

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Optimización de la producción de crudos con baja gravedad API mediante la aplicación de agua como fluido motriz en sistemas de levantamiento artificial hidráulico tipo Jet.

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

#### **Ingeniero en Petróleo**

Presentado por:

Kevin Steeven Berrú Saverio

Erika Denisse Toledo Román

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019

## DEDICATORIA

Primeramente, a Dios y a mis padres, Cecilia y Marco, a mi abuela Gloria, a mi tía Patricia, a mis primos Gustavo y María Belén por haberme apoyado incondicionalmente a lo largo de mi vida académica.

A Silvia Leonor, por ser un pilar fundamental en los momentos difíciles y por su respaldo en cada reto que he tomado.

A mis amigos, Aaron, Washington, Wilson, Byron y José con quienes he tenido el honor de compartir horas de estudio y experiencias inolvidables a lo largo de mi carrera.

Kevin Steeven Berrú Saverio

## DEDICATORIA

A mis padres, Gloria y Roberth por confiar en mí y ser los mejores padres del mundo. A mis hermanos, Viviana, Jair y Vinicio por su cariño y apoyo incondicional, también a mis sobrinos Matías y Nicolas por alegrarme la vida con sus ocurrencias.

A mis amigos, Eduardo, Gloria, Dania y Cristhel con quienes he compartido momentos de alegría y eternas horas de estudio, por brindarme su amistad y acompañarme en esta etapa universitaria.

Erika Denisse Toledo Román

## **AGRADECIMIENTOS**

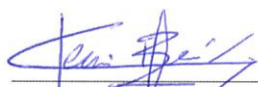
Agradecemos sinceramente de manera especial a nuestros tutores Ing. Karen Loor, MSc. Danilo Arcentales, MSc. Fernando Sagnay y al MSc. Xavier Vargas quienes nos han guiado para el correcto desarrollo de esta tesis.

A la empresa SERTECPET y a los ingenieros Byron Clerque y Marlon Rodríguez que con su colaboración han hecho posible el desarrollo de la presente investigación.

Kevin Steeven Berrú Saverio  
Erika Denisse Toledo Román

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Kevin Steeven Berrú Saverio* y *Erika Denisse Toledo Román* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

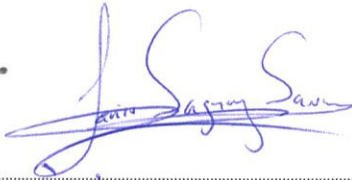


KEVIN BERRÚ  
SAVERIO



ERIKA TOLEDO  
ROMÁN

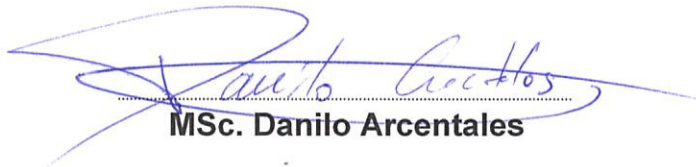
## EVALUADORES

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Fernando Sagnay', written over a horizontal dotted line.

**MSc. Fernando Sagnay**  
PROFESOR DE LA MATERIA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Karen Loor', written over a horizontal dotted line.

**Ing. Karen Loor**  
PROFESOR TUTOR

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Danilo Arcentales', written over a horizontal dotted line.

**MSc. Danilo Arcentales**  
PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

Frente a la necesidad de ideas innovadoras en la industria petrolera, el presente proyecto detalla un estudio para la aplicación de agua como fluido motriz en sistemas de levantamiento artificial hidráulico tipo Jet como estrategia para la optimización de la producción de crudos pesados. Con esta investigación se busca analizar la producción frente a la utilización del sistema POWER WATER, estableciendo como escenario la disponibilidad de agua proveniente de pozos productores de agua o con alto corte de agua y teniendo como premisa la sugerencia de no utilizar crudo liviano debido a su pérdida de gravedad API a largo plazo.

Con el objetivo de validar la hipótesis se procedió a analizar tres pozos productores de crudo pesado. Para cada uno se realizó el diseño de la bomba mediante análisis nodal para posteriormente realizar las corridas hidráulicas respectivas a diferentes temperaturas de inyección mediante el software Syal.

Los resultados obtenidos evidenciaron la viabilidad de la aplicación del sistema POWER WATER para la producción de crudos pesados. Se obtuvieron diferentes presiones de inyección para cada temperatura del agua. Posteriormente se analizó que temperatura entrega la mayor producción proyectando un incremento de presión hasta 3500 psia; límite de la unidad MTU.

Posterior al análisis de resultados se concluye que para los tres escenarios utilizando agua a 86° F se obtiene la mayor producción. Proyectando a 3500 psia se obtuvo que aplicando POWER WATER se tiene una ganancia total de 463,374.08 bbls/año de petróleo. Es decir, \$14.08 millones por año.

**Palabras Clave:** POWER WATER, crudos pesados, Syal, corridas hidráulicas

## **ABSTRACT**

*In order to face the need for innovative ideas in oil industry, the current project details a research about the usage of water as power fluid for Hydraulic Jet Pumps as a heavy oil production optimization strategy. This thesis attempts to analyze production behavior using POWER WATER system, establishing the availability of water from water producing wells or high water cut oil wells and proposing the suggestion of not using light oil, due to its long-term API gravity loss.*

*In order to validate the hypothesis, three heavy oil producing wells were analyzed. For each one, jet pump design and selection was carried out using nodal analysis. Subsequently, Syal software was used for different production simulations at different power fluid injection temperatures.*

*Results obtained evidenced the viability of POWER WATER system application for heavy oils production. For each temperature different values of injection pressures were obtained. Consequently, an analysis about which power fluid temperature provides the highest production by projecting a pressure increase up to 3500 psia; which is MTU unit limit.*

*Postliminary analysis results, it is concluded that for the three scenarios using water at 86° F provides the highest production. Analyzing at 3500 psia, it was achieved that applying POWER WATER gives a profit of 463,374.08 bbl/year of oil. That is, \$14.08 million per year.*

*Keywords: POWER WATER, heavy oils, Syal, power fluid*



# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción del problema .....	1
1.2 Justificación del problema .....	2
1.3 Objetivos .....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Marco teórico.....	4
1.4.1 Yacimientos de crudo pesado.....	4
1.4.2 Flujo de fluidos.....	6
1.4.3 Petrofísica y propiedades de los fluidos.....	7
1.4.4 Propiedades de la roca .....	8
1.4.5 Presión.....	9
1.4.6 Índice de productividad .....	9
1.4.7 Curva IPR (Inflow Performance Relationship) .....	10
1.4.8 Curva VLP o curva de demanda .....	10
1.4.9 Intersección de las curvas IPR y VDL.....	11
1.4.10 Sistemas de levantamiento artificial.....	11
1.4.11 Energía .....	26

1.4.12	Diagrama de fases del agua .....	28
1.4.13	Factores que afectan la recuperación de petróleo por inyección de agua caliente.....	29
<b>CAPÍTULO 2.....</b>		<b>30</b>
<b>2.</b>	<b>METODOLOGÍA.....</b>	<b>30</b>
2.1	Determinación del target de la investigación .....	31
2.2	Determinación del fluido motriz a utilizar .....	31
2.3	Rangos de la temperatura de yacimiento .....	34
2.4	Gradiente térmico .....	34
2.5	Rangos de temperatura del agua producida en superficie .....	35
2.6	Cálculo de temperatura del fluido motriz en fondo .....	35
2.7	Determinación de la temperatura adecuada del fluido motriz para la producción optima de crudos pesados .....	37
2.8	Selección del software y simulación .....	37
2.8.1	Pozo y flujo .....	38
2.8.2	PVT.....	39
2.8.3	Completación .....	39
2.8.4	Cálculo y ajuste IPR.....	40
2.8.5	Diseño hidráulico Jet.....	40
2.9	Validación de la hipótesis .....	41
<b>CAPÍTULO 3.....</b>		<b>45</b>
<b>3.</b>	<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS.....</b>	<b>45</b>
3.1	Pozo Espol 01 .....	45
3.1.1	Resultados Espol 01 .....	45
3.1.2	Trayectoria del pozo .....	46
3.1.3	Obtención de la curva IPR e índice de productividad .....	46
3.1.4	Diseño del bombeo jet .....	47

3.2	Pozo ESPOL 02 .....	50
3.2.1	Resultados PVT .....	50
3.2.2	Trayectoria del pozo .....	50
3.2.3	Obtención de la curva IPR e índice de productividad .....	51
3.2.4	Diseño del bombeo jet .....	52
3.3	Pozo ESPOL 03 .....	55
3.3.1	Resultados PVT .....	55
3.3.2	Trayectoria del pozo .....	56
3.3.3	Obtención de la curva IPR e índice de productividad .....	56
3.3.4	Diseño del bombeo jet .....	57
<i>CAPÍTULO 4.....</i>		<i>64</i>
4.	<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</i>	<i>64</i>
	Recomendaciones.....	67
<i>BIBLIOGRAFÍA.....</i>		<i>66</i>
<i>ANEXOS.....</i>		<i>71</i>

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
API	American Petroleum Institute
Rs	Relación gas/petróleo
BSW	Basic Sediment and Water
Pwf	Presión de fondo fluyente
M	Razón de Movilidad
IPR	Inflow Performance Relationship
VLP	Vertical Lift Performance
BES	Sistema de Bombeo Electrosumergible
MLE	Cable de extensión del motor
R	Relación de áreas garganta/boquilla
Pws	Presión de fondo estática
CPF	Sistema de fluido motriz cerrado
OPF	Sistema de fluido motriz abierto
GLR	Relación gas/liquido
Pv	Presión de vapor
Q	Calor
W	Trabajo
E	Energía
TG	Gradiente térmico
Cp	Calor específico
Kh	Conductividad térmica
PCP	Bombas de Cavidades Progresivas
GE	Gravedad específica
PVT	Análisis de presión, volumen y temperatura
Bo	Factor volumétrico del petróleo
u	Viscosidad
TVD	Profundidad vertical verdadera
MD	Profundidad medida
GOR	Relación gas/petróleo producido
AOF	Flujo Abierto Absoluto
MTU	Mobile Test Unit

## SIMBOLOGÍA

cP	centipoise
ft	pies
in	pulgada
bbls	barriles
STB	stock tank barrel
bbls/d	barriles producidos por día
bbls/año	barriles por año
Psia	libra por pulgada cuadrada
°F	grados Fahrenheit
STB/bbl	barril de petróleo producido por barril de petróleo en reservorio
Stb/día/psia	barril de petróleo producido por día/ libra por pulgada cuadrada
°F/ft	grados Fahrenheit por pie
SCF/STB	pies cúbicos producidos por barril de petróleo producido

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Relación de viscosidad y temperatura de petróleo pesado. Fuente: (Hussein, y otros, 2006) .....	6
Figura 1.2 Curva IPR. Fuente: (Maggiolo , 2008).....	10
Figura 1.3 Curva VLP. Fuente: (Undheim Stanghelle, Evaluation of artificial lift methods on Gyda fields, 2009) .....	11
Figura 1.4 Curvas IPR y match. Fuente: (Camargo, Aguilar, Rios, & Rivas, 2009). ..	11
Figura 1.5 Curvas IPR y VLP para un pozo que no puede producir y requiere la utilización de sistemas de levantamiento artificial. Fuente: (Podio, 2014).....	12
Figura 1.6 Curvas IPR y VLP para un pozo que puede producir con un sistema de levantamiento artificial. Fuente: (Skinner, 2011).....	12
Figura 1.7 Diagrama del sistema de bombeo mecánico. Fuente: (Golan & Whitson, 1991) .....	13
Figura 1.8 Sistema de bomba de cavidad progresiva. Fuente: (Ortega Salvador, 2009) .....	14
Figura 1.9 Sistema de bomba de cavidad progresiva. Fuente: (Chacin, 2003) .....	15
Figura 1.10 Sistema de bombeo electrosumergible. Fuente: (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).....	16
Figura 1.11 Diagrama del sistema de bombeo hidráulico. Fuente: (Pérez García, 2013) .....	17
Figura 1.12 Sistema operativo de bombeo hidráulico tipo Jet. Fuente: (Brown K. E., 1980) .....	18
Figura 1.13 Facilidades de superficie de un sistema de bombeo hidráulico tipo Jet. Fuente: (Brown K. E., 1980). .....	20
Figura 1.14 Facilidades de fondo del bombeo Jet. Fuente: (Weatherford, 2006).....	21
Figura 1.15 Relación de áreas. Fuente (Guerrón & Robalino, 2013).....	22
Figura 1.16 Sistema de fluido motriz cerrado. Fuente: (Melo , 2014).....	24
Figura 1.17 Sistema de fluido motriz abierto. Fuente: (Melo , 2014) .....	24
Figura 1.18 Diagrama de fases del agua. Fuente: (Alcañiz, 2003).....	29
Figura 2.19 Bombeo hidráulico tipo Jet con fluido motriz petróleo. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.....	32
Figura 2.20 Bombeo hidráulico tipo Jet con fluido motriz petróleo. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.....	33

Figura 2.21 Módulo “Pozo y Flujo”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	38
Figura 2.22 Módulo “PVT”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet .....	39
Figura 2.23 Módulo “Completación”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	39
Figura 2.24 Módulo “Cálculo y ajuste IPR”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	40
Figura 2.25 Módulo “Diseño hidráulico Jet”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	41
Figura 3.26 Propiedades PVT de los fluidos del pozo ESPOL 01 Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	31
Figura 3.27 Trayectoria del pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ...	46
Figura 3.28 Curva IPR del fluido y petróleo para el pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	47
Figura 3.29 Tabla de diseño hidráulico Jet – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	47
Figura 3.30 Comparación de la presión de inyección entre las geometrías sugeridas – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	47
Figura 3.31 Corridas hidráulicas – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	48
Figura 3.32 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 86 °F – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	48
Figura 3.33 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 100 °F – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	49
Figura 3.34 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 120 °F – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	49
Figura 3.35 Propiedades PVT de los fluidos del pozo ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	50
Figura 3.36 Trayectoria del pozo ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ...	51
Figura 3.37 Curva IPR del fluido y petróleo para el pozo ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	52
Figura 3.38 Tabla de diseño hidráulico Jet – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	52
Figura 3.39 Comparación de la presión de inyección entre las geometrías sugeridas – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	52
Figura 3.40 Corridas hidráulicas – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	53

Figura 3.41 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 86 °F – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	54
Figura 3.42 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 100 °F – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	54
Figura 3.43 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 200 °F – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	55
Figura 3.44 Propiedades PVT de los fluidos del pozo ESPOL 03. ....	56
Figura 3.45 Trayectoria del pozo ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ...	56
Figura 3.46 Curva IPR del fluido y petróleo para el pozo ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	57
Figura 3.47 Tabla de diseño hidráulico Jet – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	57
Figura 3.48 Comparación de la presión de inyección entre las geometrías sugeridas – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	58
Figura 3.49 Proyección de la geometría 8H hasta una presión de inyección de 3500 psia- POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	58
Figura 3.50 Proyección de la geometría 7G hasta una presión de inyección de 3500 psia – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.....	59
Figura 3.51 Corridas hidráulicas – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	59
Figura 3.52 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 86 °F – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	60
Figura 3.53 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 100 °F – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	60
Figura 3.54 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 120 °F – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet. ....	61



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Total de reservas de petróleo en el mundo (Hussein, y otros, 2006).....	5
Tabla 1.2 Clasificación del crudo por su gravedad API (Santos , Loh, Brannwart, & Trevisan, 2014).....	5
Tabla 1.3 Clasificación del índice de productividad. (Jechura, 2018) .....	10
Tabla 1.4 Ventajas y Desventajas el sistema hidráulico tipo Jet. (Weatherford, 2006). .....	25
Tabla 2.5 Temperatura de yacimiento. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	34
Tabla 2.6 Temperatura del agua en superficie. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. .	35
Tabla 2.7 Escenarios planteados para diferentes valores de gravedad API. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	37
Tabla 2.8 Data del Pozo ESPOL 01. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	42
Tabla 2.9 Data del Pozo ESPOL 02. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	43
Tabla 2.10 Data del Pozo ESPOL 03. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	44
Tabla 3.11 Resultados de las corridas hidráulicas. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. .....	61
Tabla 4.12 Incremento de petróleo por pozo/ inicialmente pozo cerrado. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	65
Tabla 4.13 Utilidad económica al aplicar el sistema POWER WATER. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	66
Tabla 4.14 Incremento de petróleo por pozo en comparación con power oil. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	66
Tabla 4.15 Ingresos por venta de crudo al comparar POWER OIL y POWER WATER. Elaborado por: Berrú K., Toledo E. ....	66

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

La industria hidrocarburífera en Ecuador es considerada uno de los sectores sustanciales para el desarrollo del país, incluso es tal su magnitud que se la califica como la base de la economía. Como consecuencia a lo antes mencionado, la implementación de nuevas estrategias para optimizar los procesos que guardan relación con la producción de hidrocarburos es considerado de carácter prioritario y vital, puesto que extraer un mayor volumen de hidrocarburos tendrá como derivación final generar mejores réditos económicos para el país.

La producción petrolera se ha centrado en la explotación de yacimientos de petróleo mediano/liviano, lo que ha tenido como efecto que estos depósitos tengan una tendencia a agotarse. Es por ello, que la industria se ha encontrado en la necesidad de analizar y establecer nuevas estrategias para la obtención de hidrocarburos. Lo cual ha conllevado al desarrollo de yacimientos de petróleo pesado.

La actual investigación presenta una propuesta innovadora; fundamentada con criterios técnicos y demostraciones aplicativas de la hipótesis planteada, para optimizar la producción de crudo pesado mediante la utilización de agua como fluido motriz en sistemas de levantamiento artificial hidráulico tipo jet con el objetivo de entregar la energía suficiente al fluido por producir y este pueda llegar a superficie.

### 1.1 Descripción del problema

La industria hidrocarburífera debido a la necesidad de aumentar o recuperar la producción de petróleo se ha encontrado en la obligación de buscar nuevos depósitos que permitan la extracción de hidrocarburos. Los yacimientos de crudo pesado se han vuelto objeto de estudio y análisis para establecer estrategias que permitan la extracción de estos de manera económicamente rentable y técnicamente viable.

En yacimientos de crudo pesado aparte de que se pueden encontrar complicaciones por su alta viscosidad, existen sobre todo limitaciones. Para su producción, la mayor limitación es que no se cuenta con muchas alternativas. Generalmente, se elaboran proyectos de recuperación secundaria, recuperación terciaria o en su defecto se completa el pozo con un sistema de levantamiento artificial tipo PCP. Frente a esta problemática, la presente investigación establece como estrategia para optimizar la producción de crudos pesados la utilización del sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo jet con POWER WATER.

El bombeo Jet tiene como principio la inyección de fluido motriz a altas presiones, el cual se encarga de transferir la energía suficiente al hidrocarburo para que este pueda llegar a la cabeza. Para la producción de crudos pesados, el fluido motriz utilizado es crudo liviano; el cual al ser inyectado a alta presión se mezcla con el crudo pesado con el objetivo de reducir su viscosidad y pueda ser producido hasta superficie. Considerando un análisis a largo plazo se puede establecer que el uso de crudo liviano como una desventaja, debido a que al mezclarse aumenta su gravedad API, disminuyendo comercialmente su valor.

Analizando el escenario que es común en campos petroleros actualmente, aún más en los cuales no existe disponibilidad de crudo liviano para ser utilizado como fluido motriz conlleva a plantear la interrogante. Si existe alta producción de agua en un número considerable de campos petroleros ¿Por qué no utilizar dicha agua como fluido motriz en un sistema hidráulico tipo jet a cierta temperatura que permita la producción de crudo pesado? El análisis y la validación de esta investigación tiene como resultado plantear una alternativa técnica que permita optimizar la producción de crudos con bajo API.

## **1.2 Justificación del problema**

Los yacimientos de hidrocarburos a medida que su vida productiva se extiende a lo largo del tiempo tienden a enfrentar problemas y cambios en contraste con sus condiciones iniciales. La presión de reservorio es uno de los factores que puede cambiar de manera considerable si el yacimiento no se ha producido de una manera técnicamente óptima, priorizando el estado del reservorio. La disminución de la presión tiene como efecto la

declinación en la producción si no se cuenta con un sistema de levantamiento adecuado sujeto a las condiciones del pozo.

En yacimientos con bajas presiones, se debe diseñar el sistema de levantamiento que brinde esa energía adicional al fluido logrando así extraer la mayor cantidad de hidrocarburos posibles. Para yacimientos de crudo pesado, el escenario es totalmente distinto al de yacimientos de crudo liviano, debido que para su producción no se cuenta con un abanico de selección de sistemas de levantamiento.

El bombeo hidráulico tipo Jet es una alternativa de sistema de levantamiento artificial que reúne características idóneas para la implementación en pozos de crudo pesado, especialmente por la utilización de crudo liviano o agua como fluido motriz. La inyección de crudo liviano representa una desventaja debido que al mezclarse con crudo pesado este reduce su gravedad API en comparación con la inicial perdiendo su valía. Por el contrario, el agua es un recurso disponible en pozos productores con un alto corte de agua o inclusive pozos productores netamente de agua.

