



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“UTILIZACIÓN DEL FLUIDO DE POZO PRODUCTOR DE AGUA COMO
FLUIDO MOTRIZ PARA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
HIDRAULICO TIPO JET EN POZO CON BAJO GRADO API”**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

ANDRÉS RAFAEL CALLE CÓNDOR

GUSTAVO RAFAEL PALACIOS ROSS

GUAYAQUIL – ECUADOR

2018

DEDICATORIA

El presente trabajo de graduación está dedicado a toda mi familia, en especial a mis padres el Ing. Rafael Calle y la Ing. Flor Cóndor quienes me brindaron su apoyo incondicional desde el primer momento que me decidí a estudiar mi segunda carrera; y como dejar pasar por alto a mis hermanos Allan y Adrián quienes me han acompañado de cerca durante este tiempo.

También a mis amigos de la carrera y de la facultad en especial a los que están en los grupos LTDM y LJP con quienes compartí excelentes momentos y gracias a ello hoy puedo dar por culminada una etapa maravillosa en mi vida.

Andrés Rafael Calle Cóndor

DEDICATORIA

A mis Padres Matilde Ross Delgado y Gustavo Palacios Bustamante que contribuyeron de forma activa en mi formación académica, brindándome respaldo y amor en cada reto presentado.

A mis abuelos Enrique Ross García y Matilde Delgado Villacrés por la motivación diaria en cada una de sus excelentes acciones.

También a Nicole Álvarez que fue un pilar fundamental en los momentos más difíciles, tanto en mi vida personal como académica, por todo el amor brindado y apoyo incondicional

Gustavo Rafael Palacios Ross.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por todas las bendiciones durante esta etapa.

A los Ingenieros Danilo Arcentales, Andrés González, Luis Ramírez, Fidel Chuchuca, Rommel Erazo, Francisco Miranda y Xavier Vargas, quienes nos formaron como profesionales con mucha dedicación y respeto.

A la empresa SERTECPET y los Ingenieros Fernando Sagnay y Marlon Rodríguez quienes con su valiosa colaboración técnica y experiencia hicieron posible el desarrollo de este trabajo de graduación.

Andrés Rafael Calle Cóndor.

Gustavo Rafael Palacios Ross.

TRIBUNAL DE PROYECTO

**MSc. Xavier Vargas Gutiérrez
COORDINADOR DE LA CARRERA**

**MSc. Danilo Andrés Arcentales Bastidas
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA**

**MSc. Fernando Sagnay Sares
MIEMBRO EVALUADOR**

**MSc. Francisco Miranda Alcívar
MIEMBRO EVALUADOR**

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Andrés Rafael Calle Cóndor

Gustavo Rafael Palacios Ross

RESUMEN

El presente proyecto analiza la factibilidad del uso del fluido producido como fluido motriz en un sistema de bombeo hidráulico tipo jet para campos con pozos de bajo grado API.

En el Capítulo 1 se mencionan todos los conceptos introductorios del proyecto, la justificación, la descripción del problema, los objetivos que definen el alcance del proyecto, la metodología a seguir, los aspectos generales del campo, y las características de los hidrocarburos producidos.

En el Capítulo 2 se muestra el contenido del marco teórico en el que se sustenta la investigación, de acuerdo a definiciones y estudios realizados. En esta sección se definen conceptos de un sistema de bombeo hidráulico tipo jet.

En el Capítulo 3 se desarrolla la metodología con una breve descripción del campo a tratar y como se dispone actualmente cada uno de sus pozos con los historiales de producción, parámetros petrofísicos y datos mecánicos, además de analizar la disponibilidad de agua que se tiene en el campo para el posterior diseño de las geometrías de la bomba hidráulica tipo jet.

En el Capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos y su respectivo análisis de la selección de las geometrías de las bombas en cada pozo con respecto al análisis nodal, mostrando los caudales de producción y de cavitación de cada una, además de verificar que las presiones de inyección sean suficientes para el respectivo funcionamiento.

En el Capítulo 5 se resume las conclusiones y recomendaciones que se tuvieron en el desarrollo de la investigación dando las sugerencias necesarias para un mejor funcionamiento de las bombas diseñadas.

.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DE PROYECTO	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS	XIV
SIMBOLOGÍA	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
CAPITULO 1.....	20
1. INTRODUCCIÓN.....	20
1.1 Preámbulo	21
1.2 Descripción del problema	23
1.3 Justificación	23
1.4 Propuesta	24
1.5 Hipótesis.....	25

1.6	Objetivos.....	25
1.6.1	Objetivo general	25
1.6.2	Objetivos específicos.....	25
1.7	Metodología.....	26
CAPÍTULO 2.....		29
2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....		29
2.1	Descripción del Campo.....	30
2.1.1	Antecedentes del campo	30
2.1.2	Estructura Geológica del Campo Auca.....	31
2.1.3	Campo X	32
2.1.3.1	Características Petrofísicas.....	32
2.1.3.2	Yacimiento Hollín	33
2.1.3.3	Yacimiento Napo U	34
2.1.3.4	Yacimiento Basal Tena	35
2.2	Marco Teórico.....	35
2.2.1	Sistema de Levantamiento Artificial.....	35
2.2.2	Tipos de Levantamiento Artificial.....	36
2.2.2.1	Bombeo Mecánico (BM)	37
2.2.2.2	Bombeo Neumático (BN)	37
2.2.2.3	Bombeo Electro-sumergible (BES).....	37
2.2.2.4	Bombeo Cavidad Progresiva (BCP)	38
2.2.2.5	Bombeo Hidráulico (BH).....	38

2.2.3	Generalidades del Bombeo Hidráulico	39
2.2.3.1	Principio de Operación	39
2.2.3.2	Fluido Motriz	40
2.2.3.2.1	Sistema de Fluido Motriz Abierto y Cerrado	42
2.2.3.3	Elementos de superficie	44
2.2.3.4	Elementos de Fondo	47
2.2.4	Bombeo Hidráulico tipo JET	48
2.2.4.1	Principio de Funcionamiento	48
2.2.4.2	Ventajas y Desventajas	49
2.2.5	Nomenclatura de Bomba Jet	52
2.2.6	Software SYAL ®	53
2.2.7	MTU.....	54
2.2.7.1	Funcionamiento.....	54
2.2.7.2	Componentes de la MTU.....	54
2.2.8	Mecanismos de Recuperación	56
2.2.9	Parámetros para la Inyección de Agua Producida.....	57
2.2.10	Producción de Crudos Pesados	58
2.2.10.1	Dilución con un crudo más ligero o diluyente de hidrocarburo	60
2.2.10.2	Calentamiento de Crudo	60
2.2.10.3	Emulsificación con Agua y Surfactante	61
CAPÍTULO 3	62

3. METODOLOGÍA.....	62
3.1. Descripción General	63
3.2. Disposición de Pozos del Campo X.....	64
3.3. Pozos Candidatos del Campo X.....	67
3.3.1. Data Sheet del Campo X.....	69
3.5. Geometrías Propuestas para los Pozos del Campo X	73
3.5.1. Propuestas para el Pozo X-08.....	73
3.5.2. Propuestas para el Pozo X-12.....	74
3.5.3. Propuestas para el Pozo X-14.....	74
3.5.4. Propuestas para el Pozo X-15.....	75
3.5.5. Propuestas para el Pozo X-21.....	76
3.5.6. Propuestas para el Pozo X-33.....	77
CAPÍTULO 4.....	79
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	79
4.1. Selección de Geometrías	80
4.1.1. Geometría Pozo X-08.....	80
4.1.2. Geometría Pozo X-12.....	83
4.1.3. Geometría Pozo X-14.....	85
4.1.4. Geometría Pozo X-15.....	87
4.1.5. Geometría Pozo X-21	90
4.1.6. Geometría Pozo X-33.....	92

4.1.7. Geometría Pozo X-34	94
CAPÍTULO 5.....	99
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	99
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES.....	102
ANEXOS	
BIBLOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

IPR	Curva de Comportamiento del Pozo
API	Instituto de Petróleo Americano
IP	Índice de Productividad
GOR	Relación Gas Petróleo
UI	U Inferior
HS	Hollín Superior
BPPD	Barril de Petróleo por Día
BFPD	Barril de Fluido por Día
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
MD	Profundidad Medida
PPM-Cl	Partes por Millón de Cloruro
SG	Gravedad Específica
MTU	Unidad de Prueba Móvil

SIMBOLOGÍA

P_R	Presión del Yacimiento
P_b	Presión de Burbuja
P_{wf}	Presión de fondo fluvente
S_o	Saturación de Petróleo
S_w	Saturación de Agua
J	Índice de Productividad
\emptyset	Porosidad
β_o	Factor Volumétrico
T	Temperatura
STB	Barriles de Petróleo Estándar
scf	Pies Cúbicos Estándar

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología de Trabajo	28
Figura 2.1 Ubicación Geográfica del área de Auca.....	31
Figura 2.2 Tipos de Levantamiento Artificial	39
Figura 2.3 Equipos de Superficie de un Sistema de Fluido Motriz Abierto (OPF)	43
Figura 2.4 Equipos de Superficie de un Sistema de Fluido Motriz Cerrado (CPF)	44
Figura 2.5 Equipo de Superficie para Bombeo Hidráulico.....	46
Figura 2.6 Principio de Operación de una Bomba Jet.....	49
Figura 2.7 Componentes de la MTU	55
Figura 2.8 Muestra de Crudo Pesado	59
Figura 2.9 Reservas Mundiales de Petróleo	59
Figura 3.1 Esquema del Campo X actual.....	64
Figura 3.2 Esquema del Campo X propuesto	66
Figura 3.3 Curva de la BES a 35Hz del Pozo X-08.....	71
Figura 3.4 Curva de la BES a 60Hz del Pozo X-08.....	72
Figura 4.1 Análisis Nodal Pozo X-08.....	82
Figura 4.2 Análisis Nodal Pozo X-12.....	84
Figura 4.3 Análisis Nodal Pozo X-14.....	87
Figura 4.4 Análisis Nodal Pozo X-15.....	89

Figura 4.5 Análisis Nodal Pozo X-21.....	91
Figura 4.6 Análisis Nodal Pozo X-33.....	93
Figura 4.7 Análisis Nodal Pozo X-34.....	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Propiedades de los hidrocarburos del campo.....	33
Tabla II. Nomenclatura de la Bomba Jet	52
Tabla III. Parámetros bases para el tratamiento de agua de Inyección.....	58
Tabla IV. Mecanismo de Recuperación de Pozos Productores Campo X....	65
Tabla V. Parámetros Petrofísicos de los Pozos del Campo X.....	69
Tabla VI. Parámetros de Inyección del Pozo X-18	70
Tabla VII. Geometrías Propuestas Pozo X-08.....	73
Tabla VIII. Geometrías Propuestas Pozo X-12.....	74
Tabla IX. Geometrías Propuestas Pozo X-14.....	75
Tabla X. Geometrías Propuestas Pozo X-15.....	75
Tabla XI. Geometrías Propuestas Pozo X-21.....	76
Tabla XII. Geometrías Propuestas Pozo X-33.....	77
Tabla XIII. Geometrías Propuestas Pozo X-34.....	78
Tabla XIV. Geometría Seleccionada Pozo X-08.....	81
Tabla XV. Geometría Seleccionada Pozo X-08.....	82
Tabla XVI. Geometría Seleccionada Pozo X-12.....	83
Tabla XVII. Geometría Seleccionada Pozo X-12.....	85
Tabla XVIII. Geometría Seleccionada Pozo X-14.....	86
Tabla XIX. Geometría Seleccionada Pozo X-14.....	87
Tabla XX. Geometría Seleccionada Pozo X-15.....	88

Tabla XXI. Geometría Seleccionada Pozo X-15.....	89
Tabla XXII. Geometría Seleccionada Pozo X-21.....	90
Tabla XXIII. Geometría Seleccionada Pozo X-21.....	91
Tabla XXIV. Geometría Seleccionada Pozo X-33.....	92
Tabla XXV. Geometría Seleccionada Pozo X-33.....	93
Tabla XXVI. Geometría Seleccionada Pozo X- 34.....	94
Tabla XXVII. Geometría Seleccionada Pozo X-34.....	95
Tabla XXVIII. Presión de Inyección requerida por geometría.....	96
Tabla XXIX. Presión de Inyección dada del Pozo X-18 por geometría.....	97

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

Al inicio de la explotación de los pozos petroleros, los pozos tienen la característica de producir a flujo natural, ya que tienen la energía necesaria para transportar los fluidos desde el yacimiento hasta superficie, esto dependerá del tipo de empuje natural de los yacimientos. A medida que los fluidos del pozo son extraídos a flujo natural, la energía del yacimiento decrece representando la disminución de presión y caudal.

Cuando la energía del yacimiento no es lo suficientemente capaz de transportar los fluidos hasta superficie se deberá aplicar algún sistema de levantamiento artificial disponible.

En su gran mayoría los pozos del Oriente ecuatoriano no son capaces de producir a flujo natural debido al agotamiento de la presión en el yacimiento por el tiempo de producción que estos tienen.

La selección del sistema de levantamiento artificial dependerá de las características del yacimiento, propiedades del fluido, productividad del pozo, disponibilidad de las facilidades de superficie, costos, entre otros.

Existen una gran variedad de grado API de las diferentes formaciones productoras de la cuenca oriente, que dependerá del tiempo cronológico de depositación, presión, temperatura, procesos químicos entre otros.

Cuando se tiene petróleo de grado API pesado puede ocasionar inconvenientes con el sistema de levantamiento artificial seleccionado debido a la resistencia que tiene para fluir.

La implementación de diversas alternativas para la producción de estos crudos pesados y viscosos se vuelve cada vez más importante por los grandes volúmenes remanentes de crudo que se encuentran en el yacimiento.

El campo X inició su producción en marzo de 1981, alcanzando una producción estabilizada de 7000 a 8000 BPPD entre diciembre de 1995 y el primer trimestre del 2003. Actualmente existen pozos que se encuentran produciendo crudo con bajo grado API, de la arena "U" inferior, sin embargo, se están buscando nuevas técnicas con el fin de optimizar la producción de estos pozos.

El pozo donde se realizará el estudio tiene el sistema de Levantamiento Artificial Hidráulico tipo Jet, por lo que se detallará en el Capítulo 2.

1.2 Descripción del problema

La industria petrolera se ve afectada por los bajos costos del barril de petróleo y es por ello por lo que las empresas comienzan a optimizar costos.

El abandono de un pozo por baja producción en pozos con bajo grado API, implica destinar gastos para las operaciones de este proceso. El bajo potencial de las arenas que operan en algunos de los pozos del Campo X genera poca rentabilidad debido a su baja producción, es decir que los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos de aquellos pozos están por debajo de los costos incurridos en su explotación.

La implementación de un sistema de recuperación es un problema si no se toma en cuenta el método óptimo, ya que entra en juego la disponibilidad de recursos tanto materiales y energéticos, lo cual generan parámetros operacionales adicionales para controlar que a la final no adicionan rentabilidad en el proyecto.

1.3 Justificación

El presente proyecto hace referencia al uso de agua producida de un pozo productor de agua como fluido motriz que ayude a la producción de crudos con bajo grado API, con lo cual se permite mantener o mejorar los niveles de producción de los pozos del campo. El diseño de la bomba de acuerdo

con las características de los fluidos en juego permitirá evaluar el aporte de cada uno de los pozos para una mejor selección de estos con el fin de optimizar costos.

Finalmente, este trabajo cumple con los objetivos planteados debido a que permite resolver la problemática mediante una alternativa que permite producir crudos pesados con bombeo hidráulico tomando agua de producción de una fuente directa como fluido motriz, analizando los aspectos operacionales, técnicos y económicos del mismo.

1.4 Propuesta

El presente proyecto propone una investigación sobre el uso de agua producida como fluido motriz en bombeo hidráulico tipo jet, para ayudar a mantener o aumentar la producción de crudo con el fin de que resulte en un ahorro económico o que sea económicamente rentable para futuros desarrollos. La disponibilidad de la información para asegurar la calidad y el buen desarrollo del proyecto es obtenida de los datos de producción del Campo X y trabajos científicos debidamente referenciados. Con una duración de 12 semanas se pretende que los datos analizados reflejen una solución para el problema, proponiendo la instalación de un pozo inyector, usando el agua producida como fluido motriz en el bombeo hidráulico tipo jet con el fin de que la mezcla del agua producida caliente ayude a la producción de crudo pesado de determinado pozo.

