

En la tabla 1.1 se encuentran los datos PVT de las arenas productoras que será de interés para el presente estudio.

Tabla 1.1. Propiedades PVT de las arenas productoras del Campo Mariann

Datos PVT	Basal Tena	Arenisca “M-1”	Napo “U”	Napo “T”
P _R [psia]	2450	2200	3100	3200
P _b [psia]	310	354	520	767
μ _o [cp]	15,95	13,47	7,89	1,93
GOR [PCS/BF]	130	129	131	130
API [°]	20	19	21	30
B _o [b/BF]	1,18	1,14	1,19	1,26
T [°F]	190	200	210	215

Fuente: ARCERNNR, 2020

1.4.6 Descripción de la producción de los pozos a ser analizados

Debido a la declinación de presión a través del tiempo el campo Mariann ha dejado de producir con flujo natural, originando una disminución en la producción de petróleo aumentando los costos y reduciendo la rentabilidad de algunos pozos.

Con la poca inversión en la industria petrolera del país, la optimización de la producción se vuelve un tema muy importante de estudio. Se busca por medio de métodos alternativos

que permitan solucionar los problemas que puedan presentarse en los sistemas de levantamiento implementados.

En la tabla 1.2 se muestra el resumen de los tipos de levantamiento artificial en el Campo Mariann.

Tabla 1.2. Producción de los tipos de levantamiento artificial

Sistema de Levantamiento Artificial	Pozos	Q _F [bfpd]	Q _O [bppd]	Q _w [bapd]
BH	10	5615	1684	3931
BES	33	31523	5359	26164
Total	43	37138	7043	30095

Fuente: ARCERNNR, 2020

Los datos de producción de los pozos considerados para el estudio por el método de Petrie, Smart y Wilson se muestran en la tabla 1.3.

Tabla 1.3. Datos de producción de los pozos seleccionados

Pozo	Arena	P _R [psi]	P _{WF} [psi]	P _{WH} [psi]	GOR [psi ³ /bl]	Q _F [bl/día]	Q _O [bl/día]	Q _w [bl/día]	Tipo de Bomba
MARIANN 4A-8	"U" Inferior	3100	957	70	183	625	125	500	BH (tipo jet)
MARIANN-6	"T" Superior	3018	1018	500	116	142	105,5	36,49	BH (tipo jet)
MARIANN-28	"T" Superior	2650	1150	92	192	108	93,53	14,4	BH (tipo jet)
MARIANN-30	"T" Superior	3200	1771	146	169	215	183,82	31,17	BH (tipo jet)
MARIANN-37	"U" Inferior	3051	884	90	170	1941	128,1	1812,89	BH (tipo jet)

Elaborado por: Edison Chango

1.4.7 Bombeo Hidráulico tipo Jet

Los pozos al iniciar su producción cuentan con energía natural capaz de trasladar los fluidos a través de las tuberías desde la cara del pozo hasta su superficie, al transcurrir el tiempo esta energía disminuye considerablemente por lo que es necesario implementar sistemas de levantamiento artificial con la finalidad de continuar la producción de los pozos.

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema especial que, a diferencia del bombeo tipo pistón, no necesita de partes móviles, trabaja mediante la transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos de producción. (Melo, 2019)

1.4.7.1. Principio de funcionamiento de la bomba jet

El principio de funcionamiento se basa en el principio de Venturi, que consiste en la inyección de un fluido motriz hasta la profundidad de la bomba el cual llega a la boquilla con presiones altas, con esta presión en la boquilla su energía potencial se va transformando en cinética en forma de chorro de fluido a una gran velocidad, disminuyendo la presión, pero aumentando la velocidad debido a la reducción del diámetro. El fluido motriz con una baja presión permite que los fluidos que se encuentran en el yacimiento entren al pozo y posteriormente a la bomba de fondo para ser succionado a la cámara debido a la disminución de la presión. (Beryev & El Habashy, 2014)

Los dos fluidos ingresan por la cámara de mezclado, esta mezcla sufre otro cambio de energía cinética a potencial a la entrada del difusor, donde vuelve a un estado de alta presión y baja velocidad esta energía potencial debe ser lo suficientemente alta para que el fluido pueda llegar a la superficie. (Garrido, 2017)

En la figura 1.2 se muestra el diagrama del principio de funcionamiento de la bomba jet en función del paso del fluido a través de cada una de sus partes.

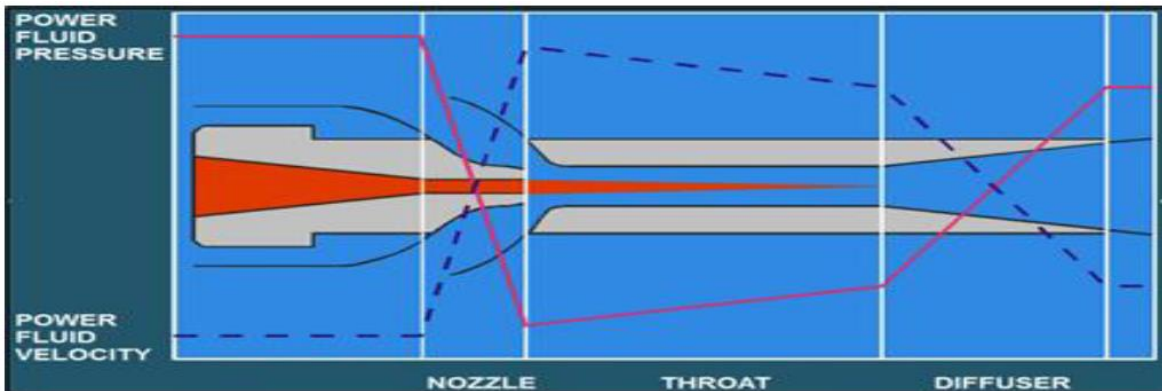


Figura 1.2. Relación de presión y velocidad del fluido motriz en la bomba jet
Fuente: Beryev & El Habashy

1.4.7.2. Características del bombeo Hidráulico tipo jet

El sistema de levantamiento artificial con bomba jet es una excelente opción para las primeras aplicaciones de producción con levantamiento artificial, puede ser utilizado en pozos con complejas características geométricas y diferentes volúmenes de fluido de producción, dado que maneja un alto volumen de fluido, alto contenido de gas y de sólidos. La bomba jet resiste la producción con sólidos y fluidos corrosivos, ya que sus partes son fabricadas con aleaciones de alta resistencia. (Estrella, 2021)

La aplicación del sistema con bomba jet ha producido gran éxito en pozos costa afuera por su bajo costo de inversión a comparación con la aplicación de la bomba electro sumergible. Este tipo de sistemas también ha demostrado ser adecuado en la producción de pozos de gas y petróleo de esquisto. (Estrella, 2021)

1.4.7.3. Ventajas de la bomba hidráulica tipo jet

- Capacidad para manejar altas tasas de producción, además de grandes contenidos de gas y sólidos.
- Puede operarse en pozos desviados.
- No tiene partes móviles.
- Se puede reparar en sitio, con bajos costos de mantenimiento y de fácil reparación.
- Fácil instalación en áreas reducidas.

1.4.7.4. Desventajas de la bomba hidráulica tipo jet

- Las altas presiones en superficie representan peligro.
- Requiere de grandes equipos de tratamiento para los sistemas centralizados.
- Baja eficiencia (26%-33%).
- Se requiere altas presiones para evitar la cavitación.

1.4.7.5. Partes de la bomba hidráulica tipo jet

La bomba hidráulica tipo jet está compuesta por tres partes las cuales son:

- Boquilla o tobera
- Garganta o cámara de mezclado
- Difusor

Tobera: tiene forma de embudo con su mayor diámetro en la parte superior y un menor diámetro a la salida, esto para transformar la energía potencial en energía cinética, la tobera está diseñada para resistir altas presiones.

Garganta: tiene un diámetro mayor de la tobera aquí es donde se mezcla el fluido motriz y el fluido del pozo.

Difusor: es la última sección de la bomba en la cual el fluido sale por el diámetro mayor permitiendo la transformación de energía cinética a potencial.

La figura 1.3 muestra las partes de la bomba jet

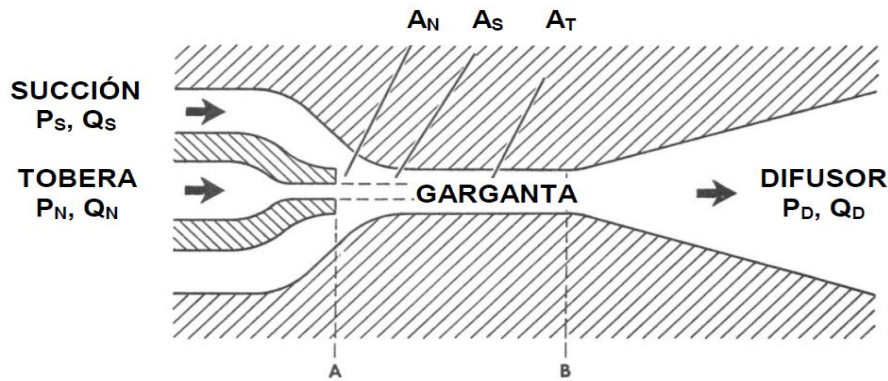


Figura 1.3. Partes de la bomba hidráulica tipo jet

Fuente: Melo,2019

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.

A_N= Área de flujo de la tobera.

A_T= Área de flujo total de la cámara de mezclado.

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

1.4.7.6. Cavitación

El problema de la cavitación es producido cuando la presión del fluido producido dentro de la garganta es menor que la presión de saturación del fluido producido, esto ocasionará que se originen burbujas de gas, al alcanzar esta presión provocará que posteriormente ocurra una implosión de las burbujas que originará una erosión del metal de la bomba, conocida como daño por cavitación. (Merlo, 2018)

Cuando la producción es muy baja, también puede ocurrir un problema de cavitación conocido como “cavitación por fluido motriz”. La acción de corte entre el fluido motriz y el fluido de producción a velocidades diferentes genera vórtices y los núcleos de estos pueden alcanzar presiones reducidas lo suficientes para que se formen burbujas de cavitación, causando daños en el diámetro constante o en el difusor. (Yunapanta, 2011)

En la figura 1.4 se puede apreciar el daño producido por la cavitación en las áreas de la garganta y el difusor.

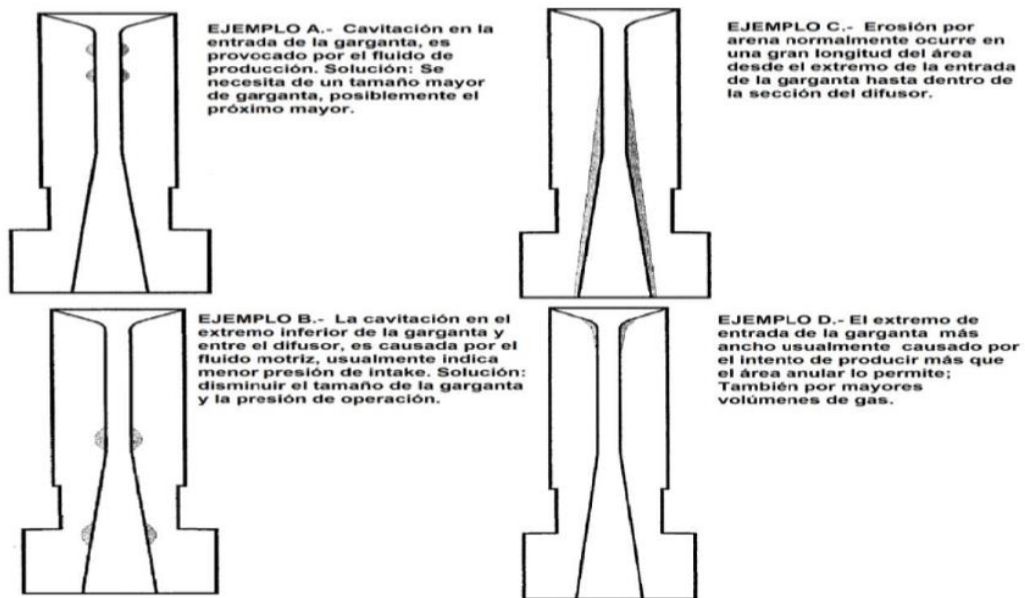


Figura 1.4. Daños por cavitación

Fuente: Yunapanta, 2011

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

Ecuación de la relación adimensional en el límite de cavitación.

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

Ecuación 1.1. Flujo adimensional en el límite de cavitación

1.4.7.7. Fabricantes de Bombas Jet

Existen varios fabricantes que ofrecen diferentes opciones en sus catálogos, donde muestran distintas combinaciones de tobera–cámara de mezclado; debido a las diferentes

características que presentan cada pozo. El diseño básico es similar entre los fabricantes, la diferencia se encuentra en la forma en que los fluidos son bombeados dentro y fuera de la sección de trabajo. (Bohorquez, 2022)

Las combinaciones de geometría en la tobera y la garganta varían según el fabricante, y entre los líderes en el mercado de bombas hidráulicas tipo jet se tiene: National, Guiberson, Kobe y Claw.

Para lograr un aumento en la producción de hidrocarburos se debe realizar diversas configuraciones entre tobera y garganta. La progresión geométrica estrictas de los diámetros de estas áreas varían dependiendo del modelo matemático utilizado por cada fabricante. Los fabricantes Kobe y National se manejan con los siguientes factores: $10^{1/9} = 1,29155$ y $4/\pi = 1,27324$ respectivamente. El sistema utilizado por Guiberson establece al mismo valor sobre el rango total y este es mayor al que poseen otros fabricantes. (Melo, 2019)

En el anexo I se muestra las tablas de relaciones, áreas de toberas, área de cámara de mezclado y áreas anulares de los distintos fabricantes.

2 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE TOBERA-CÁMARA DE MEZCLADO

2.1 Descripción del procedimiento desarrollado por Hal Petrie, Eddie E. Smart y Phil Wilson

El método desarrollado en 1983 por Hal Petrie, Eddie Smart y Phil Wilson es un modelo que puede ser usado de manera razonable para describir el comportamiento de las bombas jet de cualquier fabricante, proporcionando las áreas reales de la tobera y de la cámara de mezclado de una bomba determinada. (Merlo, 2018)

2.1.1 Representación matemática

Cada fabricante ofrece un gran número de diámetros de toberas y varias cámaras de mezclado para cada tobera con un número muy grande de curvas de comportamiento. Teniendo en cuenta las ecuaciones de conservación de energía y momento de regiones de flujo: en la tobera, en la succión del fluido de formación, en la cámara de mezclado y en el difusor, las siguientes ecuaciones se pueden obtener solamente para el caso de líquido.

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

Ecuación 2.1. Tasa de flujo en la tobera

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

Ecuación 2.2. Relación de áreas adimensional

$$M = \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N}$$

Ecuación 2.3. Relación de flujo másico adimensional

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

Ecuación 2.4. Relación de presiones adimensional

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

Ecuación 2.5. Relación adimensional de áreas y flujo másico

$$E = M \times H = \frac{P_D - P_S}{P_N - P_D} \times \frac{Q_S \times G_S}{Q_N \times G_N}$$

Ecuación 2.6. Eficiencia

$$A_{SM} = (A_T - A_N) = \frac{Q_S}{691 \times \sqrt{\frac{P_S}{G_S}}}$$

Ecuación 2.7. Área mínima para evitar cavitación

Las ecuaciones presentadas desde la 2.2 a 2.7 son para líquidos, pero el comportamiento de la bomba se ve afectada por la presencia de gas en los pozos, por lo que es necesario realizar aproximaciones simples. Cunningham planteaba: “que si el volumen de gas libre

se añade al volumen del líquido como si fuera líquido, el comportamiento de la bomba se ajusta a las curvas estándar razonablemente bien". (Melo, 2019)

De esta definición la ecuación 2.3 se transforma así:

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

Ecuación 2.8. Relación de flujo másico adimensional (GOR=0)

Una evaluación del trabajo de Standing para algunas de las condiciones de fondo arrojo como resultado una correlación empírica para la mezcla de gas y líquido, el cual, cuando es sustituido en la ecuación 2.8 da:

$$M = Q_s \times \left(\left[1 + 2.8 \times \left(\frac{GOR}{P_s} \right)^{1.2} \right] (1 - F_w) + F_w \right) \left[\frac{G_s}{Q_N \times G_N} \right]$$

Ecuación 2.9. Relación de flujo másico adimensional (GOR≠0)

Para el paso del gas se requiere un área adicional, esto se lo hace asumiendo flujo estrangulado en el espacio anular de la cámara de mezclado en las cercanías del chorro del fluido motriz, el área adicional requerida para que pase el gas es:

$$A_G = \frac{Q_S \times (1 - F_w) \times GOR}{24650 \times P_s}$$

Ecuación 2.10. Área anular

Por lo tanto, la ecuación de A_{SM} considerando la presencia de gas se convierte en:

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

Ecuación 2.11. Área anular mínima de succión

2.1.2 Datos de entrada requeridos

Para el correcto desempeño del método de Hal Petrie, Eddie E. Smart y Phil Wilson se debe contar con los siguientes datos:

Tabla 2.1. Datos de entrada necesarios para la hoja de cálculo

Datos	Valor	Unidad	Datos	Valor	Unidad
L=		[pie]	$\gamma_w =$		-
D=		[pie]	G _o =		[psi/pie]
D _{iTP} =		[pg]	G _w =		[psi/pie]
D _{oTP} =		[pg]	$\mu_o =$		[cp]
D _{iTR} =		[pg]	$\mu_w =$		[cp]
P _{WH} =		[psi]	GOR=		[pie ³ /bl]
$\gamma_o =$		-	F _w =		
Petróleo=		[°API]	T _{WH} =		[°F]
Q _s =		[bl/día]	P _R =		[psi]
P _B =		[psi]	P _{WF} =		[psi]

Elaborado por: Edison Chango

2.1.3 Secuencia de cálculo

El método plantea dos opciones de cálculos, la primera consiste en mantener la presión de succión (P_s) constante y la segunda opción es que la presión superficial de operación (P_T) se mantenga constante.