Frente a la necesidad de proponer una alternativa a esta problemática y con base en lo importante de la implementación de proyectos innovadores en la industria hidrocarburífera del país, se plantea el presente estudio como solución al problema de producción de crudo pesado. El cual consiste fundamentalmente en un análisis del comportamiento de la productividad del pozo frente a la utilización del sistema POWER WATER, mediante la realización de corridas hidráulicas para finalmente determinar la temperatura óptima del agua.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Desarrollar una propuesta innovadora como estrategia para la optimización de la producción de crudos pesados mediante la utilización de agua como fluido motriz en sistemas de levantamiento artificial hidráulico tipo jet.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Analizar el comportamiento de la productividad del pozo frente a la utilización del sistema POWER WATER.
- Comparar la producción de petróleo utilizando el sistema POWER WATER a diferentes temperaturas de inyección mediante corridas hidráulicas.
- Determinar la temperatura óptima del agua para permitir la producción de crudo pesado de los pozos en análisis.

## **1.4 Marco teórico**

### **1.4.1 Yacimientos de crudo pesado**

Las reservas de crudo pesado en el mundo se han convertido en un recurso de alto valor económico, debido a la disminución de reservas de petróleo liviano y por la creciente demanda de energía en el sector industrial. Los crudos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos en su recuperación. Obstáculos que están siendo superados mediante la implementación de nueva tecnología y modificaciones realizadas a sistemas de producción convencionales (Hussein, y otros, 2006).

Una cantidad considerable de recursos de petróleo en el mundo son hidrocarburos viscosos con alta concentración de metales. Por lo general, mientras más denso es un hidrocarburo su valor económico disminuye, mientras que los costos asociados a la producción aumentan. A continuación, se detalla las reservas de petróleo en el mundo (Hussein, y otros, 2006).

**Tabla 1.1 Total de reservas de petróleo en el mundo (Hussein, y otros, 2006).**

Petróleo convencional	30%
Petróleo pesado	15%
Petróleo extrapesado	25%
Arenas petrolíferas y bitumen	30%

#### **1.4.1.1 Clasificación de reservas de petróleo según el grado API**

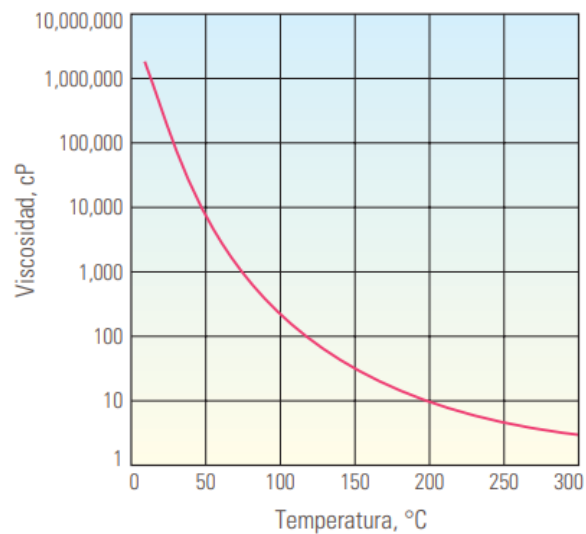
La clasificación de las reservas de petróleo se realiza mediante la definición de la gravedad API; establecida por el Instituto Americano del petróleo. La cual permite describir cuan pesado o liviano es el petróleo en comparación con la densidad del agua (Ferrer, 2010).

**Tabla 1.2 Clasificación del crudo por su gravedad API (Santos , Loh, Brannwart, & Trevisan, 2014).**

<b>Clasificación</b>	<b>Grados API</b>
Liviano	$^{\circ}\text{API} \geq 31^{\circ}$
Mediano	$22 \leq ^{\circ}\text{API} < 31$
Pesado	$10 \leq ^{\circ}\text{API} < 22$
Extrapesado	$^{\circ}\text{API} \leq 10^{\circ}$

#### **1.4.1.2 Comportamiento del crudo pesado.**

La biodegradación de los hidrocarburos livianos e intermedios es la causa de la formación de crudos pesados. Esto ocurre durante la oxidación del petróleo lo que provoca la disminución de la relación gas/petróleo, aumento de la densidad, viscosidad, acidez y otros metales. El ambiente depositacional, propiedades del petróleo en sitio, grado de biodegradación, influjo (agua) y condiciones de presión y temperatura adecuadas hacen que cada yacimiento sea único. Su recuperación es diferente para cada yacimiento, puesto que depende de la temperatura y de la viscosidad del fluido. Se debe de tener en cuenta que al aumenta la temperatura del petróleo pesado, su viscosidad disminuye (Hussein, y otros, 2006).



**Figura 1.1 Relación de viscosidad y temperatura de petróleo pesado. Fuente: (Hussein, y otros, 2006).**

## 1.4.2 Flujo de fluidos

### 1.4.2.1 Ecuación de Darcy

En la industria petrolera se utiliza la ley de Darcy para describir el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento. Henry Darcy en 1856 demostró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad. Las consideraciones o limitaciones de la ecuación de Darcy son: el yacimiento debe ser homogéneo e isotrópico, temperatura constante, régimen de flujo laminar y la viscosidad del fluido se mantiene constante en el medio poroso saturado al 100% (González, 2016).

La ecuación de Darcy para flujo radial expresada en condiciones de superficie por medio del factor volumétrico del petróleo se muestra a continuación:

$$Q = \frac{7.08 kh (P_e - P_{wf})}{\mu B_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (1.1)$$

### **1.4.2.2 Geometrías de flujo**

#### **1.4.2.2.1 Flujo lineal**

El flujo lineal en un área constante establece que los valores de permeabilidad, viscosidad y caudal son independientes de la presión, resultando la ecuación de Darcy para flujo lineal de la siguiente manera (González, 2016).

$$Q = \frac{CkA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (1.2)$$

#### **1.4.2.2.2 Flujo radial**

La ley de Darcy para flujo radial establece que el fluido converge radialmente y el área de flujo no es constante. Para calcular el área de la sección transversal abierta al flujo para cualquier radio, se calcula mediante la siguiente expresión matemática  $A=2\pi rh$  (González, 2016).

$$Q = \frac{(2\pi rh)k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (1.3)$$

### **1.4.3 Petrofísica y propiedades de los fluidos**

#### **1.4.3.1 Factor volumétrico del petróleo**

El factor volumétrico del petróleo es definido como el volumen de petróleo en subsuelo necesario para poder producir un barril de petróleo en superficie. Es fundamental establecer que cuando se analiza el petróleo en el yacimiento también se debe considerar su gas en solución. Su importancia radica en que las diferentes mediciones de producción de hidrocarburos se realizan en superficie por lo que el factor volumétrico permite relacionar lo producido en superficie con lo que se encontraba en el subsuelo (Ferrer, 2010).

#### **1.4.3.2 Viscosidad del petróleo**

La viscosidad se define como la resistencia al flujo debido a la fricción interna de las moléculas del fluido al querer desplazarse una encima de otra (Escobar, 2000). La viscosidad del petróleo es la resistencia que tiene el petróleo a su flujo. Sus unidades son centipoise (Bernal Amador, 2017).



#### **1.4.3.3 Relación Gas- Petróleo, Rso**

La relación gas- petróleo es la cantidad de pies cúbicos de gas producido por barril de petróleo producido (Escobar, 2000). La solubilidad del gas en el crudo depende de la presión y temperatura, cuando existe un aumento de presión y temperatura la relación gas-petróleo incrementa “crudo saturado”. Por el contrario, cuando la presión y temperatura disminuye la solubilidad del gas disminuye “crudo subsaturado” (Craft & Hawkins, 1991).

#### **1.4.3.4 BSW**

El BWS por sus siglas en inglés se refiere al porcentaje de agua y sedimentos (sólidos suspendidos) que se encuentran presente en el crudo producido (CIRCOR, 2018).

### **1.4.4 Propiedades de la roca**

#### **1.4.4.1 Porosidad**

La porosidad es considerada una propiedad física que se define como el porcentaje de volumen de roca que permite el almacenamiento de fluidos por unidad del volumen total de la roca. Esta propiedad se la considera de alta importancia debido que permite obtener información que indica la posibilidad de almacenamiento de hidrocarburos. Vale recalcar que para calcular la porosidad se requiere determinar otros parámetros de la roca y de un análisis más profundo (Alonso Rodriguez, 2010).

#### **1.4.4.2 Permeabilidad**

La permeabilidad se la define como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de esta. Dicha propiedad es importante para analizar la dirección del flujo y el caudal de los fluidos de la formación (Ahmed, 2006).

#### **1.4.4.3 Saturación**

La saturación se define como la propiedad que establece el porcentaje o fracción del volumen poroso de la roca que está ocupada por algún tipo de fluido, ya sea esta agua, petróleo o gas o una combinación de ellos (Ahmed, 2006).

## **1.4.5 Presión**

### **1.4.5.1 Presión de fondo fluyente (Pwf)**

La presión de fondo fluyente se define como la presión que tiene el fluido producido a nivel de la zona de los disparos. Su valor permite determinar el caudal producido (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).

### **1.4.5.2 Presión y temperatura de reservorio**

La presión y temperatura representan las condiciones a las cuales se encuentran los fluidos almacenados en el reservorio. Se la considera información fundamental para comprender el estado de los fluidos en reservorio (Dandekar, 2013).

### **1.4.5.3 Presión de burbuja**

La presión de burbuja se define como la presión en la cual en el petróleo se libera la primera burbuja de gas. Cada yacimiento tiene su propia presión de burbuja, para determinarla se debe de considerar parámetros como: la temperatura del fluido, gravedad específica del gas y del petróleo y la relación gas/petróleo. La temperatura en el punto de burbuja es la mínima transferencia de calor que requiere el fluido para formar la primera burbuja de gas (Ferrer, 2010).

## **1.4.6 Índice de productividad**

El índice de productividad es un parámetro que permite establecer el comportamiento del influjo del reservorio (Simbaña Marquinez, 2014). Es decir, relaciona el caudal que se produce ante una variación de presión, conocida como “drawdown”. Se lo puede calcular numéricamente con la siguiente expresión matemática:

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (1.4)$$

Donde:

J= Índice de productividad, bbl/d/psi

Q= Caudal @Pwf, bbl.

$P_r$ = Presión de reservorio, psi

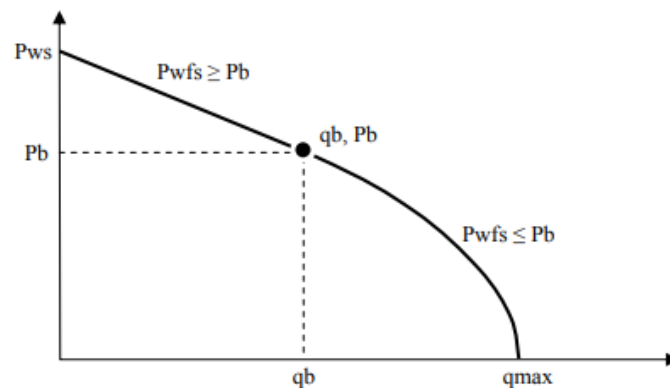
$P_{wf}$ = Presión de fondo fluvente, psi

**Tabla 1.3 Clasificación del índice de productividad. (Jechura, 2018)**

Clasificación	Índice de productividad
Baja productividad	$J < 0.5$
Productividad media	$0.5 \leq J < 1.0$
Alta productividad	$1.0 \leq J < 2.0$
Excelente productividad	$J > 2.0$

#### 1.4.7 Curva IPR (Inflow Performance Relationship)

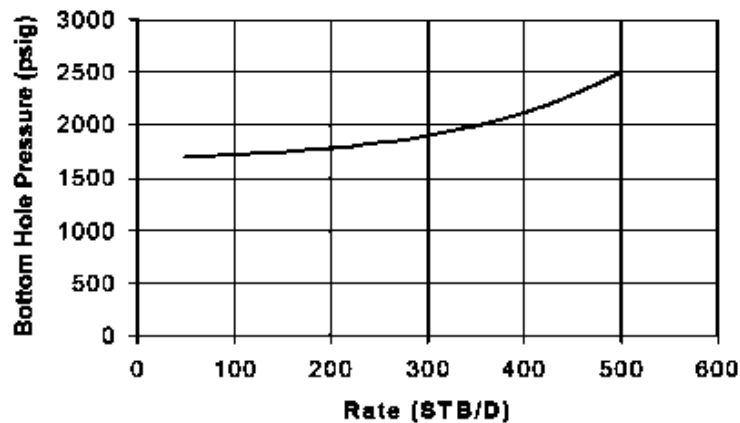
La curva IPR es una representación gráfica del rendimiento o comportamiento del pozo mediante la medición del caudal que el yacimiento aporta al pozo a diferentes presiones (Brown & Beggs, 1977).



**Figura 1.2 Curva IPR. Fuente: (Maggiolo , 2008).**

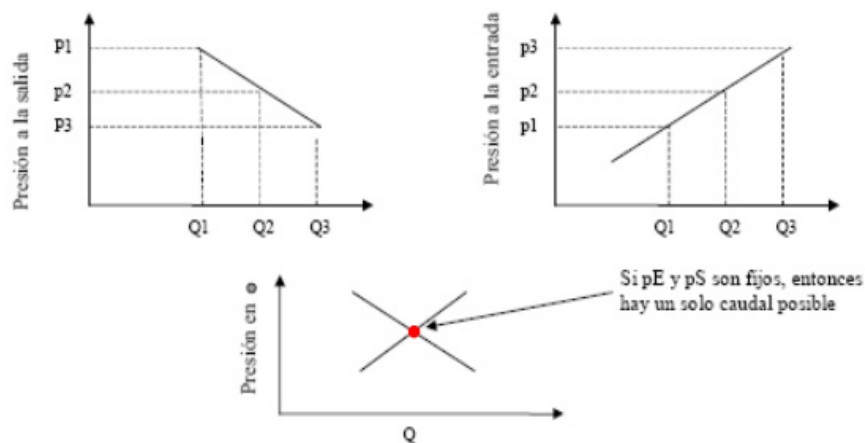
#### 1.4.8 Curva VLP o curva de demanda

La curva VLP u “Outflow” representa la demanda de energía requerida por las instalaciones en superficie y fondo para permitir la transportación de los fluidos de reservorio hacia superficie (Camargo, Aguilar, Rios, & Rivas, 2009).



**Figura 1.3** Curva VLP. Fuente: (Undheim Stanghelle, Evaluation of artificial lift methods on Gyda fields, 2009).

#### 1.4.9 Intersección de las curvas IPR y VDL



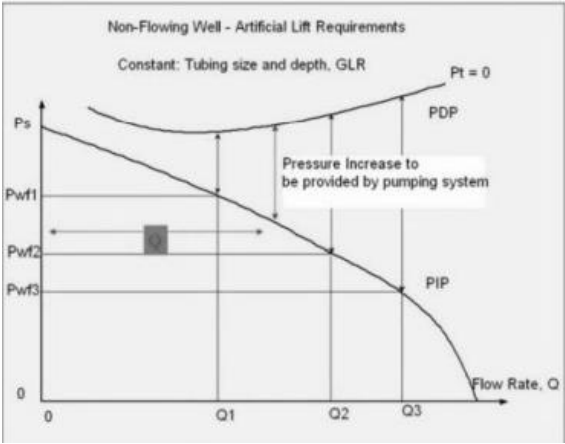
**Figura 1.4** Curvas IPR y match. Fuente: (Camargo, Aguilar, Rios, & Rivas, 2009).

En la figura 1.4 se observa el match de las curvas de oferta y demanda, donde el punto rojo representa el punto óptimo de producción.

#### 1.4.10 Sistemas de levantamiento artificial

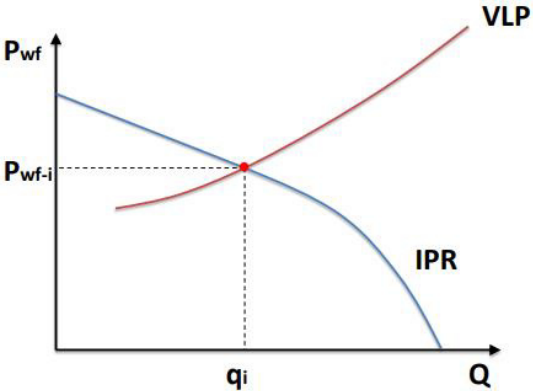
Inicialmente, dependiendo del estado del campo, una vez que se comienza a producir un pozo es posible que la energía almacenada en el reservorio sea la suficiente para permitir el flujo de hidrocarburos hasta superficie, este método es conocido como flujo natural (Undheim Stanghelle, Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field (Master Thesis), 2009). Luego de cierto tiempo de producción, la presión de reservorio comienza

a depletarse hasta alcanzar valores en los cuales la energía no es la suficiente para producir hidrocarburos (Craft & Hawkins, 1991). A su vez, existen pozos en los cuales desde su vida temprana la presión inicial es tan baja que no permite la producción de fluidos en cabeza (von Flatern, 2015).



**Figura 1.5** Curvas IPR y VLP para un pozo que no puede producir y requiere la utilización de sistemas de levantamiento artificial. Fuente: (Podio, 2014).

Para compensar esta ausencia de energía en la formación productora, con un previo diseño y análisis de las características del reservorio y del fluido, se instalan una serie de equipos en el pozo que dependiendo de las características del reservorio permiten que los hidrocarburos lleguen a superficie (Fleshman & Obren Lekic, 1999).



**Figura1. 6** Curvas IPR y VLP para un pozo que puede producir con un sistema de levantamiento artificial. Fuente: (Skinner, 2011).

### 1.4.10.1 Bombeo mecánico

El sistema de bombeo mecánico consiste en manera sintetizada en una bomba de desplazamiento positivo asentada cercana a las arenas productoras. Esta bomba se acciona y comienza con su carrera ascendente y descendente a través del movimiento de una sarta de varillas. Dicho trabajo para generar el movimiento es brindando por la unidad de bombeo en superficie (Montoya Sandoval & Malavé, 2013).

#### 1.4.10.1.1 Principales componentes

##### Equipos de superficie:

- Motor
- Caja reductora
- Unidad de bombeo
- Contrapesas
- Cabeza de pozo

##### Equipos de fondo

- Varillas
- Bomba de subsuelo
- Sistema de anclaje

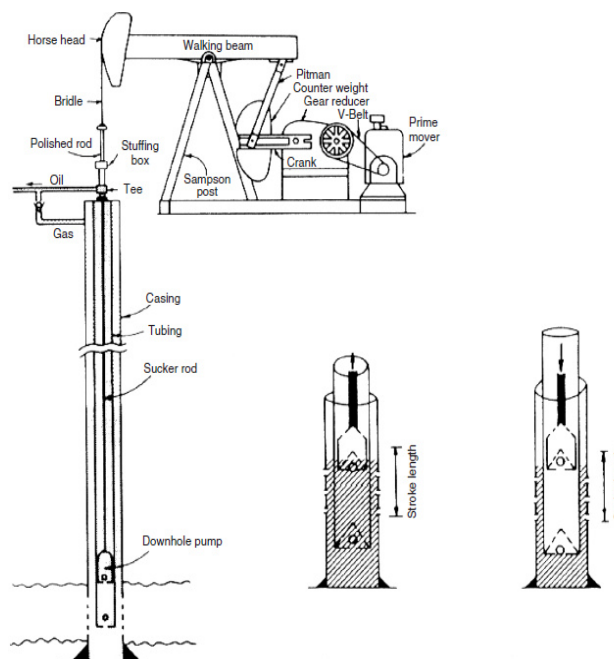


Figura 1.7 Diagrama del sistema de bombeo mecánico. Fuente: (Golan & Whitson, 1991).

#### 1.4.10.2 Bomba de cavidades progresivas (PCP)

La bomba de cavidades progresivas consiste en el levantamiento de fluido mediante un cabezal de accionamiento en superficie y un sistema de fondo que emplea un rotor helicoidal con una cantidad “x” establecida de lóbulos dentro de un estator helicoidal de “x+1” lóbulos (Chacin, 2003).

El funcionamiento consiste en manera resumida en la rotación excéntrica del rotor dentro del estator, el cual está revestido por un elastómero en su interior, formando así cavidades selladas entre ambas superficies. Dichas cavidades tienen la función de aumentar la presión del fluido en la descarga en comparación con la de la entrada. El motor en superficie es el encargado de accionar la sarta de varillas que permiten el movimiento del rotor (Ortega Salvador, 2009).