1.5 Hipótesis

Se puede producir crudos con bajo grado API del Campo X utilizando bombeo hidráulico tipo Jet, mediante el uso de agua producida que proviene de un pozo productor de agua, analizando los distintos aspectos operacionales, técnicos y económicos, conociendo las características del yacimiento y los datos de producción de los pozos candidatos, de tal manera que ayude en la optimización de energía y de recursos económicos, además de conocer la viabilidad del proyecto diferenciándolo con los sistemas de levantamiento artificial tradicionales.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo general

Proponer un diseño de Levantamiento Artificial con Bombeo Hidráulico tipo Jet mediante la implementación de agua de producción proveniente de un pozo productor de agua como fluido motriz por medio del uso del software SYAL® para mantener o mejorar la producción de crudo con bajo grado API.

1.6.2 Objetivos específicos

- Implementar la alternativa de diseño de bombeo Hidráulico tipo Jet con agua de producción como fluido motriz en los pozos del Campo X mediante el uso de datos de producción y well testing

para evaluar el aporte máximo y mínimo de crudo de cada uno de los pozos.

- Analizar que la producción de agua del pozo productor sea suficiente para usarla como fluido motriz en el bombeo hidráulico tipo jet para los pozos productores.
- Cuantificar los valores de presiones de inyección que puede aportar el pozo productor de agua mediante el análisis del mecanismo de levantamiento artificial para satisfacer las necesidades de los diseños.

1.7 Metodología

El presente proyecto de graduación denominado “Utilización del fluido de pozo productor de agua como fluido motriz para sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo jet en pozo con bajo grado API” por la modalidad, corresponde a un proyecto de investigación científica por cuanto está dirigido a resolver un problema práctico de pozos petroleros del Campo Auca en el territorio ecuatoriano.

Debido a los objetivos de la investigación, este proyecto será un análisis descriptivo, explicativo y evaluativo. Es descriptivo debido a que busca especificar características y tipo de levantamiento que se tiene y propiedades del crudo a producir para entrar en un proceso de análisis y

observación de modificaciones en el tipo de bombeo para obtener un mejor resultado. Es explicativo porque establece una relación de causa y efecto, estará dirigido a conocer como aumentará la producción de hidrocarburos al usar el fluido producido como fluido motriz. Con respecto a la fuente, es una investigación de campo y documental, se apoya bajo conceptos y criterios obtenidos de documentos publicados y referenciados. Finalmente, es evaluativo porque analiza el impacto técnico y económico de realizar una producción de un pozo de bajo grado API mediante un sistema de bombeo hidráulico tipo jet, usando fluido producido como fluido motriz. En la Figura 1.1. se detalla la estrategia para el desarrollo de este proyecto.

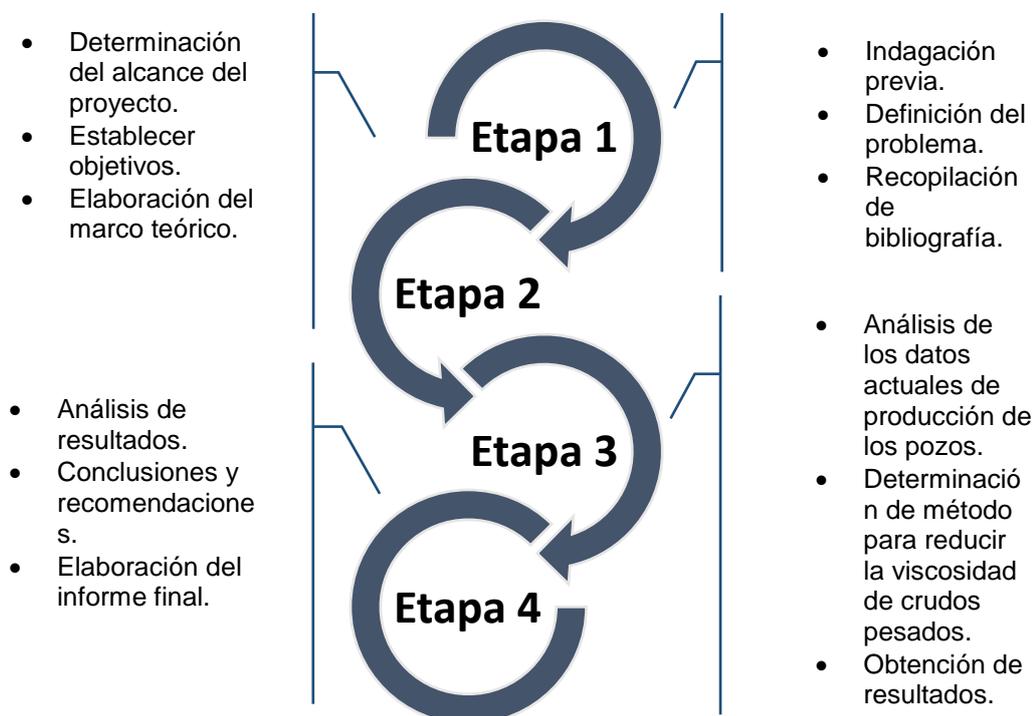


Figura 1.1 Metodología de Trabajo
Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Descripción del Campo

2.1.1 Antecedentes del campo

El Campo X fue descubierto por Texaco en febrero de 1970 con la perforación del pozo XY-01. Este pozo atravesó toda la secuencia estratigráfica de la cuenca y descubrió petróleo en cantidades comerciales en el yacimiento Hollín de 31° API, y en el yacimiento T de 26.9° API. En diciembre de 1973 se inicia el desarrollo del campo con 250 acres de espaciamento y puesto en producción el mes de abril de 1975 con 24 pozos. (Vivanco & Zambrano, 2010)

El área AUCA está situada en la región amazónica, provincia de Orellana, cantón de Francisco de Orellana, parroquia Dayuma, al sur de la ciudad del Coca. Se halla localizado en la parte Centro-Occidental de la Cuenca Oriente, y posee una franja de territorio de aproximadamente de 92 Km², representando una de las cinco grandes áreas de Petroamazonas. (Molina & Sanchez, 2006)

Dentro del área de AUCA tenemos algunos campos como: AUCA CENTRAL, AUCA SUR, CULEBRA, YULEBRA, CONONACO, ANACONDA Y HORMIGUERO. Ver Figura 2.1.

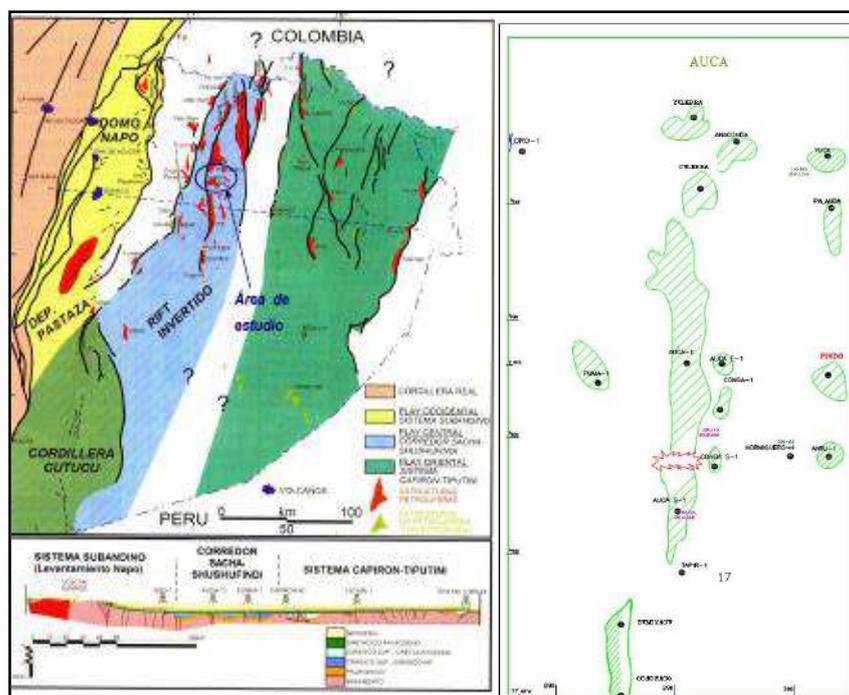


Figura 2.1 Ubicación Geográfica del área de Auca
Fuente: Baby, Rivadeneira, Barragán, 2004

2.1.2 Estructura Geológica del Campo Auca

El Campo Auca se caracteriza por poseer en su estructura un anticlinal con alargamiento Norte-Sur. Se considera bien definido y presenta una continuidad sísmica buena, en especial si se hace referencia a la arena U inferior.

2.1.3 Campo X

El campo X se localiza 12Km al este de la ciudad del Coca, al sur del campo Sacha-Auca. Este campo tiene un área de 8000 acres.

El primer pozo en este campo fue el Culebra 1, que fue perforado en 1973 por el consorcio CEPE – Texaco, cuya producción inicial fue de 360 bpd en la arenisca U inferior.

Este campo inició su producción en marzo de 1981, donde se pudo observar un incremento continuo con respecto al tiempo, logrando una producción estabilizada de 7000 a 8000 BPPD. El yacimiento principal que se ha producido ha sido Napo-U y de manera secundaria los yacimientos Basal Tena y Hollín. (Vizcaino, 2008)

2.1.3.1 Características Petrofísicas

La porosidad es similar en toda el área, sin embargo, los valores de saturación de agua de formación son muy variables, dependiendo de la arena. Los parámetros petrofísicos los detallamos en la siguiente tabla. Ver **Error! Reference source not found.**

De acuerdo con los datos PVT que se han realizado, se puede observar que en todos los casos se trata de petróleo sub-saturado.

Tabla I. Propiedades de los hidrocarburos del campo

Arena	Hollín	Hollín Superior	U	T
Pb [psi]	160	206	830	750
T[°F]	193	225	204	227
°API	27.1	28.2	16.8	29
GOR [scf/bbl]	50	20	114	183
Bo [Rb]	1.1051	1.1998	1.1274	1.2249
SGoil	1.498	1.408	0.9483	1.1295
Sw [%]	-	22	12	47
ϕ	-	13.5	16	14.5

Fuente: Molina & Sanchez, 2006

2.1.3.2 Yacimiento Hollín

Es el yacimiento de mayor aporte en el Campo Auca debido a sus grandes espesores contenedores de hidrocarburos y por tener un fuerte mecanismo de empuje como lo es el empuje por agua. Este yacimiento se subdivide de acuerdo

con las características litológicas del mismo, tales como, Hollín Inferior y Hollín Superior.

- **Hollín Inferior.** - Es de origen sedimentológico continental de arenas limpias. Se considera un yacimiento casi homogéneo de areniscas de granos finos y medios. Es un área de acumulación de hidrocarburos con espesor neto cerca de los 40 pies.
- **Hollín Superior.** - Es de origen sedimentológico marino-somero que contiene gran cantidad de lutitas formadas en capas y el espesor neto de la arena oscila entre 10 a 40 pies. En su tope se encuentra en contacto con el yacimiento Napo

2.1.3.3 Yacimiento Napo U

El yacimiento Napo-U se encuentra delimitado por fallas normales en el cual se encuentra el límite inferior de petróleo donde a 8786 pbnm se encuentra el pozo Culebra 3; mientras que al Este se encuentra limitado por el contacto Agua-Petróleo (CAP), donde a 8759 pbnm se encuentra en un pozo del campo detectadas por sísmica tanto al norte como al sur.

El principal mecanismo de desplazamiento del Yacimiento Napo-U lo constituyen la expansión de roca y fluidos, gas en solución y una entrada parcial de agua del acuífero. referenciar

2.1.3.4 Yacimiento Basal Tena

Como es tradicional en la cuenca Oriente, el yacimiento Basal Tena es de moderado espesor y limitada continuidad areal. El principal mecanismo de desplazamiento lo constituye la expansión de la roca y fluidos y del gas en solución. Como tal, este yacimiento se caracteriza por una disminución rápida de presión a medida que se producen los fluidos. (Vizcaino, 2008)

2.2 Marco Teórico

2.2.1 Sistema de Levantamiento Artificial

Los fluidos en el yacimiento se encuentran sometidos a la acción de varias fuerzas y energías naturales, las mismas que influyen en el movimiento de los fluidos hacia los pozos. En la mayoría de casos la energía en la primera etapa de vida es suficiente para promover el desplazamiento de fluidos hasta la superficie, cuando esto sucede se dice que el pozo fluye naturalmente, sin embargo esta energía va decayendo con el paso del tiempo, por lo cual la producción a flujo

natural del yacimiento no garantiza niveles de producción económicamente rentables, por lo cual se requiere la aplicación de una energía ajena al pozo, lo que se conoce como un sistema de levantamiento artificial.

Los sistemas de levantamiento artificial están conformados por equipos de subsuelo y de superficie, los mismos que se encuentran diseñados de acuerdo a las condiciones de cada yacimiento, características del fluido y del pozo.

La selección del sistema de levantamiento artificial que se va a utilizar se lo debe realizar partiendo de un análisis técnico y económico de cada uno de los métodos, sin embargo, la parte difícil de este análisis es obtener los costos futuros de operaciones y mantenimiento que corresponden a los métodos durante la vida del proyecto.

2.2.2 Tipos de Levantamiento Artificial

Los sistemas de levantamiento artificial frecuentemente empleados cuando el yacimiento no tiene un aporte significativo de manera natural se describen a continuación:

2.2.2.1 Bombeo Mecánico (BM)

Es uno de los bombes artificiales más antiguo y que actualmente se siguen utilizando debido a su simplicidad con respecto a su instalación y por su bajo costo. Su fundamento se basa en la aplicación de energía proveniente de un motor eléctrico o de combustión interna, que convierte el movimiento de rotación, en movimiento oscilatorio ayudando así a la bomba de subsuelo para la posterior extracción del hidrocarburo. (Escalante, 2016)

2.2.2.2 Bombeo Neumático (BN)

Es un bombeo artificial apropiado para cualquier tipo de yacimiento, sobre todo en yacimientos que tienen una alta producción o valores elevados de gas en solución. El recurso principal de este tipo de levantamiento es el gas a altas presiones el cual permite aliviar la columna de fluido para posteriormente llevarlos hasta superficie. (Guale, 2013)

2.2.2.3 Bombeo Electro-sumergible (BES)

Sistema de levantamiento artificial que utiliza energía proveniente de un motor eléctrico que se transmite en forma de presión al fluido en el pozo para poder levantarlo, basándose en el principio de centrifugación. La utilización de

varias etapas permite ganar presión uno sobre otro con el fin de expulsar los fluidos hacia la tubería de descarga. (Escalante, 2015)

2.2.2.4 Bombeo Cavidad Progresiva (BCP)

Este sistema de levantamiento consiste en una bomba de fondo que contiene un rotor de forma helicoidal-circular que gira dentro de un elastómero o estator para desplazar el fluido en base al movimiento de rotación accionado por el motor a la sarta de varillas formando así cavidades progresivas en el sistema. (Tapia & Chicaiza, 2016)

2.2.2.5 Bombeo Hidráulico (BH)

Es un sistema de levantamiento que utiliza fluido motriz a alta presión en el interior de una bomba de fondo, cuya energía se convierte en energía de presión haciendo que el fluido pueda desplazarse. Los fluidos más utilizados son agua o crudo. Su funcionamiento se basa en que la presión en el fluido se transmite se transmite con igual intensidad en todas las direcciones. (Pérez, 2013)

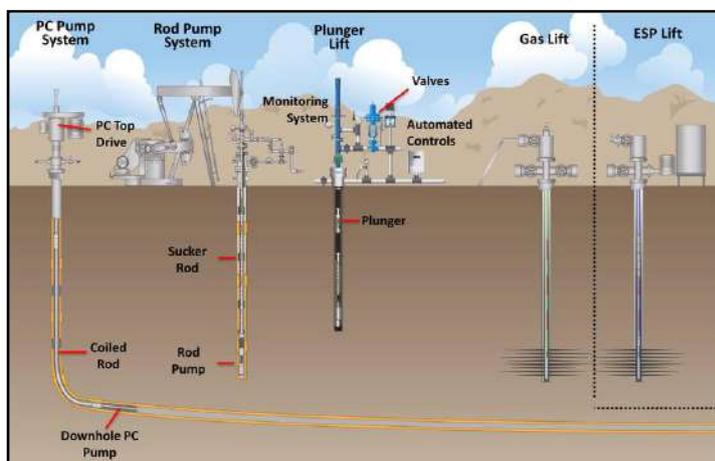


Figura 2.2 Tipos de Levantamiento Artificial
Fuente: Dover, Energy, 2012

2.2.3 Generalidades del Bombeo Hidráulico

Es un sistema de levantamiento artificial cuya energía es transmitida hidráulicamente desde las unidades de poder en superficie hasta la bomba de fondo. El principio fundamental para este tipo de bombeo es la “Ley de Pascal” que menciona que “la presión aplicada a un fluido encerrado se transmite sin disminución a todas las partes del fluido y las partes del recipiente”. El uso de este principio permite transmitir la presión desde un sistema superficial central a través de una tubería llena de líquido a cualquier número de puntos debajo de la superficie en un pozo. (Guerron & Robalino, 2013)

2.2.3.1 Principio de Operación

El líquido presurizado o también llamado fluido motriz, se envía a través de una tubería al fondo del pozo donde la

bomba se encuentra instalada, una bomba es una máquina hidráulica que transforma la energía con la que es accionada en energía hidráulica del fluido que mueve. Conforme aumenta la energía del fluido, aumente la presión, velocidad o altura, todas ellas relacionadas según el principio de Bernoulli.