2.1.3.1 Procedimiento de P_s constante

1. Calcular el área mínima en la succión de la bomba para evitar la cavitación A_{SM}, con la ecuación 2.11.
2. Seleccionar una combinación de tobera y cámara de mezclado que posea un área anular superior al valor de A_{SM}. Hacer uso de las tablas de los fabricantes (Anexo I)
3. Escoger el tipo de procedimiento 1; es decir el procedimiento en el cual la presión de succión P_s será constante.
4. Asignar el valor de la presión superficial de operación P_T de la bomba tríplex, con la cual se empieza los cálculos. Generalmente se asigna un valor entre 2000 a 4000 psi.
5. Calcular la presión en la tobera, P_N

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

Ecuación 2.12. Presión de fluido motriz en la tobera

El valor de P_{FN} solo se desprecia en la primera iteración. Para las demás iteraciones se calcula de la siguiente manera

$$P_F = \left[\frac{202 \times 10^{-8} \times L}{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2}\right)^{-1} \left(\frac{D_1^2 - D_2^2}{D_1 - D_2}\right)^{0.21}} \right] \times \left[\left(\frac{\mu}{G}\right)^{0.21} \times G \right] \times Q^{1.79}$$

Ecuación 2.13. Perdidas de presión por fricción

	Flujo anular	Flujo por el tubing
D ₁	DI Casing	DI Tubing
D ₂	DE Tubing	0

6. Determinar la tasa de fluido motriz Q_N, con la ecuación (2.1).
7. Determinar la tasa de descarga Q_D.

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

Ecuación 2.14. Tasa de descarga

8. Determinar el gradiente del fluido producido G_S.

$$G_S = (G_W \times F_W) + G_0(1 - F_W)$$

Ecuación 2.15. Gradiente para fluido producido

9. Determinar el gradiente del fluido de descarga G_D.

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

Ecuación 2.16. Gradiente para la descarga

10. Calcular la fracción de agua presente en el fluido de descarga F_{WD}.

Dependiendo del tipo de fluido motriz que se esté utilizando, se define de la siguiente manera:

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

Ecuación 2.17. Fracción de agua en la descarga. Fluido motriz petróleo

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

Ecuación 2.18. Fracción de agua en la descarga. Fluido motriz agua

11. Calcular la relación gas-líquido del fluido de descarga GLR_D.

$$GLR_D = \frac{Q_S \times (1 - F_W) \times GOR}{Q_D}$$

Ecuación 2.19. Relación gas-líquido en la descarga

12. Si el valor del GLR_D , es superior a 10, se debe utilizar una correlación de flujo multifásico vertical, para calcular la presión de descarga de la bomba, haciendo uso de los valores obtenidos en los pasos del 7 al 11. Otra opción es emplear curvas de gradiente de presión. Luego ir al paso 15.
13. Si el GLR_D es menor a 10, determinar la viscosidad del fluido de descarga μ_D , para calcular las pérdidas de fricción.

$$\mu_D = (F_{WD} \times \mu_D) + [\mu_0 \times (1 - F_{WD})]$$

Ecuación 2.20. Viscosidad del fluido en la descarga

14. Determinar la presión de descarga P_D , definida como la suma de la presión hidrostática en el conducto de retorno, las pérdidas de presión por fricción en la descarga se determinan con la ecuación (2.22).

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

Ecuación 2.21. Presión en la descarga

$$P_F = \left[\frac{202 \times 10^{-8} \times L}{(D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2}\right)^{-1}} \times \left(\frac{D_1^2 - D_2^2}{D_1 - D_2}\right)^{0.21} \right] \times \left[\left(\frac{\mu}{G}\right)^{0.21} \times G \right] \times Q^{1.79}$$

Ecuación 2.22. Perdidas de presión por fricción en la descarga

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

15. Calcular M, con la ecuación (2.9).
16. Calcular H con la ecuación (2.5) para el valor de R seleccionado, haciendo uso de valor de M calculado en el paso 15.
17. En la primera iteración de cálculo continuar directamente con el paso 18. El valor de H será utilizado para calcular la presión en la entrada de la tobera P_N en el paso 18, esto conduce a un nuevo valor de H en la siguiente iteración. Se aplica el criterio

de convergencia entre los valores de H. Se compara los valores de H actual y el anterior; si la diferencia está dentro del 1% se sigue al paso 19.

Cuando el valor de GLR_D es superior a 10 por la presencia de gas, y además la presión de succión P_S de la bomba es baja, la convergencia puede presentar alguna dificultad. Los autores encontraron una alternativa matemática que no es más que una solución rápida para este inconveniente, la cual propone un promedio ponderado de H, el cual reemplazara al valor anterior de H almacenado, y se lo define como $H_{PROMEDIO}$:

$$H_{PROMEDIO} = \frac{2H_A + H_C}{3}$$

Ecuación 2.23. Relación adimensional de presiones promedio

Donde:

H_A : valor de H de la iteración anterior.

H_C : valor de H de la iteración actual (H calculado).

En la siguiente iteración, el criterio de convergencia del 1% será aplicado al valor actual o calculado de H, comparado con el $H_{PROMEDIO}$ de las dos iteraciones previas. Generalmente, es necesario de 3 a 10 iteraciones, que de manera conjunta con el criterio de convergencia del 1% y el promedio ponderado de H, conduce a respuesta que alcanzan una precisión de ± 15 psi.

18. Calcular un nuevo valor de la presión de entrada en la tobera P_N , y luego ir al paso 6.

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

Ecuación 2.24. Presión de entrada en la tobera

19. Cuando se ha alcanzado la convergencia, determinar un nuevo valor de presión superficial de operación P_T .

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

Ecuación 2.25. Presión superficial de operación

20. Calcular la tasa de flujo sin cavitación Q_{SC} .

$$Q_{SC} = \frac{Q_S \times (A_T - A_N)}{A_{SM}}$$

Ecuación 2.26. Tasa de flujo al inicio de la cavitación

21. Calcular la potencia requerida de la bomba triplex HP, asumiendo un valor de eficiencia del 90%.

$$HP = \frac{Q_N \times P_T}{52910}$$

Ecuación 2.27. Potencia de la bomba. Eficiencia 90%

22. Los resultados obtenidos se reportan en un sumario como indica la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Sumario de los resultados obtenidos

	Valor	Unidad
Procedimiento		-
Fabricante		-
Bomba		-
R		-
P _T		[psi]
Q _N		[bl/día]
HP		[HP]
Q _{SC}		[bl/día]
Q _S		[bl/día]
P _S		[psi]
P _D		[psi]

Elaborado: Edison Chango

Para elaborar una tabla comparativa de las diferentes bombas jet, se deben guardar los resultados obtenidos y volver al paso 2 para ingresar la nueva configuración de cámara de mezclado y tobera de la bomba jet. De esta manera, se obtendrán varios resultados para un mismo valor de presión de succión (P_S). Estos resultados se presentan como indica la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Resumen de los resultados obtenidos

Bomba	R	P _T	Q _N	HP (90%)	Q _{SC}	Q _S	P _S	P _D

Elaborado por: Edison Chango

2.1.3.2 Procedimiento P_T constante

1. Calcular el área mínima en la succión de la bomba para evitar la cavitación A_{SM}, con la ecuación (2.11)

2. Seleccionar una combinación de tobera y cámara de mezclado que posea un área anular superior al valor de A_{SM} y hacer uso de las tablas de los fabricantes (Anexo I)
3. Escoger el tipo de procedimiento 2; es decir el procedimiento en el cual la presión superficial de operación P_T será constante.
4. Asignar el valor de la presión superficial de operación P_T de la bomba tríplex, con la cual se empieza los cálculos. Generalmente se asigna un valor entre 2000 a 4000 psi.
5. Calcular la presión en la tobera P_N con la ecuación 2.12.

El valor de P_{FN} se desprecia únicamente en la primera secuencia de cálculo, calcular con la ecuación 2.13.

6. Determinar la tasa de fluido motriz Q_N , con la ecuación (2.1).
7. Determinar la tasa de fluido de descarga Q_D , con la ecuación 2.14.
8. Determinar el gradiente del fluido producido G_S , con la ecuación 2.15.
9. Determinar la tasa de fluido de descarga Q_D , con la ecuación 2.16.
10. Calcular la fracción de agua presente en el fluido de descarga F_{WD} . Dependiendo del tipo de fluido motriz que se esté utilizando, con las ecuaciones 2.17 para fluido motriz petróleo y 2.18 para fluido motriz agua.
11. Calcular la relación gas-liquido del fluido de descarga GLR_D , con la ecuación 2.19.
12. Si el valor del GLR_D , es superior a 10, se debe utilizar una correlación de flujo multifásico vertical, para calcular la presión de descarga de la boba, haciendo uso de los valores obtenidos en los pasos del 7 a 11. Otra opción es emplear curvas de gradiente de presión. Luego ir al paso 15.
13. Si el GLR_D es menor a 10, determinar la viscosidad del fluido de descarga μ_D , para calcular las pérdidas por fricción, con la ecuación 2.20.
14. Determinar la presión de descarga P_D con la ecuación 2.21, definida como la suma de la presión hidrostática en el conducto de retorno, las pérdidas de presión por fricción y la presión de cabeza del pozo. Las pérdidas de presión por fricción en la descarga se determinan con la ecuación 2.22.
15. Calcular M , con la ecuación 2.9.
16. Calcular H con la ecuación 2.5 para el valor de R seleccionado, haciendo uso del valor de M calculado en el paso 15.

17. En la primera iteración de cálculo continuar directamente con el paso 18. El valor del H será utilizado para calcular la presión en la entrada de la tobera P_N en el paso 18, esto conduce a un nuevo valor de H en la siguiente iteración. Se aplica el criterio de convergencia entre los valores de H. se compara los valores de H actual y el anterior; si la diferencia está dentro del 1% se sigue al paso 19.

Cuando el valor de GLR_D es superior a 10 por la presencia de gas y además la presión de succión P_S de la bomba es baja, la convergencia puede presentar alguna dificultad. Los autores encontraron una alternativa matemática que no es más que una solución rápida para este inconveniente, la cual propone un promedio ponderado de H, el cual reemplazará al valor anterior de H almacenado, y se lo define como $H_{PROMEDIO}$ y será calculado con la ecuación 2. 23..

En la siguiente iteración, el criterio de convergencia del 1% será aplicado al valor actual o calculado de H, comparado con el $H_{PROMEDIO}$ de las dos iteraciones previas. Generalmente, es necesario de 3 a 10 iteraciones, que de manera conjunta con el criterio de convergencia del 1% y el promedio ponderado de H, conduce a respuestas que alcanzan una precisión de ± 15 psi.

18. Calcular un nuevo valor de la presión de entrada en la tobera P_S , y luego ir al paso 5.

$$P_S = P_D + H(P_N - P_D)$$

Ecuación 2.28. Presión de entrada en la tobera

19. Cuando se ha alcanzado la convergencia, calcular la tasa máxima de flujo sin cavitación Q_{SC} , con la ecuación 2.26.

20. Calcular la potencia requerida de la bomba tríples HP, asumiendo un valor de eficiencia del 90%, con la ecuación 2.27.

21. Los resultados logrados se presentan en un resumen, según se muestra en la tabla 2.2.

Para crear una tabla de rendimiento para una determinada dimensión, es necesario guardar los datos obtenidos y regresar al paso 1 para ingresar la nueva tasa de producción. De esta manera, se obtendrán varios resultados para un mismo valor de presión superficial de operación P_T . Estos resultados se presentan de la misma forma que se indica en la tabla 2.3.

2.2 Descripción de método desarrollado por Eddie E. Smart

El método propuesto en 1985 por Eddie E. Smart ayuda a la selección de la mejor combinación posible del sistema tobera-garganta, esto para determinar la geometría

óptima de una bomba jet, siempre tomando en cuenta las condiciones del reservorio. Esta selección óptima permitirá a los pozos mejorar notablemente la producción y evitar cambios tempranos de sistema de levantamiento artificial.

Durante el proceso de diseño es fundamental cumplir con dos condiciones. La primera de ellas considera la tasa de fluido que es posible bombear a través de una tobera de un diámetro determinado, para una caída de presión concreta.

La segunda condición se define a través de 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 de flujo que atraviesa la tobera Q_N y la tasa de fluido producido que entra en la bomba Q_S . las curvas se representan en la figura 2.1

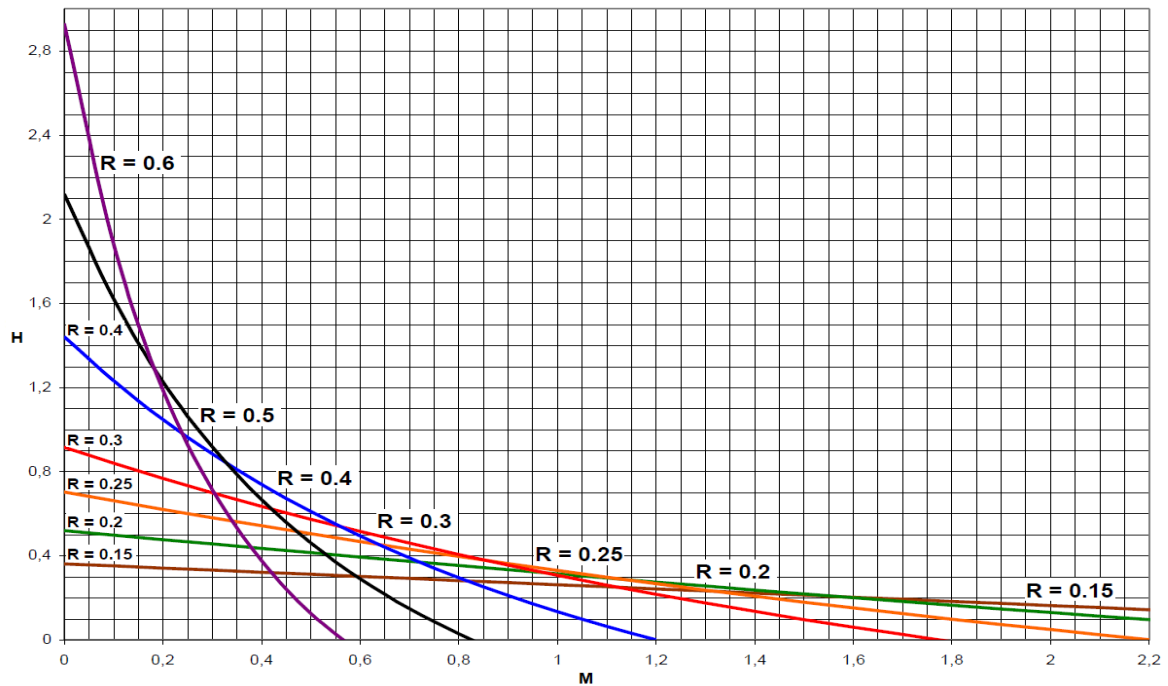


Figura 2.1. Curva H-M de las Bombas Jet

Fuente: Melo,2019

La figura 2.2 presenta la curva de comportamiento de diseño que se puede utilizar como si se tratara de la curva de comportamiento de una sola bomba. De este modo, es posible calcular la relación adimensional de presiones H y la relación de flujo adimensional M que se ajusten a la descripción del pozo y a la curva de IPR. Para determinar la geometría óptima de la bomba, es necesario especificar la presión de operación superficial deseada. Por lo general, se logra la mayor eficiencia cuando se trabaja con la presión de operación superficial más alta, debido a que se requiere una menor tasa de fluido motriz y, por

consiguiente, se experimentan menos pérdidas de presión por fricción en la tubería. (Melo, 2019)

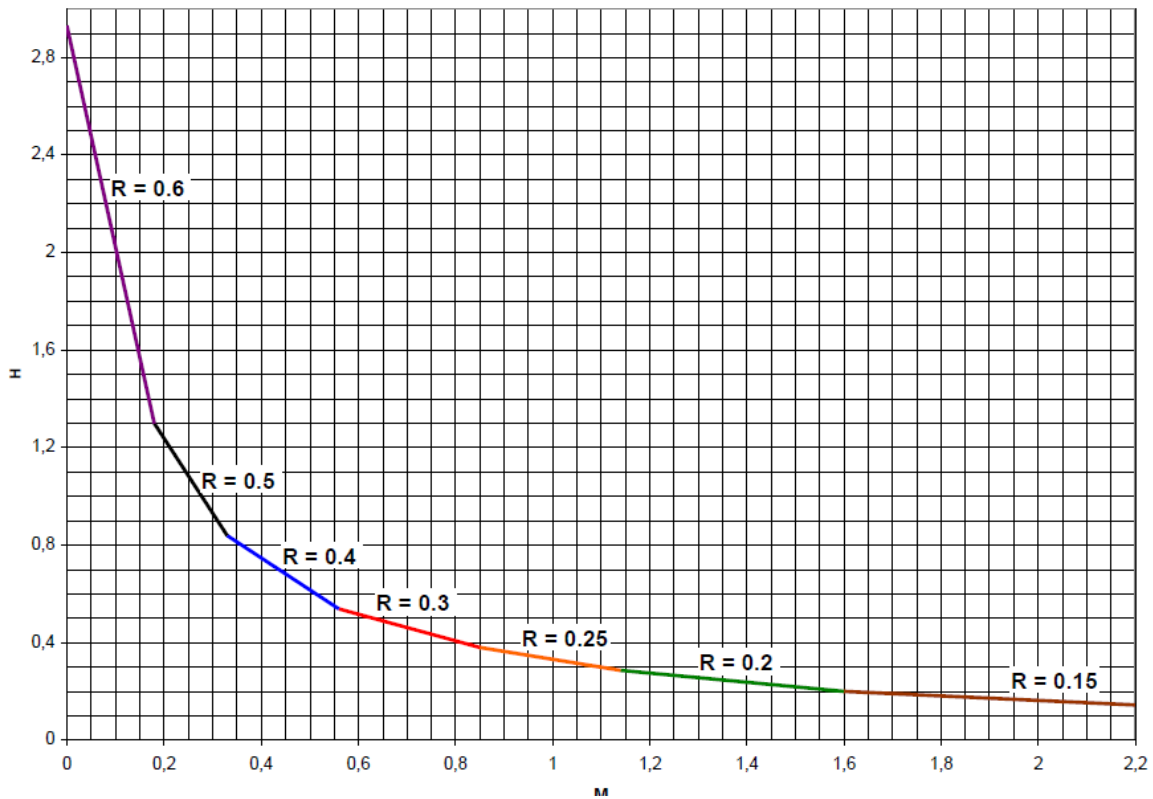


Figura 2.2. Curva de compartimiento de diseño de las bombas jet

Fuente: Melo, 2019

Los valores presentados en la tabla 2.4 corresponden a los puntos de intersección de las curvas que se muestran en la figura 2.2. Es posible construir una tabla similar para otras curvas, identificando los puntos de intersección de los respectivos comportamientos.

Tabla 2.4. 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: (Melo, 2019)

2.2.1 Descripción del procedimiento desarrollado por Eddie E. Smart

Secuencia de cálculo

A continuación, se explica la secuencia de cálculos propuestos por Eddie E. Smart para la selección de la geometría óptima de la bomba tipo Jet.

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

$$G = 0.433 \times \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}}$$

Ecuación 2.29. Gradiente de petróleo

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

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

Ecuación 2.30. Gradiente de fluido producido

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

$$B_T = \left[1 + 2.8 \left(\frac{\text{GOR}}{P_S} \right)^{1.2} \right] F_O + F_W$$

Ecuación 2.31. Factor volumétrico

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

$$Q_N = \frac{G_S \times Q_S \times B_T}{G_N \times M}$$

Ecuación 2.32. Tasa de fluido motriz

Donde:

G_S = Gradiente de fluido producido.