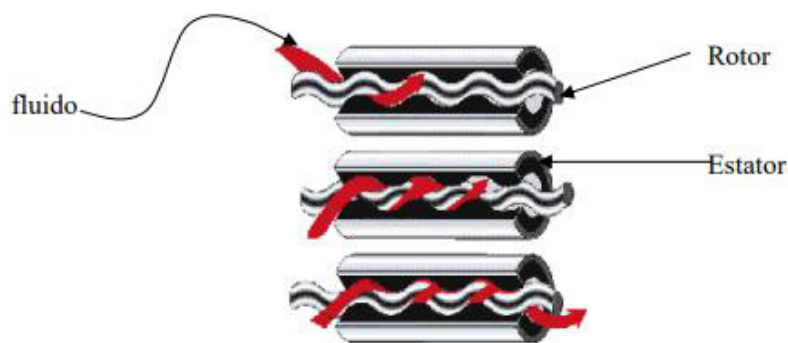


Figura 1.8 Sistema de bomba de cavidad progresiva. Fuente: (Ortega Salvador, 2009).

##### 1.4.10.2.1 Principales componentes

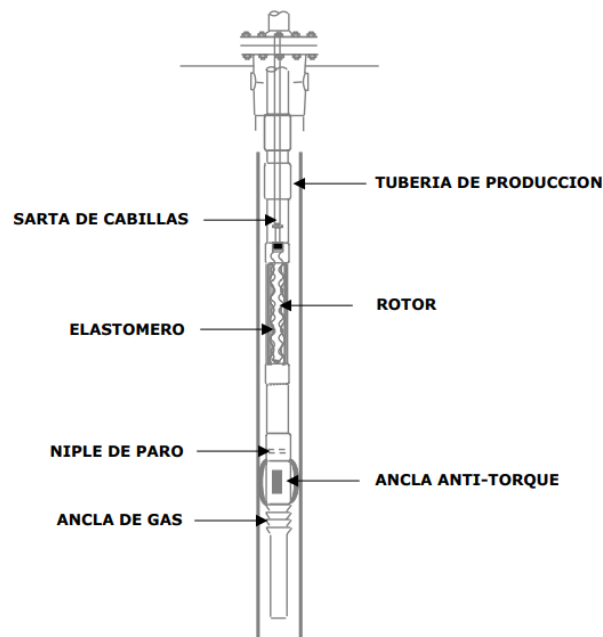
###### Equipos de superficie:

- Cabezales de rotación
- Motovariadores mecánicos
- Motorreductores
- Barra pulida

###### Equipos de fondo:

- Rotor
- Estator
- Elastómero

- Elastómero 159
- Elastómero 194
- Elastómero 198
- Elastómero 199
- Elastómero 204
- Niple de paro
- Ancla anti-toque
- Ancla de gas



**Figura 1.9 Sistema de bomba de cavidad progresiva. Fuente: (Chacin, 2003).**

### **1.4.10.3 Bombeo Electrosumergible**

El bombeo electrosumergible consiste en el levantamiento de fluido mediante un sistema de bombas centrífugas multietapas. Dentro de la configuración general del sistema BES el motor es la sección que tiene como función transformar la energía eléctrica que es suministrada desde superficie a través del cable de potencia en energía rotacional mediante la generación de un campo de inducción magnética que activa el movimiento del sistema eje-rotor y así transferir la energía hacia el eje y los impellers ubicados en el interior de las bombas (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).



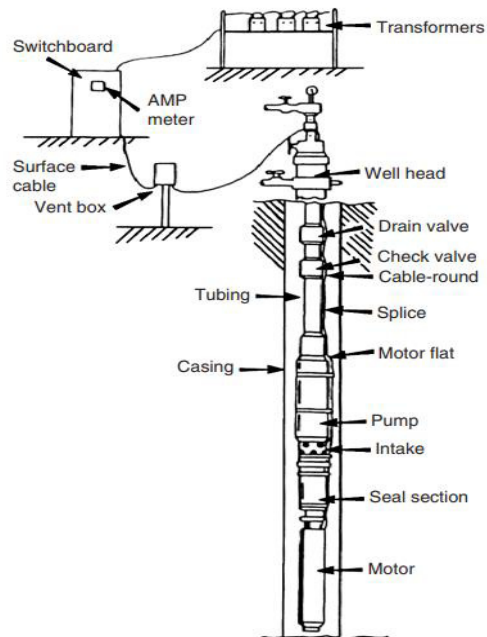
### 1.4.10.3.1 Principales componentes

#### Equipos de superficie

- Variador de frecuencia o Switchboard
- Transformador de Alta o Baja
- Caja de venteo

#### Equipos de fondo

- Sensor
- Motor
- Protector
- Intake o Separador de Gas
- Bomba
- Cable de potencia y MLE

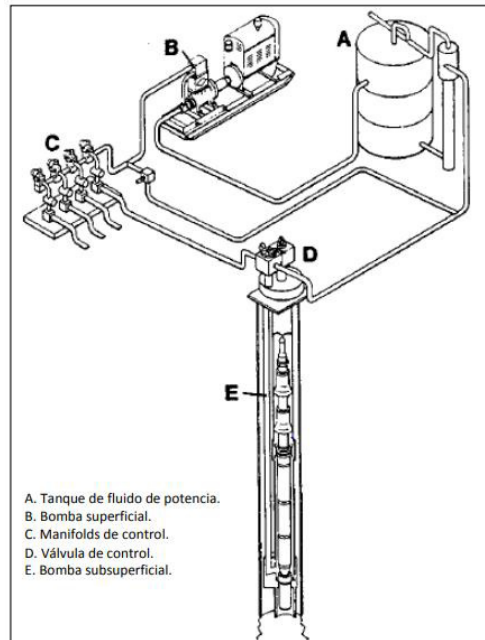


**Figura 1.10 Sistema de bombeo electrosumergible. Fuente: (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).**

### 1.4.10.4 Bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico basa su funcionamiento en la inyección de fluido motriz a presiones elevadas a través del tubing, con lo cual en conjunto con la configuración de los equipos de subsuelo se transfiere energía al fluido de reservorio para que pueda llegar a superficie. Existen dos tipos de bombeo hidráulico; Bombeo Tipo Jet y Bombeo tipo pistón, en la actualidad si se realiza una comparación entre ambos el primero de ellos es

el más utilizado, aunque su selección depende de un análisis más profundo de las condiciones del pozo (Ezgi Ceylan, 2004).



**Figura 1.11 Diagrama del sistema de bombeo hidráulico. Fuente: (Pérez García, 2013).**

#### **1.4.10.4.1 Generalidades del bombeo hidráulico tipo Jet**

El sistema operativo del bombeo hidráulico tipo Jet opera mediante el uso de un fluido motriz, el mismo que al pasar por la boquilla de la bomba transforma la energía potencial en energía cinética mediante la variación de área. La descarga de fluido de la boquilla ingresa a la garganta, la cual tiene comunicación con la formación, permitiendo que el fluido motriz empuje al fluido del yacimiento e ingresen al difusor. En el difusor, se transforma la energía cinética en energía potencial con la finalidad de que la mezcla tenga la suficiente energía para llegar hasta superficie con la presión de cabeza deseada (Guerrón & Robalino, 2013).

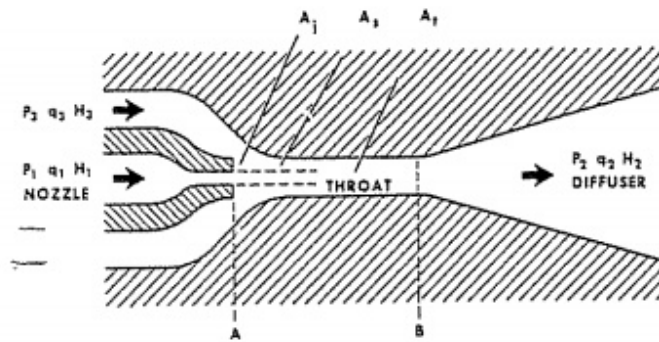


Figura 1.12 Sistema operativo de bombeo hidráulico tipo Jet. Fuente: (Brown K. E., 1980).

#### 1.4.10.4.2 Principios físicos para el funcionamiento del bombeo hidráulico tipo jet

Existen tres principios fundamentales para explicar teóricamente el funcionamiento del sistema de bombeo tipo jet, estos son: el principio de Bernoulli, la ecuación de continuidad, el efecto Venturi.

- **Principio de Bernoulli**

La ecuación de Bernoulli es una relación aproximada entre la presión, velocidad y la elevación. Es válida en flujo incompresibles donde las fuerzas de fricción son despreciables. Si el fluido no intercambia energía con el exterior esta ha de permanecer constante (Cengel & Cimbala, 2006).

- **Ecuación de continuidad**

La ecuación de continuidad se fundamenta en la conservación de la masa. El volumen de flujo que atraviesa una superficie en una unidad de tiempo es igual a la velocidad del fluido en dicha sección. Si se considera un tubo de corriente donde la masa que entra es igual a la que sale, se concluye que la velocidad en el espacio recorrido por el fluido se mantiene constante (Beléndez, 1992).

- **Efecto Venturi**

El efecto Venturi se desarrolla durante el movimiento de un fluido dentro de un conducto cerrado, donde al circular por una sección de menor área la presión disminuye mientras la velocidad aumenta. Este efecto se produce al circular el

fluido motriz por la boquilla donde la energía de presión se convierte en energía cinética (Cengel & Cimbala, 2006).

#### **1.4.10.4.3 Principales componentes**

##### **Equipos de superficie**

- Tubería de alta y baja presión

Las tuberías de alta presión soportan hasta 5000 psi y las tuberías de baja presión soportan de 500 a 800 psi, estas líneas permiten circular el fluido motriz hacia el pozo y también recuperar el fluido producido (Guerrón & Robalino, 2013).

- Unidad de Potencia

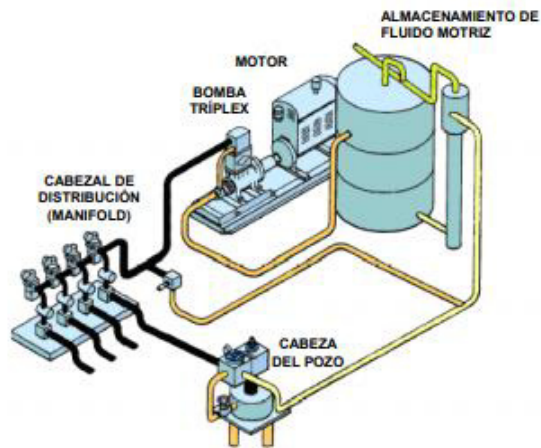
La potencia necesaria para inyectar el fluido motriz hacia el pozo es obtenida mediante bombas tríplex o quíntuplex, las mismas que son accionadas mediante motores eléctricos. En bombas de inyección de petróleo a alta presión se utilizan: émbolos, camisas de metal y válvulas de bola. Mientras que cuando se utiliza agua se utilizan émbolos y filtros. Los elementos auxiliares son válvula de alivio, manómetros e interruptores de seguridad (Brown K. E., 1980).

- Manifold

El fluido transferido por la unidad de potencia es regulado mediante un sistema de válvulas llamado manifold. Además, cuenta con medidores de desplazamiento positivo que regula la cantidad de fluido motriz inyectado, válvulas de flujo y válvulas de presión. Generalmente, de 100 a 300 psi se añade al fluido motriz mientras se transfiere hacia el manifold (Brown K. E., 1980).

- Cabezal del pozo

El cabezal del pozo está formado con válvulas de cuatro vías y el árbol de navidad. La válvula maestra está conectada con la tubería de producción y revestimiento. Por lo tanto, controlan la circulación de cualquier fluido dentro del pozo (Guerrón & Robalino, 2013).



**Figura 1.13 Facilidades de superficie de un sistema de bombeo hidráulico tipo Jet.**

**Fuente: (Brown K. E., 1980).**

### **Equipos de fondo**

- Empaque

Un empaque, packer o sello se utiliza para proporcionar aislamiento entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento con la finalidad de evitar el movimiento vertical de los fluidos (Guerrón & Robalino, 2013).

- Standing Valve

Este accesorio permite que el fluido no se redireccione hacia el reservorio por su efecto en "U". Este efecto es necesario en sistemas de fluido motriz abierto, debido que en este sistema el fluido motriz y el producido están en contacto directamente con la formación (Guerrón & Robalino, 2013).

- Camisa de circulación

Es una herramienta de completación diseñada para permitir la circulación de fluidos entre la tubería de producción y el espacio anular por medio de la apertura o cierre de puertos, los cuales pueden ser operados mediante equipos de cable (slickline). Se utiliza para producción de zonas selectivas (DeGeare, Haughton, & McGurk, 2003).

- Bomba hidráulica tipo Jet

La bomba es considerada el equipo de fondo más importante. Es posicionada en la camisa de circulación mediante cable o por circulación del fluido motriz. Su selección correcta

garantiza mayor eficiencia y menor mantenimiento durante su vida útil (Guerrón & Robalino, 2013). A continuación, se detalla sus partes principales:

- Boquilla

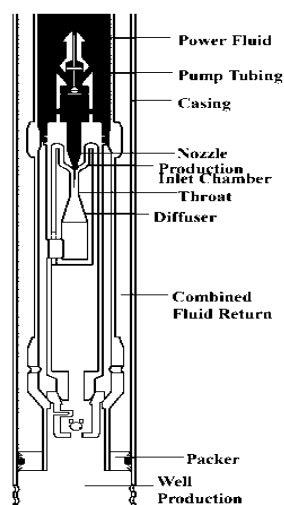
Es una herramienta que soporta grandes presiones y altas temperaturas. Su funcionamiento es similar a un embudo, donde el extremo superior es de mayor diámetro en comparación con el extremo inferior. Dicha característica permite realizar el cambio de energía potencial a cinética. En la industria se clasifican mediante un sistema numérico (Brown K. E., 1980).

- Garganta

La garganta o zona de mezclado, es el lugar en el cual el fluido motriz y el producido entran en contacto para finalmente equilibrar sus presiones y continuar su camino hacia el difusor. Su nomenclatura de clasificación se basa en las letras del abecedario (A-Z) (Brown K. E., 1980).

- Difusor

El difusor permite que la energía cinética del fluido se transforme en energía potencial mediante aumento del área. Al aumentar el diámetro, la velocidad del fluido disminuye y aumenta la presión de este, dicha presión debe ser la suficiente para vencer la columna hidrostática y llevar a superficie el crudo (Brown K. E., 1980).



**Figura 1.14** Facilidades de fondo del bombeo Jet. Fuente: (Weatherford, 2006).

#### 1.4.10.4.4 Relación de áreas boquilla-garganta

$$R = \frac{\text{área de la boquilla}}{\text{área de la garganta}} \quad (1.5)$$

La relación de áreas entre boquilla y garganta está sujeta a la tasa de flujo que circula por dichas secciones y la columna de fluido (levantamiento). Dependiendo los requerimientos del pozo se realiza la selección de geometría para la boquilla-garganta (Brown K. E., 1980).

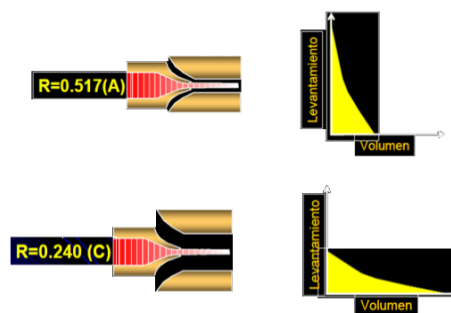


Figura 1.15 Relación de áreas. Fuente (Guerrón & Robalino, 2013).

A continuación, se enuncian los parámetros para selección de la relación garganta-boquilla.

- La presión y caudal de inyección representan limitaciones en superficie, mientras que en fondo la selección del tipo de bomba jet es crucial para el diseño operativo del sistema.
- La relación garganta-boquilla que genere mayor drawdown en el sistema.

$$\uparrow \Delta P = P_{ws} - (P_{wf} \downarrow) = \uparrow Q \quad (1.6)$$

- El caudal de cavitación debe ser mayor que el caudal de producción para no generar cavitación.
- La eficiencia de la bomba debe encontrarse entre 20%-40%.

#### 1.4.10.4.5 Fluido motriz

El fluido motriz empleado en sistemas de levamiento hidráulico puede ser agua o crudo liviano dependiendo de las características petrofísicas del reservorio. La elección correcta del fluido motriz permite reducir los problemas posteriores como: corrosión,

deposición de sólidos y escala en los equipos de fondo y superficie (Guerrón & Robalino, 2013).

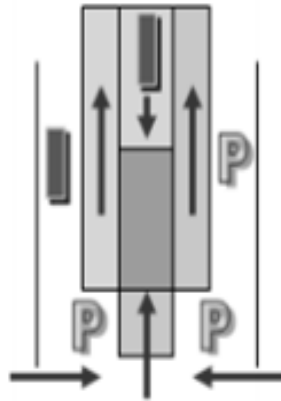
El tratamiento del fluido motriz previo a ser inyectado empieza en un sistema de tanques que desvían el fluido motriz hacia las bombas reciprocantes tríplex verticales, las cuales aumentan la presión del fluido y lo transportan hacia el cabezal de distribución donde se regula el volumen inyectado para cada pozo, el fluido motriz opera la unidad de bombeo y retorna a superficie con el petróleo producido (Melo , 2014). A continuación, se detalla consideraciones a tomar en cuenta:

- En los sistemas de fluido motriz cerrados usando agua fresca como fluido motriz se requiere añadir químicos para la lubricación y evitar la corrosión, lo que representa un gasto adicional de bajo costo. Por lo contrario, en sistemas de fluido motriz abiertos se necesita inyectar químicos continuamente, lo que representa un gasto adicional significativo (Melo , 2014).
- El fluido motriz base petróleo liviano no representa un factor de alto costo debido a que no es necesario inyectar químicos para lubricar, en excepción cuando se trata de petróleo pesados (Melo , 2014).

### **Sistema de fluido motriz cerrado (CPF)**

El fluido motriz desde superficie hasta el subsuelo se mantiene en un circuito cerrado y no se mezcla con el fluido producido (Melo , 2014). Este método es complejo, puesto que se requiere una tubería adicional y un empaque para dividir el fluido motriz del producido. Las ventajas de este sistema es la medición exacta del fluido producido (Guerrón & Robalino, 2013).

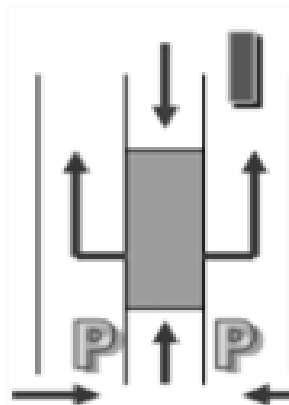




**Figura 1.16 Sistema de fluido motriz cerrado. Fuente: (Melo , 2014).**

### **Sistema de fluido motriz abierto (OPF)**

El sistema de inyección de circuito abierto fue el primero que se utilizó. En este sistema, el fluido motriz se mezcla con el fluido producido durante la inyección y retorna hacia superficie por la tubería de descarga o por el espacio anular de las tuberías de revestimiento, producción o inyección, dependiendo de la completación de fondo que se tenga. La ventaja de este sistema es la inyección de fluido limpio en pozos con alta salinidad, disminuyendo el porcentaje de este y evitando la corrosión. La desventaja es el incremento de volumen total que debe ser tratado en superficie para continuar con la operación (Melo , 2014).



**Figura 1.17 Sistema de fluido motriz abierto. Fuente: (Melo , 2014).**

#### 1.4.10.4.6 Ventajas y Desventajas de la aplicación del bombeo tipo jet

Tabla 1.4 Ventajas y Desventajas el sistema hidráulico tipo Jet. (Weatherford, 2006).

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Flexibilidad en la tasa de producción (50 – 15000 bpd).	La eficiencia de la bomba es de media a baja. (26% a 33%).
La bomba no posee partes móviles y puede recuperarse hidráulicamente, circulando en sentido contrario.	Riesgo en instalaciones de superficie (altas presiones) hace que el trabajo sea preciso ya que una mala operación puede ocasionar graves consecuencias.
El tamaño de la boquilla y garganta pueden cambiarse con facilidad.	El diseño de la bomba puede llegar a ser complejo por las diferentes combinaciones geométricas disponibles.
Trabaja con fluidos corrosivos, abrasivos. con alto GLR (hasta 2000).	Para obtener mayor eficiencia se requiere que el fluido motriz sea limpio.
Puede ser instalada en pozos desviados o horizontales.	Para pozos con altos BSW se requiere mayor inyección de químicos para controlar las emulsiones en superficie y en el fondo pozo.

#### 1.4.10.4.7 Cavitación

La cavitación es un efecto hidráulico que se produce cuando un fluido circula a alta velocidad produciéndose una descomposición de este, ocasionado que el fluido alcance la presión de vapor ( $P_v$ ) y se formen burbujas o cavidades. Estas burbujas se alojan en zonas de alta presión e implosionan produciendo desgaste en el equipo y arranque de metal de la superficie. Para que no ocurra cavitación la presión del fluido no debe sobrepasar la presión de vapor, teniendo como limitación que la máxima presión de entrada a la garganta es la presión de vapor y por consiguiente es el máximo caudal de succión permitido (Cengel & Cimbala, 2006).