Es decir, la bomba se utiliza para incrementar la presión del fluido producido añadiendo energía al sistema hidráulico, para mover el fluido de una zona de menor presión o altitud a otra de mayor presión o altitud. (Guerron & Robalino, 2013)

2.2.3.2 Fluido Motriz

El éxito operacional y económico del sistema de bombeo hidráulico depende de la calidad del fluido motriz que se inyecte y, por ende, el sistema de tratamiento que se utiliza en superficie para tratarlo. La presencia de gas, sólidos, o materiales abrasivos afecta directamente a la operación desgastando las unidades tanto de superficie y de subsuelo.

De manera general el fluido utilizado como fluido motriz puede ser agua o crudo con la cantidad más baja posible de gas y sólidos, cuyo tratamiento es en base a tratamientos

químicos para beneficiar la vida útil de las unidades de subsuelo. Por lo tanto, se debe realizar un análisis periódico del fluido motriz con el fin de llegar a una mejor operación. Para el bombeo hidráulico tipo jet se usa principalmente agua para plataformas “off-shore” y en casos donde la mayor cantidad de fluidos producidos es agua.

Para una mejor selección del tipo de fluido motriz se debe tener en cuenta más consideraciones:

- El uso de crudo como fluido motriz, reduce el mantenimiento de las bombas de superficie ya que el bajo módulo de compresibilidad del petróleo permite que las vibraciones que afectan a los equipos de superficie sean menores.
- La utilización de agua como fluido motriz cuando se desea realizar una prueba de pozos para la producción de petróleo es la mejor elección, debido a que todo lo que regresa sería petróleo producido. Si se utiliza crudo como fluido motriz se debería sustraer el petróleo producido, generando así errores, sobre todo en pozos con alto corte

de agua donde la tasa de fluido motriz es mayor con respecto a la producción neta.

- La baja viscosidad del agua aumenta la eficiencia en el bombeo hidráulico tipo jet cuando las características tubulares hacen que exista un sistema de alta fricción.

2.2.3.2.1 Sistema de Fluido Motriz Abierto y Cerrado

La mayoría de las instalaciones de bombeo hidráulico poseen un sistema de fluido motriz abierto (OPF) debido a su sencillez y a sus bajos costos. Todo el fluido motriz y el fluido de producción se mezclan después de dejar la bomba de fondo y regresa a superficie en un flujo común.

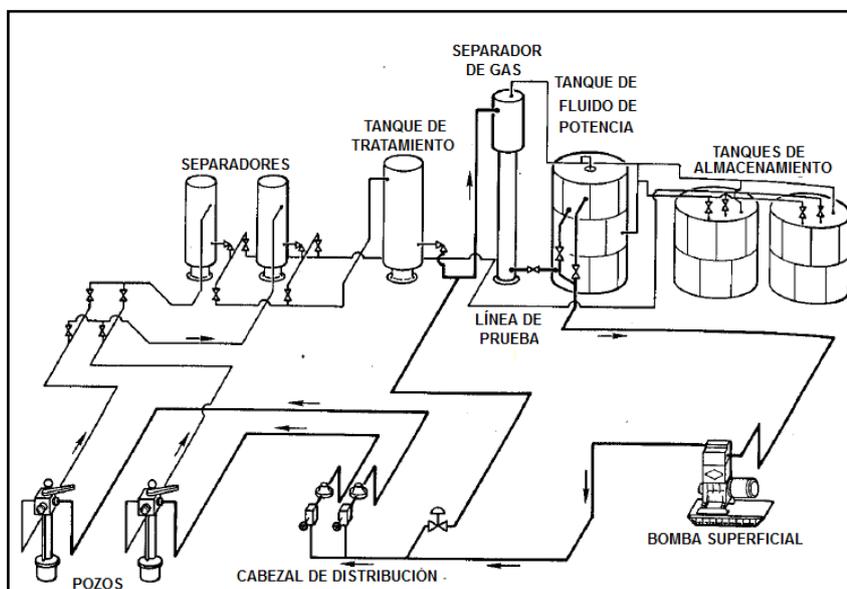


Figura 2.3 Equipos de Superficie de un Sistema de Fluido Motriz Abierto (OPF)

Fuente: The Technology of Artificial Lift Methods, Kermit E. Brown, 1980

Por otro lado, el sistema de fluido cerrado (CPF) no permite la mezcla del fluido motriz y el fluido producido. Se requiere de un sistema de tuberías adicional para llevar la producción de crudo hasta los tanques y otra para llevar el fluido motriz y volver a circular. (Clegg, 1987)

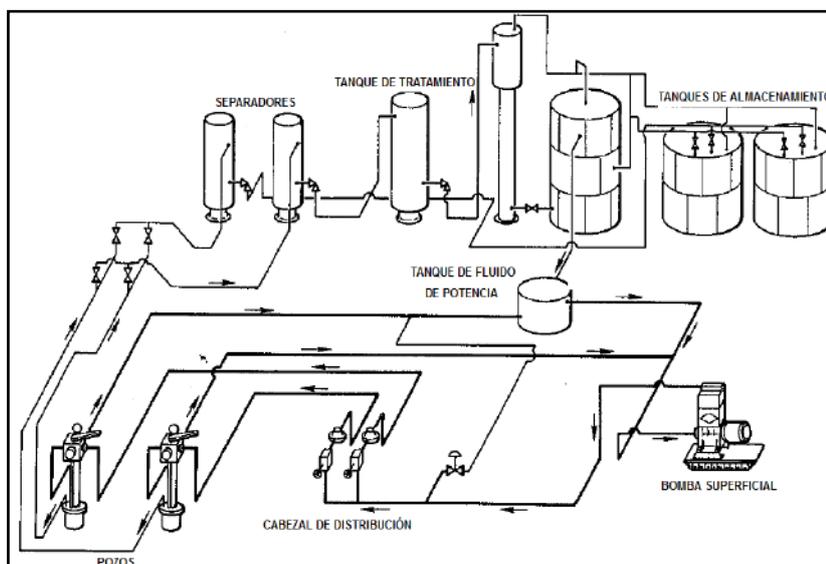


Figura 2.4 Equipos de Superficie de un Sistema de Fluido Motriz Cerrado (CPF)

Fuente: The Technology of Artificial Lift Methods, Kermit E. Brown, 1980

2.2.3.3 Elementos de superficie

Los equipos de superficie son los siguientes (Ver Figura 2.3.)

- **Tuberías de alta y baja presión.** - Son usadas para transportar el fluido motriz hasta el pozo, y de igual manera para el retorno de la mezcla hasta la estación, esta tubería soporta hasta 5000 psi, mientras las tuberías de baja presión tienen márgenes de resistencia menores (500–800 Psi). referencia
- **Unidad de Potencia.** - Esta unidad se encuentra constituida por una bomba recíprocante del tipo triplex o

quintuplex accionada por un motor eléctrico o de combustión interna, y es la que proporciona la potencia que requiere el sistema para inyectar el fluido motriz.

- **Cabezal de distribución o Manifold.** - Estos están provistos de medidores de desplazamiento positivo que permiten determinar el volumen de fluido motriz que se va a inyectar, por ende, es aquí es donde se regula el fluido que proviene de la bomba superficial además de poder calcular la eficiencia de operación de las unidades de bombeo. Se tienen, además, válvulas reguladoras de flujo, o bien válvulas reguladoras de presión; las primeras controlan el volumen del fluido motriz inyectado, sin importar la presión de operación que se tenga, y las segundas permiten controlar automáticamente dicha presión de operación. (Guerron & Robalino, 2013)

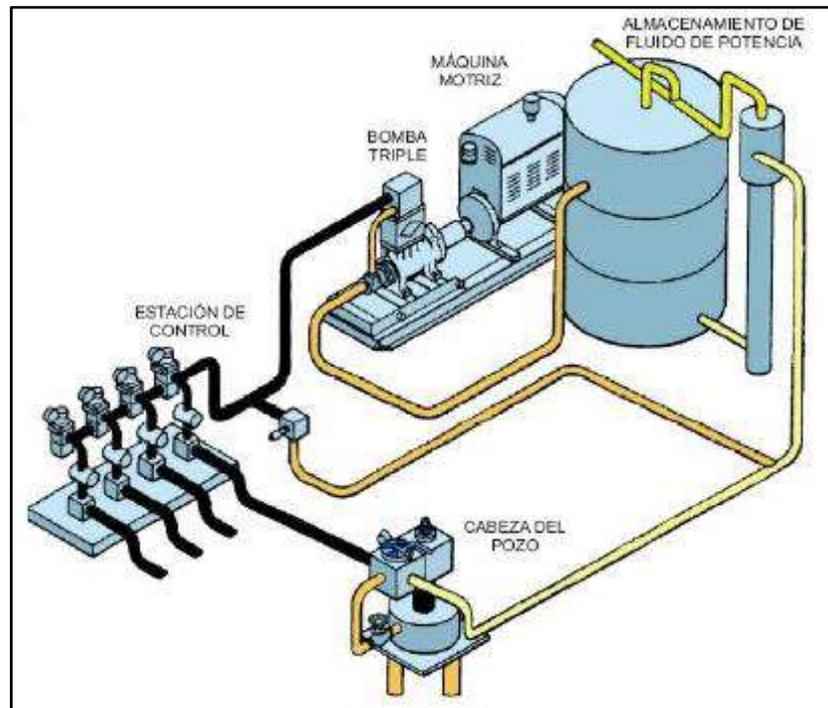


Figura 2.5 Equipo de Superficie para Bombeo Hidráulico
Fuente: Bradley, H. B. Petroleum Engineering Handbook.
 SPE, 1992

- **Cabezal de Pozo,** - Este posee una válvula MASTER, que se encuentra conectada directamente con el tubing y el casing, con las líneas de inyección y producción, por lo tanto, pilotea el movimiento de cualquier fluido (motriz o retorno) en cualquier sentido dentro del pozo.

2.2.3.4 Elementos de Fondo

- **Cavidad.** - Aquí es donde se encuentra alojada la bomba y se puede decir que es un conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para determinado tipo de bomba.
- **Standing Valve.** - Es un conjunto de válvulas de fondo que se encuentra diseñado para mantener la presión desde arriba mientras los fluidos fluyen desde abajo, además son necesarios para prevenir que el líquido que se encuentra circulando regrese al reservorio.
- **Bomba.** - En este tipo de instalaciones la unidad de bombeo no está conectada a ninguna de las tuberías, por lo que puede ser asentada por circulación del fluido motriz y desasentada por circulación inversa.
- **Camisas.** - Estos elementos permiten solo se pueda producir la zona o arena donde se encuentra el elemento, por lo cual van colocadas en un intervalo específico de la arena, las mismas que se pueden abrir o cerrar por medio de una herramienta conocida como “Shifting tool”.

2.2.4 Bombeo Hidráulico tipo JET

El bombeo tipo jet es una variante del bombeo hidráulico, que debido a su durabilidad y flexibilidad ha aumentado su aplicación.

2.2.4.1 Principio de Funcionamiento

La bomba hidráulica tipo Jet utiliza el efecto Venturi, donde el fluido motriz se encarga de transformar su energía potencial en energía cinética o de presión, por su paso a través de un área reducida. El fluido motriz es accionado a altas presiones hasta la bomba de subsuelo en donde pasa por medio de la boquilla o “nozzle”, transformándose en un chorro de gran velocidad y baja presión que permite una succión de los fluidos del yacimiento.

Esta presión de succión permite que los fluidos del yacimiento suban hacia la bomba entre el espacio de la boquilla y la garganta a un caudal deseado. Por lo tanto, los fluidos del yacimiento entran en contacto con el fluido motriz y son arrastrados por el efecto de la velocidad llegando a la sección de área constante o garganta “throat” donde se produce la mezcla, en esta sección la velocidad y la presión se mantienen constante. Ver Figura 2.6.

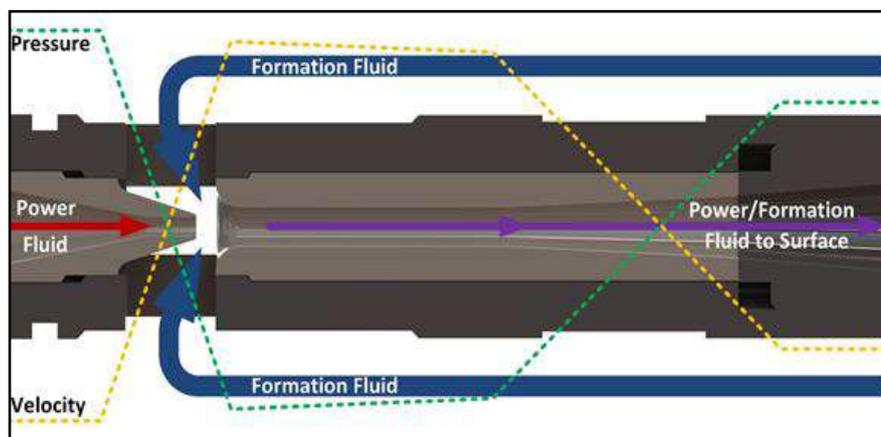


Figura 2.6 Principio de Operación de una Bomba Jet
Fuente: Jet Pumps for oil Production, Tech-Lo Consulting, 2017

Finalmente, esta mezcla de fluidos, al terminar la sección constante, pasa a través del difusor iniciando un cambio de área, donde la velocidad disminuye y la presión aumenta a medida que el área va aumentando. Esta presión final debe ser capaz de levantar la mezcla de fluidos hasta superficie.

2.2.4.2 Ventajas y Desventajas

Todo mecanismo que ayude a la producción de hidrocarburos posee ventajas y desventajas que hacen que las diferencie de las demás, las cuales se mencionan a continuación.

Ventajas

Las ventajas que predominan en este tipo de bombeo artificial son:

- Las bombas tipo jet son suficientemente flexibles en cualquier escenario de producción, sobre todo son implementados en pozos de difícil producción debido a su geometría (horizontales, direccionales, etc.) y composición del fluido.
- Puede levantar fluido desde profundidades hasta 20,000 pies (5486 m).
- No contienen partes móviles, y son fabricadas con aleaciones de altas resistencias, resistentes a la corrosión para pozos con gran contenido de sólidos y fluidos corrosivos o abrasivos.
- Es bueno en aplicaciones tempranas de producción debido a que manejan altos volúmenes de fluido, además de los grandes contenidos de gas y de sólidos.
- Puede ser aplicada de manera confiable en pozos cuyo ambiente de producción sean de altas temperaturas, incorporando elastómeros de resistencia para los elementos de sellado.

- El fluido motriz puede ser calentado para manejar de una mejor manera crudos viscosos o con bajo grado API.
- Se puede reducir la viscosidad del crudo pesado mediante el uso de un diluyente efectivo como fluido motriz.
- Pueden ser utilizados con éxito en pozos off-shore secundarios donde la intervención de otro mecanismo de bombeo suele ser muy costosa.
- Proporcionan una recuperación rápida y rentable de fluido de aproximadamente 2000 bbl/d o más.