Q_S = Tasa de fluido motriz.

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

M= Relación de flujo másico adimensional.

7. Utilizando la ecuación:

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

Ecuación 2.33. pérdidas de presión por fricción

Donde:

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left(\frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0.1}$$

	Flujo anular	Flujo por T.P.
D ₁	D _{ITR}	D _{ITP}
D ₂	D _{oTP}	0

Se procede a calcular las pérdidas de presión por fricción en la tubería por la que fluye el fluido motriz, ya sea a través de una sección anular o circular, y se debe considerar lo siguiente:

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

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

8. Calcular presión de 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 este, en la tubería.

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

Ecuación 2.34. Presión de fluido motriz en la tobera

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

$$Q_D = Q_N + Q_S$$

Ecuación 2.35. Tasa de fluido de retorno

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

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

Ecuación 2.36. Gradiente del fluido de retorno

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

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

Ecuación 2.37. Fracción de agua en el retorno. Fluido motriz petróleo

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

Ecuación 2.38. Fracción de agua en el retorno. Fluido motriz agua

12. Determinar la relación gas-liquido del fluido de retorno GLR.

$$GLR_D = \frac{Q_S \times (1 - F_W) \times GOR}{Q_D}$$

Ecuación 2.39. Relación gas-liquido del fluido de retorno GLR

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

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

Ecuación 2.40. Viscosidad en el fluido de retorno

14. Determinar la presión de descarga de la bomba P_D , como la suma de la presión hidrostática del fluido de retorno, la caída de presión por fricción en el conducto de retorno y la contrapresión en la cabeza del pozo. Si la GLR es menor que 10 pie³/bl, determinar P_{FD} con la ecuación (2.22).

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

Ecuación 2.41. Presión de descarga

Por el contrario, si el valor de GLR es mayor o igual que 10 pie³/bl, se debe utilizar una correlación adecuada para flujo multifásico.

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

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

Ecuación 2.42. Relación adimensional de presiones

16. Determinar la relación de áreas óptimas, R tomando en cuenta el valor de H calculado en el paso anterior y la figura 2.2 o tabla 2.4.
17. Utilizando la curva de comportamiento de diseño figura 2.2 se encuentra un nuevo valor para M correspondiente al valor de H del paso 15. Se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular M, usando el valor de R obtenido en el paso anterior.

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

Ecuación 2.43. Relación adimensional de flujo másico

Donde:

$$C_1 = 2R$$

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

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

$$C_4 = 1 + K_N$$

$$K_{TD} = 0,20$$

$$K_N = 0,03$$

Si en el paso 20 se determina la existencia de cavitación, se recomienda usar las Curvas de Comportamiento de la figura 2.1, para encontrar un nuevo valor de M en lugar de la figura 2.2 usar el valor de R determinado en el paso 16. En vez de usar la figura 2.1 se puede utilizar la ecuación (2.23).

18. Comparar el nuevo valor de M con el anterior, si la variación de M es menor del 1%, se considera que se ha obtenido la convergencia y se continua en el paso 19. Caso contrario regresar al paso 6 usando el nuevo valor de M.
19. Calcular la relación de flujo adimensional en el límite de cavitación, M_L .

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

Ecuación 2.44. Relación adimensional límite de cavitación

20. Si $M < M_L$, no existe problema de cavitación, en tal caso continua en el paso 24. Si $M > M_L$, entonces se tendrá 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 seleccionadas para calcular un nuevo valor de la relación de presiones H . La curva de comportamiento de la figura 2.1 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.

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

Ecuación 2.45. Presión de operación

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.

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

Ecuación 2.46. Área de flujo de la tobera

La relación de áreas encontradas en el paso 16 junto con el área de la tobera del paso 24 en conjunto 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 disponible, para obtener la relación de áreas óptimas.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados obtenidos con la aplicación del método de Petrie, Smart y Wilson

Este segmento describe los resultados logrados a través del método PSW aplicado a los cinco pozos dentro del campo Mariann Norte. En la búsqueda de la mejora de la producción, se delinearán dos posibles soluciones. La primera gira en torno a la sustitución de la bomba jet actual, mientras que la segunda opción implica el ajuste de los parámetros operativos (variación de P_T). Se elegirá la solución más adecuada de acuerdo al aumento de la producción en los pozos. Como dato preliminar, es importante señalar que la presión máxima que suministran las instalaciones de superficie para la inyección de fluido motriz en este campo es de 5000 psi. Posteriormente, se proporciona una ilustración de un proceso de cálculo de un pozo empleando la técnica de Smart, que guiará la determinación de la geometría de la bomba. Posteriormente, se empleará el método PSW para calcular las condiciones operativas óptimas. Para los pozos restantes, solo se proporcionarán los resultados concluyentes derivados de los análisis nodales del sistema.

3.1.1 Reemplazo de la bomba jet actual

3.1.1.1 Análisis del pozo Mariann 4A-8

Para analizar el pozo Mariann 4A-8, se emplearon los datos proporcionados en la tabla 3.1 para implementar el método de Eddie E. Smart. Los resultados de los procesos iterativos llevados a cabo para evaluar la geometría más adecuada de la bomba se presentan en la tabla 3.2

Tabla 3.1 Datos del pozo Mariann 4A-8

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3000	[psi]	P_{WH}	70	[psi]
$P_s=P_{wf}$	957,143	[psi]	G_w	0,433	[psi/pie]
D	7691	[pie]	L	8134	[pie]
D_{OTP}	3,5	[pg]	F_w	0,803	
D_{ITP}	2,992	[pg]	F_o	0,197	
$^{\circ}API$	26	[$^{\circ}API$]	Q_s	600	[bl/día]
D_{ITR}	6,276	[pg]	μ_o	15,045	[cp]
GOR	183	[pie ³ /bl]	μ_w	0,29	[cp]
γ_o	0,8984		T_{WH}	90	[$^{\circ}F$]
γ_w	1,02		T_F	207	[$^{\circ}F$]
Fluido motriz	Petróleo		P_R	3100	[psi]
P_B	510	[psi]			

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.2 Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 4A-8

Parámetros		Iteraciones		
		Primera	Segunda	Tercera
P _T	[psi]	3000	3000	3000
M		1	0,729	0,679
G _o = G _N	[psi/pie]	0,389	0,389	0,389
G _s	[psi/pie]	0,424	0,424	0,424
B _T	[bl/BF]	1,075	1,075	1,075
Q _N	[bl/día]	704,066	964,492	955,755
P _{FN}	[psi]	5,576	9,795	9,637
C		240	239,777	239,777
P _N	[psi]	5986,32	5982,101	5982,259
Q _D	[bl/día]	1304,066	1564,492	1555,755
G _D	[psi/pie]	0,405	0,402	0,402
F _{WD}		0,369	0,308	0,309
GLR	[pie ³ /bl]	16,587	13,826	13,903
μ _D	[cp]	1,056	1,130	1,128
Flujo		Multifásico	Multifásico	Multifásico
P _D	[psi]	2499,596	2489,621	2484,198
P _{FD}	[psi]	2,234	3,122	3,090
C		2218,233	2218,233	2218,233
H		0,442	0,439	0,436
R		0,3	0,3	0,3
M		0,729	0,737	0,741
K _{TD}		0,2	0,2	0,2
K _N		0,03	0,03	0,03
C ₁		0,6	0,6	0,6
C ₂		0,073	0,0735	0,0734
C ₃		0,108	0,108	0,108
C ₄		1,03	1,03	1,03
% Error		-	6,951	0,570
Convergencia		No converge	No Converge	Converge
M _L		-	0,893	0,893
Estado		Cavita	Cavita	No Cavita
A _N	[pg ²]	0,01010709		
A _T	[pg ²]	0,03369029		

Elaborado por: Edison Chango

Con los datos obtenidos de A_N= 0,01010709 [pg²] y A_T=0,03369026 [pg²] y R=0,3 se escogerá una bomba de las tablas del Anexo I que cumpla con lo requerido. La bomba que

cumple con lo requerido para el pozo Mariann 4A-8 es la bomba 7-I CLAW con un $A_N=0,0108$ [pg²], $A_T=0,0447$ [pg²] y un $R=0,24$.

Al utilizar el método PSW para el análisis, es esencial considerar que el valor de P_T debe mantenerse en el intervalo comprendido entre 2000 y 4000 [psi]

Los parámetros para el análisis con PSW del pozo Mariann 4A-8 se detallan en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Parámetros de análisis para el Mariann 4A-8

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
	Tasa de producción deseada (Q_s), [bl/día]	500	900	500
Presión superficial de trabajo" (P_T), [psi]	3000		3850	

Elaborado por: Edison Chango

La tabla 3.4 presenta un desglose de los resultados derivados del análisis 1, asociados a una tasa de producción $Q_s=500$ bl/día.

Tabla 3.4. Resultados obtenidos con el análisis 1

G_s		0,422		[pie/psi]	
A_{SM}		0,02394081		[pg ²]	
Fabricante		SERTECPET			
Bomba		7-I CLAW			
R		0,24			
A_N		0,0108		[pg ²]	
A_s		0,0339		[pg ²]	
A_T		0,0447		[pg ²]	
P_T		3000		[psi]	
Cálculos					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	[psi]	No Aplica	10,1542	10,2692	10,26
P_N	[psi]	5907,315	5897,1609	5897,0459	5897,0551
Q_N	[bl/día]	1028,28	1034,7702	1034,2537	1034,25
Q_D	[bl/día]	1528,28	1534,7702	1534,2537	1534,25
G_s	[psi/pie]	0,422	0,422	0,422	0,422
G_D	[psi/pie]	0,392	0,392	0,392	0,392
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,263	0,2615	0,2616	0,2616
GLR_D	[pie ³ /bl]	11,807	11,7567	11,7606	11,7606
P_D	[psi]	2432,03647	2431,9244	2431,9244	2431,9244

Continuación tabla 3.4

Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
M		0,5842	0,5846	0,5846	0,5846
K _{TD}		0,2			
K _N		0,03			
H		0,4453	0,4452	0,4452	0,4452
H _{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,4452
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,00031
P _S	[psi]	884,3015	889,1896	889,2346	889,2298
A _{SM}	[pg ²]	0,0239			
Q _{SC}	[bl/día]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	707,996
HP	[HP]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	58,64

Elaborado por: Edison Chango

La tabla 3.5 presenta un desglose de los resultados derivados del análisis 2, asociados a una tasa de producción Q_s=900 [bl/día].

Tabla 3.5. Resultados obtenidos con el análisis 2

G _s		0,422	[psi/pie]		
A _{SM}		0,024612	[pg ²]		
Fabricante		SERTECPET			
Bomba		7-I CLAW			
R		0,24			
A _N		0,0108	[pg ²]		
A _S		0,0339	[pg ²]		
A _T		0,0447	[pg ²]		
P _T		3850	[psi]		
Cálculos					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P _{FN}	[psi]	No Aplica	11,7014	11,0936	11,084
P _N	[psi]	6757,3151	6745,6137	6746,2215	6746,231
Q _N	[bl/día]	1113,0678	1080,3892	1079,868	1079,8582
Q _D	[bl/día]	2013,0678	1980,3892	1979,868	1979,8582
G _S	[psi/pie]	0,4221	0,4221	0,4221	0,4221
G _D	[psi/pie]	0,3977	0,398	0,398	0,398
Fluido Motriz		Petróleo			
F _{WD}		0,3589	0,3648	0,3649	0,3693
GLR _D	[pie ³ /bl]	16,134	16,4002	16,4045	16,4046
P _D	[psi]	2564,1733	2556,351	2556,351	2556,351

Continuación tabla 3.5

Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
M		0,9715	0,98	0,9802	0,9802
K _{TD}		0,2			
K _N		0,03			
H		0,306	0,303	0,3029	0,3029
H _{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,303
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,0158
P _s	[psi]	1281,0167	1286,8955	1287,004	1287,0067
A _{SM}	[pg ²]	0,024612			
Q _{SC}	[bl/día]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	1239,6004
HP	[HP]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	78,5759

Elaborado por: Edison Chango

Luego de llevar a cabo los análisis pertinentes, los resultados obtenidos se exhiben en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Resultados finales para el pozo Mariann 4A-8

Bomba	Análisis	R	P _T [psi]	Q _N [bl/día]	HP 90%	Q _{SC} [bl/día]	Q _S [bl/día]	P _S [psi]	P _D [psi]
7-I CLAW	1	0,24	3000	1034,25	58,642	707,996	500	889,23	2431,924
				947,0733	53,699	1432,437	900	1700,051	2569,345
	2		3850	1156,8876	84,181	1159,385	500	483,227	2431,924
				1079,8582	78,575	1239,600	900	1287,006	2556,351

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados adquiridos de presión de succión (P_s) y la tasa de producción prevista (Q_s), en la figura 3.1 detalla el análisis nodal del pozo Mariann 4A-8, que ilustra las características de rendimiento de la bomba 7-I CLAW.

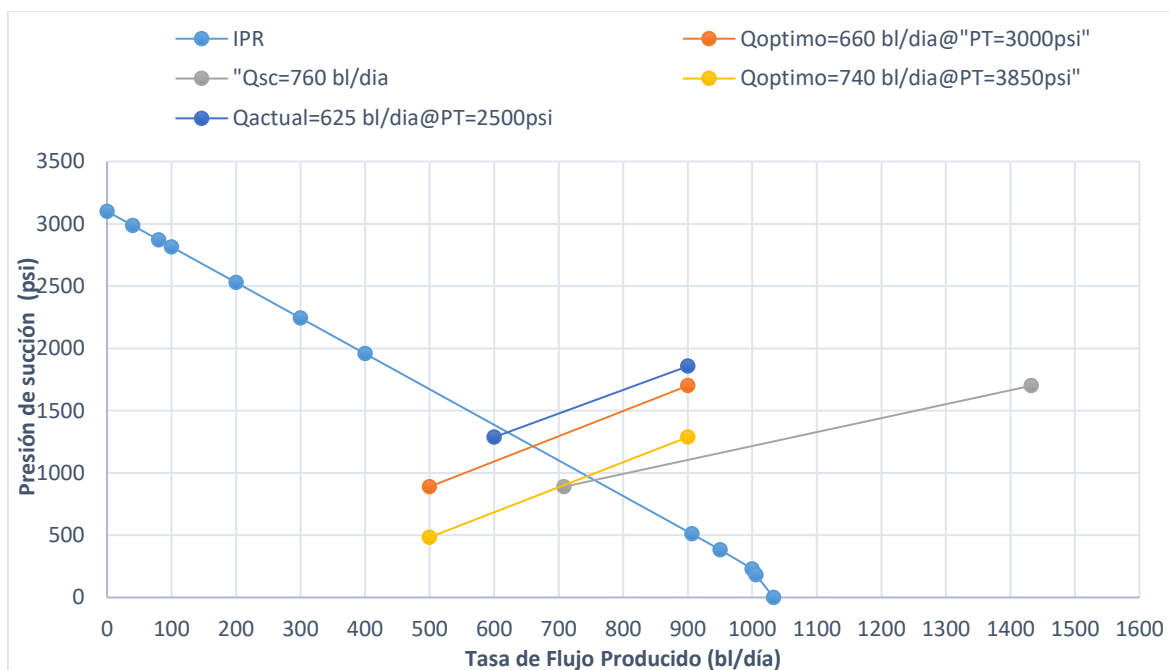


Figura 3.1. Análisis Nodal Pozo Mariann 4A-8

Con respecto al pozo Mariann 4A-8, la opción más favorable para el rediseño implica la instalación de la bomba jet 7-I CLAW. Esta decisión llevará a alcanzar un nivel de producción de 740 barriles por día, logrados bajo una presión superficial de 3850 [psi] y una presión de succión de 980 [psi]. La potencia de la bomba tríplex, operando a una tasa de eficiencia del 90%, es de 78 [HP]. Además, en condiciones de cavitación, la tasa de producción alcanza los 760 barriles por día, con una presión de succión de 940 [psi] y una presión superficial de 4000 [psi].

3.1.1.2 Análisis del pozo Mariann-37

La Tabla 3.7 presenta los datos del campo requeridos para el estudio de Eddie E. Smart. Utilizando esta información, se realizará el análisis para determinar la geometría óptima de la bomba. Los resultados del análisis para seleccionar la geometría de la bomba utilizando el método Smart se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.7 Datos del pozo Mariann-37

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3500	[psi]	P_{WH}	90	[psi]
$P_s=P_{wf}$	967	[psi]	G_w	0,433	[psi/pie]
D	7620	[pie]	L	8415	[pie]
D_{OTP}	3,5	[pg]	F_w	0,9359	
D_{ITP}	2,992	[pg]	F_o	0,0641	
°API	18,6	[°API]	Q_s	2000	[bl/día]

Continuación tabla 3.7

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D _{ITR}	6,276	[pg]	μ _o	2,8	[cp]
GOR	170	[pie ³ /bl]	μ _w	0,49	[cp]
γ _o	0,874		T _{WH}	93	[°F]
γ _w	1,02		T _F	210	[°F]
Fluido motriz	Petróleo		P _R	3051	[psi]
P _B	425	[psi]			

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.8. Resultados método de Smart para el pozo Mariann-37

Parámetro	Valor	Unidad
A _N	0,06096903	[pg ²]
A _T	0,15242259	[pg ²]
R	0,4	

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados que se muestran en la tabla 3.8, se selecciona una opción de bomba más adecuada del Anexo I para el pozo Mariann-37. En este caso, la elección óptima es la bomba 14-P CLAW con parámetros A_N=0,0658 [pg²], A_T=0,1763 [pg²] y R=0,37.

Los detalles para el análisis del método PSW del pozo Mariann-37 se especifican en la tabla 3.9. Las conclusiones derivadas del análisis con la bomba 14-P CLAW se describen en la tabla 3.10.

Tabla 3.9. Parámetros de análisis para el pozo Mariann-37

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
	1500	3000	1500	3000
Tasa de producción deseada (Q _s), [bl/día]				
Presión superficial de trabajo (P _T), [psi]	3000		3500	

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.10. Resultados finales para el pozo Mariann-37

Bomba	Análisis	R	P _T [psi]	Q _N [bl/día]	HP 90%	Q _{sc} [bl/día]	Q _s [bl/día]	P _s [psi]	P _D [psi]
CLAW 14-P	1	0,37	3000	6039,473	380,487	2148,565	1500	995,771	3104,009
				5313,242	301,261	5283,997	3000	2098,817	3176,995
	2		3500	6615,293	486,224	2615,598	1500	524,682	3106,354
				5902,438	390,438	4778,051	3000	1719,756	3176,327

Elaborado por: Edison Chango

Usando los resultados adquiridos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.2 ilustra el análisis nodal del pozo Mariann-37. Esta figura ilustra las características de rendimiento de la bomba 14-P CLAW.