## **1.4.11 Energía**

### **1.4.11.1 Principio de conservación de la energía**

La energía no se crea ni se destruye en el transcurso de un proceso, solo transformarse por medio de calor o trabajo. La variación energética en un sistema cerrado es igual a la diferencia entre la energía de entrada y salida de este (Cengel & Cimbala, 2006). Se expresa de la siguiente manera:

$$E_{ent} - E_{sal} = \Delta E \quad (1.7)$$

#### **1.4.11.1.1 Transferencia de energía por calor**

La energía térmica se desplaza de manera natural en la dirección de mayor a menor temperatura, esta transferencia de energía debido a la diferencia de temperatura se llama transferencia de calor (Cengel & Cimbala, 2006).

#### **1.4.11.1.2 Transferencia de energía por trabajo**

Existe transferencia de energía por trabajo si está asociada con una fuerza que actúa a lo largo de una distancia. Los dispositivos que consumen trabajo transfieren energía al fluido, lo cual aumenta la energía de ese fluido. Los equipos que producen trabajo son: motores de automóviles, turbinas hidráulicas mientras que los compresores, bombas y ventiladores consumen trabajo (Cengel & Cimbala, 2006).

### **1.4.11.2 Calor y temperatura.**

La temperatura es una magnitud física asociada con la movilidad de las moléculas de un cuerpo, a mayor movilidad mayor temperatura experimenta los objetos. Por el contrario, calor es la transferencia de energía a otro cuerpo producida por la variación de temperatura de dos o más objetos (Fox & McDonald, 1997).

### **1.4.11.3 Mecanismos de transferencia de calor**

#### **1.4.11.3.1 Conducción**

La transferencia de calor mediante conducción se realiza mediante el contacto físico de dos superficies a diferentes temperaturas, donde el cuerpo de mayor temperatura cede calor a otro de menor temperatura. La transferencia de energía se da en forma de movimiento a las moléculas del cuerpo a menor temperatura, esta capacidad de los materiales es conocida como conductividad térmica (Fox & McDonald, 1997).

### 1.4.11.3.2 Radiación

La transferencia de calor se realiza mediante la emisión de la energía interna de un sistema por ondas electromagnéticas (Fox & McDonald, 1997).

### 1.4.11.3.3 Convección

La transferencia de calor por convección ocurre entre dos puntos de un fluido, este mecanismo se fundamenta en la translación de las partículas debido a diferencias de densidades (Fox & McDonald, 1997).

## 1.4.11.4 Propiedades Térmicas

### 1.4.11.4.1 Gradiente térmico

El gradiente térmico es la variación de la temperatura por unidad de profundidad, su valor permite calcular la transferencia de calor en puntos a diferentes temperaturas. La expresión matemática del gradiente térmico se muestra a continuación (Cengel & Cimbala, 2006).

$$TG = \frac{\Delta T}{\Delta H} \left( \frac{^{\circ}\text{F}}{ft} \right) \quad (1.8)$$

### 1.4.11.4.2 Calor específico

El calor específico es una propiedad intensiva que se define como la cantidad de calor que puede absorber una sustancia al ser sometida a variaciones de temperatura. Con esta definición se puede establecer que para cualquier sustancia a medida que el calor específico es mayor, esta podrá absorber una mayor cantidad de calor. El agua tiene un calor específico de 4.186 Julios/gramo, por lo que el agua es considerada como la sustancia con mayor calor específica (Fox & McDonald, 1997).

Para crudos pesados se puede determinar su calor específico con la siguiente expresión matemática:

$$C_p = \frac{0,388 + 0,00045 T}{\sqrt{SG}} \quad (1.9)$$

### 1.4.11.4.3 Conductividad térmica

La conductividad térmica es una propiedad física que establece la facilidad de un material de transmitir calor por conducción (movimiento molecular). Esta propiedad depende de factores como la homogeneidad, fase, estructura microscópica, temperatura y presión. La conductividad térmica de un material sólido es mayor que un líquido y a la vez son

mayores que la conductividad de los gases (Fox & McDonald, 1997). Para crudos pesados se puede determinar su calor específico con la siguiente expresión matemática:

$$K_h = \frac{0,0677 [1 - 0,0003(T - 32)]}{\sqrt{SG}} \quad (1.10)$$

#### **1.4.11.4.4 Conductividad térmica de líquidos**

La conductividad térmica de los líquidos depende de la variación de la temperatura que experimenten. En general, al aumentar la temperatura la conductividad térmica de los fluidos disminuye (Fox & McDonald, 1997).

#### **1.4.11.5 Temperatura de ebullición del agua**

La temperatura de ebullición del agua se produce cuando alcanza su punto crítico y se libera la primera burbuja de gas. La temperatura de ebullición es 212 ° F (Maiquiza, 2008).

#### **1.4.12 Diagrama de fases del agua**

Un diagrama de fases muestra los cambios de estado (sólido, líquido y gaseoso) de una sustancia en función de la presión y temperatura. A presión atmosférica el agua se encuentra en estado sólido para temperaturas menores a 0 °C /32 °F, si se requiere cambiar su estado de sólido a líquido es necesario suministrar calor al sistema para alcanzar el punto de fusión. Cuando la transferencia de calor es continua, el agua alcanza el punto de ebullición liberando vapor; la temperatura de ebullición del agua es 100°C/212°F (Alcañiz, 2003).

##### **1.4.12.1 Punto crítico**

Al aumentar la presión y temperatura de manera continua se alcanza el punto crítico donde las densidades del líquido y gas se igualan siendo imposible distinguir sus fases; es decir comparte características de ambos estados. La presión y temperatura crítica del agua son 221 atm/3247.8 psia y 374°C/705.2° F respectivamente (De los Santos & Franzese, 2017).

### 1.4.12.2 Punto triple

El punto triple del agua es donde los estados líquido, sólido y gaseoso se encuentran equilibrio bajo las siguientes condiciones: 0.006atm/0.09 psi y 0.01°C/32.018°F (Alcañiz, 2003).

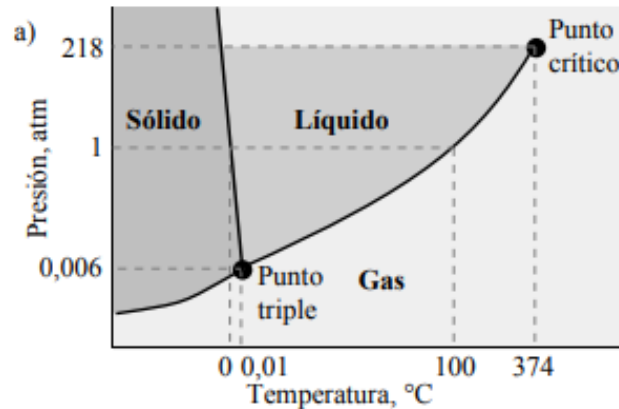


Figura 1.18 Diagrama de fases del agua. Fuente: (Alcañiz, 2003).

### 1.4.13 Factores que afectan la recuperación de petróleo por inyección de agua caliente.

#### 1.4.13.1 Permeabilidad relativa

En yacimientos de petróleo los fluidos están en el mismo espacio poroso, en consecuencia, a ello uno se moverá por delante del otro, este efecto se observa en las curvas de permeabilidad relativa para petróleo y agua. El agua o petróleo fluirán rápidamente bloqueando al otro, esta característica es beneficiosa cuando el petróleo fluye delante y el agua ayuda al empuje del crudo (Alajmi, Algharaib, & Gharbi, 2009).

#### 1.4.13.2 Viscosidad

La viscosidad es el grado de movilidad de un fluido, la viscosidad es un factor vital para la producción de crudos pesados, al poseer altos valores de viscosidad el grado de movilidad disminuye. Para su producción es necesario contrarrestar este efecto mediante la inyección de agua caliente con el objetivo de calentar los fluidos del yacimiento y disminuir su viscosidad. El incremento de temperatura facilita transportar los fluidos hasta superficie mediante el uso de tecnología de levantamiento convencionales (Alajmi, Algharaib, & Gharbi, 2009).

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

El presente proyecto se basó en una metodología con la cual se buscaba primeramente entender el problema. Con ello, establecer una estrategia para enfrentarlo y finalmente entregar una solución eficaz acorde a la necesidad y sujeto a las limitaciones técnicas. Constó de las siguientes etapas:

### Recolección de data

- Se definió el problema para con ello analizar posibles soluciones.
- Se estableció y recolectó la data necesaria para el desarrollo del proyecto acorde a los objetivos planteados.

### Procesamiento y análisis de la data

- Una vez recolectada la data se la analizó para conocer el estado productivo de los pozos y de esta manera establecer una posible solución que permita enfrentar el problema.

### Consideraciones de selección

- Una vez analizada la data se establecieron los criterios y consideraciones de selección para determinar los pozos que iban a ser utilizados para realizar la validación de la hipótesis.

### Validación de la hipótesis

- Durante esta etapa se aplicó la idea propuesta a pozos productores de crudo pesado, comprobando de esta manera la viabilidad de la idea planteada.

### Resultados y análisis de resultados

- Se analizaron los resultados para comprobar si la producción incrementó. Posterior a esto, se estableció la temperatura de operación óptima para la idea propuesta.

## **2.1 Determinación del target de la investigación**

Para el desarrollo de la actual investigación inicialmente se estableció el escenario en el cual se va a trabajar con el sistema POWER WATER. Es decir, analizando los diferentes tipos de crudos se decidió en cuál de ellos se va a particularizar este proyecto para validar la hipótesis planteada. Tomando en consideración la clasificación mostrada en el capítulo 1 de la presente investigación, se utilizó el rango de petróleo pesados (10-22 API). Para la presente investigación se buscó tres pozos que cumplan con estas características del crudo.

## **2.2 Determinación del fluido motriz a utilizar**

Cuando se utiliza el sistema de levantamiento artificial hidráulico tipo jet la producción de petróleo se basa en el principio de arrastre generado por el fluido motriz al fluido por producir, gracias al aumento de velocidad generado por el efecto Venturi.

Un factor importante por considerar para la selección del fluido motriz es el análisis de su comportamiento desde superficie hasta el momento que entra en contacto con el fluido de reservorio en la garganta. Para la producción de los fluidos hacia superficie se presentan cambios de velocidad, presión y temperatura, lo que tiene como efecto la interacción de las moléculas de ambos fluidos, su mezcla o no depende de su miscibilidad.

En el escenario del power oil, existen dos problemas importantes que son analizados a continuación. El primero es que el crudo liviano al mezclarse con el pesado puede llegar a formar una mezcla pastosa generando una obstrucción para el flujo. Para el segundo, es importante establecer que el sistema power oil consiste en la inyección de crudo liviano continuamente para disminuir la viscosidad del crudo pesado. El producir ese crudo pesado significa la mezcla del petróleo liviano que es usado como fluido motriz con el petróleo pesado dando como resultado un petróleo mediano a mediano/largo plazo.

El crudo producido pasa por las facilidades de superficie para su separación de fases hasta llegar al tanque de surgencia donde cierto volumen de ese total vuelve a ser utilizado nuevamente como fluido motriz. A mediano/largo plazo la gravedad API de esa



mezcla va a ir disminuyendo debido a la continua mezcla con crudo pesado hasta llegar a que la gravedad API del fluido de inyección sea la misma que la del fluido de yacimiento. A continuación, se ejemplifica lo antes mencionado.

### Escenario 1: Tiempo = t

Al utilizar 2000 barriles por día de fluido motriz de 30 °API para producir 500 barriles por día de crudo pesado de 10 °API. En este escenario la mezcla que se produce regresa con una gravedad API menor que con la que salió de surgencia. Aproximadamente e ignorando las variaciones que puedan ocurrir durante su paso por las facilidades previa a llegar al tanque de surgencia, la gravedad API de la mezcla es la siguiente.

$$GE_{mezcla} \cdot V_{total} = GE_{fluido\ motriz} \cdot V_{fluido\ motriz} + GE_{crudo\ pesado} \cdot V_{crudo\ pesado}$$

$$GE_{mezcla} = \frac{GE_{fluido\ motriz} \cdot V_{fluido\ motriz} + GE_{crudo\ pesado} \cdot V_{crudo\ pesado}}{V_{total}}$$

$$GE_{mezcla} = \frac{0,87 \cdot 2000\ bbls. + 1 \cdot 500\ bbls.}{2000 + 500\ bbls.} = 0.896 = 26.42\ ^\circ API < 30\ ^\circ API$$

### TANQUE DE SURGENCIA

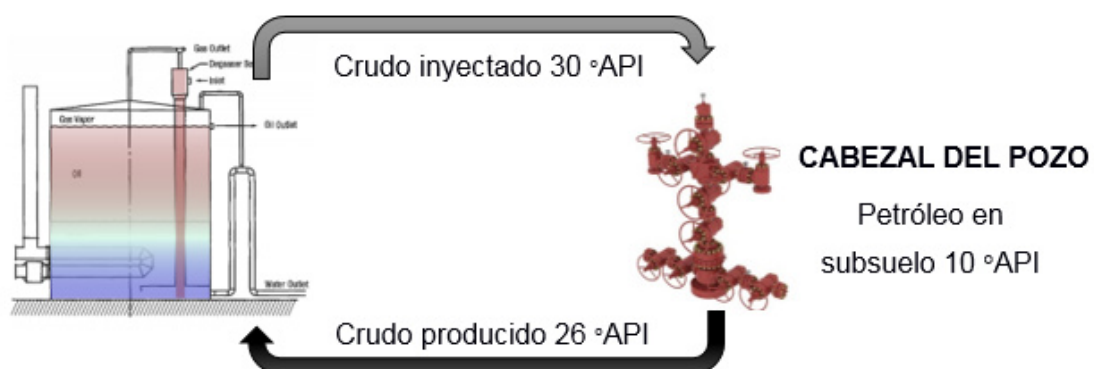


Figura 2.19 Bombeo hidráulico tipo Jet con fluido motriz petróleo. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.

## Escenario 2: Tiempo = t + Δt

Se utiliza 2000 barriles por día de fluido motriz con 26 °API para producir 500 barriles por día de crudo pesado con 10 °API. En este escenario la mezcla que se produce regresa con una gravedad API menor que con la que salió del tanque de surgencia. Aproximadamente e ignorando las variaciones que puedan ocurrir durante su paso por las facilidades previa a llegar al tanque de surgencia, la gravedad API de la mezcla es la siguiente.

$$GE_{mezcla} \cdot V_{total} = GE_{fluido\ motriz} \cdot V_{fluido\ motriz} + GE_{crudo\ pesado} \cdot V_{crudo\ pesado}$$

$$GE_{mezcla} = \frac{GE_{fluido\ motriz} \cdot V_{fluido\ motriz} + GE_{crudo\ pesado} \cdot V_{crudo\ pesado}}{V_{total}}$$

$$GE_{mezcla} = \frac{0,896 \cdot 2000\ bbls. + 1 \cdot 500\ bbls.}{2000 + 500\ bbls.} = 0.9168 = 22.84\ ^\circ API < 26\ ^\circ API \ll 30\ ^\circ API$$

## TANQUE DE SURGENCIA

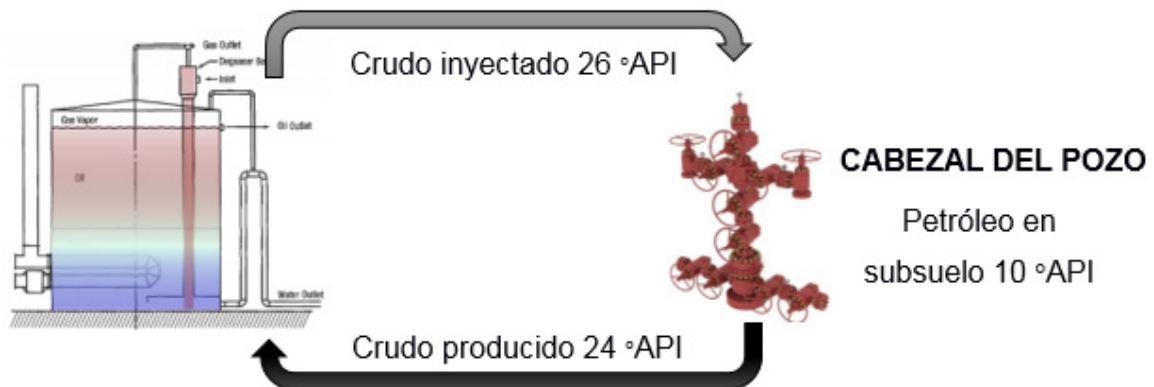


Figura 2.20 Bombeo hidráulico tipo Jet con fluido motriz petróleo. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.

De esta manera se comprueba que si se hace “n” simulaciones la gravedad API del crudo de inyección disminuirá hasta ocurrir lo mencionado previamente. El uso de POWER

WATER planteado en esta investigación tiene como gran ventaja que lo mencionado anteriormente no ocurriría nunca, debido que el agua y el crudo son fluidos inmiscibles.

### 2.3 Rangos de la temperatura de yacimiento

El petróleo denso y viscoso denominado petróleo pesado, presenta desafíos de producción especiales, pero no insuperables. Por consiguiente, es necesario analizar tres factores: temperatura del yacimiento, viscosidad y densidad, los cuales nos dictan el enfoque de producción necesario para cada reservorio. La temperatura del yacimiento es una variable crítica en reservorios de crudo pesado, puesto que su valor determina la fase en que se encuentra el crudo en formación y su capacidad de fluir hacia superficie. La gravedad API para crudos pesados abarca el rango entre 10° a 22° (ver tabla 1.2).

Los rangos de temperatura en yacimientos de petróleo pesado en el mundo oscilan entre 50 °F en la cuenca oeste de Canadá hasta 250 °F en México. Dependiendo de los diversos factores geológicos, estructurales y termodinámicos estos yacimientos han disminuido o conservado su energía obteniendo como resultado petróleo con diferentes rangos de viscosidades. Para la presente investigación, se basa en la información disponible de 3 pozos (ver tabla 2.5).

**Tabla 2.5 Temperatura de yacimiento. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

Pozos	Temperatura de yacimiento (°F)
ESPOL01	220
ESPOL 02	226
ESPOL 03	207.14

### 2.4 Gradiente térmico

El gradiente térmico es un valor cuantitativo que varía puesto que depende de la temperatura del punto en estudio y de la profundidad de análisis. Si bien es cierto que el gradiente depende de la profundidad, para este proyecto se analizó data de pruebas de restauración para los pozos antes mencionados en los cuales se logró determinar que la temperatura del fluido inyectado aumenta aproximadamente 100°F por cada 10000 ft.

El gradiente de temperatura se lo puede determinar mediante las siguientes expresiones matemáticas.

$$TG = \frac{\Delta T}{\Delta H} \left( \frac{^{\circ}\text{F}}{\text{ft}} \right)$$

$$TG = \frac{T_{\text{yacimientos}} - T_{\text{superficie}}}{\text{Profundidad TVD}} \left( \frac{^{\circ}\text{F}}{\text{ft}} \right) \quad (1.11)$$

## 2.5 Rangos de temperatura del agua producida en superficie

Para la inyección de agua como fluido motriz se estableció que dicho fluido es proporcionado por pozos productores de agua o pozos productores de petróleo con alto corte de agua. En un yacimiento es inevitable que volúmenes de agua lleguen hasta superficie. A medida que el frente de agua crece estos volúmenes aumentan considerablemente convirtiéndose en un problema debido al tratamiento que esta agua requiere.

**Tabla 2.6 Temperatura del agua en superficie. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

Nombre del pozo	Productor de agua	Productor de petróleo (Alto BSW)	Temperatura mínima del agua en superficie °F	Temperatura máxima del agua en superficie °F
ESPOL 40	X		86	142
ESPOL 37		X	86	104
ESPOL 6		X	86	157
ESPOL 12		X	86	98
ESPOL 5		X	86	127
ESPOL 20	X		86	92
		Promedio:	86	120

## 2.6 Cálculo de temperatura del fluido motriz en fondo

Cuando se inyecta agua como fluido motriz desde superficie se conoce la temperatura de esta, pero debido a las condiciones de presión y temperatura que estará sometida el agua a medida que aumente su profundidad, su temperatura cambia. Por ello, es necesario conocer dicha temperatura para evitar que en el transporte por tubería cambie de fase líquida a gaseosa ocasionando problemas de cavitación.

Como se mencionó, el incremento de temperatura es de aproximadamente 100°F por 10000 ft. Conociendo este valor se calculó la temperatura del agua a la profundidad de la bomba.

- ESPOL 01

- A 86 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 86 + \left[ (8745) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 173.45$$

- A 100 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 100 + \left[ (8745) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 187.45$$

- A 120 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 120 + \left[ (8745) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 207.45$$

- ESPOL 02

- A 86 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 86 + \left[ (9010.582) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 176.10$$

- A 100 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 100 + \left[ (9010.582) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 190.11$$

- A 120 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 120 + \left[ (9010.582) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 210.10$$

- ESPOL 03

- A 86 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 86 + \left[ (7924.785) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 165.24$$

- A 100 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 100 + \left[ (7924.785) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 179.24$$

- A 120 °F en superficie

$$T_{\text{fluido motriz @ Prof.bomba}} (^{\circ}\text{F}) = 120 + \left[ (7924.785) \times \left( \frac{100}{10000} \right) \right] = 199.24$$

## 2.7 Determinación de la temperatura adecuada del fluido motriz para la producción óptima de crudos pesados

Luego de haberse establecido el rango en el cual se va a enfocar la presente investigación se realizaron corridas hidráulicas en los tres pozos en análisis. Con ello, se pudo observar el comportamiento de la producción del pozo frente a la utilización del sistema POWER WATER. Este rango fue seleccionado en base a la tabla 2.7, en la cual se establece 86 °F como límite inferior, 120 °F como límite superior y 100 °F por ser un valor medio entre los mencionados.