Desventajas

Por otro lado, las desventajas que predominan en este tipo de levantamiento artificial son:

- Tienen una máxima eficiencia con un valor del 33%
- Es indispensable una buena comunicación entre el tubing y el casing para una operación exitosa y sin problemas.
- Es susceptible a la creación de emulsiones, dificultando así su proceso de tratamiento en superficie y por ende mayor consumo de demulsificantes.

- Debido a sus facilidades de superficie, el costo de inversión es alto ya que se necesitan mayor cantidad de líneas y tanques para el paso y proceso del fluido motriz.
- Alto riesgo por el manejo de altas presiones en las instalaciones de superficie.

2.2.5 Nomenclatura de Bomba Jet

Para la identificación del tamaño y capacidad de las bombas tipo jet se utiliza una nomenclatura que indica la relación de áreas de la garganta y la boquilla. En la siguiente tabla se muestra las denominaciones de cada una.

Tabla II. Nomenclatura de la Bomba Jet

BOQUILLA		GARGANTA	
Número	Área (in²)	Letra	Área (in²)
8	0,0144	H	0,0359
9	0,0159	I	0,0464
10	0,0175	J	0,0526
11	0,0310	K	0,0774

Fuente: Sertecpet, 2015

Por ejemplo, se puede tener una bomba 10J o simplemente se puede cambiar tanto el número como la letra según las especificaciones del pozo en que entra el diseño.

2.2.6 Software SYAL ®

Una de las herramientas para el diseño o rediseño de un sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico tipo Jet puede ser utilizado conociendo los parámetros petrofísicos y datos mecánicos del pozo al ser intervenido. El software SYAL ® proporciona el soporte necesario para este tipo de levantamiento artificial, el cual permite diseñar de forma eficiente las bombas de subsuelo, tomando como base el análisis Nodal en función de los datos obtenidos en pruebas de producción y Well Testing. Además, permite el diseño de la completación de fondo (BHA). (SERTECPET, 2017)

El software posee dos secciones para el posterior análisis del sistema de levantamiento, que son descritas a continuación:

- **Módulo de Reservorios.** - Simula, ajusta y predice el comportamiento del yacimiento (IPR) utilizando las correlaciones adecuadas según los parámetros petrofísicos y datos de producción entregados para posteriormente tener un adecuado índice de productividad (IP), presiones y caudales óptimos.
- **Módulo de Selección.** - De acuerdo con los datos mecánicos del pozo, se puede determinar y ajustar la bomba apropiada

teniendo el criterio necesario para realizarlo. Además de predice el comportamiento mecánico, presiones, eficiencia y potencias

2.2.7 MTU

Mobile Testing Unit (Unidad Móvil de Prueba), es un equipo utilizado para la evaluación y producción de pozos petroleros por medio del levantamiento artificial hidráulico. (SERTECPET, 2017)

2.2.7.1 Funcionamiento

La MTU proporciona el fluido motriz de inyección necesario para el adecuado funcionamiento de la Bomba Jet Claw en el fondo del pozo. (SERTECPET, 2015)

2.2.7.2 Componentes de la MTU

Los componentes de la MTU son los que se detallan a continuación: (Figura 2.7)

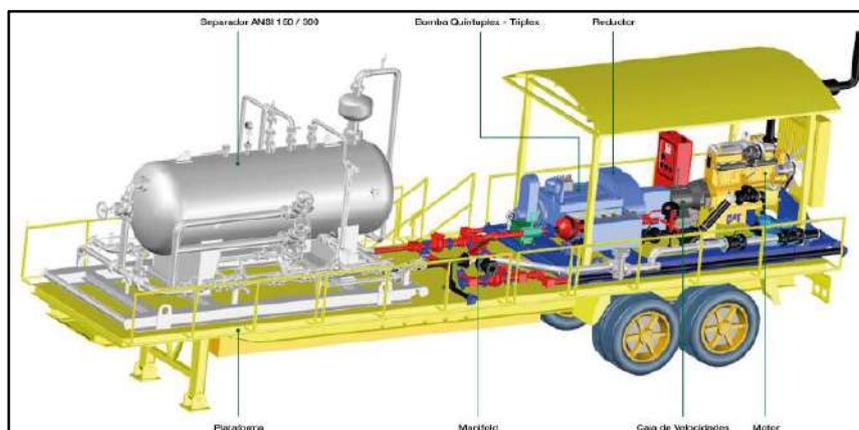


Figura 2.7 Componentes de la MTU
Fuente: SERTECPET, 2015

- **Motor de Combustión Interna.-** Caterpillar 3406 o Cummins QSM11/QSX15. El motor Caterpillar 3406 es de 6 cilindros en línea, con potencia de 425 HP /CAT 3406; y el Cummins es de 400 HP/QSM11 y 450 HP/QSX15.
- **Caja de Velocidades Eaton Fuller.-** La caja puede ser de 5 y 7 velocidades.
- **Reductor de Velocidades.-** La relación de transmisión es de 4,38 giros a 1 giro.
- **Bomba Recíprocante de Desplazamiento Positivo. -** Las bombas son dos tipos: Quintuplex y Triplex.
- **Manifold de Inyección. -** Es un conjunto de válvulas tapón y accesorios de 2" de alta presión, que permite direccionar el fluido por las líneas de inyección y retorno.

- **Separador Bifásico.** - Separa los fluidos, su capacidad estática puede ser 46 barriles o menos, y son de dos tipos: ANSI 150 y ANSI 300.
- **Plataforma.** - La plataforma es de 13 metros de largo por 3.25 metros de ancho. Su tipo de ocho ruedas rin son: 12R-20, con un tanque incorporado de combustible de 500 galones.

2.2.8 Mecanismos de Recuperación

Cuando se procede a inyectar agua producida por medio de un pozo inyector, la formación alrededor del pozo se calienta, y al mismo tiempo parte del calor que se inyecta, se disipa hacia las formaciones adyacentes. Esta agua producida suministra el calor necesario y conforme fluye alejándose del pozo inyector va formando zonas calentadas, donde la temperatura disminuye de manera gradual conforme se acerca al pozo objetivo. Este tipo de recuperación se tiene principalmente los siguientes mecanismos:

- Mejorar la movilidad del crudo, producto del calentamiento de la formación que ayuda a reducir la viscosidad.
- Reducción del petróleo residual a altas temperaturas.

La reducción del petróleo residual es debida a la expansión que sufre el petróleo debido a la presencia de altas temperaturas y los cambios de las fuerzas superficiales en los fluidos.

2.2.9 Parámetros para la Inyección de Agua Producida

Antes de que el agua sea inyectada a través de un pozo inyector debe ser debidamente tratada de forma física y química para salvar la integridad de las formaciones que son intervenidas, para así mantener su eficiencia como vía de movilidad del fluido.

El agua de inyección debe encontrarse correctamente filtrada, ya que de no serlo puede contener considerables partículas de sólidos que pueden taponar las caras de la formación al momento de su inyección. Además, debe tratarse con químicos tales como bactericidas y extractores de oxígeno, ya que estos factores pueden provocar un aumento en la presión de inyección necesaria para hacer una fractura, que con el tiempo crece en longitud y altura haciendo que las caras de la fractura se taponen.

Dichas fracturas al momento de su extensión por las capas pueden causar un cambio en el perfil de barrido del agua acarreando problemas más serios imposibilitando el control del mismo. Para evitar este tipo de problemas, se presentan los parámetros de control

bases que debe tener el agua para su compatibilidad con la formación.

Tabla III. Parámetros bases para el tratamiento de agua de Inyección

Concentración de Restos de Petróleo (ppm)		Filtración de Sólidos (micrones)	
Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
10	40	10	50

Fuente: Control de Agua de Inyección, Schlumberger

Por otro lado, también se puede producir un pobre barrido vertical debido a las fracturaciones térmicas producidas por la reducción de esfuerzos por enfriamiento. Estos casos son muy comunes en zonas marinas. (Bailey, Crabtree, & Tyrie, 2000)

2.2.10 Producción de Crudos Pesados

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que

exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. Actualmente la producción de crudo pesado representa menos del 10% de la producción total mundial. (Alboudwarej et al., 2006)



Figura 2.8 Muestra de Crudo Pesado
Fuente: Curtis et al., 2003

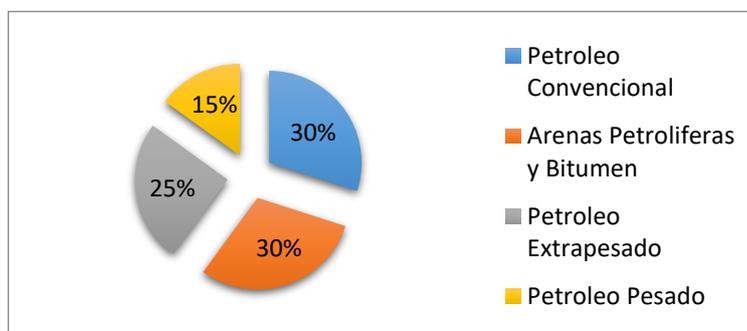


Figura 2.9 Reservas Mundiales de Petróleo
Fuente: Alboudwarej et al., 2006

Se han desarrollado varios métodos para reducir la viscosidad de crudos pesados mediante un equipo de levantamiento artificial tipo Jet.

2.2.10.1 Dilución con un crudo más ligero o diluyente de hidrocarburo

Este método consiste en mezclar o diluir el crudo pesado con un crudo de mayor grado API o algún diluyente de hidrocarburo como el destilado de queroseno, diésel, etc. Dicha mezcla ayuda a que la gravedad del crudo incremente de manera efectiva de tal manera que este pueda ser producido, sin embargo, el principal inconveniente que se tiene en este proceso es que los fluidos que se bombean al fondo del pozo son costosos con respecto a los fluidos que se van a producir, generando que el punto de quiebre económico sea alto.

2.2.10.2 Calentamiento de Crudo

Este método implica calentar el crudo pesado en su lugar de formación con el fin de reducir la viscosidad del mismo. Para poder realizar esto se requiere de la inyección de fluidos calientes como vapor y/o agua, para dicho efecto se requiere de equipo especializado debido a que la viscosidad

aumentará conforme el crudo se vaya enfriando. Por lo cual se requiere de un tubo aislado en el pozo con el fin de mantener la mayor cantidad de calor y se permita la producción a alta temperatura. El punto de equilibrio económico de dicho sistema también es alto porque se deben consumir grandes cantidades de energía en el proceso de calentamiento. (McClafflin, Bourne, & Whitfill, 1986)

2.2.10.3 Emulsificación con Agua y Surfactante

Este método para producir crudo con bajo grado API es a través de la emulsificación con agua y surfactante en el fondo del pozo, para que esta emulsión de aceite en agua con baja viscosidad pueda producirse. En dichos procesos, se admite una solución de agua y surfactante en el pozo donde se mezcla con el crudo viscoso pesado dentro o adyacente a una bomba de fondo de pozo. La emulsión se forma a continuación mediante la agitación y el movimiento de la mezcla inducida por la acción recíproca de la bomba de fondo de pozo. (McClafflin et al., 1986)

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1. Descripción General

A continuación, se presenta la metodología del proyecto, el cual involucra el uso de agua producida como fluido motriz para sistema de levantamiento artificial hidráulico en pozos con bajo grado API. El agua producida a inyectar como fluido motriz será tomada del pozo productor de agua ubicado en la misma locación, mientras que el fluido producido será enviado a las respectivas facilidades para ser tratado, donde el agua excedente será enviada al pozo inyector por medio de un eyector hidráulico. Para el cumplimiento del objetivo del proyecto, se deben considerar algunos parámetros.

El primero es que la cantidad de agua producida por el pozo productor sea suficiente para poderlo utilizar como fluido motriz, considerando que este pozo productor de agua se encuentra alimentando al pozo inyector X-17.

El segundo, es que el agua obtenida del tratamiento del fluido producido por el pozo objetivo cumpla los requerimientos necesarios para ser admitida por la arena donde se encuentra inyectando el agua por medio del pozo inyector, de tal manera que esta no posea agentes o compuestos que vayan a causar daños a la formación.

3.2. Disposición de Pozos del Campo X

En la Figura 3.1 se muestra el esquema del circuito cerrado que se utiliza en el Campo X.

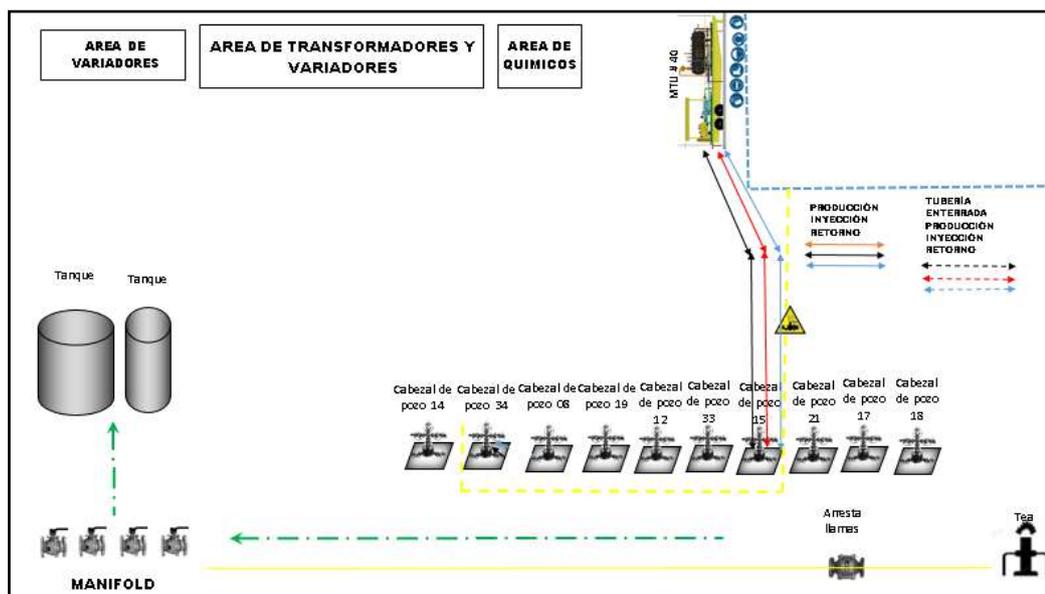


Figura 3.1 Esquema del Campo X actual
Fuente: Layout del Campo X, Sertecpet
Editado: Calle, A., Palacios, G., 2017

Se muestran los 10 pozos de la respectiva plataforma, X-08, X-12, X-14, X-15, X-17, X-18, X-19, X-21, X-33 Y X-34, en dónde, uno de ellos es el pozo productor de agua (X-18), otro es el pozo inyector del agua producida (X-17), y los demás son pozos productores de fluido (agua y petróleo).

La necesidad de la inyección de agua es debido a que en la estructura del Campo X hubo la depletación del yacimiento principal Napo UI, por esta razón, ni un pozo de los 8 productores de fluido (agua y petróleo) produce a flujo natural, por lo que son ayudados por los sistemas de levantamiento artificial y recuperación secundaria.

Entonces se decidió aislar la arena “U inferior” para posteriormente producir el agua de la formación “Hollín Inferior” en el pozo X- 018 y así alimentar al pozo inyector de agua. En la siguiente tabla se muestran los pozos productores con el respectivo mecanismo de recuperación.

Tabla IV. Mecanismo de Recuperación de Pozos Productores Campo X

Pozos Productores	Levantamiento Artificial	Recuperación Secundaria
X- 15	Bombeo Hidráulico Tipo Jet	Inyección de Agua
X- 12	Bombeo Electro-Sumergible	
X- 14		
X- 08		
X- 19		
X- 21		
X- 33		
X- 34		

Fuente: Base de datos Sertecpet, 2017

La producción de agua del pozo productor (X-18) es enviada como agua de inyección al pozo inyector (X-17) directamente, para así mantener las presiones en el yacimiento y tener una mejor producción con la ayuda de los sistemas de levantamiento de cada pozo productor de crudo. El agua producida va directamente al pozo inyector ya que no afecta a los parámetros de la formación a la que es inyectada.