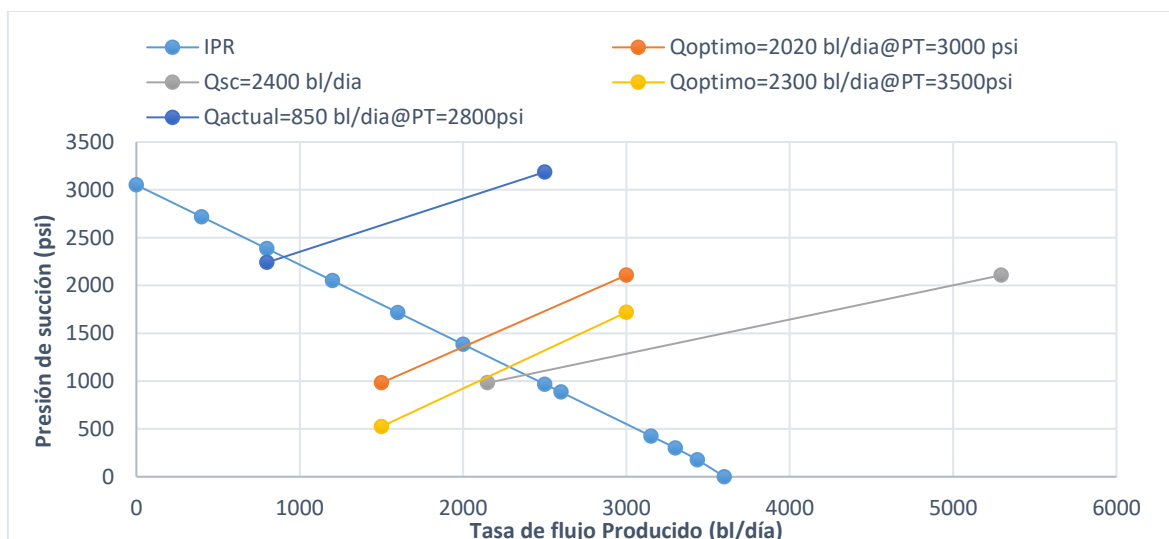


Figura 3.2. Análisis nodal del pozo Mariann-37

Con la implementación de una bomba jet 14-P CLAW, el pozo Mariann-37 alcanzará una tasa de producción de fluidos de 2300 barriles por día, con una presión superficial de 3500 [psi] y una presión de succión de 1180 [psi]. La potencia de la bomba tríplex, operando al 90% de eficiencia, ascenderá a 390 [HP]. Adicionalmente, bajo condiciones de cavitación, la tasa de producción será de 2400 barriles por día, con una presión de succión de 1080 [psi] y una presión superficial de 3678 [psi].

3.1.1.3 Análisis del pozo Mariann-28

En la tabla 3.11 se presentan los datos de campo esenciales para llevar a cabo el estudio de Eddie E. Smart. Estos datos serán empleados para realizar el análisis destinado a la selección de la geometría óptima de la bomba. Los resultados obtenidos del análisis para escoger la geometría de la bomba utilizando el método Smart están detallados en la tabla 3.12.

Tabla 3.11 Datos del pozo Mariann-28

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3000	[psi]	P_{WH}	92	[psi]
$P_s=P_{wf}$	1150	[psi]	G_w	0,433	[psi/pie]
D	7717	[pie]	L	8814	[pie]
D_{OTP}	3,5	[pg]	F_w	0,134	
D_{ITP}	2,992	[pg]	F_o	0,866	
$^{\circ}API$	31	[$^{\circ}API$]	Q_s	150	[bl/día]
D_{ITR}	6,276	[pg]	μ_o	2,5	[cp]
GOR	192	[pie ³ /bl]	μ_w	0,57	[cp]
γ_o	0,870		T_{WH}	95.5	[$^{\circ}F$]

Continuación tabla 3.11

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
γ_w	1,02		T_{WF}	208	[°F]
Fluido motriz	Petróleo		P_R	2650	[psi]
P_B	857	[psi]			

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.12. Resultados método de Smart para el pozo Mariann-28

Parámetro	Valor	Unidad
A_N	0,00233146	[pg ²]
A_T	0,00932586	[pg ²]
R	0,25	

Elaborado por: Edison Chango

Con los resultados presentados en la tabla 3.12 se escoge una alternativa de bomba del Anexo I más adecuada para el pozo Mariann-28. Para este caso es la bomba CC-0 Guiberson con un $A_N=0,0028$ [pg²], $A_T=0,0104$ [pg²] y un $R=0,27$.

Los parámetros para el análisis del método PSW del pozo Mariann-28 se especifican en la tabla 3.13. Los resultados obtenidos al finalizar del análisis con la bomba CC-0 Guiberson se describen en la tabla 3.14.

Tabla 3.13. Parámetros de análisis para el pozo Mariann-28

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
Tasa de producción deseada (Q_s), [bl/día]	120	200	120	200
Presión superficial de trabajo (P_T), [psi]	3000		3500	

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.14. Resultados finales para el pozo Mariann-28

Bomba	Análisis	R	P_T [psi]	Q_N [bl/día]	HP 90%	Q_{sc} [bl/día]	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	P_D [psi]
GUIBERSON CC-0	1	0,27	3000	270,524	15,339	178,999	120	830,736	2402,924
				255,574	14,491	298,332	200	1366,664	2388,866
	2		3500	285,351	18,876	181,048	120	594,111	2409,579
				274,849	18,181	301,747	200	1154,578	2379,472

Elaborado por: Edison Chango

Usando los resultados adquiridos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.3 muestra el análisis nodal del pozo Mariann-28. Esta figura ilustra las características de rendimiento de la bomba CC-0 GUIBERSON.

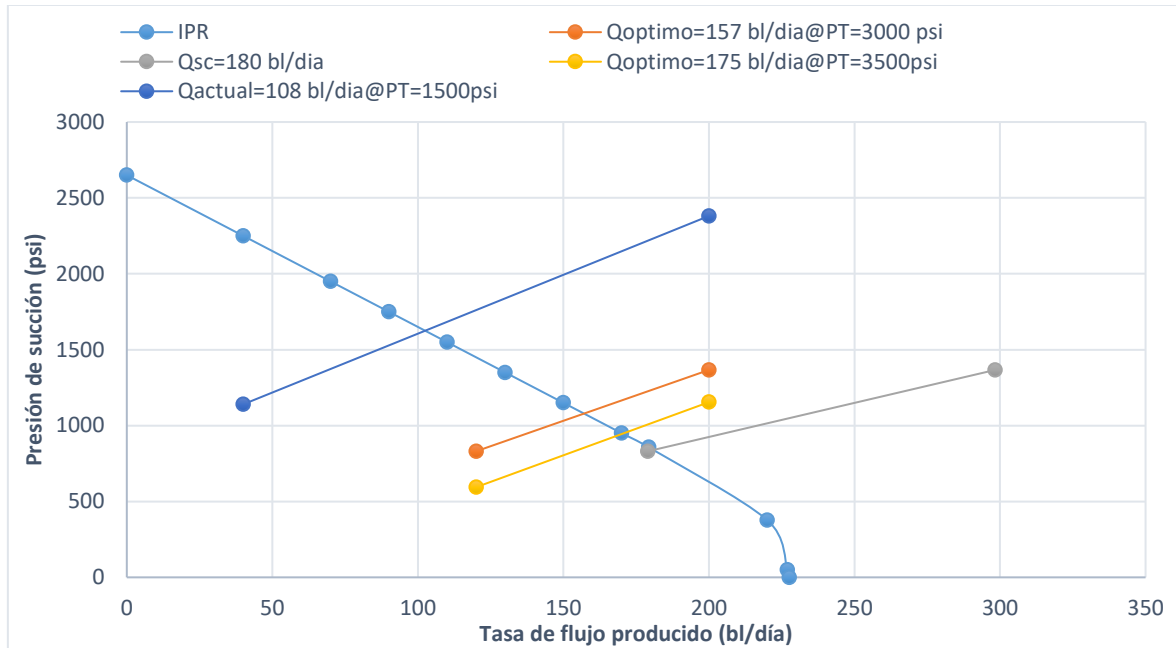


Figura 3.3. Análisis nodal del pozo Mariann-28

Al incorporar una bomba jet CC-0 GUIBERSON, el pozo Mariann-28 alcanzará una tasa de producción de fluido de 175 barriles por día, acompañada de una presión superficial de 3500 [psi] y una presión de succión de 950 [psi]. La potencia de la bomba tríplex, con una eficiencia del 90%, será de 18 [HP]. Además, bajo condiciones de cavitación, la tasa de producción será de 180 barriles por día, con una presión de succión de 850 [psi] y una presión superficial de 3700 [psi].

3.1.1.4 Análisis del pozo Mariann-30

En la tabla 3.15 se muestran los datos de campo necesarios para llevar a cabo el estudio de Eddie E. Smart. Esta información se empleará para llevar a cabo el análisis con el fin de establecer la geometría óptima de la bomba. Los resultados obtenidos a partir del análisis para la selección de la geometría de la bomba utilizando el método Smart están expuestos en la tabla 3.16.

Tabla 3.15. Datos del pozo Mariann-30

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3000	[psi]	P_{WH}	146	[psi]
$P_s=P_{wf}$	1771	[psi]	G_w	0,433	[psi/pie]
D	7717	[pie]	L	8814	[pie]
D_{OTP}	3,5	[pg]	F_w	0,145	
D_{ITP}	2,992	[pg]	F_o	0,855	
$^{\circ}API$	31,4	[$^{\circ}API$]	Q_s	250	[bl/día]
D_{ITR}	6,276	[pg]	μ_o	1,93	[cp]

Continuación tabla 3.15

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
GOR	169	[pie ³ /bl]	μ_w	0,29	[cp]
γ_o	0,8686		T_{WH}	99	[°F]
γ_w	1,02		T_{WF}	216	[°F]
Fluido motriz	Petróleo		P_R	3200	[psi]
P_B	767	[psi]			

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.16. Resultados método de Smart para el pozo Mariann-30

Parámetro	Valor	Unidad
A_N	0,00199195	[pg ²]
A_T	0,00995975	[pg ²]
R	0,2	

Elaborado por: Edison Chango

Con los resultados presentados en la tabla 3.16 se escoge una alternativa de bomba del Anexo I más adecuada para el pozo Mariann-30. Para este caso es la bomba 2-D CLAW con un $A_N=0,0030$ [pg²], $A_T=0,0142$ [pg²] y un $R=0,21$.

Los parámetros para el análisis del método PSW del pozo Mariann-30 se especifican en la tabla 3.17. Los resultados obtenidos al finalizar del análisis con la bomba 2-D CLAW se describen en la tabla 3.18.

Tabla 3.17. Parámetros de análisis para el pozo Mariann-30

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
Tasa de producción deseada (Q_s), [bl/día]	200	400	200	400
Presión superficial de trabajo (P_T), [psi]	3000		4100	

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.18. Resultados finales para el pozo Mariann-30

Bomba	Análisis	R	P_T [psi]	Q_N [bl/día]	HP 90%	Q_{sc} [bl/día]	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	P_D [psi]
2-D CLAW	1	0,21	3000	264,298	14,986	302,659	200	1677,729	2716,880
				238,893	13,545	605,319	400	2449,384	2700,869
	2		4100	308,980	23,943	367,295	200	1223,627	2714,233
				284,032	22,009	502,615	400	2121,439	2733,924

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados obtenidos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.4 presenta el análisis nodal del pozo Mariann-30. En esta representación gráfica se muestran las características de rendimiento de la bomba 2-D CLAW.

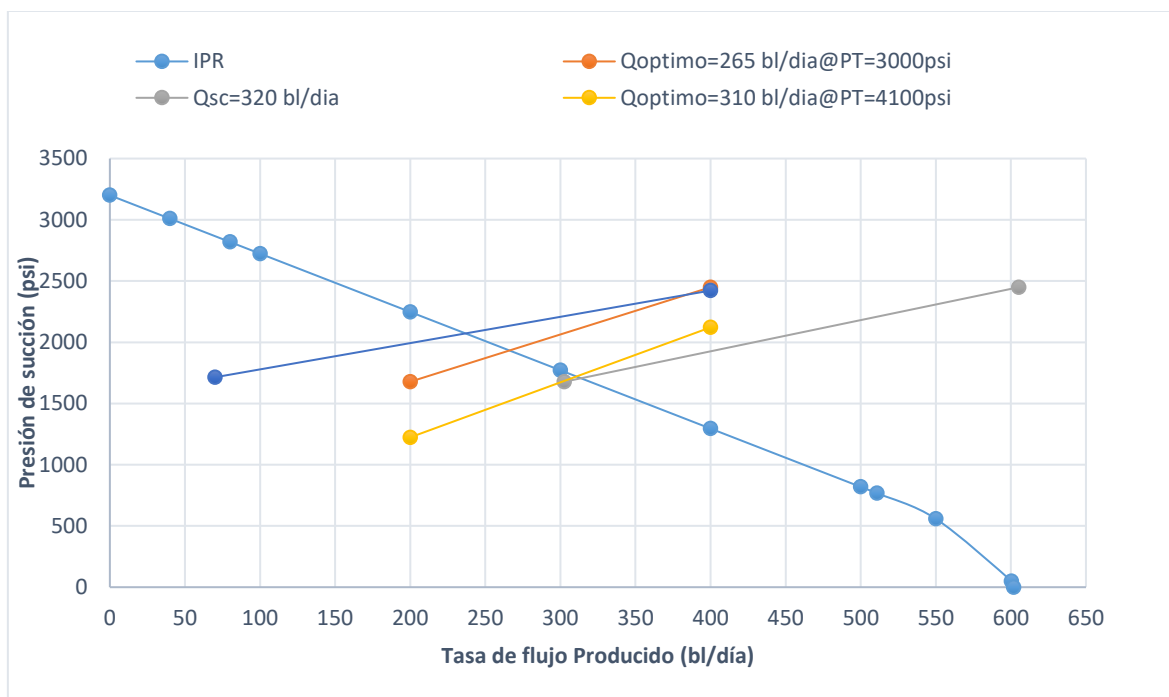


Figura 3.4. Análisis nodal del pozo Mariann-30

Mediante la incorporación de una bomba jet 2-D CLAW, el pozo Mariann-30 alcanzará una tasa de producción de fluidos de 310 barriles por día. Esto se logrará bajo una presión superficial de 4100 [psi] y una presión de succión de 1720 [psi]. La bomba tríplex, operando al 90% de eficiencia, requerirá una potencia de 22 [HP]. Además, al cavitarse, la tasa de producción será de 320 barriles por día, con una presión de succión de 1700 [psi] y una presión superficial de 4300 [psi].

3.1.1.5 Análisis del pozo Mariann-6

La tabla 3.19 presenta los datos de campo requeridos para el estudio de Eddie E. Smart. Esta información se utilizará para realizar el análisis destinado a determinar la geometría óptima de la bomba. Los resultados derivados del análisis para seleccionar la geometría de la bomba utilizando el método Smart se detallan en la tabla 3.20.

Tabla 3.19. Datos del pozo Mariann-6

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
P_T	3000	[psi]	P_{WH}	500	[psi]
$P_s=P_{wf}$	1018	[psi]	G_w	0,433	[psi/pie]
D	7601	[pie]	L	7912	[pie]
D_{OTP}	3,5	[pg]	F_w	0,257	
D_{ITP}	2,992	[pg]	F_o	0,743	
$^{\circ}API$	29.9	[$^{\circ}API$]	Q_s	160	[bl/día]

Continuación tabla 3.19

Parámetro	Valor	Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
D _{ITR}	6,276	[pg]	μ _o	1,93	[cp]
GOR	116	[pie ³ /bl]	μ _w	0,29	[cp]
γ _o	0,8767		T _{WH}	97.5	[°F]
γ _w	1,02		T _{WF}	210	[°F]
Fluido motriz	Petróleo		P _R	3018	[psi]
P _B	770	[psi]			

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.20. Resultados método de Smart para el pozo Mariann-6

Parámetro	Valor	Unidad
A _N	0,00377644	[pg ²]
A _T	0,00944109	[pg ²]
R	0,4	

Elaborado por: Edison Chango

Con los resultados presentados en la tabla 3.20 se escoge una alternativa de bomba del Anexo I más adecuada para el pozo Mariann-6. Para este caso es la bomba 3-C CLAW con un A_N=0,0038 [pg²], A_T=0,0104 [pg²] y un R=0,37.

Los detalles de los parámetros para el análisis utilizando el método PSW en el pozo Mariann-6 se pueden encontrar en la tabla 3.21. Los resultados obtenidos al concluir el análisis con la bomba 3-C CLAW se encuentran presentados en la tabla 3.22.

Tabla 3.21. Parámetros de análisis para el pozo Mariann-6

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
	100	200	100	200
Tasa de producción deseada (Q _s), [bl/día]				
Presión superficial de trabajo (P _T), [psi]	3000		3350	

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.22. Resultados finales para el pozo Mariann-6

Bomba	Análisis	R	P _T [psi]	Q _N [bl/día]	HP 90%	Q _{sc} [bl/día]	Q _s [bl/día]	P _s [psi]	P _D [psi]
CLAW 3-C	1	0,37	3000	358,262	20,313	129,539	100	1041,264	3152,874
				313,797	17,792	311,674	200	2149,512	3185,976
	2		3350	370,951	23,487	207,262	100	742,424	3161,849
				337,575	21,374	292,664	200	1912,856	3200,790

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados obtenidos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.5 ilustra el análisis nodal del pozo Mariann-6. Esta representación visual muestra el comportamiento de la bomba 3-C CLAW.