- Primera corrida hidráulica con fluido motriz: Agua a 86°F
- Segunda corrida hidráulica con fluido motriz: Agua a 100°F
- Tercera corrida hidráulica con fluido motriz: Agua a 120°F

**Tabla 2.7 Escenarios planteados para diferentes valores de gravedad API.**

**Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

Escenario No.	Pozo	API	Temperatura del POWER WATER (°F)
1	ESPOL 01	11	86
			100
			120
2	ESPOL 02	13.4	86
			100
			120
3	ESPOL 03	14.7	86
			100
			120

## 2.8 Selección del software y simulación

Para la validación de la hipótesis planteada en esta investigación y acorde al cliente estratégico, se decidió utilizar el software Syal. El cual es una herramienta de diseño de sistema de levantamiento artificial que permite seleccionar de manera eficaz la bomba de subsuelo para bombeo hidráulico tipo Jet y el fluido motriz óptimo para obtener el máximo volumen de petróleo en superficie:

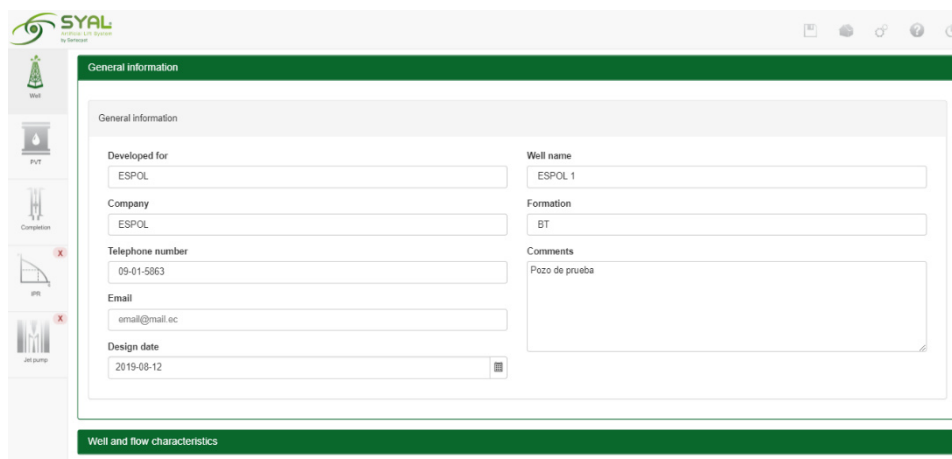
A continuación, se detallan ciertas características del software:

- Calcula las propiedades PVT de los fluidos del reservorio y el índice de productividad del pozo.
- Selecciona el conjunto boquilla-garganta ideal para optimizar la máxima producción.
- Realiza simulaciones de capacidad del pozo (IPR) combinado con el rendimiento de levantamiento del sistema de levantamiento de flujo (VLP).
- Permite realizar corridas hidráulicas a diferentes temperaturas de inyección.

Para la simulación del IPR vs VLP para crudos pesados, se ingresaron datos PVT, completación e historiales de producción para su análisis mediante corridas hidráulicas con fluido motriz agua “POWER WATER”, este proceso se realizó para 3 pozos productores de crudo pesado de diferente gravedad API. Syal, se centra en los siguientes cinco módulos.

### 2.8.1 Pozo y flujo

En este módulo se ingresaron datos generales de la compañía, nombre del pozo, información del cliente, entre otros requerimientos. A su vez, se encuentra el panel de características del pozo y flujo, en el cual se configuró el tipo de diseño que se va a realizar; tipo de pozo, sistema de levantamiento, parámetros del fluido y modelo PVT en el cual se basa el análisis. Finalmente se seleccionó las correlaciones de flujo que empleó el software para simular los pozos en análisis.



The screenshot displays the SYAL software interface. On the left is a vertical sidebar with icons for 'Well', 'PVT', 'Completion', 'IPR', and 'JLF pump'. The main window is titled 'General information' and contains a form with the following fields:

Developed for	Well name
ESPOL	ESPOL 1
Company	Formation
ESPOL	BT
Telephone number	Comments
09-01-5863	Pozo de prueba
Email	
email@mail.ec	
Design date	
2019-08-12	

Figura 2.21 Módulo “Pozo y flujo”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.

## 2.8.2 PVT

En el módulo PVT se calcularon las propiedades básicas de los fluidos de yacimiento mediante la selección de la correlación adecuada. Para ello, se ingresó la información del reservorio como datos de presión, temperatura, GOR, API, gravedades específicas de los fluidos, entre otros. Dentro de este módulo se encuentra la función de análisis PVT, con la cual se estudió el comportamiento de las propiedades de los fluidos frente a variaciones de presión.

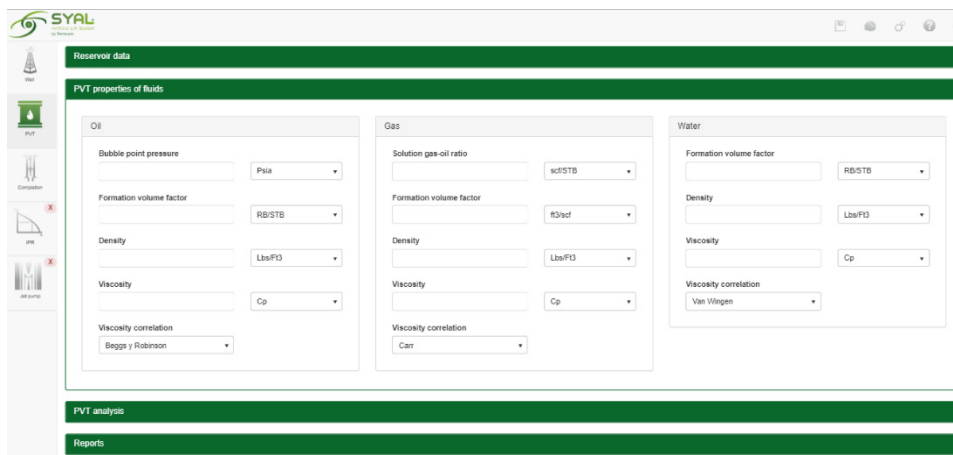


Figura 2.22 Módulo “PVT”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.

## 2.8.3 Completación

En este módulo se especificaron las propiedades mecánicas del pozo. Para ello, se cargó el survey y se configuró la completación del pozo.

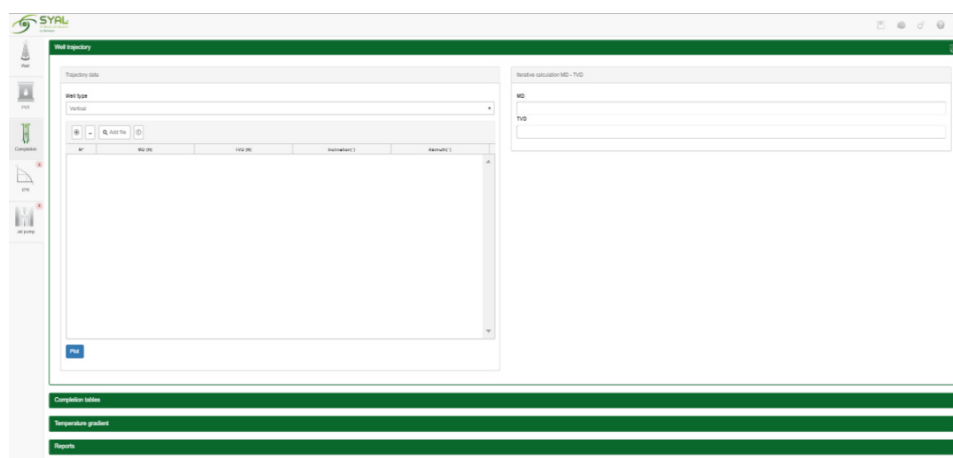


Figura 2.23 Módulo “Completación”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.



## 2.8.4 Cálculo y ajuste IPR

En esta sección se calculó el caudal de producción a diferentes presiones obteniendo como resultado la curva IPR. En el comportamiento de la curva se evidencia dos etapas: cuando la declinación es lineal y cuando la declinación es no lineal. El primero de ellos representa una relación directa de proporcionalidad entre el caudal y la presión. Para el segundo caso, existe una no linealidad debido a la liberación de gas que inicialmente se encontraba disuelto en el petróleo.

Syal ofrece el uso de correlaciones para ajustar el modelo IPR dependiendo de las características del pozo, siendo las más usadas: Vogel, Vogel compuesto y Fetkovich. Las variables requeridas luego de la selección del modelo son: la presión de reservorio, caudal y presión de prueba. Al implementar el modelo IPR adecuado que simule el comportamiento real del pozo, se está realizando una aproximación correcta de la capacidad máxima de producción (AOF).

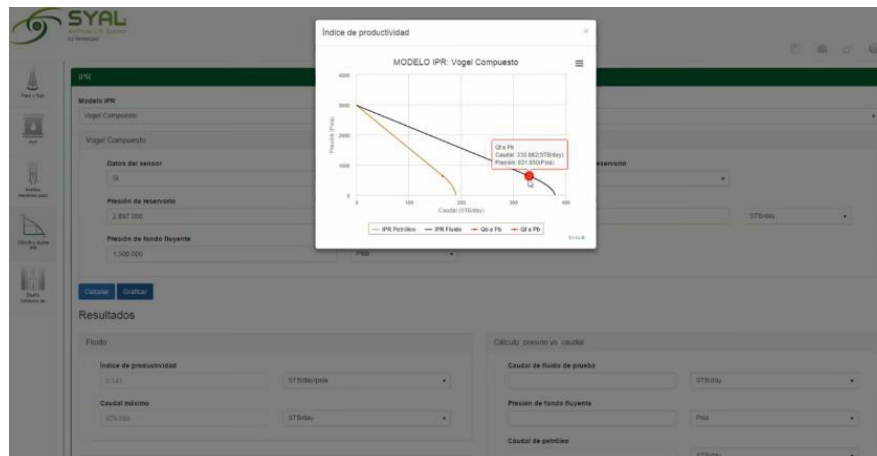


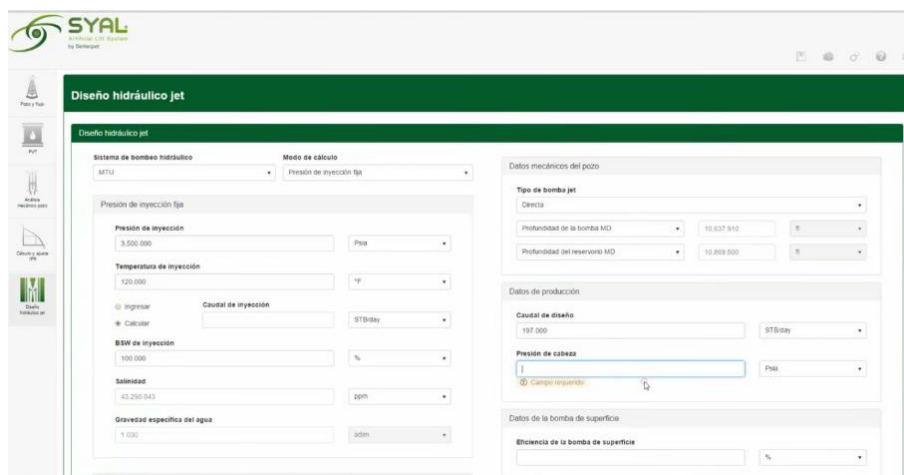
Figura 2.24 Módulo “Cálculo y ajuste IPR”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.

## 2.8.5 Diseño hidráulico Jet

Syal permite el diseño hidráulico de la bomba jet mediante el ingreso de ciertas variables o en ciertos casos la selección entre algunas alternativas para ese ítem. A continuación, se presentan los parámetros que se deben de establecer previo a un diseño:

- Sistema de bombeo de hidráulico por equipos centralizados o por equipo móvil “Mobile Test Unit” (MTU), dependiendo de las condiciones de operatividad y de infraestructura que se disponga.
- Propiedades del fluido motriz a inyectar: tipo de fluido, presión, temperatura y salinidad. Para la presente investigación, el fluido motriz a inyectar es agua a diferentes temperaturas (86° F, 100°F, 120 °F).
- Selección de la geometría de la garganta- boquilla mediante los parámetros mostrados en el capítulo 1.

Finalmente, se realizaron corridas hidráulicas para la obtención del caudal producido mediante la implementación del sistema POWER WATER.



**Figura 2.25 Módulo “Diseño hidráulico Jet”. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

## 2.9 Validación de la hipótesis

Para lograr validar experimentalmente la hipótesis se analizaron los resultados de las corridas hidráulicas mencionadas en el punto anterior. Una vez obtenidas las presiones de inyección para cada temperatura, se seleccionó entre los resultados la que permita producir una mayor cantidad de hidrocarburos proyectando un aumento de la presión de inyección hasta lo permisible por las facilidades en superficie. Este procedimiento se repetirá para cada uno de los pozos, para lo cual a continuación se presenta la data requerida.

Previo al ingreso de la data en el software Syal se estableció que el modelo de simulación PVT utilizado es black oil debido a que este indica que existen tres fases presentes en el yacimiento; agua, petróleo y gas en solución. Se ingresó la siguiente data:

**Tabla 2.8 Data del Pozo ESPOL 01. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

Características del pozo y del flujo			Data PVT	
Información general	Tipo de pozo:	Productor	Presión de reservorio (psia):	2300
	Sistema de levantamiento artificial:	Bombeo Jet	Temperatura de reservorio (°F):	220
Parámetros del fluido	Fluido:	Petróleo y agua	Presión del separador (psia):	25
	Modelo PVT:	Black Oil	Gravedad API:	11
Correlaciones de flujo	Flujo monofásico:	Moody	RGP en solución:	45
	Flujo multifásico horizontal:	Beggs and Brill	Corte de agua/BSW (%):	30
	Flujo multifásico vertical:	Beggs and Brill	Correlación PVT:	Guetto
Completamiento			IPR	
Tipo de pozo:	Vertical	Caudal de fluido de prueba (STB/día):	700	
Profundidad final del pozo MD (ft.):	9220	Presión de fondo fluyente (psia):	890	
Profundidad de los disparos MD (ft.):	9024	Modelo IPR:	Vogel compuesto	
Temperatura de cabeza (°F):	134.1			

**Tabla 2.9 Data del Pozo ESPOL 02. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

Características del pozo y del flujo			Data PVT	
Información general	Tipo de pozo:	Productor	Presión de reservorio (psia):	1977
	Sistema de levantamiento artificial:	Bombeo Jet	Temperatura de reservorio (°F):	226
Parámetros del fluido	Fluido:	Petróleo y agua	Presión del separador (psia):	25
	Modelo PVT:	Black Oil	Gravedad API:	13.4
Correlaciones de flujo	Flujo monofásico:	Moody	RGP en solución:	35
	Flujo multifásico horizontal:	Beggs and Brill	Corte de agua/BSW (%):	49
	Flujo multifásico vertical:	Beggs and Brill	Correlación PVT:	Guetto
Completamiento			IPR	
Tipo de pozo:	Direccional		Caudal de fluido de prueba (STB/día):	537
Profundidad final del pozo MD (ft.):	10020		Presión de fondo fluyente (psia):	1381
Profundidad de los disparos MD (ft.):	9307.1		Modelo IPR:	Vogel compuesto
Temperatura de cabeza (°F):	140.3			

**Tabla 2.10 Data del Pozo ESPOL 03. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

Características del pozo y del flujo			Data PVT	
Información general	Tipo de pozo:	Productor	Presión de reservorio (psia):	3907.73
	Sistema de levantamiento artificial:	Bombeo Jet	Temperatura de reservorio (°F):	207.14
Parámetros del fluido	Fluido:	Petróleo y agua	Presión del separador (psia):	25.0
	Modelo PVT:	Black Oil	Gravedad API:	14.7
Correlaciones de flujo	Flujo monofásico:	Moody	RGP en solución:	45.8
	Flujo multifásico horizontal:	Beggs and Brill	Corte de agua/BSW (%):	37.8
	Flujo multifásico vertical:	Beggs and Brill	Correlación PVT:	Al-Marhoun
Completamiento			IPR	
Tipo de pozo:	Direccional		Caudal de fluido de prueba (STB/día):	435.0
Profundidad final del pozo MD (ft.):	9100		Presión de fondo fluyente (psia):	1949.20
Profundidad de los disparos MD (ft.):	8700 – 8726		Modelo IPR:	Vogel compuesto
Temperatura de cabeza (°F):	129.8			

# CAPÍTULO 3

## 3. Resultados y análisis

### 3.1 Pozo Espol 01

#### 3.1.1 Resultados Espol 01

Al ingresar los datos del reservorio se obtuvieron las propiedades PVT de los fluidos. Estos resultados fueron validados mediante la selección de correlaciones adecuadas acorde a los datos del pozo. La correlación PVT usada fue Guetto, la cual permitió calcular propiedades como presión de burbuja, factor volumétrico y densidad de los fluidos petróleo, gas y agua. Para el caso de la determinación de la viscosidad, la cuál es de vital importancia para la presente investigación, se utilizó la correlación de Kartoatmodjo para el petróleo, la correlación de Lee para el gas y la correlación de Van Wingen para el agua. Los parámetros de este pozo se encuentran en los rangos establecidos por dichas correlaciones.

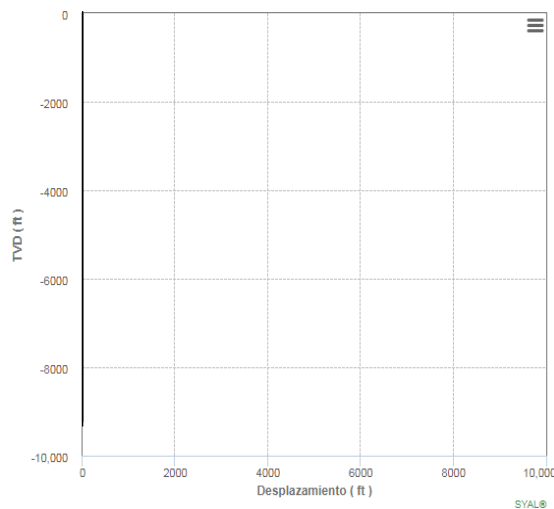
The screenshot displays a software interface for entering PVT properties for three fluid types: Oil (Petróleo), Gas, and Water (Agua). Each fluid type has a set of input fields and dropdown menus for various properties.

Propiedad	Petróleo	Gas	Agua
Presión de burbuja	678.793 (Psia)		
Razón gas disuelto petróleo, Rs		57.537 (scf/STB)	
Factor volumétrico	1.060 (RB/STB)	0.007 (ft3/scf)	1.033 (RB/STB)
Densidad	58.710 (Lbs/Ft3)	10.072 (Lbs/Ft3)	62.256 (Lbs/Ft3)
Viscosidad	204.836 (Cp)	0.020 (Cp)	0.275 (Cp)
Correlación de viscosidad	Kartoatmodjo	Lee	Van Wingen

Figura 3.26 Propiedades PVT de los fluidos del pozo ESPOL 01 Fuente: Software Syal©, Sertecpet.

### 3.1.2 Trayectoria del pozo

Para establecer la trayectoria del pozo se ingresó datos del survey. En dicha data contiene las profundidades medida (MD) y vertical (TVD), ángulo y azimuth. A continuación, se muestra la trayectoria del pozo.

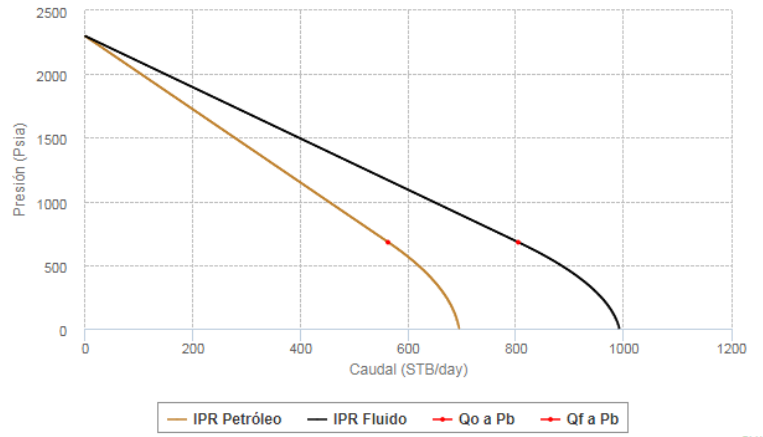


**Figura 3.27 Trayectoria del pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### 3.1.3 Obtención de la curva IPR e índice de productividad

Una vez ingresada la información de reservorio y prueba estabilizada requerida se obtuvo como resultado la gráfica IPR, en la cual se pudo observar dos curvas cada una con su respectivo punto de burbuja. La curva del petróleo se encuentra desfasada hacia la izquierda en comparación con la curva de fluido debido a que el índice de productividad obtenido de esta último es mayor.