Actualmente, el pozo X-14 se encuentra cerrado por problemas mecánicos en la completación, por lo que se toma en cuenta principalmente para la implementación de la propuesta. Por otro lado, el pozo X-019 produce con un BSW alto por lo que ya no se toma en cuenta en el caso de estudio.

En la Figura 3.2. se muestra el nuevo esquema que tendría el campo si se llega implementar la propuesta, con algunas líneas adicionales.

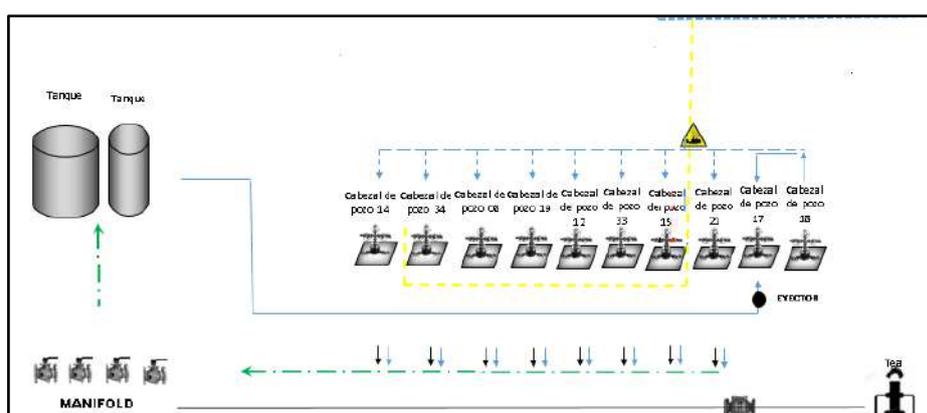


Figura 3.2 Esquema del Campo X propuesto
Fuente: Layout del Campo X, Sertecpet
Editado: Calle, A., Palacios, G., 2017

Se desea incrementar el caudal de producción de agua del pozo productor a través del cambio de frecuencias, para que una parte de este sirva como fluido motriz del pozo que se seleccione. Adicional a esto, la mezcla de los fluidos inyectados y producidos pasan a los tanques en donde por medio de la gravedad van a separarse.

Con el fin de tener un sistema cerrado eficiente, el agua separada que inicialmente sirvió como fluido motriz, debe retornar al pozo inyector sin afectar los parámetros de yacimiento, por lo que es necesario colocar un sistema de tratamiento sencillo para el filtrado y algunos aditivos, para que se tenga compatibilidad con el yacimiento, además de implementar un inyector para reestablecer las presiones de inyección.

3.3. Pozos Candidatos del Campo X

El criterio principal para la implementación de la propuesta en los 7 pozos productores del Campo X se basa en el tipo de geometría de la bomba a utilizar en el bombeo hidráulico tipo Jet y de cuáles son los parámetros óptimos para su funcionamiento, los cuales dependen de los datos mecánicos de cada pozo, históricos de producción y del reservorio, además de la disponibilidad de fluido motriz que se tenga. Los resultados finales de producción de cada pozo son un factor importante para la aplicación. Estos datos mencionados son necesarios para ingresarlos

como data de entrada en el software SYAL® el cual será de ayuda para el respectivo diseño.

A continuación, se presentan los parámetros necesarios de cada pozo del campo X para su respectivo diseño.

3.3.1. Data Sheet del Campo X

Tabla V. Parámetros Petrofísicos de los Pozos del Campo X

POZOS	X-08	X-12	X-14	X-15	X-21	X-33	X-34
PRESIÓN DE RESERVORIO (Psi)	1300	1150	1200	1100	1000	1452	1200
TEMPERATURA DE RESERVORIO (°F)	220	220	220	220	220	220	220
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (Psi)	600	597	650	508	450	600	400
PRESIÓN DE INTAKE (Psi)	647	410	485	204	200	189	220
PRODUCCIÓN ACTUAL (BFPD)	146	436	157	438	180	673	140
PRESIÓN DE BURBUJA (Psi)	860	860	860	870	847	847	848
GRADO API (°API)	18,8	20.1	18.8	18.6	19.3	19.3	13.3
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL OIL (adim.)	0,941	0.933	0.941	0.943	0.938	0.938	0.977
BSW (%)	8	5	10	2	3	2	19.5
SALINIDAD TOTAL (Ppm -Cl)	23330	8000	5750	17800	36500	36500	13700
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL AGUA (ADIM.)	1,02	1.01	1.00	1.01	1.03	1.03	1.01
PRESIÓN DEL SEPARADOR (Psi)	135	135	135	135	135	135	135
TEMPERATURA DEL SEPARADOR (°F)	140	140	140	140	140	140	140
GOR (Scf/Stb)	163	163	146	163	146	146	163
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS (adim.)	0,784	0.784	0.784	0.784	1.222	1.222	1.222

Fuente: Base de datos PAM, 2016

3.4. Disponibilidad de Agua del Pozo X-18

El pozo X-18 es ayudado por medio del mecanismo de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible con 126 etapas para la producción del agua, que posteriormente, es inyectada al pozo X-17. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los parámetros promedios de inyección que se utiliza actualmente en el pozo X-18.

Tabla VI. Parámetros de Inyección del Pozo X-18

Pozo X-18	
Frecuencia de la Bomba (Hz)	35
Presión de descarga (psi)	3820
Presión de fondo (psi)	2894
Presión de cabeza (psi)	984
Caudal de Inyección (bwpd)	3541

Fuente: Base de Datos Petroamazonas

Es necesario un caudal aproximado de 3550 barriles para llegar a las condiciones necesarias de inyección con casi 1000 psi en la cabeza y cumplir su objetivo. Las condiciones mencionadas previamente son obtenidas con un índice de productividad de 7,7 BFPD/PSI a un BSW del 100%. En la siguiente figura se muestra el comportamiento de la bomba a esta condición.

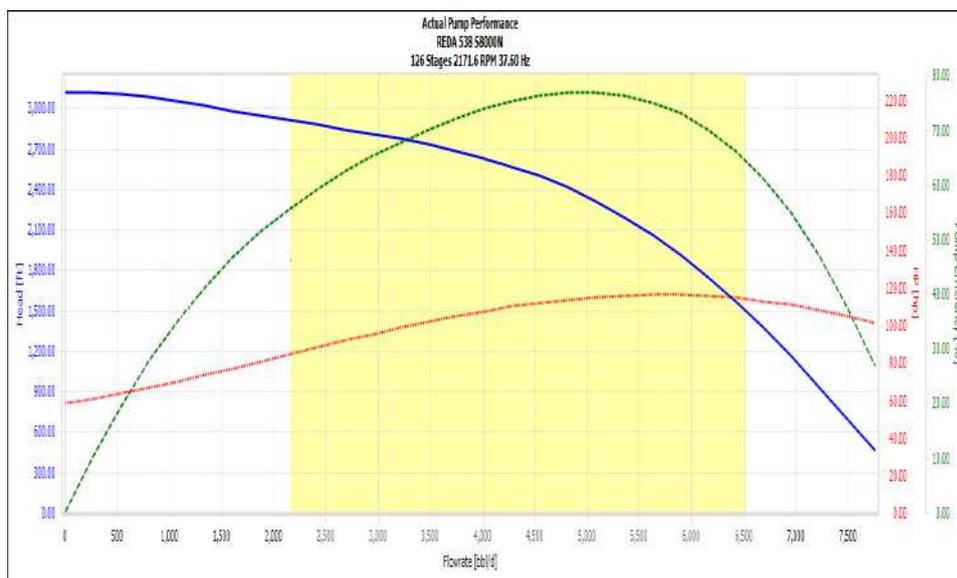


Figura 3.3 Curva de la BES a 35Hz del Pozo X-08

Fuente: Petroamazonas, 2017

El índice de productividad indica un nivel alto en la disponibilidad de agua para este pozo. La Figura 3.3 indica que, para una frecuencia de 35 Hz, se puede obtener un caudal máximo óptimo de 6500 BWPD, pero a una presión de descarga menor, por lo que hay que tener un equilibrio entre estas dos variables para llegar a las condiciones óptimas que demandan las geometrías en el posterior diseño.

Con el fin de tener suficiente agua para la inyección tanto para el pozo inyector y para uno de los pozos de los que se realiza la propuesta, es necesario el cambio de variables que ayuden al aumento de dicha producción. Por lo tanto, de acuerdo con las condiciones de la bomba y el pozo, se cambia el índice de productividad a 20 BFPD/PSI con un BSW

del 100%, para observar la máxima disponibilidad. Se muestra en la Figura 3.4 el respectivo comportamiento de la bomba.

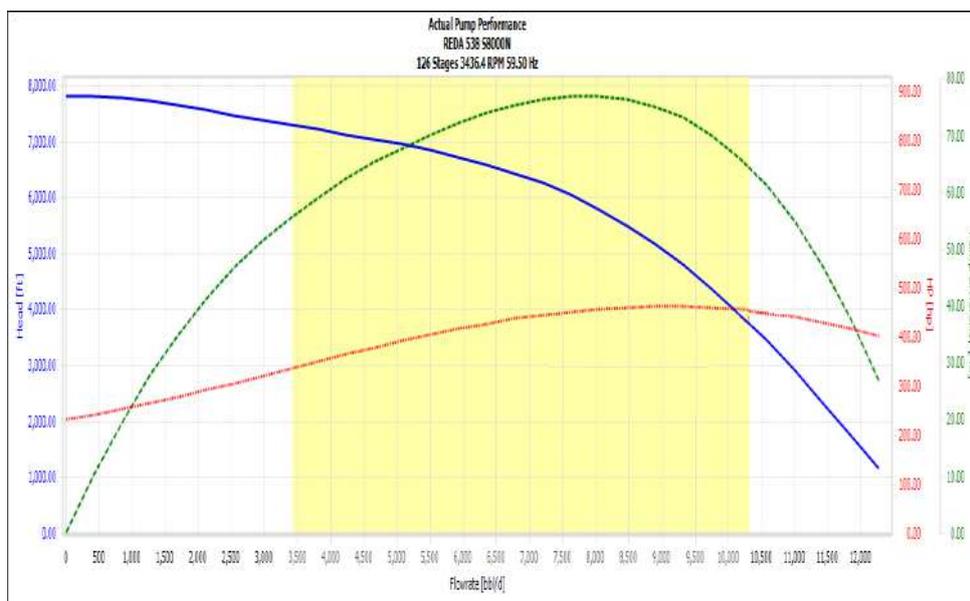


Figura 3.4 Curva de la BES a 60Hz del Pozo X-08
Fuente: Petroamazonas, 2017

La curva de la bomba indica un aumento en la producción de agua máxima de 10000 BWPD a una presión de descarga mínima para este caso. Como se mencionó anteriormente, el aumento de los valores de caudal y de presión van a depender de la demanda de las geometrías para su funcionamiento.

3.5. Geometrías Propuestas para los Pozos del Campo X

De acuerdo con la disponibilidad del agua producida y de las presiones de descarga de la bomba del Pozo X-18, se obtuvieron diferentes geometrías para cada pozo, que con ayuda del análisis nodal se tuvieron las respectivas gargantas y boquillas óptimas según el criterio ingenieril, utilizando la data proporcionada como se muestra en la tabla #.

3.5.1. Propuestas para el Pozo X-08

La producción actual de petróleo del Pozo X-008 es de unos 146 BFPD. La tabla muestra las posibles geometrías a utilizar con caudales de producción aproximados o mejores al actual, con presiones dentro de lo permitido.

Tabla VII. Geometrías Propuestas Pozo X-08

	P 01	P 02	P 03	P04
Geometría	10H	11I	12J	12K
Tipo de Bomba Jet	Directa	Directa	Directa	Directa
Presión de inyección (PSI)	2700	2300	2100	2600
Caudal de inyección (BIPD)	1785	2346	2985	3113
PIP (PSI)	430	430	430	430
Pwf (PSI)	600	600	600	600
Caudal de Cavitación (BFPD)	435	449	465	742
Caudal de Producción (BFPD)	147	149	153	156
BSW (%)	8%	8%	8%	8%
Caudal Petróleo (BOPD)	135.24	137.08	140.76	143.52

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

3.5.2. Propuestas para el Pozo X-12

La producción actual de petróleo del Pozo X-012 es de 436 BFPD. Los caudales mostrados en la tabla por cada geometría propuesta son aproximados o mejores a la producción actual, por lo que su elección depende de la disponibilidad de presiones de inyección

Tabla VIII. Geometrías Propuestas Pozo X-12

	P 01	P 02
Geometría	12L	12L
Tipo de Bomba Jet	Directa	Reversa
Presión de inyección (PSI)	3600	3600
Caudal de inyección (BIPD)	3347	3376
PIP (PSI)	488	488
Pwf (PSI)	597	597
Caudal de Cavitación (BFPD)	1135	1135
Caudal de Producción (BFPD)	469	415
BSW (%)	5%	5%
Caudal Petróleo (BOPD)	445.55	394.25

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

3.5.3. Propuestas para el Pozo X-14

La producción actual de petróleo del Pozo X-014 es de 157 BFPD. En este caso, los caudales mostrados en la tabla muestran una mejora en los caudales de producción por cada geometría, por lo que el análisis de cavitación de las bombas es de suma importancia para la elección.

Tabla IX. Geometrías Propuestas Pozo X-14

	P 01	P 02	P 03
Geometría	11I	11K	12J
Tipo de Bomba Jet	Directa	Directa	Directa
Presión de inyección (PSI)	2300	3500	2100
Caudal de inyección (BIPD)	2346	2586	2981
PIP (PSI)	560	560	560
Pwf (PSI)	650	650	650
Caudal de Cavitación (BFPD)	523	1043	540
Caudal de Producción (BFPD)	162	165	166
BSW (%)	10%	10%	10%
Caudal Petróleo (BOPD)	146	149	149

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

3.5.4. Propuestas para el Pozo X-15

La producción actual de petróleo del Pozo X-015 es de 438 BFPD. Los caudales mostrados en la tabla muestran una mejora en los caudales de producción por en las Propuestas 02 y 03, por lo que el análisis de cavitación de las bombas es importante para la elección.

Tabla X. Geometrías Propuestas Pozo X-15

	P 01	P 02	P 03
Geometría	11K	12K	12L
Tipo de Bomba Jet	Directa	Directa	Directa
Presión de inyección (PSI)	3700	2800	3400
Caudal de inyección (BIPD)	2516	3096	3237
PIP (PSI)	562	562	562

Pwf (PSI)	870	870	870
Caudal de Cavitación (BFPD)	1022	845	1195
Caudal de Producción (BFPD)	446	423	461
BSW (%)	2.0%	2.0%	2.0%
Caudal Petróleo (BOPD)	437	415	452

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

3.5.5. Propuestas para el Pozo X-21

La producción actual de petróleo del Pozo X-021 es de 180 BFPD. Al igual que los casos anteriores, las producciones de diseño por cada geometría son ligeramente mejores, por lo que la elección se basa en la disponibilidad de recursos.

Tabla XI. Geometrías Propuestas Pozo X-21

	P 01	P 02
Geometría	12L	12L
Presión de inyección (PSI)	Directa	Reversa
Tipo de Bomba Jet	3400	3500
Caudal de inyección (BIPD)	3346	3384
PIP (PSI)	202	202
Pwf (PSI)	450	450
Caudal de Cavitación (BFPD)	732	732
Caudal de Producción (BFPD)	186	184
BSW (%)	3%	3%
Caudal Petróleo (BOPD)	180	178

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

3.5.6. Propuestas para el Pozo X-33

La producción actual de petróleo del Pozo X-33 es de 673 BFPD. En este caso, cada geometría produce a un caudal ligeramente menor que el caudal actual, en este caso también se tendría que ver la disponibilidad de recursos.

Tabla XII. Geometrías Propuestas Pozo X-33

	P 01	P 02
Geometría	12L	11K
Tipo de Bomba Jet	Directa	Directa
Presión de inyección (PSI)	3800	4200
Caudal de inyección (BIPD)	3357	2658
PIP (PSI)	478	478
Pwf (PSI)	600	600
Caudal de Cavitación (BFPD)	1014	868
Caudal de Producción (BFPD)	664	659
BSW (%)	2%	2%
Caudal Petróleo (BOPD)	651	646

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

3.5.7. Propuestas para el Pozo X-34

La producción actual para el Pozo X-34 es de 140 BFPD. La producción con las geometrías propuestas es ligeramente mayor, por lo que la elección depende tanto de disponibilidad de recursos como de la verificación de los caudales de cavitación.