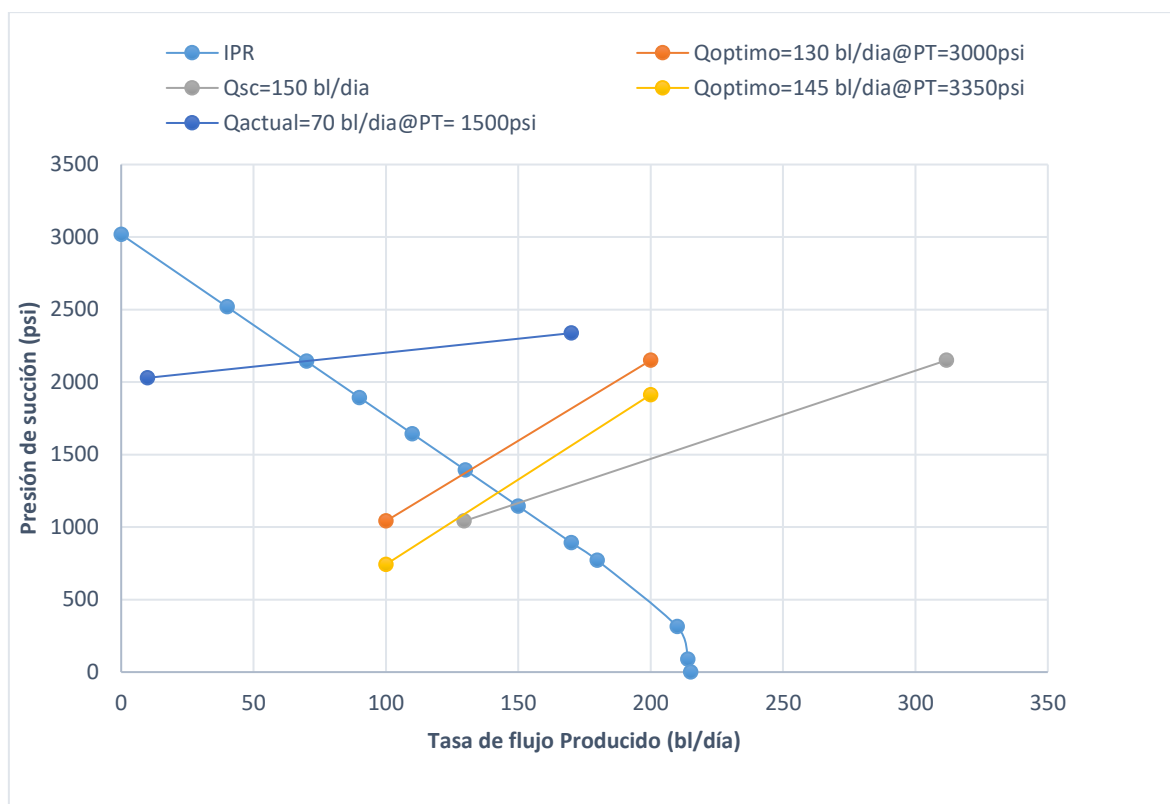


Figura 3.5. Análisis nodal del pozo Mariann-6

Al incorporar una bomba jet 3-C CLAW, el pozo Mariann-6 alcanzará una tasa de producción de fluidos de 145 barriles por día. Esto se logrará bajo una presión superficial de 3350 [psi] y una presión de succión de 1250 [psi]. La bomba tríplex, operando al 90% de eficiencia, requerirá una potencia de 21 [HP]. Además, en condiciones de cavitación, la tasa de producción alcanzará los 150 barriles por día, con una presión de succión de 1150 [psi] y una presión superficial de 3500 [psi].

3.1.2 Cambio de condiciones operacionales en la bomba instalada (Variación de P_T)

En esta sección, realizaremos un análisis de los cinco pozos dentro del campo Mariann Norte. Comenzaremos con el análisis del pozo Mariann 4A-8, donde se presentará la secuencia de cálculo del método PSW y su correspondiente análisis nodal. Para los otros pozos, proporcionaremos solo las tablas de resultados y las figuras que representan sus respectivos análisis nodales. Se incluirán tablas adicionales en el apartado del Anexo II.

3.1.2.1 Análisis del pozo Mariann-4A-8

El pozo Mariann-4A-8 tiene instalada una bomba del fabricante Sertecpet modelo 11-K CLAW, que tiene de datos $A_N=0,0239 \text{ pg}^2$ y $A_T=0,0654 \text{ pg}^2$ con un valor de $R=0,3$. El análisis se realizará con los datos de la tabla 3.1 y se procederá a cambiar la presión de trabajo.

En la tabla 3.23 se encuentran los valores de los parámetros operacionales que se utilizarán para el procedimiento.

Tabla 3.23 Parámetros de análisis del pozo Mariann-4A-8

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
	Tasa de producción deseada (Q_S), bl/día	600	900	600
Presión superficial de trabajo (P_T), psi	2500		2800	

Elaborado por: Edison Chango

En la tabla 3.24 se presentará los resultados obtenidos para cada iteración

Tabla3.24. Resultados por iteraciones del análisis 1 de la bomba 11-K CLAW

G_s		0,422 [pie/psi]			
A_{SM}		0,02394081 [pg ²]			
Fabricante		SERTECPET			
Bomba		11-K CLAW			
R		0,3			
A_N		0,0239 [pg ²]			
A_s		- [pg ²]			
A_T		0,0654 [pg ²]			
P_T		2500 [psi]			
Cálculos					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	[psi]	No Aplica	38,261	35,814	35,444
P_N	[psi]	5407,315	5369,053	5371,500	5371,870
Q_N	[bl/día]	2157,564	2079,357	2067,341	2067,564
Q_D	[bl/día]	2157,564	2679,357	2667,341	2667,102
G_s	[psi/pie]	0,422	0,422	0,422	0,422
G_D	[psi/pie]	0,388	0,387	0,387	0,387
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,175	0,179	0,180	0,180
GLR_D	[pie ³ /bl]	7,852	8,081	8,117	8,118
P_D	[psi]	3059,335	3061,081	3061,081	3061,081
M		0,334	0,340	0,341	0,341
K_{TD}		0,2			

Continuación tabla 3.24

Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
K _N		0,03			
H		0,776	0,769	0,767	0,767
H _{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,768
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,123
P _s	[psi]	1235,652	1285,731	1287,046	1286,814
A _{SM}	[pg ²]	0,02394081			
Q _{SC}	[bl/día]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	1040,065
HP	[HP]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	97,670

Elaborado por: Edison Chango

La tabla 3.25 se presentan los resultados del análisis 2, correspondientes a una tasa de producción Q_s = 900 [bl/día].

Tabla 3.25. Resultados por iteraciones del análisis 2 de la bomba 11-K CLAW

G _s		0,422 [pie/psi]			
A _{SM}		0,022029895 [pg ²]			
Fabricante Bomba		SERTECPET 11-K CLAW			
R		0,3			
A _N		0,0239 [pg ²]			
A _s		- [pg ²]			
A _T		0,0654 [pg ²]			
P _T		2800 [psi]			
Cálculos					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P _{FN}	[psi]	No Aplica	40,561	36,029	35,444
P _N	[psi]	5707,315	5666,753	5671,286	5671,873
Q _N	[bl/día]	2229,102	2086,307	2067,224	2067,702
Q _D	[bl/día]	3129,102	2986,307	2967,224	2965,702
G _s	[psi/pie]	0,422	0,422	0,422	0,422
G _D	[psi/pie]	0,390	0,391	0,391	0,391
Fluido Motriz		Petróleo			
F _{WD}		0,230	0,241	0,243	0,243
GLR _D	[pie ³ /bl]	10,379	10,875	10,945	10,951
P _D	[psi]	3085,133	3088,980	3088,980	3088,980
M		0,485	0,502	0,506	0,506
K _{TD}		0,2			
K _N		0,03			

Continuación tabla 3.25

Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
H		0,602	0,583	0,579	0,579
H _{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,581
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,462
P _s	[psi]	1505,675	1585,979	1592,582	1592,995
A _{SM}	[pg ²]	0,015011141			
Q _{SC}	[bl/día]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	1695,423
HP	[HP]	No Aplica	No Aplica	No Aplica	109,317

Elaborado por: Edison Chango

Al realizar los análisis respectivos, los resultados se presentan a continuación en la tabla 3.26.

Tabla 3.26. Resultados finales de la bomba instalada 11-K CLAW

Bomba	Análisis	R	P _T [psi]	Q _N [bl/día]	HP [90%]	Q _{SC} [bl/día]	Q _s [bl/día]	P _s [psi]	P _D [psi]
11-K CLAW	1	0,36	2500	2067	97	1040	600	1286	3061
				1919	90	1835	900	1856	3094
	2		2800	2208	116	1658	600	1002	3058
				2065	109	1695	900	1592	3088

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados obtenidos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.6 presenta el análisis nodal del pozo Mariann-4A-8. Esta representación visual ilustra el comportamiento de la bomba 11-K CLAW.

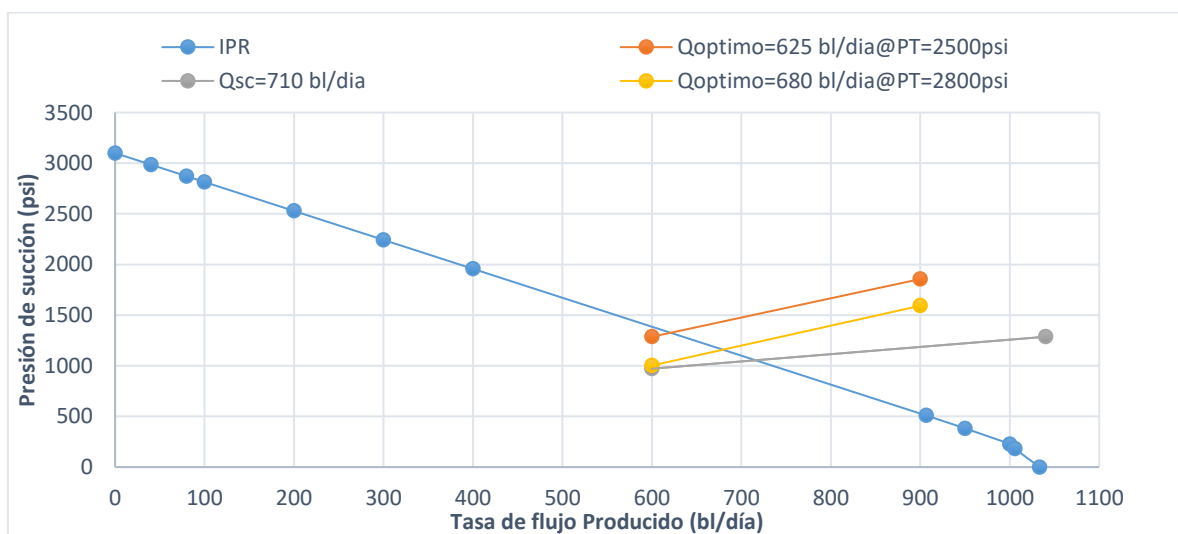


Figura 3.6. Análisis nodal del pozo Mariann-4A-8 para la variación de parámetros operacionales.

Variando la presión de trabajo se puede alcanzar una tasa de producción de 680 barriles por día. Esto se lograría con una presión superficial de 2800 [psi] y una presión de succión de 1150 [psi]. La bomba tríples, operando al 90% de eficiencia, requeriría una potencia de 109 [HP]. Además, cuando la cavitación está presente, la tasa de producción alcanzaría los 710 barriles por día, con una presión de succión de 1050 [psi] y una presión superficial de 3000 [psi].

3.1.2.2 Análisis del pozo Mariann-37

El pozo Mariann-37 tiene instalada una bomba del fabricante Sertecpet modelo 10-M CLAW, que tiene de datos $A_N=0,0175$ [pg²] y $A_T=0,0957$ [pg²] con un valor de $R=0,18$. El análisis se realizará con los datos de la tabla 3.7 y se procederá a cambiar la presión de trabajo.

En la tabla 3.27 se encuentran los valores de los parámetros operacionales que se utilizaran para el procedimiento.

Tabla 3.27. Parámetros de análisis del pozo Mariann-37

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
Tasa de producción deseada (Q_s), [bl/día]	800	2500	800	2500
Presión superficial de trabajo (P_T), [psi]	2800		3200	

Elaborado por: Edison Chango

Al realizar los análisis respectivos, los resultados se presentan a continuación en la tabla 3.28.

Tabla 3.28. Resultados finales de la bomba instalada 10-M CLAW

Bomba	Análisis	R	P_T [psi]	Q_N [bl/día]	HP [90%]	Q_{sc} [bl/día]	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	P_D [psi]
10-M CLAW	1	0,18	2800	1384	81	810	800	2240	3119
				1181	62	4616	2500	3186	3247
	2		3200	1495	100	3713	800	2070	3113
				1297	78	4527	2500	3066	3243

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados obtenidos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.7 presenta el análisis nodal del pozo Mariann-37. Esta representación visual ilustra el comportamiento de la bomba 10-M CLAW.

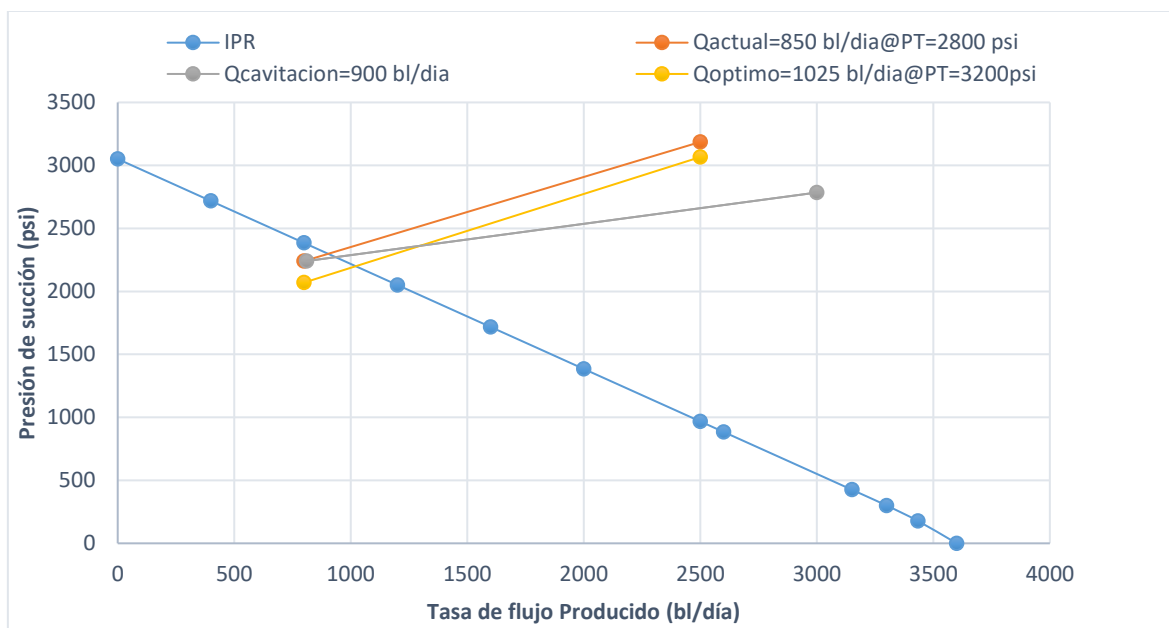


Figura 3.7 Análisis nodal del pozo Mariann-37 para la variación de parámetros operacionales.

Variando la presión de trabajo resultará en una tasa de producción de 1025 barriles por día. Esto se lograría con una presión superficial de 3200 [psi] y una presión de succión de 2200 [psi]. La bomba tríplex, operando al 90% de eficiencia, requeriría una potencia de 78 [HP]. Además, cuando ocurre la cavitación, la tasa de producción disminuiría a 900 barriles por día, con una presión de succión de 2250 [psi] y una presión superficial de 2900 [psi]. Es importante señalar que al alterarse la presión de trabajo en este pozo se producirá cavitación.

3.1.2.3 Análisis del pozo Mariann-28

El pozo Mariann-28 tiene instalada una bomba del fabricante Sertecpet modelo 10-I CLAW, que tiene de datos $A_N=0,0175$ [pg^2] y $A_T=0,0447$ [pg^2] con un valor de $R=0,4$. El análisis se realizará con los datos de la tabla 3.11 y se procederá a cambiar la presión de trabajo.

En la tabla 3.29 se encuentran los valores de los parámetros operacionales que se utilizarán para el procedimiento.

Tabla 3.29. Parámetros de análisis del pozo Mariann-28

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
	Tasa de producción deseada (Q_s), [bl/día]	20	200	20
Presión superficial de trabajo (P_T), [psi]	1500		1850	

Elaborado por: Edison Chango

Al realizar los análisis respectivos, los resultados se presentan a continuación en la tabla 3.30.

Tabla 3.30. Resultados finales de la bomba instalada 10-I CLAW

Bomba	Análisis	R	P _T [psi]	Q _N [bl/día]	HP [90%]	Q _{sc} [bl/día]	Q _s [bl/día]	P _s [psi]	P _D [psi]
10-I CLAW	1	0,4	1500	1351	38	106	20	1140	3012
				1065	30	106	200	2381	3390
	2		1850	1510	52	612	20	678	33013
				1225	42	612	200	2074	3436

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados obtenidos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.8 presenta el análisis nodal del pozo Mariann-28. Esta representación visual ilustra el comportamiento de la bomba 10-I CLAW.

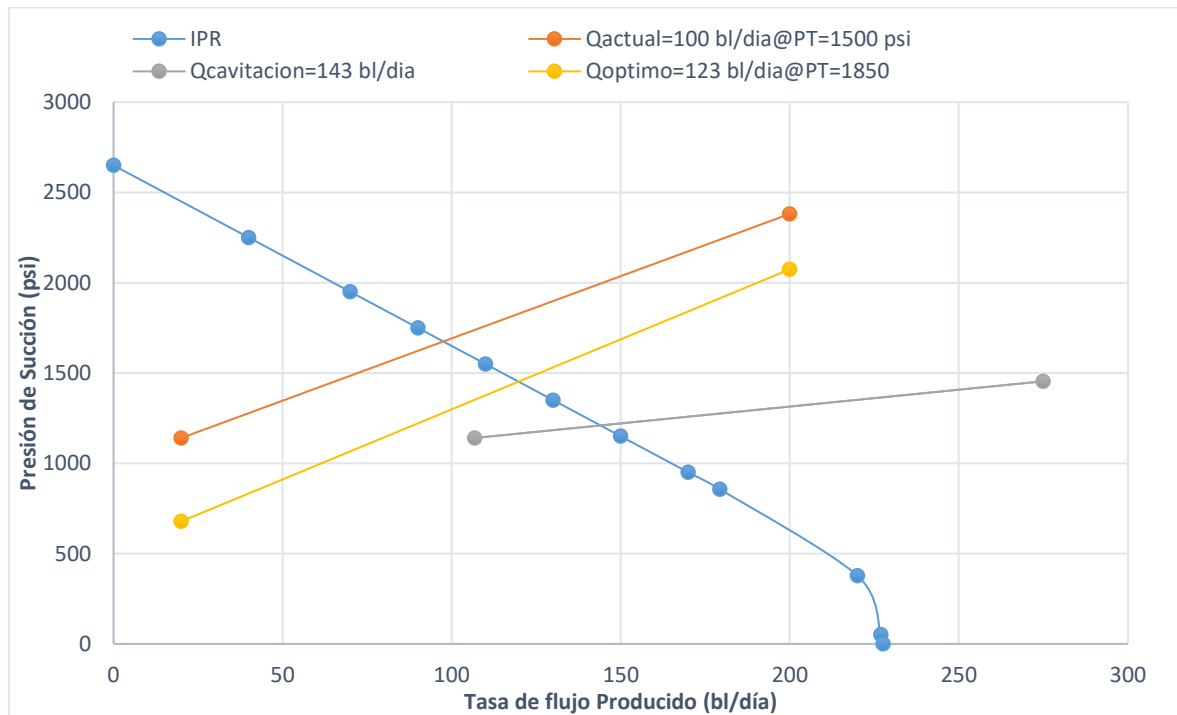


Figura 3.8. Análisis nodal del pozo Mariann-28 para la variación de parámetros operacionales

Al variar la presión de trabajo, se puede lograr una tasa de producción de 123 barriles por día. Esto se realizaría con una presión superficial de 1850 [psi] y una presión de succión de 1450 [psi]. La bomba tríplex, operando al 90% de eficiencia, requeriría una potencia de 42 [HP]. Además, cuando ocurre la cavitación, la tasa de producción aumentaría a 143 barriles por día, con una presión de succión de 1225 [psi] y una presión superficial de 2000 [psi].