Tomando como referencia la clasificación presentada en el capítulo 1, se estableció que el pozo en cuestión con un índice de productividad de 0.496 STB/día /psia se encuentra en el rango de baja productividad.



**Figura 3.28 Curva IPR del fluido y petróleo para el pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### 3.1.4 Diseño del bombeo jet

Para establecer la bomba que optimice la producción de petróleo en el pozo ESPOL 01 primeramente se realizó la selección de la geometría de la bomba mediante el análisis nodal de las bombas candidatas (Figura 3.29).

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
13N	3000.000	4282.102	700.000	1293.113	1177.283	4013.311	2368.864	17.805	0.000	242.652	Directa
13M	3000.000	4437.736	700.000	860.328	744.783	4014.111	1414.471	19.910	0.000	251.472	Directa
12L	3000.000	2919.476	700.000	1533.978	1417.990	3995.887	1890.767	22.851	0.000	165.437	Directa
13O	3000.000	4032.587	700.000	1971.498	1855.221	4007.930	4454.766	14.245	0.000	227.947	Directa
12K	3000.000	3011.295	700.000	1168.778	1053.031	3996.837	1146.242	25.362	0.000	170.640	Directa
11K	3000.000	2182.731	700.000	1862.824	1746.619	3983.781	1801.297	26.086	0.000	123.688	Directa
12M	3000.000	2805.870	700.000	1942.800	1826.543	3994.566	2869.143	19.933	0.000	158.999	Directa

**Figura 3.29 Tabla de diseño hidráulico Jet – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

A continuación, se analizó que geometrías de bombas entregan una eficiencia mecánica mayor, lo cual permitirá el aprovechamiento de la energía empleada en superficie. Como se observa en la figura 3.29 existen 3 relaciones que entregan la mejor eficiencia.

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
11K	4042.342	2552.658	700.000	890.000	774.437	3990.923	1181.698	23.826	0.000	194.909	Directa
12K	3206.446	3174.492	700.000	890.000	774.437	3999.340	976.680	24.731	0.000	192.267	Directa
12L	3614.732	3236.815	700.000	890.000	774.437	4000.059	1381.020	21.415	0.000	221.004	Directa

**Figura 3.30 Comparación de la presión de inyección entre las geometrías sugeridas – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



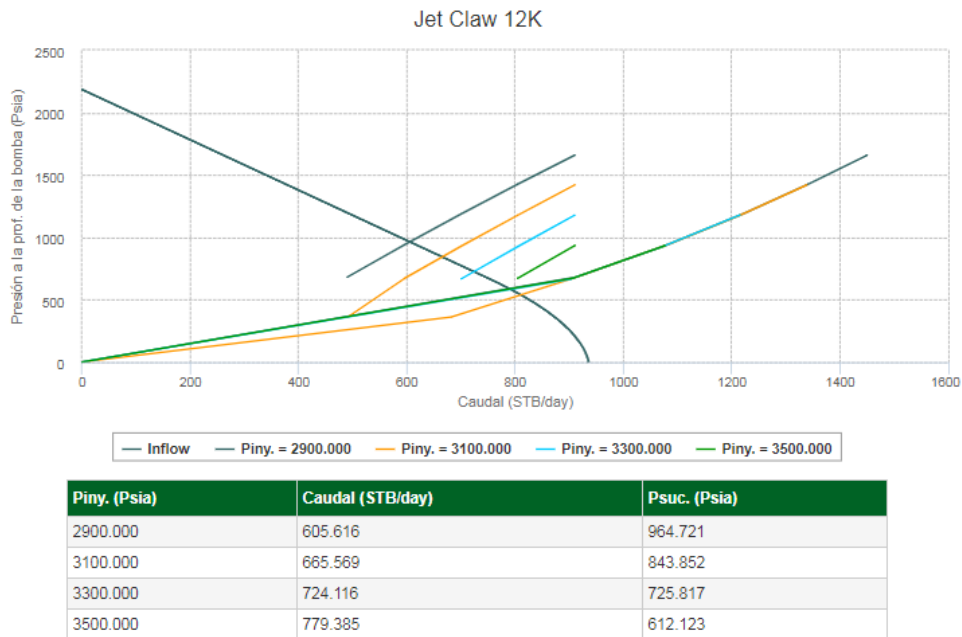
Una vez determinado cuales geometrías son las más eficientes se procedió a comparar la presión de inyección requerida para producir el caudal de diseño (figura 3.30). Con lo cual, se eligió la que requiera menor presión de inyección para permitir de esta manera un mayor aumento de presión, y por ende mayor drawdown.

Para este pozo se eligió la geometría 12 K. Para lo cual se realizó las corridas hidráulicas con los rangos de temperatura y tipo de fluido mencionados en el capítulo precedente (Figura 3.31).

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (admm)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
12K	3306.446	3174.492	700.000	890.000	774.437	3999.340	976.680	24.731	0.000	192.267	Directa
12K	3219.453	3168.535	700.000	890.000	774.437	3999.110	976.680	24.680	0.000	192.685	Directa
12K	3239.712	3158.690	700.000	890.000	774.437	3998.758	976.680	24.608	0.000	193.295	Directa

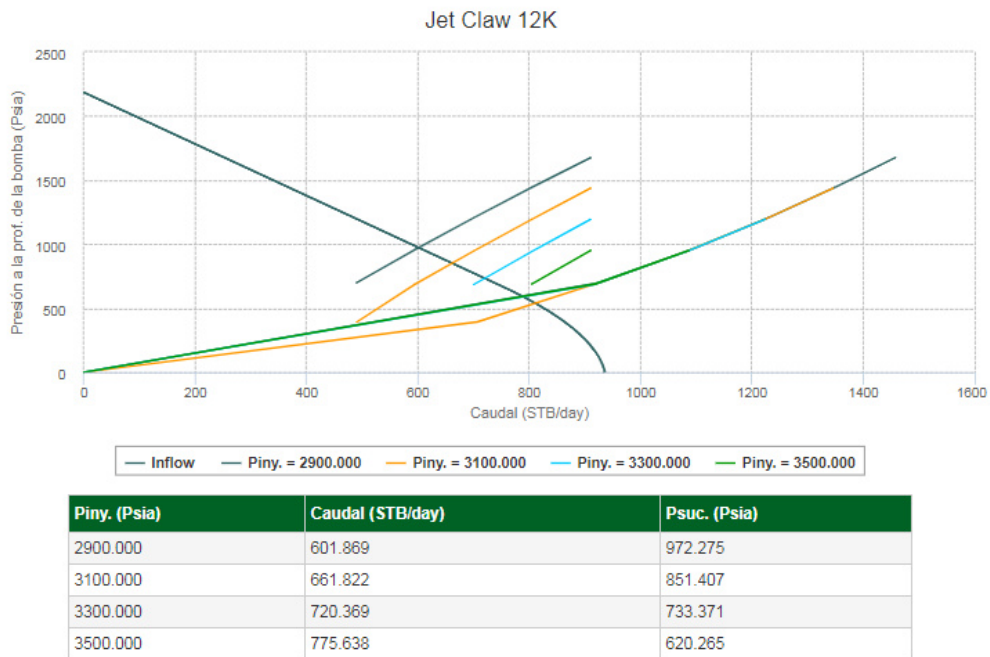
**Figura 3.31 Corridas hidráulicas – Pozo ESPOL 01. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

Se procedió a hacer análisis nodal para obtener el caudal de producción que se podría obtener al tener una presión de inyección de 3500 psia, valor que es el límite entregado por una unidad MTU en superficie.



**Figura 3.32 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 86 °F – Pozo ESPOL 01.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



**Figura 3.33 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 100 °F – Pozo ESPOL 01.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



**Figura 3.34 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 120 °F – Pozo ESPOL 01.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

## 3.2 Pozo ESPOL 02

### 3.2.1 Resultados PVT

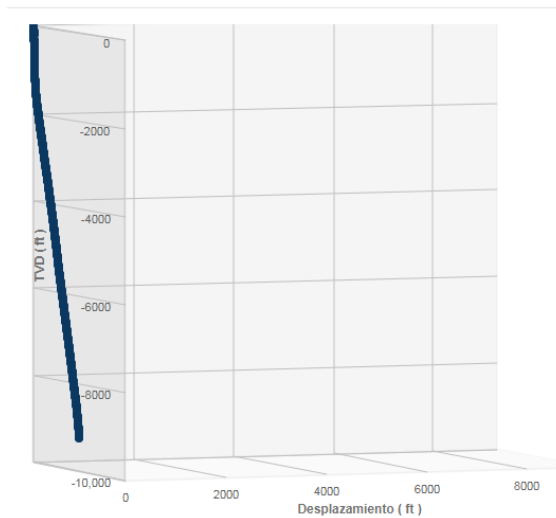
Al ingresar los datos del reservorio se obtuvieron las propiedades PVT de los fluidos. Estos resultados fueron validados mediante la selección de correlaciones adecuadas acorde a los datos del pozo. La correlación PVT usada fue Guetto, la cual permitió calcular propiedades como presión de burbuja, factor volumétrico y densidad de los fluidos petróleo, gas y agua. Para el caso de la determinación de la viscosidad, la cuál es de vital importancia para la presente investigación, se utilizó la correlación de Kartoatmodjo para el petróleo, la correlación de Lee para el gas y la correlación de Mathews para el agua. Los parámetros de este pozo se encuentran en los rangos establecidos por dichas correlaciones.

Petróleo	Gas	Agua
Presión de burbuja 545.658 Psia	Razón gas disuelto petróleo, Rs 45.829 scf/STB	Factor volumétrico 1.037 RB/STB
Factor volumétrico 1.067 RB/STB	Factor volumétrico 0.008 ft3/scf	Densidad 62.626 Lbs/Ft3
Densidad 57.310 Lbs/Ft3	Densidad 7.956 Lbs/Ft3	Viscosidad 0.265 Cp
Viscosidad 65.052 Cp	Viscosidad 0.018 Cp	Correlación de viscosidad Van Wingen
Correlación de viscosidad Kartoatmodjo	Correlación de viscosidad Lee	

**Figura 3.35 Propiedades PVT de los fluidos del pozo ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### 3.2.2 Trayectoria del pozo

Para establecer la trayectoria del pozo se ingresó los datos del survey. En dicha data contiene las profundidades medida (MD) y vertical (TVD), ángulo y azimuth. A continuación, se muestra la trayectoria del pozo.

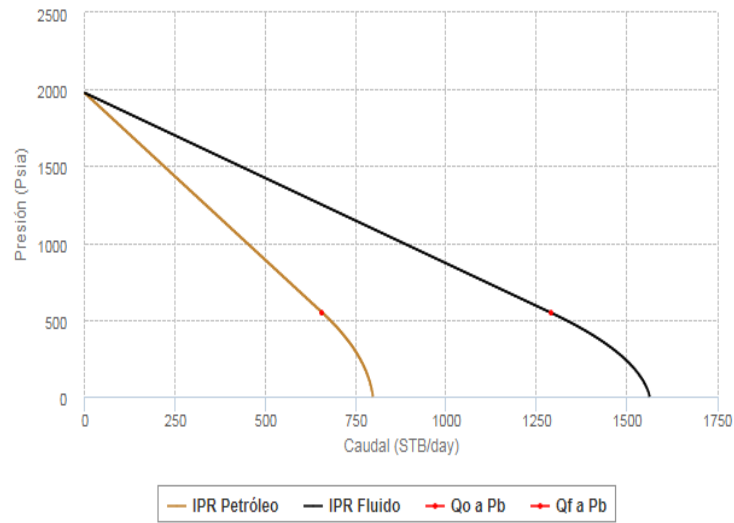


**Figura 3.36 Trayectoria del pozo ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### **3.2.3 Obtención de la curva IPR e índice de productividad**

Una vez ingresada la información de reservorio y prueba estabilizada requerida se obtuvo como resultado la gráfica IPR, en la cual se pudo observar dos curvas cada una con su respectivo punto de burbuja. La curva del petróleo se encuentra desfasada hacia la izquierda en comparación con la curva de fluido debido a que el índice de productividad obtenido de esta última es mayor.

Tomando en referencia la clasificación presentada en el capítulo 1, se estableció que el pozo en cuestión con un índice de productividad de 0.901 STB/día/psia se encuentra en el rango de productividad media.



SYAL

**Figura 3.37 Curva IPR del fluido y petróleo para el pozo ESPOL 02. Fuente: Software Syal®, Sertecpet.**

### 3.2.4 Diseño del bombeo jet

Para la obtención de la bomba que optimice la producción de petróleo en el pozo ESPOL 02 primeramente se realizó la selección de la geometría de la bomba mediante el análisis nodal de las bombas candidatas (Figura 3.38).

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
10E	3000.000	1631.599	537.000	1749.353	1654.116	4054.541	1163.047	27.717	0.000	92.457	Directa
11I	3000.000	2376.963	537.000	962.430	867.472	4068.198	640.288	25.816	0.000	134.695	Directa
12L	3000.000	2998.961	537.000	1296.450	1201.374	4081.602	1762.869	18.690	0.000	169.941	Directa
12K	3000.000	3131.239	537.000	756.402	661.517	4085.132	918.890	21.397	0.000	177.437	Directa
10F	3000.000	1591.358	537.000	2017.692	1922.360	4053.653	1619.492	25.193	0.000	90.177	Directa
11J	3000.000	2343.262	537.000	1130.021	1035.004	4067.472	966.858	24.770	0.000	132.785	Directa
10H	3000.000	1653.983	537.000	1591.478	1496.297	4054.966	816.835	29.169	0.000	93.726	Directa
11L	3000.000	2155.852	537.000	2065.586	1970.236	4064.803	2602.078	18.474	0.000	122.165	Directa
12M	3000.000	2866.549	537.000	1805.004	1709.747	4078.178	2808.889	15.993	0.000	162.438	Directa
11K	3000.000	2245.037	537.000	1612.329	1517.141	4066.247	1698.324	21.661	0.000	127.219	Directa

**Figura 3.38 Tabla de diseño hidráulico Jet – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal®, Sertecpet.**

Analizamos que geometrías de bombas me entregan una eficiencia mecánica mayor. Como se observa en la figura 3.38, existen 5 relaciones que me entregan la mejor eficiencia.

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
10H	3157.837	1729.853	537.000	1381.000	1285.895	4056.697	756.312	28.783	0.000	103.182	Directa
10I	3351.197	1758.351	537.000	1381.000	1285.895	4057.308	1023.466	26.709	0.000	111.304	Directa
11I	2691.827	2258.723	537.000	1381.000	1285.895	4066.471	782.651	26.252	0.000	114.846	Directa
10J	3761.619	1775.846	537.000	1381.000	1285.895	4057.629	1320.723	23.556	0.000	126.179	Directa
11J	2787.461	2279.902	537.000	1381.000	1285.895	4066.795	1079.907	25.121	0.000	120.041	Directa

**Figura 3.39 Comparación de la presión de inyección entre las geometrías sugeridas – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal®, Sertecpet.**

A continuación, se procedió a seleccionar entre las geometrías candidatas la que tenga la presión de inyección menor y el caudal de cavitación no tan cercano del caudal de producción, ya que limitaría para posteriores aumentos de presión de inyección (figura 3.39).

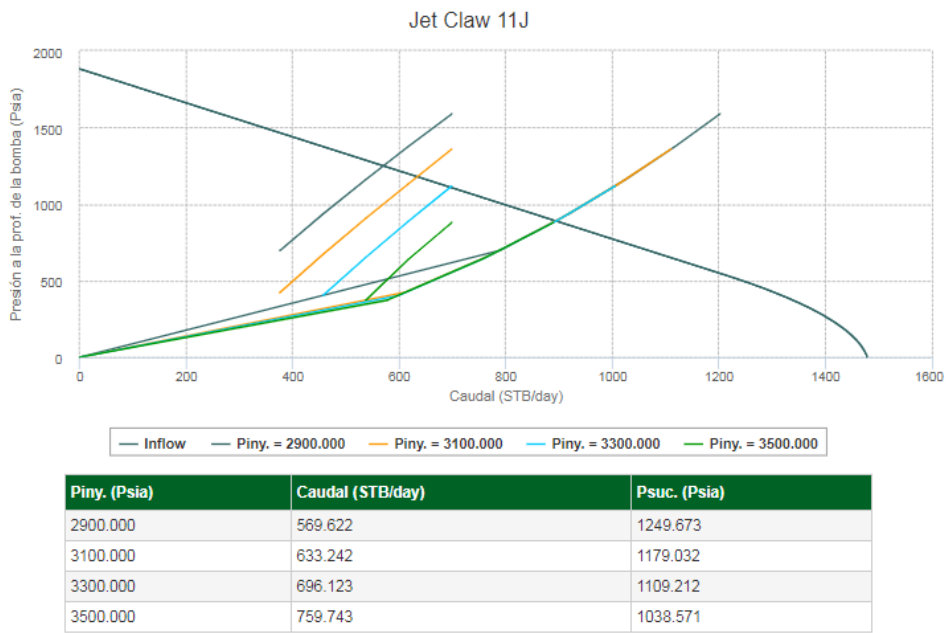
Como se observa en la figura 3.39 las geometrías 10H y 11I cuentan con un caudal de cavitación muy cercano al caudal de diseño, por lo que ambos son descartados debido a que a futuro este puede ser un problema. A su vez, las geometrías 10I y 10J son descartadas debido a su alta presión de inyección. Por lo que la geometría óptima para las condiciones de este pozo fue la 11J.

Para lo cual se procedió a realizar las corridas hidráulicas con los rangos de temperatura mencionados en el capítulo precedente (Figura 3.40).

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (P <sub>ia</sub> ) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (P <sub>ia</sub> ) (9)	Presión entrada a bomba (P <sub>ia</sub> ) (7)	Presión descarga (P <sub>ia</sub> ) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
11J	2787.461	2279.902	537.000	1381.000	1285.895	4066.795	1079.907	25.121	0.000	120.041	Directa
11J	2802.257	2274.773	537.000	1381.000	1285.895	4066.803	1079.907	25.074	0.000	120.407	Directa
11J	2824.041	2268.607	537.000	1381.000	1285.895	4066.838	1079.907	24.997	0.000	121.014	Directa

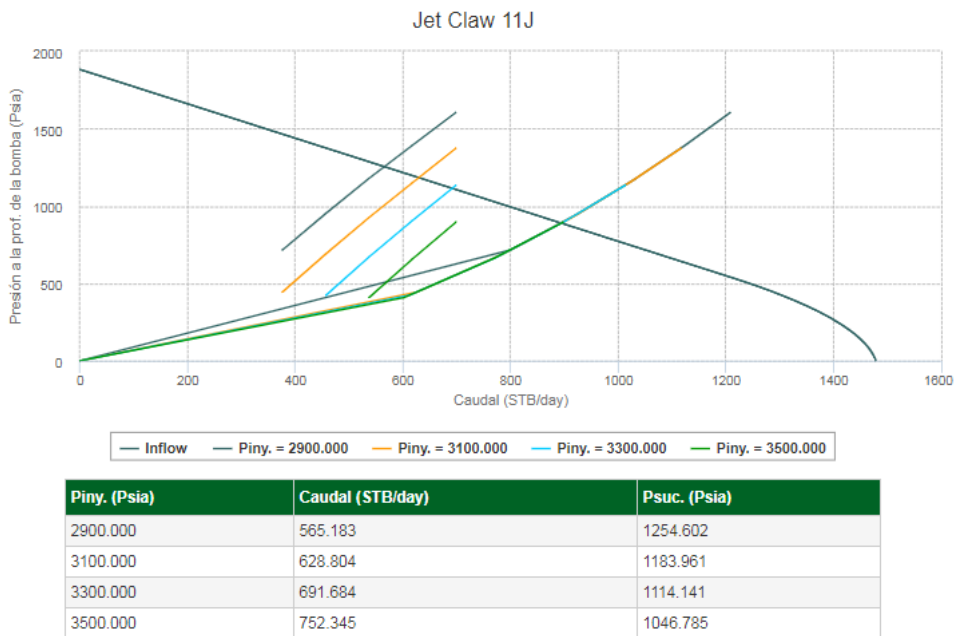
**Figura 3.40 Corridas hidráulicas – POZO ESPOL 02. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

Posteriormente, se realizó análisis un nodal para obtener cual es el caudal de producción que se podría obtener hasta llegar a los 3500 psia, valor que es el límite entregado por una unidad MTU en superficie. Vale recordar que a mayor presión de inyección mayor drawdown.