Tabla XIII Geometrías Propuestas Pozo X-34

	P 01	P 02	P 03
Geometría	10H	10I	12K
Tipo de Bomba Jet	Directa	Directa	Directa
Presión de inyección (PSI)	2900	3500	2800
Caudal de inyección (BIPD)	1834	1918	3201
PIP (PSI)	323	323	323
Pwf (PSI)	400	400	400
Caudal de Cavitación (BFPD)	376	508	641
Caudal de Producción (BFPD)	143	141	149
BSW (%)	20%	20%	20%
Caudal Petróleo (BOPD)	115	114	120

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Selección de Geometrías

Para la selección de las geometrías mencionadas en el capítulo anterior, es necesario tomar en cuenta el análisis nodal que se obtuvieron con el IPR de cada pozo y la curva de cada bomba. Se deben considerar las presiones que se manejan en cada parte del sistema, tales como las presiones de inyección, presión de entrada en la bomba y las presiones de descarga, además de la disponibilidad de fluido del pozo productor X-018.

También se debe tomar en cuenta los caudales de cavitación del sistema para estimar la vida útil de las bombas hidráulicas con la ayuda del análisis nodal. En las siguientes sub-secciones se mostrarán la geometría elegida por cada pozo con su respectivo análisis

4.1.1. Geometría Pozo X-08

Para este caso, se tiene dos geometrías tentadoras, Propuesta 03 y Propuesta 04 (tabla), las cuales muestran un aumento de producción significativo con respecto al valor actual, con un caudal de cavitación óptimo. De acuerdo con la disponibilidad de presiones de inyección, la Propuesta 03 es de conveniencia, ya que la presión de inyección es pequeña con respecto a la Propuesta 04 a pesar de la diferencia de caudales. La propuesta 02 también tiene una presión de inyección baja a un caudal aceptable, pero en

condiciones de inyección y producción, la geometría 12J de la Propuesta 03, es la más adecuada.

Tabla XIV. Geometría Seleccionada Pozo X-08

	PROPUESTA 03
Geometría	12J
Tipo de Bomba Jet	Directa
Presión de inyección (PSI)	2100
Caudal de inyección (BIPD)	2985
PIP (PSI)	430
Pwf (PSI)	600
Caudal de Cavitación (BFPD)	465
Caudal de Producción (BFPD)	153
BSW (%)	8%
Caudal Petróleo (BOPD)	140.76

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

En la Figura 4.1 se muestra el análisis nodal que se genera a partir de la elección de la geometría, mostrando las curvas de la bomba a distintas presiones de inyección.

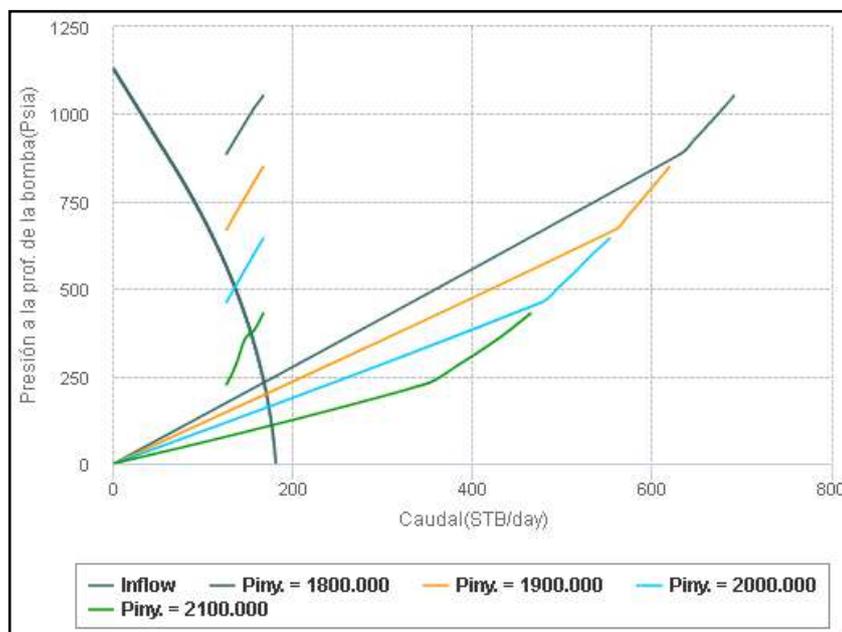


Figura 4.1 Análisis Nodal Pozo X-08
Fuente: Syal ®, Sertecpet

Tabla XV. Geometría Seleccionada Pozo X-08

Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psia)
1800.000	93.994	732.125
1900.000	115.143	624.346
2000.000	134.846	507.160
2100.000	152.741	376.743

Fuente: Syal ®, Sertecpet

4.1.2. Geometría Pozo X-12

Anteriormente, se mostraron solo dos propuestas para la selección, Propuesta 01 y Propuesta 02, las cuales son de la misma geometría, pero de distinto tipo de bomba. Esta geometría fue la más adecuada en el proceso de selección ya que posee un tipo de bomba óptima para el comportamiento del yacimiento. Las presiones de inyección son altas para este tipo de geometría, por lo que se decide usar una bomba Jet Reversa para disminuir dicho valor, pero los resultados no fueron favorables. La geometría 12L Directa de la Propuesta 01, es la más adecuada, aunque se necesitaría un mecanismo extra que brinde energía suficiente para la inyección.

Tabla XVI. Geometría Seleccionada Pozo X-12

	PROPUESTA 01
Geometría	12L
Tipo de Bomba Jet	Directa
Presión de inyección (PSI)	3600
Caudal de inyección (BIPD)	3347
PIP (PSI)	488
Pwf (PSI)	597
Caudal de Cavitación (BFPD)	1135
Caudal de Producción (BFPD)	469
BSW (%)	5%
Caudal Petróleo (BOPD)	445.55

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

En la Figura 4.2 se muestra el respectivo análisis nodal que se da en la selección de la bomba, con la respectiva curva del comportamiento del pozo, y de la bomba a diferentes presiones de inyección.

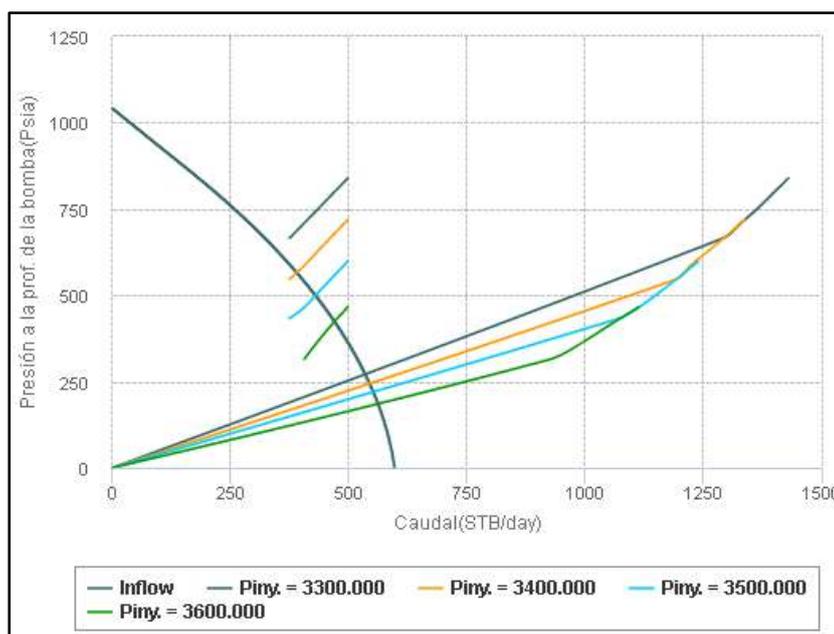


Figura 4.2 Análisis Nodal Pozo X-12
Fuente: Syal ®, Sertecpet

Tabla XVII. Geometría Seleccionada Pozo X-12

Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psia)
3300.000	347.610	630.022
3400.000	390.614	564.822
3500.000	430.631	497.874
3600.000	468.856	426.138

Fuente: Syal®, Sertecpet

4.1.3. Geometría Pozo X-14

Para este pozo, debido a la disposición de energía, las Propuestas 01 y 03 son de gran conveniencia ya que las presiones de inyección son pequeñas con respecto a la Propuesta 02, que, aunque tiene un caudal más alto que la producción actual, posee un alto valor de presión de inyección. Por lo tanto, en base a un buen criterio, la geometría 12J Directa de la Propuesta 03, es la más adecuada ya que se necesita de una presión relativamente baja para su inyección, además de poseer con buenas características de producción y vida útil de la bomba.

Tabla XVIII. Geometría Seleccionada Pozo X-14

	PROPUESTA 03
Geometría	12J
Tipo de Bomba Jet	Directa
Presión de inyección (PSI)	2100
Caudal de inyección (BIPD)	2981
PIP (PSI)	560
Pwf (PSI)	650
Caudal de Cavitación (BFPD)	540
Caudal de Producción (BFPD)	166
BSW (%)	10%
Caudal Petróleo (BOPD)	149

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

En la figura 4.3 se muestra de igual forma el análisis nodal respectivo para este tipo de bomba o geometría, donde se encuentra las curvas tanto de comportamiento del yacimiento y de la bomba.

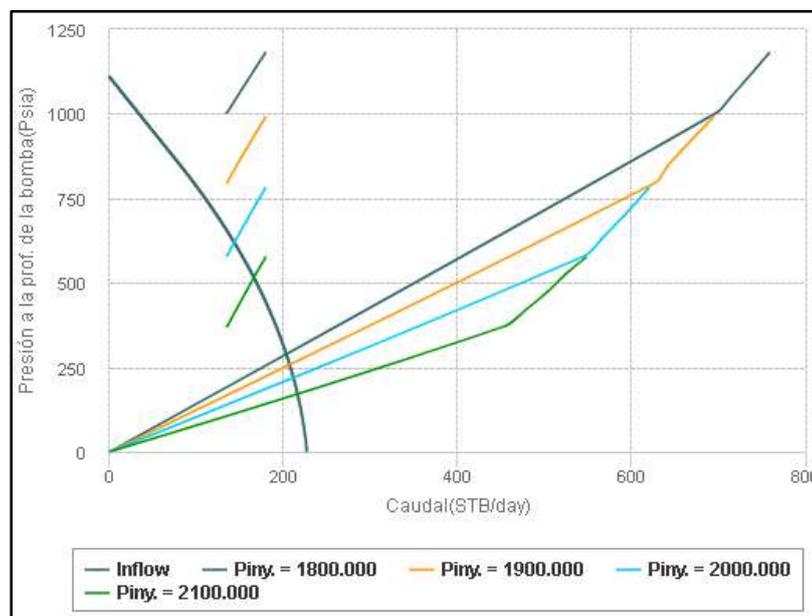


Figura 4.3 Análisis Nodal Pozo X-14

Fuente: Syal ®, Sertecpet

Tabla XIX. Geometría Seleccionada Pozo X-14

Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psia)
1800.000	90.860	817.618
1900.000	118.572	719.473
2000.000	143.105	621.650
2100.000	165.820	517.568

Fuente: Syal ®, Sertecpet

4.1.4. Geometría Pozo X-15

La selección de la propuesta correcta, como en caso anteriores, va ligada a la disponibilidad de energía, por lo que se ha tratado a que la presión de inyección sea la más baja posible que presente una

mejora tanto en la producción o vida útil (caudal de cavitación). La propuesta 03 es la que cumple lo mencionado previamente, aunque su presión de inyección es relativamente alta por lo que su funcionamiento va a depender del análisis de presiones del pozo productor de agua. Por lo tanto, la geometría 12L Directa de la propuesta 03 es la más adecuada.

Tabla XX. Geometría Seleccionada Pozo X-15

	PROPUESTA 01
Geometría	12L
Tipo de Bomba Jet	Directa
Presión de inyección (PSI)	3400
Caudal de inyección (BIPD)	3237
PIP (PSI)	562
Pwf (PSI)	870
Caudal de Cavitación (BFPD)	1195
Caudal de Producción (BFPD)	461
BSW (%)	2.0%
Caudal Petróleo (BOPD)	452

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

El respectivo análisis nodal con las respectivas curvas es presentado a continuación.

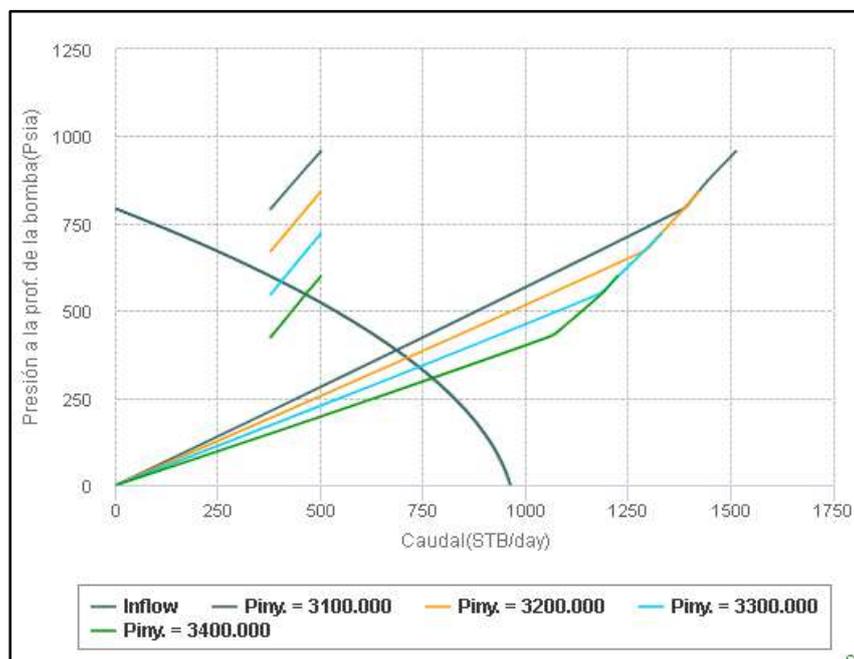


Figura 4.4 Análisis Nodal Pozo X-15
Fuente: Syal ®, Sertecpet

Tabla XXI. Geometría Seleccionada Pozo X-15

Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psia)
3100.000	278.263	653.968
3200.000	338.922	620.391
3300.000	400.544	584.594
3400.000	461.203	547.423

Fuente: Syal ®, Sertecpet

4.1.5. Geometría Pozo X-21

Este es un caso similar al del Pozo X-12, debido a las presiones de inyección altas que se presentan para las geometrías propuestas, tanto para las bombas directa y reversa. En la selección de las bombas, se presentan geometrías con presiones de inyección que van por encima de los 3000 psi, por lo que es de necesidad implementar un equipo que adicione energía para este pozo. A pesar de la necesidad presente, se selecciona la Propuesta 01, de geometría 12L Directa ya que es adecuada con una producción ligeramente alta y con un caudal de cavitación muy aceptable.

Tabla XXII. Geometría Seleccionada Pozo X-21

	PROPUESTA 01
Geometría	12L
Tipo de Bomba Jet	Directa
Presión de inyección (PSI)	3400
Caudal de inyección (BIPD)	3346
PIP (PSI)	202
Pwf (PSI)	450
Caudal de Cavitación (BFPD)	732
Caudal de Producción (BFPD)	186
BSW (%)	3%
Caudal Petróleo (BOPD)	180

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

Se muestra en la Figura 4.5 el análisis nodal respectivo para este Pozo, mostrando sus respectivas curvas de bomba y del comportamiento del yacimiento.