3.1.2.4 Análisis del pozo Mariann-30

El pozo Mariann-30 tiene instalada una bomba del fabricante Sertecpet modelo 10-I CLAW, que tiene de datos $AN=0,0175$ [pg^2] y $AT=0,0447$ [pg^2] con un valor de $R=0,4$. El análisis se realizará con los datos de la tabla 3.15 y se procederá a cambiar la presión de trabajo.

En la tabla 3.31 se encuentran los valores de los parámetros operacionales que se utilizarán para el procedimiento.

Tabla 3.31. Parámetros de análisis del pozo Mariann-30

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
Tasa de producción deseada (Q_s), [bl/día]	70	400	70	400
Presión superficial de trabajo (P_T), [psi]	1500		2300	

Elaborado por: Edison Chango

Al realizar los análisis respectivos, los resultados se presentan a continuación en la tabla 3.32.

Tabla 3.32. Resultados finales de la bomba instalada 10-I CLAW

Bomba	Análisis	R	P_T [psi]	Q_N [bl/día]	HP [90%]	Q_{sc} [bl/día]	Q_s [bl/día]	P_s [psi]	P_D [psi]
10-I CLAW	1	0,4	1500	1227	34	257	70	1714	3211
				1054	29	1470	400	2422	3224
	2		2300	1482	64	914	70	1278	3473
				1308	56	1228	400	2147	3492

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados obtenidos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.9 presenta el análisis nodal del pozo Mariann-30. Esta representación visual ilustra el comportamiento de la bomba 10-I CLAW.

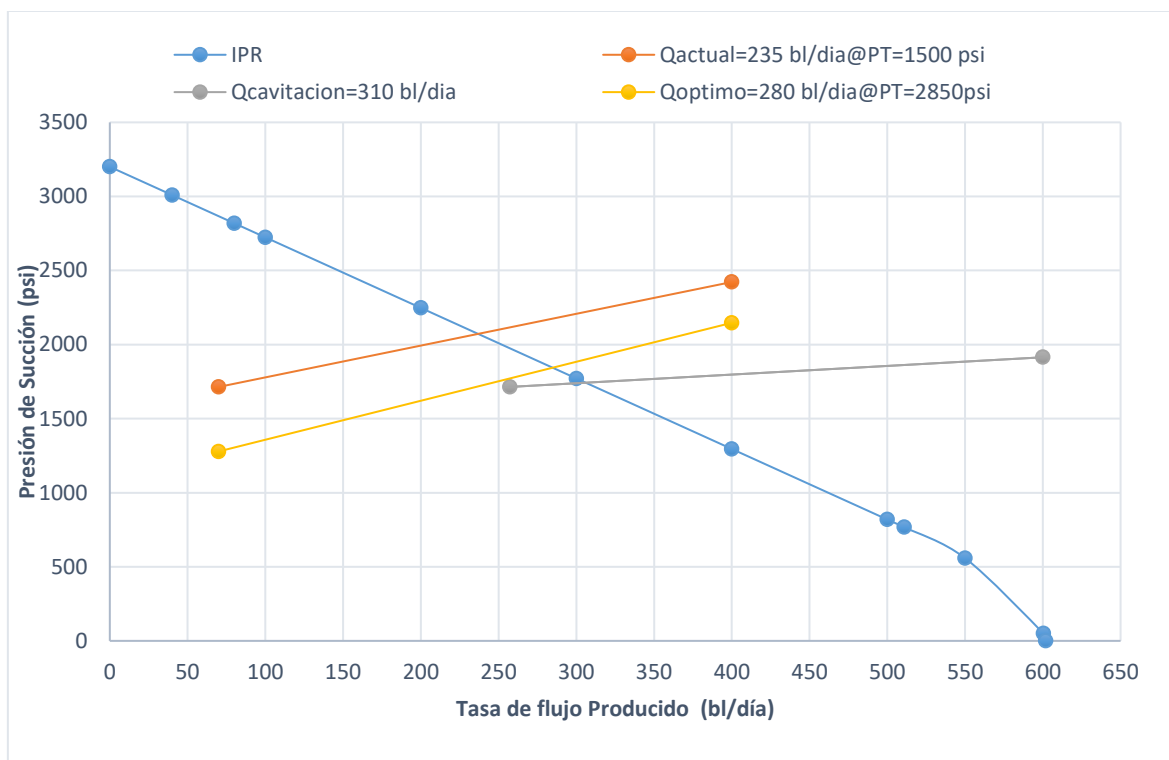


Figura 3.9. Análisis nodal del pozo Mariann-30 para la variación de parámetros operacionales.

Variando la presión de trabajo se puede alcanzar una tasa de producción de 280 barriles por día. Esto se lograría con una presión superficial de 2850 [psi] y una presión de succión de 1850 [psi]. La bomba tríplex, operando al 90% de eficiencia, requeriría una potencia de 56 [HP]. Además, cuando la cavitación está presente, la tasa de producción aumentaría a 310 barriles por día, con una presión de succión de 1725 [psi] y una presión superficial de 3000 [psi].

3.1.2.5 Análisis del pozo Mariann-6

El pozo Mariann-6 tiene instalada una bomba del fabricante Sertecpet modelo 10-I CLAW, que tiene de datos $AN=0,0175 [pg^2]$ y $AT=0,0447 [pg^2]$ con un valor de $R=0,4$. El análisis se realizará con los datos de la tabla 3.19 y se procederá a cambiar la presión de trabajo.

En la tabla 3.33 se encuentran los valores de los parámetros operacionales que se utilizarán para el procedimiento.

Tabla 3.33. Parámetros de análisis del pozo Mariann-6

Parámetros	Análisis 1		Análisis 2	
	Tasa de producción deseada (Q_s), [bl/día]	10	170	10
Presión superficial de trabajo (P_T), [psi]	1500		1550	

Elaborado por: Edison Chango

Al realizar los análisis respectivos, los resultados se presentan a continuación en la tabla 3.34.

Tabla 3.34. Resultados finales de la bomba instalada 10-I CLAW

Bomba	Análisis	R	P _T [psi]	Q _N [bl/día]	HP [90%]	Q _{sc} [bl/día]	Q _s [bl/día]	P _s [psi]	P _D [psi]
10-I CLAW	1	0,4	1500	1368	38	53	10	2029	3376
				1065	30	1343	170	2337	3380
	2		1550	1378	40	854	10	1960	3376
				1089	31	1331	170	2296	3389

Elaborado por: Edison Chango

Utilizando los resultados obtenidos para la presión de succión (P_s) y la tasa de producción deseada (Q_s), la figura 3.10 presenta el análisis nodal del pozo Mariann-6. Esta representación visual ilustra el comportamiento de la bomba 10-I CLAW.

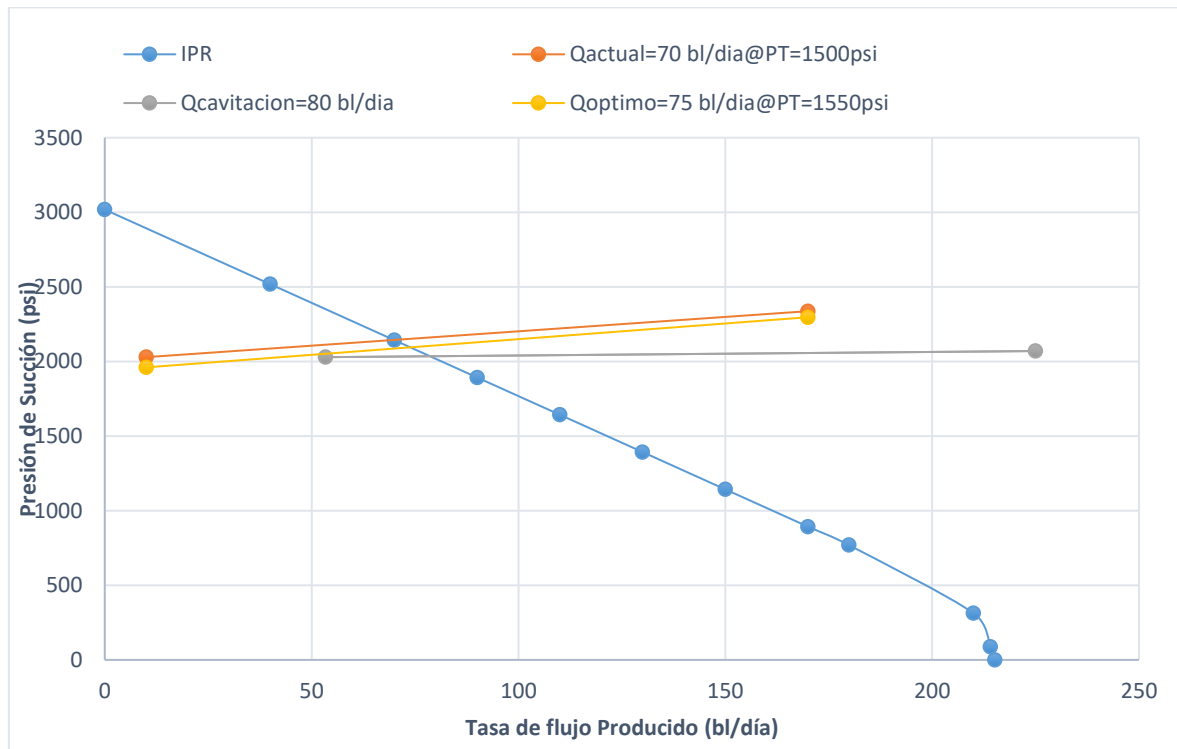


Figura 3.10. Análisis nodal del pozo Mariann-6 para la variación de parámetros operacionales.

Al variar la presión de trabajo, se puede lograr una tasa de producción de 75 barriles por día. Esto se realizaría con una presión superficial de 1550 [psi] y una presión de succión de 2100 [psi]. La bomba triplex, operando al 90% de eficiencia, requeriría una potencia de 31 [HP]. Adicionalmente, cuando ocurre la cavitación, la tasa de producción alcanzaría los

80 barriles por día, con una presión de succión de 2030 [psi] y una presión superficial de 2600 [psi].

3.2 Análisis Técnico-Económico de Resultados

3.2.1. Análisis Técnico

El análisis técnico se deriva de comparar la producción existente con la producción que se lograría implementando el método de Petrie, Smart y Wilson, para el reemplazo de bombas y ajustes de parámetros operativos.

Las tablas 3.35 y 3.36 presentan los resultados obtenidos del reemplazo de la bomba y la modificación de las presiones de trabajo para los pozos analizados, en comparación con el estado actual de producción.

Tabla 3.35. Comparación de producción actual y la producción con el cambio de bomba

Pozo	Bomba Actual	Bomba Propuesta	BSW %	Fluido Producido [bl/día]		Petróleo Producido [bl/día]				Presión en la Tríplex [psi]		Q-cavitación [bl/día]
				Actual	Optimización	Actual	Optimización	ΔQ	%Aumento	Actual	Optimización	
MARIANN 4A-8	11-K CLAW	7-I CLAW	80	625	740	124	146	22	18	2500	3850	760
MARIANN-37	14-M CLAW	14-P CLAW	93	1941	2300	124	147	23	18	2800	3500	2400
MARIANN-28	10-I CLAW	CC-0 GUIBERSON	14	108	175	94	151	57	61	1500	3500	180
MARIANN-30	10-I CLAW	2-D CLAW	13	235	310	201	265	64	24	1500	4100	320
MARIANN-6	10-I CLAW	3-C CLAW	26	140	145	104	108	4	2	1500	3350	150
TOTAL				3049	3670	647	838	191				

Elaborado por: Edison Chango

Tabla 3.36. Comparación de producción actual y la producción con la variación de parámetros operacionales

Pozo	Bomba	BSW %	Producción [bl/día]		Petróleo Producido [bl/día]				Presión en la Tríplex [psi]		Q-cavitación [bl/día]
			Actual	Optimización	Actual	Optimización	ΔQ	%Aumento	Actual	Optimización	
MARIANN 4A-8	11-K CLAW	80	625	680	124	135	11	9	2500	2800	710
MARIANN-37	14-M CLAW	93	850	1025	54	66	12	22	2800	3200	900
MARIANN-28	10-I CLAW	14	108	123	93	106	13	14	1500	1850	143
MARIANN-30	10-I CLAW	13	235	280	201	239	38	19	1500	2850	310
MARIANN-6	10-I CLAW	26	140	175	52	56	4	8	1500	1550	80
TOTAL			1958	2183	524	602	78				

Elaborado por: Edison Chango

En el análisis, la mejora de la producción de cada pozo se representa en forma de gráfico de barras. De manera similar, se ilustra el impacto del reemplazo de la bomba y la variación de la presión de trabajo en la producción.

La figura 3.11 muestra la producción de fluidos en las condiciones actuales y los resultados después de aplicar el método PSW. Esta cifra engloba tanto la sustitución de bombas como la modificación de parámetros de funcionamiento.

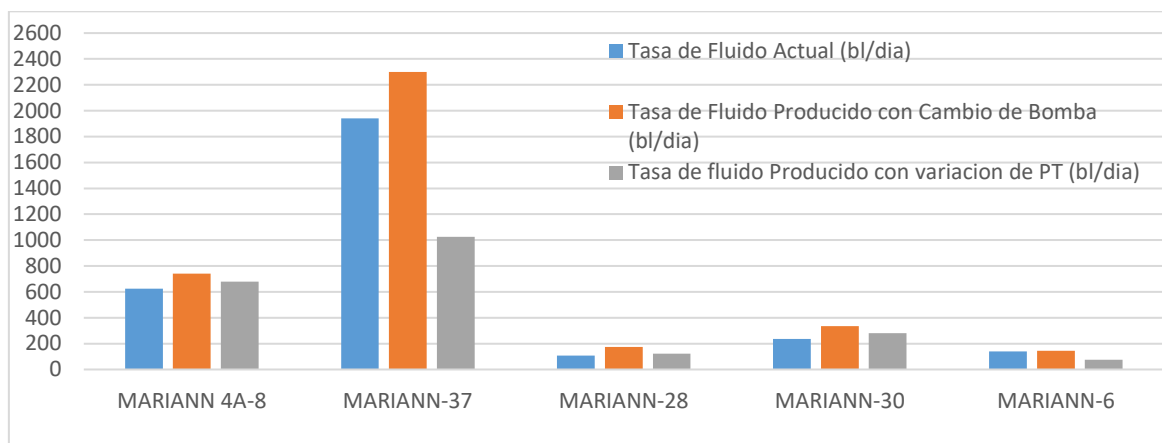


Figura 3.11. Tasa de Fluido Producido

La figura 3.12 presenta los resultados de la producción de petróleo en las condiciones actuales, el reemplazo de la bomba y la variación de los parámetros operativos.

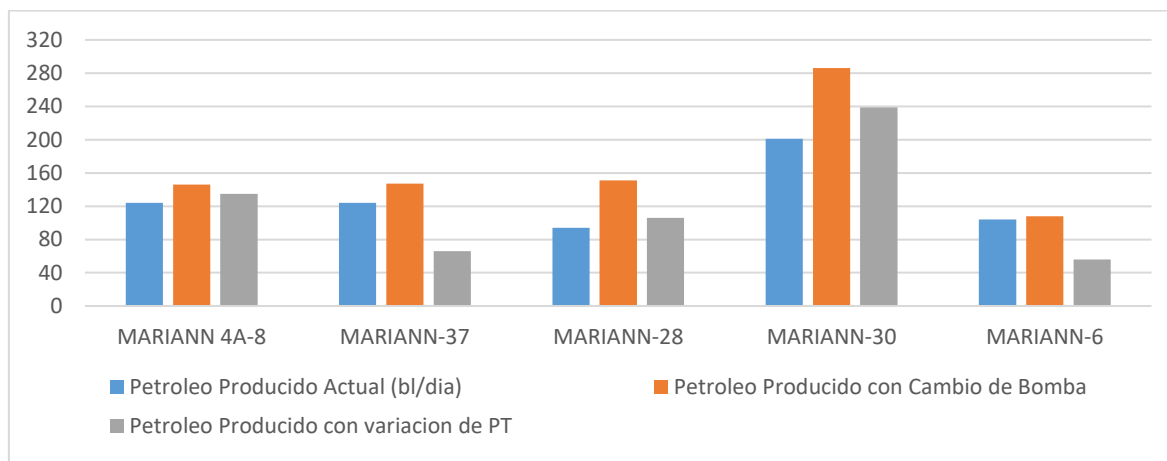


Figura 3.12. Tasa de Petróleo Producido

3.2.2. Análisis Económico

Para evaluar la viabilidad de un proyecto, se realiza un análisis económico. Esto implica evaluar el balance entre beneficios y costos para el propietario del capital. Este análisis emplea indicadores económicos y el valor predominante de un barril de petróleo. El objetivo es determinar si la optimización implementada es financieramente viable.

Los criterios de rentabilidad utilizados en la evaluación del proyecto incluyen:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Relación beneficio costo (B/C)
- Periodo de recuperación de la inversión (PRI)
- Tasa de rentabilidad contable (TRC)
- Tasa única de retorno (TUR)

3.2.2.1 Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

“Es un indicador que nos permite medir el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial” (Bohorquez, 2022). La Ecuación 3.1 se usa para calcular el Período de Recuperación (PRI) usando flujos de caja netos.

$$SFNC = \sum_{k=0}^{PRI} FNC_k$$

Ecuación 3.1. Periodo de Recuperación de Inversión

Donde:

PRI: Periodo de recuperación de la inversión

SFNC: Sumatoria de los flujos netos de caja

FNC_k: Flujo neto de caja por cada mes k

3.2.2.2 Relación beneficio-costos (B/C)

Esta es la relación entre los beneficios del proyecto (ingresos) y el valor del costo total (gastos) durante un período específico.

$$B/C = \frac{\sum V_{pi}}{\sum V_{pe}}$$

Ecuación 3.2. Relación beneficio-costos

Donde:

B/C: Relación beneficio-costos

V_{pi}: Valor presente de ingresos

V_{Pe} : Valor presente de egresos

A partir de este indicador se realiza una estimación para determinar si un proyecto será rentable o no en base a los siguientes criterios:

$B/C > 1$, el proyecto es rentable

$B/C = 1$, el proyecto es irrelevante

$B/C < 1$, el proyecto no es rentable

3.2.2.3 Tasa de rentabilidad contable (TRC)

Esta técnica consiste en evaluar la relación entre los beneficios generados por un proyecto y su inversión inicial (Bohorquez, 2022).