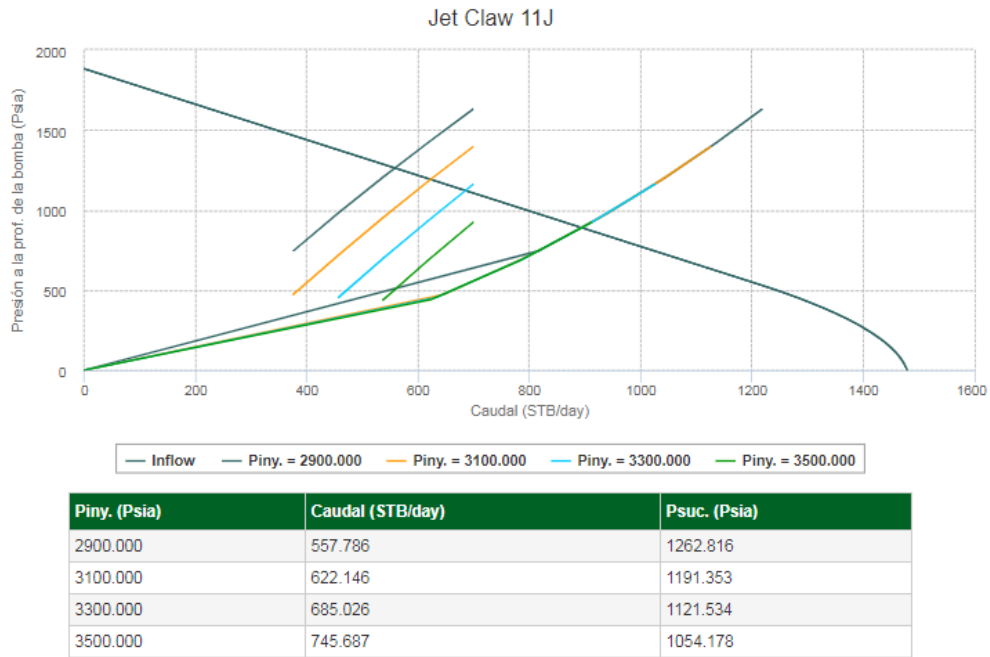
**Figura 3.41 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 86 °F – POZO ESPOL 02.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



**Figura 3.42 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 100 °F – POZO ESPOL 02.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



**Figura 3.43 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 200 °F – POZO ESPOL 02.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### 3.3 Pozo ESPOL 03

#### 3.3.1 Resultados PVT

Al ingresar los datos del reservorio se obtuvo las propiedades PVT de los fluidos. Estos resultados fueron validados mediante la selección de correlaciones adecuadas acorde a los datos del pozo. La correlación PVT usada fue Al-Marhoun, la cual permitió calcular propiedades como presión de burbuja, factor volumétrico y densidad de los fluidos petróleo, gas y agua. Para el caso de la determinación de la viscosidad, la cuál es de vital importancia para la presente investigación, se utilizó la correlación de Kartoatmodjo para el petróleo, la correlación de Lee para el gas y la correlación de Mathews para el agua. Los parámetros de este pozo se encuentran en los rangos establecidos por dichas correlaciones.



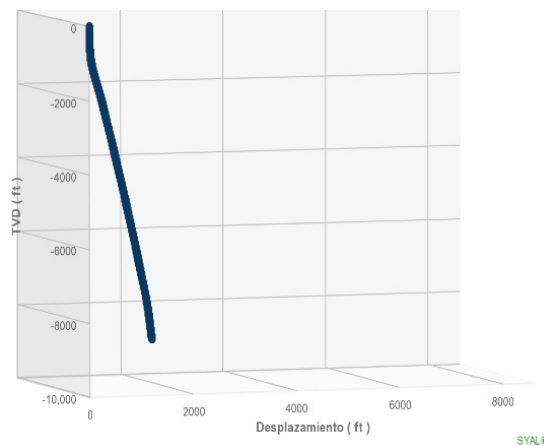
Petróleo	Gas	Agua
Presión de burbuja <input type="text" value="565.813"/> <input type="text" value="Psia"/>	Razón gas disuelto petróleo, Rs <input type="text" value="45.795"/> <input type="text" value="scf/STB"/>	Factor volumétrico <input type="text" value="1.016"/> <input type="text" value="RB/STB"/>
Factor volumétrico <input type="text" value="1.103"/> <input type="text" value="RB/STB"/>	Factor volumétrico <input type="text" value="0.004"/> <input type="text" value="ft3/scf"/>	Densidad <input type="text" value="61.822"/> <input type="text" value="Lbs/Ft3"/>
Densidad <input type="text" value="54.951"/> <input type="text" value="Lbs/Ft3"/>	Densidad <input type="text" value="15.719"/> <input type="text" value="Lbs/Ft3"/>	Viscosidad <input type="text" value="0.308"/> <input type="text" value="Cp"/>
Viscosidad <input type="text" value="66.050"/> <input type="text" value="Cp"/>	Viscosidad <input type="text" value="0.028"/> <input type="text" value="Cp"/>	Correlación de viscosidad <input type="text" value="Matthews"/>
Correlación de viscosidad <input type="text" value="Kartoatmodjo"/>	Correlación de viscosidad <input type="text" value="Lee"/>	

**Figura 3.44 Propiedades PVT de los fluidos del pozo ESPOL 03.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### 3.3.2 Trayectoria del pozo

Para establecer la trayectoria del pozo se ingresaron los datos del survey. En dicha data contiene las profundidades medida (MD) y vertical (TVD), ángulo y azimuth. A continuación, se muestra la trayectoria del pozo.



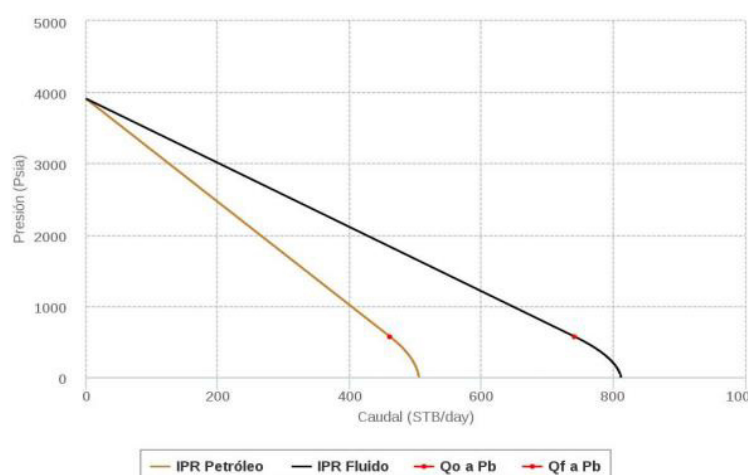
**Figura 3.45 Trayectoria del pozo ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### 3.3.3 Obtención de la curva IPR e índice de productividad

Una vez ingresada la información de reservorio y prueba estabilizada requerida se obtuvo como resultado la gráfica IPR, en la cual se pueden observar dos curvas cada una con su respectivo punto de burbuja. La curva del petróleo se encuentra desfasada hacia la

izquierda en comparación con la curva de fluido debido a que el índice de productividad obtenido de esta último es mayor.

Tomando como referencia la clasificación presentada en el capítulo 1, se estableció que el pozo en cuestión con un índice de productividad de 0.222 STB/día/psia se encuentra en el rango de baja productividad.



**Figura 3.46 Curva IPR del fluido y petróleo para el pozo ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

### 3.3.4 Diseño del bombeo jet

Para la obtención de la bomba que optimice la producción de petróleo en el pozo ESPOL 03 primeramente se realizó la selección de la geometría de la bomba mediante el análisis nodal de las bombas candidatas (Figura 3.47).

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
7G	2651.813	930.746	435.000	1949.200	1871.745	3528.343	934.375	31.251		46.621	Directa
8H	2601.714	1044.808	435.000	1949.200	1871.745	3532.759	1169.119	28.513		51.345	Directa
7H	2921.550	960.257	435.000	1949.200	1871.745	3529.498	1233.559	27.560		52.992	Directa
6F	2829.686	827.509	435.000	1949.200	1871.745	3523.623	667.411	32.800		44.230	Directa
7F	2665.721	933.342	435.000	1949.200	1871.745	3528.407	602.971	31.039		46.946	Directa
8F	2623.406	1047.405	435.000	1949.200	1871.745	3532.848	538.531	28.212		51.902	Directa
6G	2987.033	841.839	435.000	1949.200	1871.745	3524.285	998.815	30.589		47.498	Directa

**Figura 3.47 Tabla de diseño hidráulico Jet – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

A continuación, analizamos que geometrías de bombas me entregan una eficiencia mecánica mayor. Como se observa en la figura 3.47 todas las geometrías me entregan una eficiencia cercana, por lo que se procedió a analizar otros parámetros.

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
7G	2651.813	930.746	435.000	1949.200	1871.745	3528.343	934.375	31.251		46.621	Directa
8H	2601.714	1044.808	435.000	1949.200	1871.745	3532.759	1169.119	28.513		51.345	Directa
7H	2921.550	960.257	435.000	1949.200	1871.745	3529.498	1233.559	27.560		52.992	Directa
6F	2829.686	827.509	435.000	1949.200	1871.745	3523.623	667.411	32.800		44.230	Directa
7F	2665.721	932.342	435.000	1949.200	1871.745	3528.407	602.971	31.039		46.946	Directa
8F	2623.406	1047.405	435.000	1949.200	1871.745	3532.848	538.531	28.212		51.902	Directa
6G	2987.033	841.839	435.000	1949.200	1871.745	3524.285	998.815	30.589		47.498	Directa

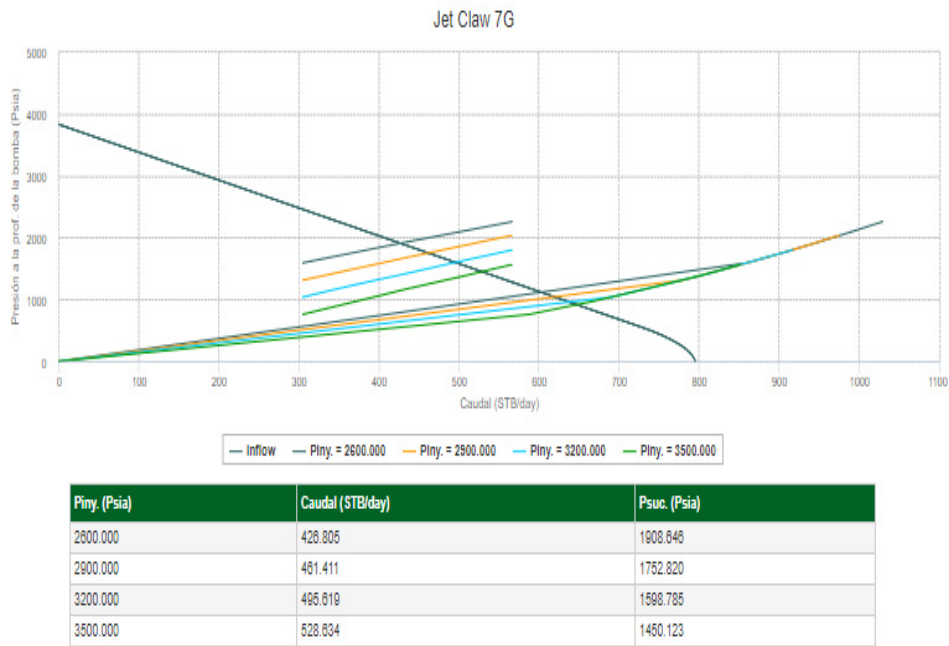
**Figura 3.48 Comparación de la presión de inyección entre las geometrías sugeridas – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

Entre las geometrías candidatas se analizó la presión de inyección requerida y el caudal de cavitación para producir el caudal de diseño (figura 3.48). Con lo cual, se eligió la que requiera menor presión de inyección y que tenga un caudal de cavitación no tan cercano a la producción de diseño ya que limitaría para posteriores aumentos de presión de inyección.

Observando la Figura 3.48 las relaciones 7G y 8H son las que tienen una menor presión de inyección. Las geometrías 6F, 7F, 8F, 6G son descartadas debido a que su caudal de cavitación es muy cercano al caudal de diseño pudiendo ser un problema a futuro. A su vez, la geometría 7H pese a tener un caudal de cavitación mayor que la 7G y 8H fue descartada por presentar una presión de inyección mayor y una eficiencia menor que las mencionadas anteriormente.



**Figura 3.49 Proyección de la geometría 8H hasta una presión de inyección de 3500 psia- POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



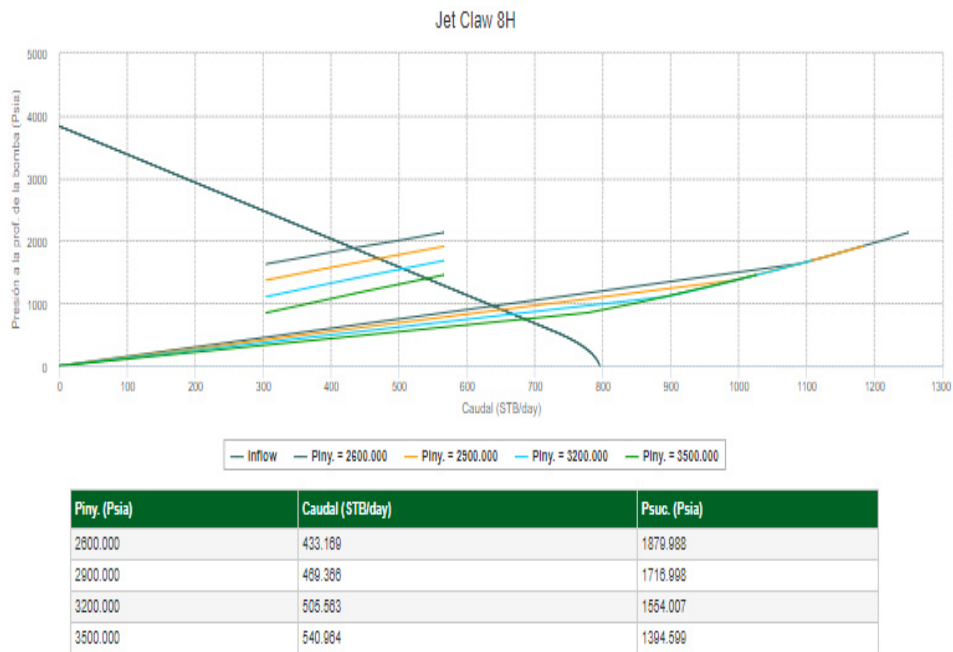
**Figura 3.50 Proyección de la geometría 7G hasta una presión de inyección de 3500 psia – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

Para este pozo se eligió la geometría 8H debido que proyectando la presión de inyección a 3500 psia se obtiene un caudal mayor que para la 7G (Figuras 3.49 y 3.50). Con ello, se procedió a realizar las corridas hidráulicas a diferentes temperaturas utilizando el sistema POWER WATER.

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
8H	2601.714	1044.808	435.000	1949.200	1871.745	3532.759	1169.119	28.513		51.345	Directa
8H	2614.309	1043.231	435.000	1949.200	1871.745	3532.853	1169.119	28.447		51.516	Directa
8H	2634.666	1039.745	435.000	1949.200	1871.745	3532.953	1169.119	28.365		51.744	Directa

**Figura 3.51 Corridas hidráulicas – POZO ESPOL 03. Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

A continuación, se realizó análisis nodal con la finalidad de obtener el caudal de producción que se podría obtener hasta llegar a los 3500 psia, valor que es el límite entregado por una unidad MTU en superficie.



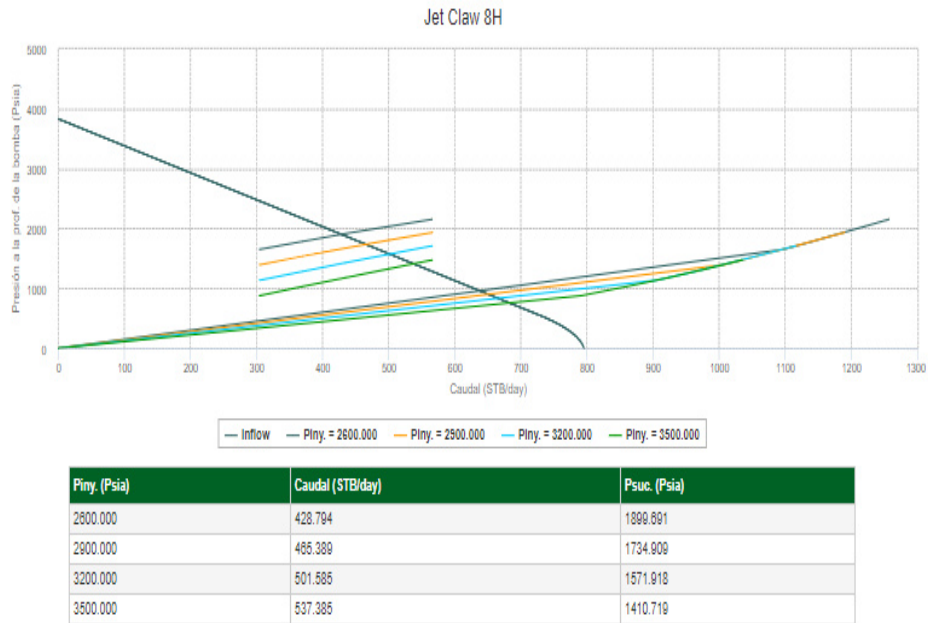
**Figura 3.52 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 86 °F – POZO ESPOL 03.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



**Figura 3.53 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 100 °F – POZO ESPOL 03.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**



**Figura 3.54 Análisis nodal para el sistema POWER WATER a 120 °F – POZO ESPOL 03.**

**Fuente: Software Syal©, Sertecpet.**

Finalmente, se adjunta una tabla que presenta una síntesis de los resultados obtenidos para los tres escenarios.

**Tabla 3.11 Resultados de las corridas hidráulicas. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

Pozo	API	BSW	Geometría seleccionada	Temperatura del POWER WATER en superficie (°F)	Temperatura del POWER WATER en fondo (°F)	Presión de inyección (psia)	Producción (bbl/d)
ESPOL 01	11	30	12K	86	173.45	3206.446	700
						3500	779.385
				100	187.45	3219.456	700
						3500	775.638
ESPOL 02	13.4	49	11 J	86	176.10	2.787.461	537
						3500	759.743
				100	190.11	2802.257	537
						3500	752.345
ESPOL 03	14,7	37.8	8H	86	165.24	2601.714	435
						3500	540.964
				100	179.24	2614.309	435
						3500	439.373
120	199.24	2634.666	435				
		3500	537.385				

# CAPÍTULO 4

## 4. Conclusiones y recomendaciones

Con el desarrollo de la presente investigación se ha logrado sustentar técnicamente la viabilidad de una alternativa para la producción de crudos con baja gravedad API, enfrentando de esta manera la problemática que representa el malgasto de crudo liviano como fluido motriz en un sistema de levantamiento hidráulico tipo Jet.

Tras la obtención de los resultados y la realización del análisis respectivo, a lo largo de esta investigación se ha logrado validar de manera positiva la hipótesis planteada. Con lo cual, se evidencia que se puede producir petróleo pesado utilizando el sistema POWER WATER. Dándole de esta manera un uso eficiente al agua producida y obteniendo una ganancia total en la producción de petróleo.

En este capítulo se procederá a detallar las conclusiones en cada uno de los tres escenarios planteados.

- **Pozo ESPOL 01**

En el pozo ESPOL 01, mediante el análisis de los parámetros de diseño se ha establecido que la geometría óptima de la bomba es la 12 K, la cual como se mencionó en el capítulo precedente requiere menor presión de inyección para producir los 700 barriles por día que es el caudal de diseño. El tener la presión de inyección más baja que las otras geometrías ofrece la posibilidad de aumentar esta presión hasta 3500 psia con un caudal de fluido ganado mayor que en los otros casos, debido a que se genera mayor drawdown.

Para conocer si es factible la implementación de POWER WATER en el pozo ESPOL 01, se realizaron corridas hidráulicas a diferentes temperaturas con la finalidad de obtener la temperatura óptima de inyección del fluido motriz en superficie. Los resultados evidencian un comportamiento favorable del pozo frente a la utilización de agua como

fluido motriz con una temperatura menor a la de ebullición. Esto se debe a que el sistema está diseñado para el funcionamiento con agua en estado líquido, más no contempla la transformación de fases de agua líquida a vapor durante el proceso.

Para los 700 barriles mencionados la temperatura de inyección óptima obtenida fue de 86°F asociada a una presión de inyección requerida de 3206.446 psia. Con este resultado, al realizarse la proyección hasta 3500 psia se obtuvo una producción de 779.385 barriles de fluido, de los cuales 545.570 son petróleo y 233.816 agua. Es decir, se tiene 199,133.05 bbls/año, lo que equivale a \$ 6'051,653.39 en ingresos por venta del crudo (Ver tabla 4.12 y 4.13).

Con ello, se puede concluir que el comportamiento de la productividad del pozo ESPOL 01 ante la implementación del POWER WATER es positiva, por lo que se sugiere sea implementado.