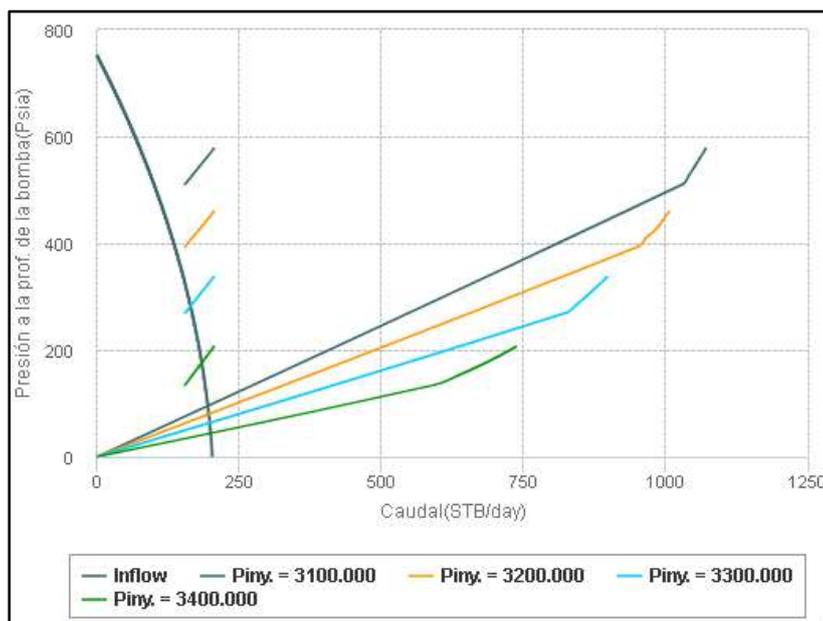


Figura 4.5 Análisis Nodal Pozo X-21
Fuente: Syal ®, Sertecpet

Tabla XXIII. Geometría Seleccionada Pozo X-21

Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psia)
3100.000	117.635	458.734
3200.000	142.176	374.866
3300.000	163.878	285.566
3400.000	183.754	179.277

Fuente: Syal ®, Sertecpet

4.1.6. Geometría Pozo X-33

La producción que se presenta en cada una de las propuestas es un poco menor que la producción actual. Por otro lado, las presiones de inyección son muy altas para que pueda entrar en una buena propuesta de cambio. La propuesta 01, en teoría, sería la más indicada ya que tiene la producción más cercana a la actual y a la presión de inyección es la más baja que las que se seleccionaron. En la tabla siguiente se muestran los parámetros para dicha geometría.

Tabla XXIV. Geometría Seleccionada Pozo X-33

	PROPUESTA 01
Geometría	12L
Tipo de Bomba Jet	Directa
Presión de inyección (PSI)	3800
Caudal de inyección (BIPD)	3357
PIP (PSI)	478
Pwf (PSI)	600
Caudal de Cavitación (BFPD)	1014
Caudal de Producción (BFPD)	654
BSW (%)	2%
Caudal Petróleo (BOPD)	651

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

De igual manera, se muestran las curvas correspondientes al análisis nodal para este pozo con sus respectivos caudales de inyección.

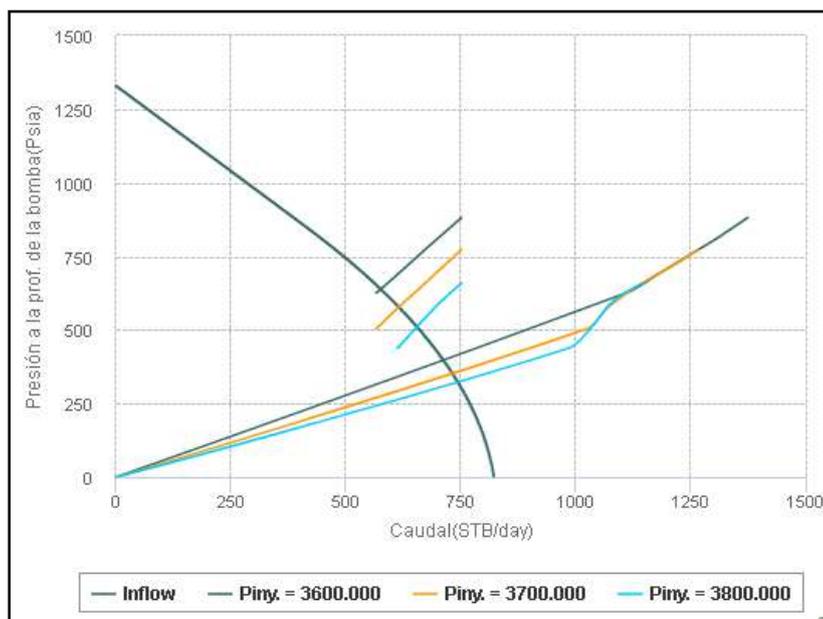


Figura 4.6 Análisis Nodal Pozo X-33
Fuente: Syal®, Sertecpet

Tabla XXV. Geometría Seleccionada Pozo X-33

Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psia)
3600.000	575.205	640.348
3700.000	614.704	579.359
3800.000	654.203	512.384

Fuente: Syal®, Sertecpet

4.1.7. Geometría Pozo X-34

Así como en casos anteriores, el factor que decide la selección del tipo de geometrías es la disponibilidad de energía para que el agua producida pueda ser inyectada directamente al pozo. Las presiones de inyección para los tipos de geometría propuestas para este pozo son relativamente altas, aunque los caudales de inyección son mejores que el actual. La propuesta 03 es la más indicada debido a su menor valor de presión de inyección y su caudal mayor a esa presión. Por lo tanto, la Propuesta 03 de geometría 12K Directa es la seleccionada, cuyos parámetros se muestran en la tabla XXVI.

Tabla XXVI. Geometría Seleccionada Pozo X- 34

	PROPUESTA 03
Geometría	12K
Tipo de Bomba Jet	Directa
Presión de inyección (PSI)	2800
Caudal de inyección (BIPD)	3201
PIP (PSI)	323
Pwf (PSI)	400
Caudal de Cavitación (BFPD)	641
Caudal de Producción (BFPD)	149
BSW (%)	20%
Caudal Petróleo (BOPD)	120

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

El análisis nodal se muestra en la figura 4.7 donde se presentan las curvas de la bomba con la respectiva geometría a distintos caudales de inyección, en la curva del comportamiento del yacimiento.

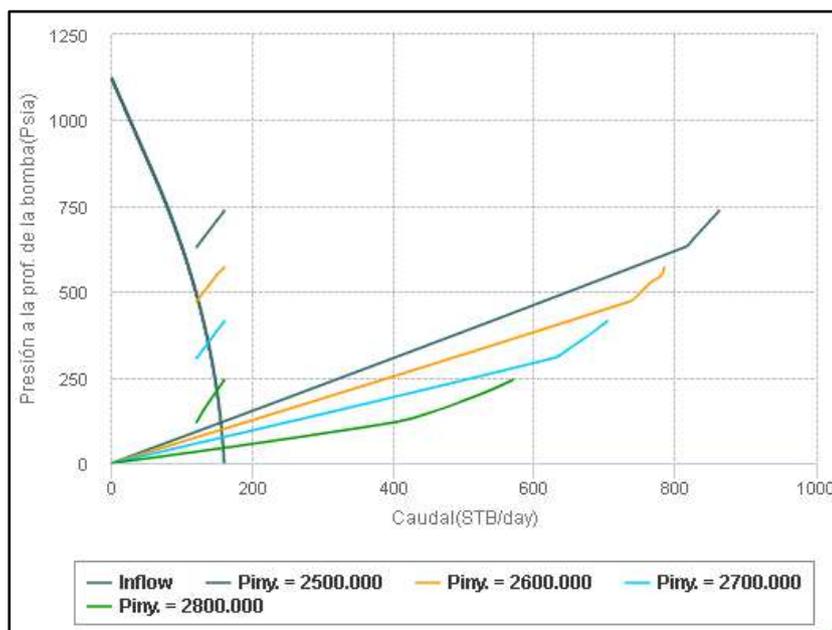


Figura 4.7 Análisis Nodal Pozo X-34
Fuente: Syal ®, Sertecpet

Tabla XXVII. Geometría Seleccionada Pozo X-34

Piny. (Psia)	Caudal (STB/day)	Psuc. (Psia)
2500.000	105.734	593.895
2600.000	122.160	479.777
2700.000	136.832	354.526
2800.000	149.112	214.002

Fuente: Syal ®, Sertecpet

4.2. Análisis de Disponibilidad de Presiones

Del capítulo anterior en la sección 4, se analizó la disponibilidad de agua del pozo producto X-18 con las curvas de la bomba electro-sumergible, en la que se observó que hay suficiente agua para la inyección adicional. Ahora se debe analizar la disponibilidad de energía o de presiones que se debe tener para la posibilidad de la inyección directa a los pozos en donde se implementa la propuesta. En la siguiente tabla se muestra los valores de presión de inyección que generan las geometrías a cada uno de los pozos productores.

Tabla XXVIII. Presión de Inyección requerida por geometría

Pozo	Geometría	Presión de Inyección Requerida (psi)
X-08	12J	2100
X-12	12L	3600
X-14	12J	2100
X-15	12L	3400
X-21	12L	3400
X-34	12K	2800

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

Por otro lado, de acuerdo con la Tabla XXVIII, con respecto a los datos actuales del Pozo X-18 de la presión de descarga de la bomba a los 35Hz y la presión de cabeza, se tiene una pérdida de cabeza aproximada del 73% en toda la tubería.

Con los datos obtenidos, se realiza una relación de presiones de descarga y de cabeza con la curva de la bomba a 60Hz y un índice de productividad de 20 BFPD/PSI conjunto a los datos de presión y caudal de inyección necesaria por cada geometría. Por lo tanto, se tiene los siguientes resultados en la siguiente tabla.

Tabla XXIX. Presión de Inyección dada del Pozo X-18 por geometría

Pozo	Geometría	Presión de Inyección Requerida (psi)	Presión de Inyección Dada (psi)	Inyección Directa
X-08	12J	2100	2600	SI
X-12	12L	3600	2539	NO
X-14	12J	2100	2600	SI
X-15	12L	3400	2519	NO
X-21	12L	3400	2499	NO
X-34	12K	2800	2579	NO

Fuente: Calle, A., Palacios, G., 2017

Para los Pozos X-08 y Pozo X-14 se puede realizar inyección directa, sin embargo, se debe tomar en cuenta que la presión de inyección requerida para ambos es menor, por lo que se debe agregar algún accesorio que controle dichas presiones.

Para los demás pozos no existe la posibilidad de realizar la inyección directa, ya que a medida que se aumente el caudal de fluido de inyección, disminuye la presión de descarga, por lo que es necesario

instalar un equipo que brinde dicha energía y cumplir con los parámetros demandados por cada geometría.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES

La utilización de agua de producción como fluido motriz en un sistema de bombeo hidráulico tipo jet es válida para la optimización de recursos tanto materiales como energéticos, además de la posibilidad de mejorar la producción de un pozo determinado diseñando las geometrías adecuadas según los datos proporcionados, como sucedió con los Pozos X-08, X-14, X-15, X-21 y X-034.

Las geometrías propuestas para cada pozo fueron seleccionadas en base al análisis nodal que genera cada una, en donde se observa principalmente la producción positiva que arroja cada curva de la bomba, además de sus caudales de cavitación que determina su vida útil y la disponibilidad de presiones que estas requieren para su funcionamiento.

Las presiones de inyección para el funcionamiento de las geometrías de los Pozos X-08 y X-14 fueron las más bajas en comparación de las propuestas de los demás pozos, por lo que son buenos candidatos para la implementación del estudio ya que el análisis de la presión de cabeza del Pozo X-18 da la posibilidad que haya una inyección directa solamente agregando accesorios para controlar dichas presiones.

Se descarta la implementación del estudio para el pozo X-33, ya que los caudales de producción son bajos con respecto a los caudales actuales, además de que se necesita una presión de inyección alta que se aproxima a los 4000 psi lo cual indica por instalar una bomba con mayor capacidad que permita la inyección.

El software SYAL ® fue de gran utilidad para el diseño de las geometrías para cada pozo, en donde fue necesario la adquisición de datos referente al historial de producción, parámetros petrofísicos y datos mecánicos actuales de cada pozo. Cabe recalcar que para el diseño se utilizó una plantilla de completación simple para el diseño de las bombas tomando como referencia los surveys de cada pozo.

Ya que se disponía con un alto nivel de fluido motriz, se probó utilizar los diseños con bombas reversas con el fin de tener valores de presión de inyección más bajos y así aprovechar la presión de cabeza del Pozo X-18, pero al momento del diseño el software arrojó geometrías con presiones de inyección ligeramente altas a las bombas directas como sucedió con la propuesta del Pozo X-21, por lo que la elección de todas las geometrías fue del mismo tipo.

RECOMENDACIONES

Con el fin de que se pueda inyectar el agua producida del Pozo X-18, es necesario instalar una bomba en superficie o recomendar que en el siguiente workover del Pozo X-18 se incluya la implementación de una bomba electrosumergible con mayor cantidad de etapas para que haya un aumento en la presión de descarga y así se llegue a una presión de cabeza mayor y favorezca a la inyección directa de los demás pozos, cuyas presiones de inyección de diseño de las geometrías oscilan entre 2600 a 3600 psi.

Para que se tenga un sistema cerrado entre el agua de producción del Pozo X-18 y el fluido motriz en cada una de las propuestas, se necesita agregar líneas adicionales en superficie con un sistema de tratamiento de agua, para que el agua mezclada con el petróleo llegue a las condiciones de compatibilidad de la formación en el Pozo X-17 y vuelva ser reinyectada por medio de un eyector en las líneas de superficie.

ANEXOS

ANEXO A

Figura A-1. Parámetros para el diseño de la Bomba Jet para el Pozo X-08

DATOS DEL POZO			PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ			DIAGRAMA DE OPERACIÓN					
Formación:	U - Inferior		Sistema de bombeo hidráulico:	MTU		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 80%;">Geometría óptima seleccionada:</td> <td style="text-align: center;">12 J</td> </tr> <tr> <td>Tipo de bomba:</td> <td style="text-align: center;">Directa</td> </tr> </table> 		Geometría óptima seleccionada:	12 J	Tipo de bomba:	Directa
Geometría óptima seleccionada:	12 J										
Tipo de bomba:	Directa										
Fluido:	Petróleo y agua		Modo de cálculo:	Presión de inyección fija							
Correlación PVT:	Guetto General		Presión de inyección:	2056.360	Psia						
Viscosidad del petróleo:	Beggs y Robinson		Temperatura de inyección:	140.000	°F						
Viscosidad del agua:	Van Wingen		Caudal de inyección:	2984.618	STB/day						
Viscosidad del gas:	Carr		BSW de inyección:	100.000	%						
Flujo monofásico:	Moody		Salinidad:	23330.000	ppm						
Flujo multifásico:	Beggs and Brill		Gravedad específica del agua:	1.016	adim						
DATOS DEL RESERVORIO			API del fluido de inyección:	18.800	°API						
Presión:	1300.000	Psia	PARÁMETROS MECÁNICOS POZO								
Temperatura:	220.000	°F	Tipo de bomba jet:	Directa							
Gravedad API:	18.800	°API	Profundidad de la bomba, MD: (5)	9285.930	ft						
Gravedad específica del agua:	1.016	adim	Profundidad del reservorio, MD: (8)	9733.000	ft						
Gravedad específica del gas:	0.784	adim	Profundidad del sensor, MD:	9366.340	ft						
RGP en solución:	163.000	scf/STB	PARÁMETROS PRODUCCIÓN								
			Caudal de diseño:	146.000	STB/day						
			Presión de cabeza: (4)	135.000	Psia						
			Presión de fondo fluyente:	600.000	Psia						
			BOMBA DE SUPERFICIE								
			Eficiencia de la bomba de superficie:	85.000	%						
RESULTADOS											
Geometría	Presión de inyección (Paia) (3)	Caudal de inyección (STB/day) (2)	Caudal de diseño (STB/day) (1)	Pwf (Paia) (9)	Presión de entrada a la bomba (Paia) (7)	Presión de descarga (Paia) (6)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet	
12K	2531.344	3113.118	146.000	600.000	429.600	4127.895	741.827	9.533	157.607	Directa	
12L	3215.424	3292.361	146.000	600.000	429.600	4129.045	1048.938	7.025	211.727	Directa	
12J	2056.360	2984.618	146.000	600.000	429.600	4127.001	464.993	12.399	122.749	Directa	
11I	2277.019	2346.368	146.000	600.000	429.600	4120.945	449.854	13.877	106.854	Directa	
10H	2690.414	1784.620	146.000	600.000	429.600	4112.518	434.715	15.114	96.027	Directa	