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

Ecuación 3.3. Tasa de Rentabilidad Contable

Donde:

FNC_k : Flujo neto de caja por cada mes k

n: Vida útil del proyecto en meses

I_0 : Inversión inicial neta

3.2.2.4 Tasa única de retorno (TUR)

“La Tasa Única de Retorno (TUR) significa la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo entrantes es igual a la inversión inicial. En términos más simples, es la tasa de interés a la que el proyecto genera un flujo de caja positivo suficiente para recuperar el costo de la inversión inicial” (Bohorquez, 2022). La TUR se expresa en porcentaje y sirve para evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión. “Un proyecto se considera factible si su TUR supera la tasa de descuento empleada para la valoración del flujo de caja” (Guzman, 2016).

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

Ecuación 3.4. Tasa Única de Retorno

Donde:

V_F : Equivalente futuro

V_p : Equivalente pasado

Para que un proyecto sea considerado rentable, debe cumplir con los siguientes criterios:

$TUR > d$, el proyecto es rentable

$TUR = d$, el proyecto es irrelevante

$TUR < d$, el proyecto no es rentable

3.2.2.5 Valor actual neto (VAN)

Este indicador financiero implica ajustar las entradas y salidas de un proyecto para determinar la ganancia o pérdida neta de la inversión.

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

Ecuación 3.5. Valor Actual Neto

Donde:

FNC_k : Flujo neto de caja por cada mes k

r : Tasa de actualización

k : meses

Para demostrar la rentabilidad de la inversión se debe cumplir los siguientes criterios:

$VAN > 0$, el proyecto es rentable

$VAN = 0$, el proyecto es irrelevante

$VAN < 0$, el proyecto no es rentable

3.2.2.6 Tasa interna de retorno (TIR)

Este indicador calcula la variación entre los gastos anticipados y los ingresos proyectados para estimar las ganancias potenciales de la inversión.

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

Ecuación 3.6. Tasa Interna de Retorno

Donde:

VAN : Valor actual neto

FNC_k : Flujo neto de caja por cada mes k

TIR: Tasa interna de retorno

k : meses

Los criterios a seguir para que el proyecto sea rentable son los siguientes:

$TIR > d$, el proyecto es rentable

$TIR = d$, el proyecto es irrelevante

$TIR < d$, el proyecto no es rentable

Donde d es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN

3.2.3. Análisis Económico para el método de Petrie, Smart y Wilson

En esta sección se examina la factibilidad y rentabilidad del proyecto. Se evalúan diferentes escenarios en base a criterios financieros sensibles a la inversión y al precio del petróleo.

El análisis económico del proyecto se realizará utilizando los resultados de producción obtenidos a través del método de reemplazo de la bomba jet. Este enfoque produce un aumento más sustancial en la producción de hidrocarburos en comparación con el método de variación de parámetros operativos.

La tabla 3.37 presenta los costos operativos proyectados asociados con la ejecución de un reemplazo de bomba jet.

Tabla 3.37. Costos estimados para el cambio de Bomba Jet

VALORES ESTIMADOS CAMBIO DE BOMBA JET [dólares]	
Rig	50000
Reversa+ bajada de la bomba	14000
Técnico de Operación	1500
Equipos	5000
Lubricador	800
Bomba jet Nueva	15000
Contingencia (~25%)	21575
TOTAL	107875

Fuente: ARCERNNR, 2020
Elaborado por: Edison Chango

Para determinar si la inversión inicial del proyecto, como se detalla en la tabla 3.37, se puede recuperar en un plazo razonable, se realizó un análisis utilizando indicadores

económicos. Se consideraron varios escenarios, sirviendo como referencia el costo del barril de petróleo, como se indica en la tabla 3.38.

Tabla 3.38. Precios promedio estimados del barril de Petróleo

Escenarios	Costo del barril (dólares)
Pesimista	62,1
Actual	73,06
Optimista	84,02

Fuente: Banco Central del Ecuador

Elaborado por: Edison Chango

Como se desprende del análisis técnico, los cinco pozos elegidos muestran un aumento en la producción de petróleo. En consecuencia, la inversión inicial de estos pozos asciende a 539375 dólares. Con base en esta inversión inicial, se derivan los flujos de efectivo para cada escenario, mostrado en la tabla 3.38.

3.2.3.1 Escenario Pesimista

En la tabla 3.39 se muestra el registro de efectivo correspondiente a un escenario pesimista, considerando un valor de 62,1 dólares por barril de petróleo.

Utilizando los datos obtenidos del flujo de efectivo, se procede a calcular los indicadores financieros detallados en la tabla 3.40.

Tabla 3.40. Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Pesimista

Indicadores Económicos	Valor
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 1854681,52
Tasa Interna de Retorno (TIR)	90%
Relación Beneficio-Costo (B/C)	3,44
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) (días)	155
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	87,96%
Tasa Única de Retorno (TUR)	21,70%

Elaborado por: Edison Chango

En el escenario pesimista, el valor del VAN asciende a 1.854.681,52 dólares, y la relación Costo-Beneficio es superior a 1, lo que indica la rentabilidad del proyecto. Esto sugiere que por cada dólar invertido se recuperarán 3,44 dólares. Adicionalmente, la TUR es del 21,70% y la TIR del 90%, lo que demuestra la viabilidad del proyecto. Se estima que el plazo necesario para recuperar la inversión sea de 155 días.

Tabla 3.39. Flujo de Caja – Escenario Pesimista

Inversión Inicial	539375									
Cuentas	Año 0	Ingresos	Gasto Fijos	Gastos Administrativos	Utilidad antes de Partición	15% partición Laboral	Utilidad antes de Impuestos	25% Imp a la Renta	Utilidad Neta	Flujo neto Efectivo
Enero		1561219,14	729060	61000	771159,14	115673,87	655485,27	163871,32	491613,95	539375
Febrero		1551851,83	724685,64	61000	766166,19	114924,93	651241,26	162810,31	488430,94	491613,95
Marzo		1542540,71	720337,53	61000	761203,19	114180,48	647022,71	161755,68	485267	488430,94
Abril		1533285,47	716015,5	61000	756269,97	113440,5	642829,47	160707,37	482122,11	482122,11
Mayo		1524085,76	711719,41	61000	751366,35	112704,95	638661,4	159665,35	478996,05	478996,05
Junio		1514941,24	707449,09	61000	746492,15	111973,82	634518,33	158629,58	475888,75	475888,75
Julio		1505851,6	703204,4	61000	741647,2	11247,08	630400,12	157600,03	472800,09	472800,09
Agosto		1496816,49	698985,17	61000	736831,31	110524,7	626306,62	156576,65	469729,96	469729,96
Septiembre		1487835,59	694791,26	61000	732044,33	109806,65	622237,68	155559,42	466678,26	466678,26
Octubre		1478908,57	690622,51	61000	727286,06	109092,91	618193,15	154548,29	463644,86	463644,86
Noviembre		1470035,12	686478,78	61000	722556,34	108383,45	614172,89	153543,22	460629,67	460629,67
Diciembre		146214,91	682359,9	61000	717855,01	107678,25	610176,76	152544,19	457632,57	457632,57

Elaborado por: Edison Chango

3.2.3.2 Escenario Actual

La tabla 3.41 ilustra el registro de flujo de efectivo correspondiente al escenario presente, tomando en cuenta un precio del barril de petróleo de 73,06 dólares.

Utilizando los datos del flujo de caja, se realizan los cálculos de los indicadores económicos detallados en la tabla 3.42.

Tabla 3.42. Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Actual

Indicadores Económicos	Valor
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 2711528,42
Tasa Interna de Retorno (TIR)	123%
Relación Beneficio-Costo (B/C)	5,03
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) (días)	111
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	119,47%
Tasa Única de Retorno (TUR)	24,84%

Elaborado por: Edison Chango

En el escenario actual, el valor del VAN es de 2.711.528,42 dólares y la relación Costo-Beneficio es superior a 1, lo que significa rentabilidad del proyecto. Esto implica que por cada dólar invertido se recuperarán 5,03 dólares. Además, la TUR es del 24,84% y la TIR del 123%, lo que demuestra la viabilidad del proyecto. Se anticipa que el tiempo necesario para recuperar la inversión será de 111 días.

Tabla 3.41. Flujo de Caja – Escenario Actual

Inversión Inicial	539375									
Cuentas	Año 0	Ingresos	Gasto Fijos	Gastos Administrativos	Utilidad antes de Partición	15% partición Laboral	Utilidad antes de Impuestos	25% Imp a la Renta	Utilidad Neta	Flujo neto Efectivo
Enero		1836728	729060	61000	1046668,4	157000,26	889668,14	222417,04	667251,11	539375
Febrero		1825708,03	724685	61000	1040022,39	156003,36	884019,03	221004,76	663014,27	667251,11
Marzo		1814753,78	720337,53	61000	103316,26	155012,44	878403,82	219600,95	658802,86	663014,27
Abril		1803865,26	716015,5	61000	1026849,76	154027,46	872822,29	218205,57	654616,72	658802,86
Mayo		1793042,07	711719,41	61000	1020322,66	153048,4	867274,26	216818,57	650455,7	650455,7
Junio		1782283,81	707449,09	61000	1013834,72	152075,21	861759,51	215439,88	646319,64	646319,64
Julio		1771590,11	703204,4	61000	1007385,71	151107,86	856277,86	214069,46	642208,39	642208,39
Agosto		1760960,57	698985,17	61000	1000975,4	150146,31	850829,09	212707,27	638121,82	638121,82
Septiembre		1750394,81	694791,26	61000	994603,55	149190,53	845413,02	211353,25	634059,76	634059,76
Octubre		1739892,44	690622,51	61000	988269,93	148240,49	840029,44	210007,36	630022,08	630022,08
Noviembre		1729453,08	686478,78	61000	981974,31	147296,15	834678,16	208669,54	626008,62	626008,62
Diciembre		1719076,37	682359,9	61000	975716,46	146357,47	829358,99	207339,75	622019,24	622019,24

Elaborado por: Edison Chango

3.2.3.3 Escenario Optimista

La tabla 3.43 exhibe el flujo de efectivo relacionado con el escenario optimista, teniendo en cuenta un valor de 84,02 dólares por barril de petróleo.

Basándose en los resultados del flujo de caja, se procede a calcular los indicadores económicos mencionados en la tabla 3.44.

Tabla 3.44. Resultados obtenidos del Análisis Económico para un escenario Optimista

Indicadores Económicos	Valor
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 3568372,32
Tasa Interna de Retorno (TIR)	156%
Relación Beneficio-Costo (B/C)	6,62
Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) (días)	80
Tasa de Rentabilidad Contable (TRC)	150,98%
Tasa Única de Retorno (TUR)	27,3%

Elaborado por: Edison Chango

En el escenario optimista, considerando un precio del barril de petróleo de 84,02 dólares, el valor del VAN es de 356.372,32 dólares y la relación Beneficio-Costo supera 1, lo que indica rentabilidad del proyecto. Esto implica que por cada dólar invertido se recuperarán 6,62 dólares. Además, la TUR es del 27,3% y la TIR del 156%, lo que afirma la viabilidad del proyecto. Se anticipa que el periodo necesario para recuperar la inversión sea de 80 días.

Tabla 3.43. Flujo de Caja–Escenario Optimista

Inversión Inicial										
Cuentas	Año 0	Ingresos	Gasto Fijos	Gastos Administrativos	Utilidad antes de Partición	15% partición Laboral	Utilidad antes de Impuestos	25% Imp a la Renta	Utilidad Neta	Flujo neto Efectivo
Enero		2112237,66	729060	61000	1322177,66	198326,65	1123851,01	280962,75	842888,26	842888,26
Febrero		2099564,23	724685,64	61000	1313878,59	197081,79	1116796,8	279199,2	837597,6	837597,6
Marzo		2086966,85	720337,53	61000	1305629,32	195844,4	1109784,92	277446,23	832388,69	832388,69
Abril		2074445,05	716015,5	61000	1297429,55	194614,43	1102815,11	275703,78	827111,34	827111,34
Mayo		2061998,38	711719,41	61000	1289278,97	193391,85	1095887,12	273971,78	821915,34	821915,34
Junio		2049626,39	707449,09	61000	1281177,3	192176,59	1089000,7	272250,18	816750,53	816750,53
Julio		2037328,63	703204,4	61000	1273124,23	190968,63	1082155,6	270538,9	811616,7	811616,7
Agosto		2025104,66	698985,17	61000	1265119,49	189767,92	1075351,56	268837,89	806513,67	806513,67
Septiembre		2012954,03	694791,26	61000	1257162,77	188574,42	1068588,35	267147,09	801441,27	801441,27
Octubre		2000876,3	690622,51	61000	1249253,79	187388,07	1061865,72	265466,43	796399,29	796399,29
Noviembre		1988871,05	686478,78	61000	1241392,27	186208,84	1055183,43	263795,86	791387,57	791387,57
Diciembre		1976937,82	682359,9	61000	1233577,92	185036,69	1048541,23	262135,31	786405,92	786405,92

Elaborado por: Edison Chango

3.3 Conclusiones

- Después de aplicar el método de PSW en el Campo Mariann Norte, se observó que el cambio de la bomba tipo jet aumenta la producción en un 29,5% pasando de 647 bl/día a 838 bl/día en comparación con la variación de los parámetros operacionales que solo nos da un aumento del 14,8 %.
- Los pozos elegidos para la optimización mostraron un aumento de producción superior al 15 % en comparación con su producción existente, excepto el pozo Mariann 6, que experimentó solo un aumento del 2 %. Esto indica que el reemplazo de la bomba jet no fue necesario para el pozo Mariann 6.
- Los indicadores económicos han demostrado que el proyecto es rentable y factible en los tres escenarios sugeridos. Entre ellos, el escenario optimista emerge como el más favorable, ya que sus resultados revelan un valor presente neto (VAN) de 3.568.372,32 dólares, una relación costo-beneficio de 6,62 y una tasa interna de retorno (TIR) de 156%, todo dentro de un plazo de amortización de 80 días.
- Luego de la implementación del método sugerido por Petrie, Smart y Wilson, se hizo evidente que las bombas hidráulicas de tipo jet que están instaladas en los pozos del campo Mariann Norte están subutilizadas. Este análisis ha revelado que es posible alcanzar incrementos sustanciales en la producción actual ajustando la presión de trabajo (P_T).

3.4 Recomendaciones

- Dado que el aumento de producción del pozo Mariann 6 es de solo un 2%, se recomienda no reemplazar la bomba jet en este pozo. En cambio, se recomienda ajustar la presión de trabajo como un medio para mejorar la producción.
- Se recomienda priorizar el ajuste de las condiciones de funcionamiento de las bombas existentes antes de considerar cambiar a un tipo diferente de bomba jet. Al hacerlo, se puede lograr una mejora en la producción, lo que resulta en ahorros potenciales de costos en el reemplazo de bombas.
- Es importante considerar el valor de la relación gas-liquido del fluido del pozo para elegir los tamaños de tobera y garganta para la bomba jet. Esta consideración es crucial para evitar la aparición de cavitación, que podría ser particularmente problemática cuando se trata de valores altos de GLR.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco Central del Ecuador. (2023). Precio de Petróleo. Recuperado de: <https://www.eppetroecuador.ec/wpcontent/uploads/downloads/2023/03/precios-WTI-03-06.pdf>.
- Becerra F. (2017). Aplicación de los Métodos de Smart y Petrie, para Optimizar la Producción de pozos con bombeo hidráulico del Campo Lago Agrio. Quito, Ecuador: EPN. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18905>.
- Berdyev, Y., & El Habashy, R. (2014). Unique Artificial Lift Solution for Complex Operation in a Caspian Sea Field Using Jet Pumps. Astana, Kazakhstan: SPE. doi:<https://doi.org/10.2118/172315-MS>.
- Brown Kermit. E. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 2b: Petroleum Publishing Co.
- Estrella, J. (2021). Diseño del bombeo hidráulico tipo jet con el método propuesto por la Universidad de Tulsa en los campos del Corredor Central de la Cuenca Oriente. Quito, Ecuador: EPN. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21879>.
- Garrido, G. (2017). Análisis para incrementar la producción en pozos con bombeo hidráulico tipo jet en un campo del oriente ecuatoriano, aplicando el Método de Petrie, Smart y Wilson. Quito, Ecuador: EPN. Obtenido de <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/16902>.
- Melo V. (2010). Optimización de la Geometría de la Bomba Hidráulica tipo Jet. Quito, Ecuador: UTE. Obtenido de <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/5872>.
- Melo, V. (2019). Levantamiento Artificial. Quito-Ecuador: EPN.
- Merlo, A. (2018). Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet Instalado en el Activo Libertador Para Incrementar su Producción. Quito: EPN. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19183>.
- Petrie, H., Smart, E., & Wilson, P. (Noviembre, Diciembre 1983; Enero 1984). Jet Pumping Oil Wells. World Oil. Obtenido de <https://pdfcoffee.com/jet-pumping-oil-wells-guiberson-wo-1983-amp1984-18-pgs-5-pdf-free.html>.
- Sertecpet. (2010). Manual Para Operaciones de Campo. Quito, Ecuador.

- Yunapanta, J. L. (2011). Modelación y Simulación de un Sistema Centralizado de Bombeo Hidráulico Tipo Jet de un Campo Petrolero. Quito, Ecuador: EPN. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7694>.
- Guzmán, G. (2016). Evaluación del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el campo Mariann del Bloque Tarapoa del oriente ecuatoriano para incrementar su producción. Quito, Ecuador: EPN. Obtenido de https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/67832_1

5 ANEXOS

ANEXO I. Relaciones de áreas y áreas anulares para Bombas Guiberson, National, Kobe y Claw.

Tabla AI-1. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet para National, Kobe y Guiberson.

Tabla AI-2. Área anular garganta – tobera de Kobe (pg²).

Tabla AI-3. Área anular garganta – tobera de National (pg²).

Tabla AI-4. Relación área anular garganta – tobera de Guiberson (pg²).

Tabla AI-5. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet Claw (pg²).

ANEXO II. Tablas de resultados por iteraciones del análisis de Cambio de bomba y Variación de parámetros operacionales de cada pozo.

Tabla AII-1. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 37.

Tabla AII-2. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 37.

Tabla AII-3. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 37.

Tabla AII-4. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 28.

Tabla AII-5. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 28.

Tabla AII-6. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 28.

Tabla AII-7. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 30.

Tabla AII-8. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 30.

Tabla AII-9. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 30.

Tabla AII-10. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 6.

Tabla AII-11. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 6.

Tabla AII-12. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 6.

ANEXO I.

**RELACIONES DE ÁREAS Y ÁREAS ANULARES
PARA BOMBAS GUIBERSON, NATIONAL, KOBE Y
CLAW.**

Tabla AI-1. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet para National, Kobe y Guiberson.

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

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

Fuente: Melo,2019

Tabla AI-2. Área anular garganta – tobera de Kobe (pg²).