Fuente: Sertecpet, SYAL ®

Figura A-2. Parámetros para el diseño de la Bomba Jet para el Pozo X-12

DATOS DEL POZO			PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ			DIAGRAMA DE OPERACIÓN				
Formación:	U - Inferior		Sistema de bombeo hidráulico:	MTU		Geometría óptima seleccionada:	12 L			
Fluido:	Petróleo y agua		Modo de cálculo:	Presión de inyección fija		Tipo de bomba:	Directa			
Correlación PVT:	Al-Marhoun		Presión de inyección:	3516.652	Psia					
Viscosidad del petróleo:	Beggs y Robinson		Temperatura de inyección:	140.000	°F					
Viscosidad del agua:	Van Wingen		Caudal de inyección:	3347.430	STB/day					
Viscosidad del gas:	Carr		BSW de inyección:	100.000	%					
Flujo monofásico:	Moody		Salinidad:	8000.000	ppm					
Flujo multifásico:	Beggs and Brill		Gravedad específica del agua:	1.006	adim					
DATOS DEL RESERVORIO			API del fluido de inyección:	20.100	°API					
Presión:	1150.000	Psia	PARÁMETROS MECÁNICOS POZO							
Temperatura:	220.000	°F	Tipo de bomba jet:	Directa						
Gravedad API:	20.100	°API	Profundidad de la bomba, MD: (5)	10117.930	ft					
Gravedad específica del agua:	1.006	adim	Profundidad del reservorio, MD: (8)	10436.000	ft					
Gravedad específica del gas:	0.784	adim	Profundidad del sensor, MD:	10198.340	ft					
RGP en solución:	163.000	scf/STB	PARÁMETROS PRODUCCIÓN							
			Caudal de diseño:	436.000	STB/day					
			Presión de cabeza: (4)	135.000	Psia					
			Presión de fondo fluyente:	597.000	Psia					
			BOMBA DE SUPERFICIE							
			Eficiencia de la bomba de superficie:	85.000	%					
RESULTADOS										
Geometría	Presión de inyección Psia) (3)	Caudal de inyección (STB/day) (2)	Caudal de diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	Presión de descarga Psia) (6)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
12L	3516.652	3347.430	436.000	597.000	488.319	4087.045	1134.589	18.802	235.435	Directa
12L	3654.284	3376.231	436.000	597.000	488.319	4222.026	1134.589	18.610	246.754	Reversa

Fuente: Sertecpet, SYAL ®

Figura A-3. Parámetros para el diseño de la Bomba Jet para el Pozo X-14

DATOS DEL POZO			PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ			DIAGRAMA DE OPERACIÓN										
Formación:	U - Inferior		Sistema de bombeo hidráulico:	MTU		Geometría óptima seleccionada:	12 J									
Fluido:	Petróleo y agua		Modo de cálculo:	Presión de fondo fluyente fija		Tipo de bomba:	Directa									
Correlación PVT:	Al-Marhoun		Presión de inyección:	2058.782	Psia											
Viscosidad del petróleo:	Beggs y Robinson		Temperatura de inyección:	140.000	°F											
Viscosidad del agua:	Van Wingen		Caudal de inyección:	2981.082	STB/day											
Viscosidad del gas:	Carr		BSW de inyección:	100.000	%											
Flujo monofásico:	Moody		Salinidad:	5750.000	ppm											
Flujo multifásico:	Beggs and Brill		Gravedad específica del agua:	1.004	adim											
DATOS DEL RESERVORIO			PARÁMETROS MECÁNICOS POZO													
Presión:	1200.000	Psia	Tipo de bomba jet:	Directa												
Temperatura:	220.000	°F	Profundidad de la bomba, MD: (5)	9764.930	ft											
Gravedad API:	18.800	°API	Profundidad del reservorio, MD: (8)	10033.000	ft											
Gravedad específica del agua:	1.004	adim	Profundidad del sensor, MD:	9845.340	ft											
Gravedad específica del gas:	0.784	adim	PARÁMETROS PRODUCCIÓN													
RGP en solución:	146.000	scf/STB	Caudal de diseño:	157.000	STB/day											
			Presión de cabeza: (4)	135.000	Psia											
			Presión de fondo fluyente:	650.000	Psia											
			BOMBA DE SUPERFICIE													
			Eficiencia de la bomba de superficie:	85.000	%											
RESULTADOS																
Geometría	Presión de inyección (Psia) (3)	Caudal de inyección (STB/day) (2)	Caudal de diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	Presión de descarga (Psia) (6)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet						
11I	2272.962	2345.664	157.000	650.000	559.910	4168.757	522.670	14.388	106.632	Directa						
11K	3457.774	2585.691	157.000	650.000	559.910	4171.337	1042.828	8.460	178.815	Directa						
12J	2058.782	2981.082	157.000	650.000	559.910	4175.254	540.260	12.866	122.748	Directa						
11I	2310.526	2364.973	157.000	650.000	559.910	4230.318	522.670	14.282	109.287	Reversa						
11J	2717.177	2449.894	157.000	650.000	559.910	4235.082	721.184	11.652	133.136	Reversa						
12J	2105.309	3018.945	157.000	650.000	559.910	4268.426	540.260	12.721	127.116	Reversa						
12K	2577.406	3150.172	157.000	650.000	559.910	4275.963	861.903	9.843	162.385	Reversa						

Fuente: Sertecpet, SYAL ®

Figura A-4. Parámetros para el diseño de la Bomba Jet para el Pozo X-15

DATOS DEL POZO			PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ			DIAGRAMA DE OPERACIÓN				
Formación:	U - Inferior		Sistema de bombeo hidráulico:	MTU		Geometría óptima seleccionada:		12 L		
Fluido:	Petróleo y agua		Modo de cálculo:	Presión de fondo fluyente fija		Tipo de bomba:		Directa		
Correlación PVT:	Al-Marhoum		Presión de inyección:	3359.571	Psia					
Viscosidad del petróleo:	Beggs y Robinson		Temperatura de inyección:	140.000	°F					
Viscosidad del agua:	Van Wingen		Caudal de inyección:	3236.714	STB/day					
Viscosidad del gas:	Carr		BSW de inyección:	100.000	%					
Flujo monofásico:	Moody		Salinidad:	17800.000	ppm					
Flujo multifásico:	Beggs and Brill		Gravedad específica del agua:	1.012	adim					
DATOS DEL RESERVORIO			PARÁMETROS MECÁNICOS POZO							
Presión:	1100.000	Psia	Tipo de bomba jet:	Directa						
Temperatura:	220.000	°F	Profundidad de la bomba, MD: (5)	9381.930	ft					
Gravedad API:	18.600	°API	Profundidad del reservorio, MD: (8)	10260.000	ft					
Gravedad específica del agua:	1.012	adim	Profundidad del sensor, MD:	9462.340	ft					
Gravedad específica del gas:	0.784	adim	PARÁMETROS PRODUCCIÓN							
RGP en solución:	163.000	scF/STB	Caudal de diseño:	438.000	STB/day					
			Presión de cabeza: (4)	135.000	Psia					
			Presión de fondo fluyente:	870.000	Psia					
			BOMBA DE SUPERFICIE							
			Eficiencia de la bomba de superficie:	85.000	%					
RESULTADOS										
Geometría	Presión de inyección (Psia) (3)	Caudal de inyección (STB/day) (2)	Caudal de diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	Presión de descarga (Psia) (6)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
11K	3688.446	2516.236	438.000	870.000	561.889	3913.624	1022.486	21.679	185.620	Directa
12K	2822.999	3095.879	438.000	870.000	561.889	3925.669	845.091	23.716	174.793	Directa
12L	3359.571	3236.714	438.000	870.000	561.889	3927.845	1194.954	18.955	217.479	Directa

Fuente: Sertecpet, SYAL ®

Figura A-6. Parámetros para el diseño de la Bomba Jet para el Pozo X-33

DATOS DEL POZO			PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ			DIAGRAMA DE OPERACIÓN				
Formación:	U - Inferior		Sistema de bombeo hidráulico:	MTU		Geometría óptima seleccionada:	12 L			
Fluido:	Petróleo y agua		Modo de cálculo:	Presión de inyección fija		Tipo de bomba:	Directa			
Correlación PVT:	Al-Marhoun		Presión de inyección:	3850.517	Psia					
Viscosidad del petróleo:	Beggs y Robinson		Temperatura de inyección:	140.000	°F					
Viscosidad del agua:	Van Wingen		Caudal de inyección:	3360.595	STB/day					
Viscosidad del gas:	Carr		BSW de inyección:	100.000	%					
Flujo monofásico:	Moody		Salinidad:	36500.000	ppm					
Flujo multifásico:	Beggs and Brill		Gravedad específica del agua:	1.025	adim					
DATOS DEL RESERVORIO			API del fluido de inyección:	19.300	°API					
Presión:	1452.000	Psia	PARÁMETROS MECÁNICOS POZO							
Temperatura:	220.000	°F	Tipo de bomba jet:	Directa						
Gravedad API:	19.300	°API	Profundidad de la bomba, MD: (5)	10702.930	ft					
Gravedad específica del agua:	1.025	adim	Profundidad del reservorio, MD: (8)	11088.500	ft					
Gravedad específica del gas:	1.222	adim	Profundidad del sensor, MD:	10783.340	ft					
RGP en solución:	146.000	scf/STB	PARÁMETROS PRODUCCIÓN							
			Caudal de diseño:	673.000	STB/day					
			Presión de cabeza: (4)	135.000	Psia					
			Presión de fondo fluyente:	600.000	Psia					
			BOMBA DE SUPERFICIE							
			Eficiencia de la bomba de superficie:	85.000	%					
RESULTADOS										
Geometría	Presión de inyección Psia) (3)	Caudal de inyección (STB/day) (2)	Caudal de diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	Presión de descarga Psia) (6)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
11K	4232.816	2660.043	673.000	600.000	477.819	4065.034	868.249	26.223	225.189	Directa
12L	3850.517	3360.595	673.000	600.000	477.819	4094.159	1014.701	23.425	258.801	Directa

Fuente: Sertecpet, SYAL ®

Figura A-7. Parámetros para el diseño de la Bomba Jet para el Pozo X-34

DATOS DEL POZO			PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ			DIAGRAMA DE OPERACIÓN																								
Formación:	U - Inferior		Sistema de bombeo hidráulico:	MTU		<table border="1"> <tr> <td>Geometría óptima seleccionada:</td> <td colspan="4">12 K</td> </tr> <tr> <td>Tipo de bomba:</td> <td colspan="4">Directa</td> </tr> </table> 					Geometría óptima seleccionada:	12 K				Tipo de bomba:	Directa													
Geometría óptima seleccionada:	12 K																													
Tipo de bomba:	Directa																													
Fluido:	Petróleo y agua		Modo de cálculo:	Presión de inyección fija																										
Correlación PVT:	Al-Marhoun		Presión de inyección:	2724.014	Psia																									
Viscosidad del petróleo:	Beggs y Robinson		Temperatura de inyección:	140.000	°F																									
Viscosidad del agua:	Van Wingen		Caudal de inyección:	3201.061	STB/day																									
Viscosidad del gas:	Carr		BSW de inyección:	100.000	%																									
Flujo monofásico:	Moody		Salinidad:	13700.000	ppm																									
Flujo multifásico:	Beggs and Brill		Gravedad específica del agua:	1.009	adim																									
			API del fluido de inyección:	13.300	°API																									
DATOS DEL RESERVORIO			PARÁMETROS MECÁNICOS POZO			<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">PARÁMETROS PRODUCCIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Caudal de diseño:</td> <td>140.000</td> <td>STB/day</td> </tr> <tr> <td>Presión de cabeza (4):</td> <td>135.000</td> <td>Psia</td> </tr> <tr> <td>Presión de fondo fluyente:</td> <td>400.000</td> <td>Psia</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">BOMBA DE SUPERFICIE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Eficiencia de la bomba de superficie:</td> <td>85.000</td> <td>%</td> </tr> </tbody> </table>					PARÁMETROS PRODUCCIÓN					Caudal de diseño:	140.000	STB/day	Presión de cabeza (4):	135.000	Psia	Presión de fondo fluyente:	400.000	Psia	BOMBA DE SUPERFICIE			Eficiencia de la bomba de superficie:	85.000	%
PARÁMETROS PRODUCCIÓN																														
Caudal de diseño:	140.000	STB/day																												
Presión de cabeza (4):	135.000	Psia																												
Presión de fondo fluyente:	400.000	Psia																												
BOMBA DE SUPERFICIE																														
Eficiencia de la bomba de superficie:	85.000	%																												
Presión:	1200.000	Psia	Tipo de bomba jet:	Directa																										
Temperatura:	220.000	°F	Profundidad de la bomba, MD: (5)	9956.000	ft																									
Gravedad API:	13.300	°API	Profundidad del reservorio, MD: (8)	10160.500	ft																									
Gravedad específica del agua:	1.009	adim	Profundidad del sensor, MD:	10036.410	ft																									
Gravedad específica del gas:	1.222	adim																												
RGP en solución:	163.000	scf/STB																												
RESULTADOS																														
Geometría	Presión de inyección (Psia) (3)	Caudal de inyección (STB/day) (2)	Caudal de diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión de entrada a la bomba (Psia) (7)	Presión de descarga (Psia) (6)	Caudal de cavitación (STB/day)	Eficiencia mecánica de la bomba jet (%)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet																				
10H	2875.314	1834.045	140.000	400.000	322.708	4234.306	375.647	14.036	105.469	Directa																				
10I	3488.219	1917.759	140.000	400.000	322.708	4235.516	508.338	10.993	133.791	Directa																				
12K	2724.014	3201.061	140.000	400.000	322.708	4248.093	641.029	8.819	174.395	Directa																				

Fuente: Sertecpet, SYAL ®

BIBLIOGRAFÍA

Alboudwarej, H., Felix, J. J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., . . . Pattison, K. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield review*, 18, 38-59.

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La cuenca Oriente: geología y petróleo (Vol. 144)*: Institut français d'études andines.

Calle, A., & Palacios, G. (2018). Utilización del fluido producido en Campos Petroleros como fluido motriz para Sistema de Levantamiento Artificial Hidraulico en Pozo con bajo grado API.

Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., . . . Rough, H. (2003). Yacimientos de petróleo pesado. *Oilfield Review*, 11, 23, 32-55.

Guerron, J., & Robalino, D. (2013). Estudio de los resultados del cambio de sistema de levantamiento hidráulico a electrosumergible en el Campo Sacha y definición de criterios para selección de pozos.

McClaflin, G. G., Bourne, H. A., & Whitfill, D. L. (1986). Method for producing heavy, viscous crude oil: Google Patents.

Molina, J., & Sanchez, M. (2006). Diagnóstico y Rediseño de las Facilidades de Separación en el área Auca.

SERTECPET. (2015). Manual de Operación MTU.

Vivanco, J. C. H., & Zambrano, R. J. V. (2010). Estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo Jet de la compañía ECUAPET CÍA. LTDA. en PETROPRODUCCIÓN.

Vizcaino, D. V. B. (2008). Optimización de la producción del Campo Culebra-Yulebra aplicando técnicas de gestión integrada de Yacimientos.

Bailey, B., Crabtree, M., & Tyrie, J. (2000). Control de Agua. Oilfield Review: Schlumberger, 32-53.

Brown, K. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods. Oklahoma: The University of Tulsa - PennWell Books .

Clegg, J. (1987). PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK: Production Operating Engineering. Texas: The University of Texas at Austin.

Escalante, S. (2015). Bombeo Electrosumergible . Barinas: UNELLEZ.

Escalante, S. (2016). Bombeo Mecánico. Barinas: UNELLEZ.

Guale, J. (2013). Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleos en pozos de la zona central del Campo Ancón - Provincia de Santa Elena. Santa Elena: UPSE.

Pérez, J. (2013). Alternativas en el Bombeo Hidráulico Tipo Jet para optimizar la producción de hidrocarburos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.

Poling, B., Prausnitz, J., & O'Connell, J. (2004). The Properties of Gases and Liquids. Texas: The McGraw-Hill Companies.

SERTECPET. (Diciembre de 2017). SERTECPET: Nuestras Ideas, tu Energía. Obtenido de <http://www.sertecpet.net>

Tapia, A., & Chicaiza, J. (2016). Optimización de la producción mediante el cambio de la completación del pozo SACHA 142. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.