Área anular Garganta-Tobera, As						
Tob ra	A-	A	B	C	D	E
1		0.003 6	0.005 3	0.007 6	0.010 5	0.014 3
2	0.002 9	0.004 6	0.006 9	0.009 8	0.013 6	0.018 4
3	0.003 7	0.006 0	0.008 9	0.012 7	0.017 5	0.023 1
4	0.004 8	0.007 7	0.011 5	0.016 4	0.022 7	0.030 8
5	0.006 2	0.010 0	0.014 9	0.021 1	0.029 3	0.039 7
6	0.008 0	0.012 9	0.019 2	0.027 3	0.037 8	0.051 3
7	0.010 4	0.016 7	0.024 8	0.035 3	0.048 8	0.066 3
8	0.013 4	0.021 6	0.032 0	0.045 6	0.063 1	0.085 6
9	0.017 4	0.027 8	0.041 4	0.058 9	0.081 4	0.110 6
10	0.022 4	0.036 0	0.053 4	0.076 0	0.105 1	0.142 8
11	0.028 9	0.046 4	0.069 0	0.098 1	0.135 8	0.184 0
12	0.037 4	0.059 9	0.089 1	0.126 8	0.174 9	0.238 2
13	0.048 3	0.077 4	0.115 1	0.163 3	0.226 5	0.307 6
14	0.062 4	0.100 1	0.148 2	0.211 5	0.292 6	0.397 4
15	0.080 6	0.128 7	0.192 0	0.273 1	0.378 0	0.513 3
16	0.103 6	0.166 8	0.247 9	0.352 8	0.488 1	0.662 9
17	0.134 4	0.215 5	0.320 3	0.455 7	0.630 4	0.856 2
18	0.173 5	0.278 4	0.413 7	0.588 5	0.814 2	11.05 8
19	0.224 2	0.359 5	0.534 3	0.760 0	10.51 6	14.28 2
20	0.289 6	0.464 3	0.690 1	0.981 7	13.58 3	18.44 4

Fuente: Melo,2019

Tabla AI-3. Área anular 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: Melo,2019

Tabla AI-4. Relación área anular garganta – tobera de Guiberson (pg²).

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

Fuente: Melo,2019

Tabla AI-5. Dimensiones de toberas y gargantas de bombas jet Claw (pg²).

CLAW			
Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área
1	0.0018	A	0.0046
2	0.0030	B	0.0072
3	0.0038	C	0.0104
4	0.0054	D	0.0142
5	0.0074	E	0.0187
6	0.0094	F	0.0239
7	0.0108	G	0.0311
8	0.0122	H	0.0376
9	0.0148	I	0.0447
10	0.0175	J	0.0526
11	0.0239	K	0.0655
12	0.0311	L	0.0796
13	0.0450	M	0.0957
14	0.0658	N	0.1119
15	0.0851	O	0.1445
16	0.1251	P	0.1763
17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1950	R	0.2593
19	0.2464	S	0.3127
20	0.3119	T	0.3760
21	0.3850	U	0.4515
		V	0.5426
		W	0.6520

ANEXO II.

**TABLAS DE RESULTADOS POR ITERACIONES
DEL ANÁLISIS DE CAMBIO DE BOMBA Y
VARIACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES
DE CADA POZO.**

Tabla All-1. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 37

Parámetros		Iteraciones		
		Primera	Segunda	Tercera
P_T	psi	3500	3500	3500
M		1	0,415	0,381
$G_o = G_N$	psi/pie	0,408	0,408	0,408
G_s	psi/pie	0,431	0,431	0,431
B_T	bl/BF	1,022	1,022	1,022
Q_N	bl/día	2160,832	5204,864	5804,511
P_{FN}	psi	50,816	245,136	297,972
C		240	240	240
P_N	psi	6559,600	6365,280	6312,444
Q_D	bl/día	4160,832	7204,864	7804,511
G_D	psi/pie	0,419	0,414	0,414
F_{WD}		0,450	0,259	0,239
GLR	pie ³ /bl	16,237	3,024	2,792
μ_D	cp	1,760	2,199	2,245
Flujo		Multifásico	Multifásico	Multifásico
P_D	psi	3306,551	3308,054	3313,516
P_{FD}	psi	21,091	58,525	67,760
C		2218,233	2218,233	2218,233
H		0,718	0,765	0,782
R		0,4	0,4	0,4
M		0,415	0,381	0,369
K_{TD}		0,2	0,2	0,2
K_N		0,03	0,03	0,03
C_1		0,8	0,8	0,8
C_2		0,088	0,088	0,088
C_3		0,192	0,192	0,192
C_4		1,03	1,03	1,03
% Error		-	8,163	0,765
Convergencia		No converge	No Converge	Converge
M_L		-	0,557	0,559
Estado		Cavita	Cavita	No Cavita
A_N	pg ²	0,060969		
A_T	pg ²	0,152422		

Tabla AII-2. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 37

G_S		0,429 pie/psi			
A_{SM}		0,07714451 pg ²			
Fabricante		SERTECPET			
Bomba		14-P CLAW			
R		0,370			
A_N		0,0658 pg ²			
A_S		0,1105 pg ²			
A_T		0,1763 pg ²			
P_T		3000 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	289,156	287,059	273,365
P_N	psi	5880,534	5591,377	5593,474	5607,168
Q_N	bl/día	6241,239	6215,910	6048,464	6048,162
Q_D	bl/día	7741,239	7715,910	7548,464	7548,162
G_S	psi/pie	0,429	0,429	0,429	0,429
G_D	psi/pie	0,388	0,388	0,388	0,388
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,181	0,181	0,185	0,185
GLR_D	pie³/bl	2,111	2,118	2,165	2,165
P_D	psi	3104,685	3104,591	3104,036	3104,035
M		0,279	0,282	0,287	0,287
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,859	0,854	0,847	0,847
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,852
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,521
P_S	psi	718,304	979,410	993,565	981,645
A_{SM}	pg²	0,07714451			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	2148,565
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	381,034

Tabla AII-3. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 37

G_S		0,429 pie/psi			
A_{SM}		0,0693 pg ²			
Fabricante		SERTECPET			
Bomba		14-P CLAW			
R		0,37			
A_N		0,0658 pg ²			
A_S		0,1105 pg ²			
A_T		0,1763 pg ²			
P_T		3500 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	315,359	275,364	
P_N	psi	6380,533	6065,174	6105,169	6746,231
Q_N	bl/día	6551,141	6073,143	5908,983	1079,8582
Q_D	bl/día	9551,141	9073,143	8908,983	1979,8582
G_S	psi/pie	0,429	0,429	0,429	0,4221
G_D	psi/pie	0,394	0,395	0,395	0,398
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,293	0,309	0,315	0,315
GLR_D	pie³/bl	3,422	3,603	3,669	3,672
P_D	psi	3177,440	3176,439	3176,327	3176,327
M		0,531	0,569	0,583	0,583
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,550	0,510	0,495	0,495
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,505
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,212
P_S	psi	1413,380	1701,457	1724,582	1719,755
A_{SM}	pg²	0,069379751			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	4778,05
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	390,438

Tabla AII-4. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 28

Parámetros		Iteraciones		
		Primera	Segunda	Tercera
P_T	psi	3000	3000	3000
M		1	0,880	0,900
$G_o = G_N$	psi/pie	0,377	0,377	0,377
G_s	psi/pie	0,384	0,384	0,384
B_T	bl/BF	1,283	1,283	1,283
Q_N	bl/día	196,278	222,915	217,930
P_{FN}	psi	0,666	0,837	0,803
C		2218,23	2218,23	2218,23
P_N	psi	5909,219	5909,049	5909,082
Q_D	bl/día	346,278	372,915	367,930
G_D	psi/pie	0,380	0,380	0,380
F_{WD}		0,058	0,053	0,054
GLR	pie ³ /bl	72.025	66,880	67,786
μ_D	cp	2.387	2,395	2,394
Flujo		Multifásico	Multifásico	Multifásico
P_D	psi	2433,830	2416,601	2419,779
P_{FD}	psi	0,254	0,290	0,283
C		2218,233	2218,233	2218,233
H		0,369	0,362	0,363
R		0,25	0,25	0,25
M		0,880	0,900	0,896
K_{TD}		0,2	0,2	0,2
K_N		0,03	0,03	0,03
C_1		0,5	0,5	0,5
C_2		0,055	0,055	0,055
C_3		0,075	0,075	0,075
C_4		1,03	1,03	1,03
% Error		-	2,287	0,411
Convergencia		No converge	No Converge	Converge
M_L		-	1,293	1,293
Estado		Cavita	Cavita	No Cavita
A_N	pg ²	0,00233146		
A_T	pg ²	0,00932586		

Tabla AII-5. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 28

G_S		0,385 pie/psi			
A_{SM}		0,00509499 pg ²			
Fabricante		GUIBERSON			
Bomba		CC-0			
R		0,27			
A_N		0,0028 pg ²			
A_S		0,0076 pg ²			
A_T		0,0104 pg ²			
P_T		3000 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	0,978	1,047	1,032
P_N	psi	5917,272	5916,293	5916,223	5916,239
Q_N	bl/día	261,620	271,895	269,645	270,523
Q_D	bl/día	381,620	391,895	389,645	390,523
G_S	psi/pie	0,385	0,385	0,385	0,385
G_D	psi/pie	0,380	0,380	0,380	0,380
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,042	0,041	0,041	0,041
GLR_D	pie³/bl	52,284	50,913	51,207	51,092
P_D	psi	2412,611	2402,924	2402,924	2402,924
M		0,599	0,656	0,637	0,644
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,469	0,441	0,450	0,447
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,444
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,650
P_S	psi	767,177	851,956	818,948	830,735
A_{SM}	pg²	0,00509499			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	178,999
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	15,338

Tabla AII-6. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 28

G_S		0,385 pie/psi			
A_{SM}		0,00645 pg ²			
Fabricante		GUIBERSON			
Bomba		CC-0			
R		0,27			
A_N		0,0028 pg ²			
A_S		0,0076 pg ²			
A_T		0,0104 pg ²			
P_T		3500 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	1,069	1,068	1,068
P_N	psi	6417,2717	6416,202	6416,203	6416,203
Q_N	bl/día	274,997	274,834	274,852	274,848
Q_D	bl/día	474,997	474,834	474,852	474,848
G_S	psi/pie	0,385	0,385	0,385	0,385
G_D	psi/pie	0,381	0,381	0,381	0,381
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,056	0,056	0,056	0,056
GLR_D	pie³/bl	70,009	70,033	70,030	70,031
P_D	psi	2379,471	2379,471	2379,471	2379,471
M		0,951	0,950	0,950	0,950
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,303	0,303	0,303	0,303
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,303
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,0056
P_S	psi	1155,148	1154,455	1154,614	1154,577
A_{SM}	pg²	0,006456299			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	301,747
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	18,18

Tabla AII-7. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 30

Parámetros		Iteraciones		
		Primera	Segunda	Tercera
P_T	psi	3000	3000	3000
M		1	1,647	1,680
$G_o = G_N$	psi/pie	0,376	0,376	0,376
G_s	psi/pie	0,384	0,384	0,384
B_T	bl/BF	1,142	1,142	1,142
Q_N	bl/día	291,965	177,173	173,692
P_{FN}	psi	1,282	0,524	0,506
C		240	240	240
P_N	psi	5901,458	5902,216	5902,235
Q_D	bl/día	541,965	427,173	423,692
G_D	psi/pie	0,379	0,380	0,380
F_{WD}		0,066	0,084	0,085
GLR	pie ³ /bl	66,653	84,564	85,259
μ_D	cp	1,820	1,790	1,789
Flujo		Multifásico	Multifásico	Multifásico
P_D	psi	2433,830	2416,601	2419,779
P_{FD}	psi	0,535	0,349	0,344
C		2218,233	2218,233	2218,233
H		0,191	0,185	0,186
R		0,2	0,2	0,2
M		1,647	1,680	1,674
K_{TD}		0,2	0,2	0,2
K_N		0,03	0,03	0,03
C_1		0,4	0,4	0,4
C_2		0,037	0,037	0,037
C_3		0,048	0,048	0,048
C_4		1,03	1,03	1,03
% Error		-	2,004	0,358
Convergencia		No converge	No Converge	Converge
M_L		-	2,296	2,296
Estado		Cavita	Cavita	No Cavita
A_N	pg ²	0,00199195		
A_T	pg ²	0,00995975		

Tabla AII-8. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 30

G_S		0,386 pie/psi			
A_{SM}		0,00740106 pg ²			
Fabricante Bomba		CLAW 2-D			
R		0,3			
A_N		0,0038 pg ²			
A_S		0,0105 pg ²			
A_T		0,0143 pg ²			
P_T		3000 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	1,412	1,371	1,527
P_N	psi	5917,272	5915,859	5915,899	5915,744
Q_N	bl/día	331,106	325,798	345,926	346,259
Q_D	bl/día	531,106	525,798	545,926	546,259
G_S	psi/pie	0,386	0,385	0,385	0,385
G_D	psi/pie	0,381	0,38	0,381	0,381
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,055	0,055	0,053	0,053
GLR_D	pie³/bl	54,413	54,962	52,935	52,903
P_D	psi	3082,584	2716,880	2716,880	2716,880
M		0,704	0,708	0,703	0,703
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,416	0,414	0,417	0,417
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,415
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,421
P_S	psi	1901,866	1390,626	1381,741	1382,092
A_{SM}	pg²	0,00740106			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	283,743
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	19,632

Tabla AII-9. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 30

G_S		0,386 pie/psi			
A_{SM}		0,009286586 pg ²			
Fabricante Bomba		CLAW 2-D			
R		0,3			
A_N		0,0038 pg ²			
A_S		0,0105 pg ²			
A_T		0,0143 pg ²			
P_T		4100 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	1,743	1,685	1,683
P_N	psi	7017,271	7015,528	7015,585	7015,588
Q_N	bl/día	372,450	365,536	365,208	365,187
Q_D	bl/día	772,450	765,536	765,208	765,187
G_S	psi/pie	0,385	0,385	0,385	0,385
G_D	psi/pie	0,382	0,382	0,382	0,382
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,075	0,075	0,075	0,075
GLR_D	pie³/bl	74,824	75,500	75,532	75,534
P_D	psi	2733,985	2733,924	2733,924	2733,924
M		1,253	1,258	1,258	1,258
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,180	0,178	0,177	0,177
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,177
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,056
P_S	psi	1962,649	1971,762	1972,338	1972,376
A_{SM}	pg²	0,0092865			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	452,265
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	28,2984

Tabla AII-10. Resultado de las iteraciones realizadas para el pozo Mariann 6

Parámetros		Iteraciones		
		Primera	Segunda	Tercera
P_T	psi	3000	3000	3000
M		1	0,528	0,537
$G_o = G_N$	psi/pie	0,379	0,379	0,379
G_s	psi/pie	0,393	0,393	0,393
B_T	bl/BF	1,153	1,153	1,153
Q_N	bl/día	191,288	361,850	355,722
P_{FN}	psi	0,544	1,702	1,651
C		240	240	240
P_N	psi	5884,892	5883,733	5883,784
Q_D	bl/día	351,288	521,850	515,722
G_D	psi/pie	0,385	0,383	0,383
F_{WD}		0,117	0,078	0,079
GLR	pie ³ /bl	39,323	26,470	26,785
μ_D	cp	1,738	1,800	1,799
Flujo		Multifásico	Multifásico	Multifásico
P_D	psi	2795,533	2773,861	2774,349
P_{FD}	psi	0,221	0,451	0,442
C		2218,233	2218,233	2218,233
H		0,575	0,564	0,564
R		0,4	0,4	0,4
M		0,528	0,537	0,537
K_{TD}		0,2	0,2	0,2
K_N		0,03	0,03	0,03
C_1		0,8	0,8	0,8
C_2		0,088	0,088	0,088
C_3		0,192	0,192	0,192
C_4		1,03	1,03	1,03
% Error		-	1,722	0,037
Convergencia		No converge	No Converge	Converge
M_L		-	0,601	0,601
Estado		Cavita	Cavita	No Cavita
A_N	pg ²	0,00377644		
A_T	pg ²	0,00944109		

Tabla AII-11. Resultados obtenidos con el análisis 1 para el pozo Mariann 6

G_S		0,392 pie/psi			
A_{SM}		0,00509499 pg ²			
Fabricante		SERTEPEC			
Bomba		3-C CLAW			
R		0,4			
A_N		0,0038 pg ²			
A_S		0,0066 pg ²			
A_T		0,0104 pg ²			
P_T		3000 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	1,404	1,404	1,404
P_N	psi	5873,178	5871,773	5871,773	5871,773
Q_N	bl/día	358,314	358,262	358,262	358,262
Q_D	bl/día	458,314	458,262	458,262	458,262
G_S	psi/pie	0,392	0,392	0,392	0,392
G_D	psi/pie	0,381	0,381	0,381	0,381
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,056	0,056	0,056	0,056
GLR_D	pie³/bl	18,838	18,840	18,840	18,840
P_D	psi	3152,873	3152,873	3152,873	3152,873
M		0,334	0,334	0,334	0,334
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,776	0,776	0,776	0,776
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,776
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,00131
P_S	psi	1040,011	1041,263	1041,263	1041,263
A_{SM}	pg²	0,00509499			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	129,539
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	20,313

Tabla AII-12. Resultados obtenidos con el análisis 2 para el pozo Mariann 6

G_S		0,392 pie/psi			
A_{SM}		0,004510291 pg ²			
Fabricante		SERTEPEC			
Bomba		3-C CLAW			
R		0,4			
A_N		0,0038 pg ²			
A_S		0,0066 pg ²			
A_T		0,0104 pg ²			
P_T		3350 psi			
Secuencia de cálculo					
Parámetros		Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4
P_{FN}	psi	No Aplica	1,495	1,268	1,263
P_N	psi	6223,178	6221,682	6221,909	6221,914
Q_N	bl/día	371,004	338,448	337,675	337,574
Q_D	bl/día	571,004	538,448	537,675	537,574
G_S	psi/pie	0,392	0,392	0,392	0,392
G_D	psi/pie	0,382	0,383	0,383	0,383
Fluido Motriz		Petróleo			
F_{WD}		0,090	0,095	0,095	0,095
GLR_D	pie³/bl	30,240	32,068	32,114	32,120
P_D	psi	3212,507	3200,790	3200,790	3200,790
M		0,645	0,657	0,658	0,658
K_{TD}		0,2			
K_N		0,03			
H		0,439	0,427	0,426	0,426
H_{PROMEDIO}		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,427
% Diferencia de H		No Aplica	No Aplica	No Aplica	0,166
P_S	psi	1889,931	1909,919	1912,502	1912,856
A_{SM}	pg²	0,004510291			
Q_{SC}	bl/día	No Aplica	No Aplica	No Aplica	292,664
HP	HP	No Aplica	No Aplica	No Aplica	21,373