- **Pozo ESPOL 02**

Luego del análisis de sensibilidad respectivo para las diferentes relaciones de área boquilla-garganta, teniendo en cuenta la presión de inyección, eficiencia mecánica de la bomba, caudal de succión, entre otros parámetros, se estableció que la geometría que optimiza la producción en el pozo ESPOL 02 es la 11J.

Como se ha realizado en los diferentes escenarios se realizaron corridas hidráulicas para determinar la viabilidad o no de la implementación de POWER WATER. Para la producción del caudal de diseño; 537 barriles por día en este pozo, la temperatura de inyección óptima obtenida fue de 86°F asociada a una presión de inyección requerida de 2787.461 psia. Luego, al realizarse la proyección hasta 3500 psi se obtuvo una producción de 759.743 barriles de fluido, de los cuales 387.469 son petróleo y 372.279 agua. Obteniendo 141,426.185 bbls/año, lo que equivale a \$4'297,941.76 en ingresos por venta del crudo (Ver tabla 4.12 y 4.13).



Con ello, se puede concluir que el comportamiento de la productividad del pozo ESPOL 02 ante la implementación del POWER WATER es positiva, por lo que se sugiere ser implementado.

- **Pozo ESPOL 03**

En el pozo ESPOL 03, luego de haberse establecido la geometría óptima se procedió a corroborar en este escenario si la implementación del sistema POWER WATER era viable o no, se realizaron corridas hidráulicas a diferentes temperaturas del fluido motriz. Como se mostró en el capítulo 3, para este escenario la geometría óptima es la 8H.

Para la producción del caudal de diseño de 435 barriles por día, la temperatura de inyección óptima obtenida fue de 86°F asociada a una presión de inyección requerida de 2601.714 psia. Luego, estableciendo como escenario que existe la disponibilidad de grandes volúmenes de agua en superficie para ser utilizada como fluido motriz y tomando en cuenta la presión máxima posible entregada por las facilidades en superficie para el bombeo hidráulico tipo jet, se estableció proyectar cuanto sería el caudal producido utilizando POWER WATER con una presión de inyección de 3500 psia.

Al realizarse la proyección se obtuvo una producción de 540.964 barriles de fluido, de los cuales 336.480 son petróleo y 204.484 agua. Obteniendo 122,815.20 bbls/año, lo que equivale a \$ 3'732,353.93 en ingresos por venta de crudo (Ver tabla 4.12 y 4.13).

Con ello, se concluye que el comportamiento de la productividad del pozo ESPOL 03 ante la implementación del POWER WATER es positiva, por lo que se sugiere ser implementado. A su vez, se establece que mediante la aplicación del sistema POWER WATER se ganan 463,374.435 barriles por año de petróleo. Lo que significa \$ 14'081,949.10 en ingresos totales por venta de crudo.

Si no se cuenta con las facilidades respectivas para emplear el sistema POWER WATER se debe realizar una inversión inicial de aproximadamente \$6' 000,000.00. Con lo cual, teniendo en cuenta el ingreso mencionado en el párrafo precedente se obtiene una utilidad de \$8'081,949.1 para el primer año (observar tabla 4.13); debido a que los pozos ESPOL 01, ESPOL 02, ESPOL 03 se encuentran actualmente cerrados al no existir

previo a esta investigación una alternativa económicamente rentable y técnicamente viable.

En el escenario que se decida producir los tres pozos con power oil, se ha realizado una comparativa de ese sistema con el de POWER WATER. Analizando las tablas 4.14 y 4.15, se ha obtenido como conclusión que es mejor utilizar POWER WATER, debido a que entrega 85,803.484 bbls/año de petróleo. Lo que equivale a \$2'607,578.54 en ingresos por venta del crudo. En cualquiera de los dos escenarios mencionados previamente el sistema POWER WATER presenta mejores resultados que el power oil.

**Tabla 4.12 Incremento de petróleo por pozo/ inicialmente pozo cerrado. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

	BSW	Sistema de Inyección	Caudal de Inyección (bbl/d)	Presión de inyección (psia)	Producción de fluidos (bbl/d)	Producción de petróleo (bbl/d)	Producción de agua (bbl/d)	Producción de petróleo anual (bbl/año)
ESPOL 01	30	POWER WATER	3174,492	3500	779.385	545.570	233.816	463,374.435
ESPOL 02	49	POWER WATER	2279,902	3500	759.743	387.469	372.274	
ESPOL 03	37,8	POWER WATER	1044,808	3500	540.964	336.480	204.484	

$$\text{Utilidad} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

$$\text{Utilidad} = [\text{Prod. petróleo anual} * (\text{Precio del barril} - \text{Costo de producción} - \text{Castigo por calidad})] - \text{Inversión}$$

$$\text{Utilidad} = [464,374.435 \text{ bbl} * (54.39 - 15 - 9 \text{ \$/bbl})] - 6000000$$

$$\text{Utilidad} = \$ 8'081949.1$$

**Tabla 4.13 Utilidad económica al aplicar el sistema POWER WATER. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

	Producción de petróleo (bbl/año)	Ingreso por venta de crudo por pozos (\$/año)	Ingreso total por venta de crudo (\$/año)	Inversión Inicial (\$)	Utilidad (\$)
ESPOL 01	199,133.05	6'051,653.39	14'081,949.08	6'000,000	8'081,949.1
ESPOL 02	141,426.185	4'297,941.76			
ESPOL 03	122,815.20	3'732,353.93			

**Tabla 4.14 Incremento de petróleo al comparar POWER OIL y POWER WATER. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

	BSW	Sistema de Inyección	Caudal de Inyección (bbl/d)	Presión de inyección (psia)	Producción de fluidos (bbl/d)	Producción de petróleo (bbl/d)	Producción de agua (bbl/d)	Incremento de petróleo anual (bbl/año)
ESPOL 01	30	POWER OIL	1771.561	1629.871	700	490	210	20,283.05
		POWER WATER	3174.492	3500	779.385	545.570	233.816	
ESPOL 02	49	POWER OIL	1181.396	1293.423	537	273.870	263.130	41,463.635
		POWER WATER	2279.902	3500	759.743	387.469	372.274	
ESPOL 03	37.8	POWER OIL	974.217	2304.777	435	270.570	164.430	24,057.15
		POWER WATER	1044.808	3500	540.964	336.480	204.484	

**Tabla 4.15 Ingresos por venta de crudo al comparar POWER OIL y POWER WATER. Elaborado por: Berrú K., Toledo E.**

	Producción de petróleo (bbl/año)	Ingresos por venta de crudo (\$/año)
ESPOL 01	20,283.05	2,607,578.546
ESPOL 02	41,463.635	
ESPOL 03	24,057.15	

Con esta investigación y la comprobación de que el sistema planteado si funciona. Se ha dado inicio a nuevas incógnitas. Una de ellas, que se quiere poner a consideración

es: ¿Por qué no utilizar el sistema POWER WATER a temperaturas que permitan el intercambio de calor con el crudo pesado mejorando la movilidad de este al disminuir su viscosidad?

En esta hipótesis se establece que al conocer la temperatura en la cual logre existir una transferencia de calor adecuada, se puede aumentar el caudal de producción. Se puede demostrar teóricamente de la siguiente manera con la ley de Darcy.

De la figura 1.1 se establece que  $\uparrow \text{ }^\circ T = \downarrow \mu$

Enunciando la ley de Darcy:

$$Q = \frac{7.08 kh (Pe - Pwf)}{\mu B_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}$$

En la cual todos los parámetros permanecen constantes a excepción de la viscosidad. Analizando la expresión matemática precedente se tiene que si la viscosidad disminuye el valor de caudal aumenta ya que son inversamente proporcionales.

$$Q = C \cdot \frac{1}{\mu} ; \text{Donde } C \text{ representa todas las constantes}$$

$$\downarrow Q = C \cdot \frac{1}{\uparrow \mu}$$

$$\text{Si } Q \propto \frac{1}{\mu} \text{ y } \frac{1}{\mu} \propto \text{ }^\circ T \text{ entonces se puede deducir que } Q \propto \text{ }^\circ T$$

Con este análisis se establece la hipótesis de que como la viscosidad depende de la temperatura, y el caudal de producción depende de la viscosidad entonces al existir un incremento en la temperatura en el fluido el caudal tendría una tendencia a aumentar también.

## Recomendaciones

- Profundizar el estudio de la hipótesis planteada en la última conclusión para establecer la viabilidad o no esta idea.
- Se recomienda la aplicación del sistema POWER WATER para los siguientes escenarios:

- Campos donde exista considerable producción de agua para ser utilizada como fluido motriz.
  - Campos donde no exista red eléctrica o generación energética que permita la instalación de sistemas PCP.
  - Campos lejanos donde se podría trabajar con un sistema cerrado POWER WATER contratranque localizado.
- Realizar un estudio y diseño para una locación en donde se ubique un pozo productor de agua que entregue el agua suficiente para ser inyectada como fluido motriz en un pozo productor de petróleo ubicado en el mismo path.
  - Se recomienda tener una mayor cantidad de data para en futuros trabajos realizar la cantidad de corridas hidráulicas suficientes. Para con ello, lograr establecer la aplicación del sistema POWER WATER para otros tipos de crudos.
  - Para futuras investigaciones se recomienda la utilización de programas de ingeniería que dentro de su algoritmo se establezcan parámetros termodinámicos que permitan la simulación de la transferencia de calor entre fluidos.
  - Se debe de considerar que a lo largo del flujo de fluidos tanto en superficie como en subsuelo existen perdidas de calor en el sistema de tuberías. Por lo que, para establecer la temperatura óptima se debe de considerar que la temperatura no supere los 212 °F, debido a que si se sobrepasa dicha temperatura existirán problemas de cavitación en la bomba por la liberación de vapor.
  - Para el correcto uso del programa Syal se recomienda la utilización de las correlaciones adecuadas en relación con el comportamiento del fluido en análisis, con la finalidad de obtener resultados PVT correctos.

# BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook* (Tercera ed.). Elsevier. Recuperado el 2019
- Alajmi, A., Algharaib, M., & Gharbi, R. (2009). *Experimental Evaluation of Heavy oil recovery by hot water injection in a middle eastern reservoir*. Kingdom of Baharain.
- Alcañiz, E. d. (Octubre de 2003). Equilibrios entre sólidos, líquidos y gas. En *Química General* (págs. 82-87). Madrid. Obtenido de [http://www3.uah.es/edejesus/resumenes/QG/Tema\\_8.pdf](http://www3.uah.es/edejesus/resumenes/QG/Tema_8.pdf)
- Alonso Rodriguez, J. (2010). *La porosidad como propiedad física: Propiedades densidad y porosidad*. Universidad de Oviedo, Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica), Oviedo. Recuperado el 2019
- Beléndez, A. (1992). *Dinámica de fluidos y fluidos reales*. Obtenido de Acústica, fluidos y termodinámica: <https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/11348/1/Dinamica%20de%20fluidos%20y%20fluidos%20reales.pdf>
- Bernal Amador, E. (2017). *Mediciones de viscosidad de petróleo en laboratorio de alta presión y temperatura*. Tesis de pregrado, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Ciudad de México. Recuperado el 2019, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/13675/Informe.pdf?sequence=1>
- Brown, K. E. (1980). *The Technology of artificial lift methods* (Vol. 2b). Tulsa: The Petroleum Publishing Company. Obtenido de <file:///C:/Users/USER/Downloads/111142549-Artificial-Lift-Methods-Kermit-Brown-2b.pdf>
- Brown, K., & Beggs, H. (1977). *The technology of Artificial Methods*. Tulsa: PenWell Publishing Company.
- Camargo, E., Aguilar, J., Rios, A., & Rivas, F. (2009). Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal. *Revista Ciencia e Ingeniería*, 30(1), 23-28. Recuperado el 2019
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. (2006). *Mecánica de fluidos: fundamentos y fluidos*. (V. C. Olguin, Trad.) Pennsylvania: McGraw-Hill Interamericana.

- Chacin, N. (2003). Bombeo de cavidad progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. *ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP*, (págs. 1-130). El Tigre.
- CIRCOR. (2018). *Crude Oil Glossary*. Richmond.
- Craft, B. C., & Hawkins, M. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (Vol. 2). Louisiana, United States: Prentice Hall. Recuperado el 2019
- Dandekar, A. Y. (2013). *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. Boca Raton, Florida: Taylor & Francis Group. Recuperado el 2019
- De los Santos, F., & Franzese, G. (Enero de 2017). *El agua, un problema físico no re*. Granada, Barcelona. Obtenido de [http://www.ffn.ub.es/gfranzese/Dissemination\\_&\\_Outreach\\_files/agua%20%282%29.pdf](http://www.ffn.ub.es/gfranzese/Dissemination_&_Outreach_files/agua%20%282%29.pdf)
- DeGeare, J., Haughton, D., & McGurk, M. (2003). *Gulf Drilling Guides*. Burlington: Gulf Professional Publishing.
- Escobar, F. H. (2000). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Recuperado el 2019
- Ezgi Ceylan, S. (2004). *Design and economical evaluation of sucker rod and electrical submersible pumps:oil wells in a field, Turkey*. Middle East Technical University. Recuperado el 2019, de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.632.9937&rep=rep1&type=pdf>
- Ferrer, M. P. (2010). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela.: Ediciones Astro Data S.A. Obtenido de [https://www.u-cursos.cl/usuario/c19094b1ea89f1f08e243796b671e2e5/mi\\_blog/r/Fundamentos\\_de\\_Ingenieria\\_de\\_Yacimientos.pdf](https://www.u-cursos.cl/usuario/c19094b1ea89f1f08e243796b671e2e5/mi_blog/r/Fundamentos_de_Ingenieria_de_Yacimientos.pdf)
- Fleshman, R., & Obren Lekic, H. (1999). Artificial Lift for High-Volume Production. *Oilfield Review*, 48-63. Recuperado el 2019, de <https://pdfs.semanticscholar.org/fcbd/86c83e311811a4e4084886c6172bfa8f04f5.pdf>
- Fox, R., & McDonald, A. (1997). *Introducción a la mecánica de fluidos*. MCGRAW-HILL/INTERAMERICANA MEX.
- Golan, M., & Whitson, C. H. (1991). *Well performance* (Segunda ed.). Trondheim, Norway: Prentice-Hall . Recuperado el 2019

- González, C. (2016). *Productividad en yacimientos de crudo pesado*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10592/tesis.pdf?sequence=3>
- Guerrón, J., & Robalino, D. (Febrero de 2013). *Estudio de los resultados del cambio de sistema de levantamiento hidráulico a electrosumergible en el campo Sacha y definicion de criterios para la seleccion de pozos, Enero 2013*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/775>
- Guo, B., Lyons, W., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum production engineering*. Elsevier Science and Technology Books.
- Guo, B., Lyons, W., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach*. Elsevier Science and Technology Books. Recuperado el 2019
- Hussein, A., Felix, J. (., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., . . . West. (2006). La importancia del petroleo pesado. *Oilfield Review Schlumberger* , 38-58. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>
- Jechura, J. (2018). *Refinery Feedstocks & Products Properties & Specifications*. Colorado School of Mines, Colorado. Recuperado el 2019, de [https://inside.mines.edu/~jjechura/Refining/02\\_Feedstocks\\_&\\_Products.pdf](https://inside.mines.edu/~jjechura/Refining/02_Feedstocks_&_Products.pdf)
- Maggiolo , R. (2008). Optimización de la producción mediante análisis nodal. *Conferencia de ESP Oil Engineering Consultants*, (pág. 11). Lima.
- Maiquiza, K. (Febrero de 2008). *Estudio de recuperacion mejorada de petròleo por inyeccion de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados de un campo del oriente ecuatoriano*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/8111/1/CD-1235.pdf>
- Melo , V. (2014). *Levantamiento Artificial*. Obtenido de <https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=24807>
- Montoya Sandoval, E., & Malavé, K. (2013). *Aplicación del Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial a Bombeo Mecánico en el Campo Sacha*. Investigación científica y tecnológica, ESPOL, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Guayaquil. Recuperado el 2019, de <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/24301/1/Articulo%20de%20Tesis%20MONTROYA.pdf>

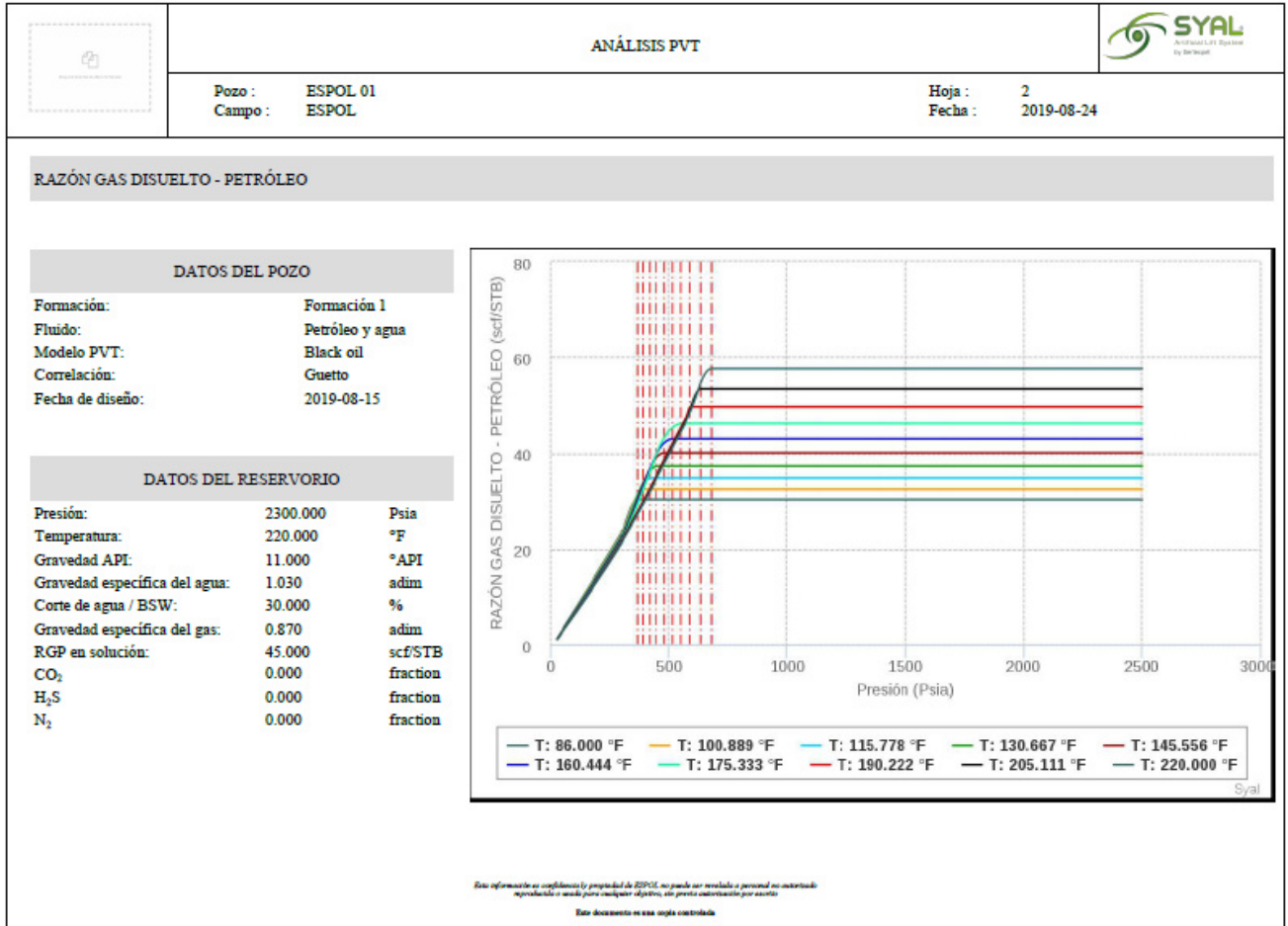


- Morelato, P., Marrochi, L., & Romero, O. (14 de Diciembre de 2011). *Effect of Polymer Injection on the Mobility Ratio and Oil Recovery*. Obtenido de Society of Petroleum Engineers: <https://doi.org/10.2118/148875-MS>
- Ortega Salvador, E. (2009). *Sistema de bombeo por cavidades progresivas aplicado a pozos deviados*. Tesis de pregrado, UNAM, Facultad de Ingeniería, México D.F. Recuperado el 2019
- Pérez García, J. (2013). *Alternativas en el bombeo hidráulico tipo jet para optimizar la producción de hidrocarburos*. Tesis de pregrado, México D.F. Recuperado el 2019, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/6746/Tesis.pdf?sequence=1>
- Podio, A. (2014). *Artificial lift*. University of Texas, Department of Petroleum and Geosystems Engineering. Austin: Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS). Recuperado el 2019
- Santos , R., Loh, W., Brannwart, A., & Trevisan, O. (2014). An Overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 571-590.
- Santos, J. M., Wisniewski, A., Eberlin, M., & Schrader, W. (2018). Comparing Crude Oils with Different API Gravities on a Molecular Level Using Mass Spectrometric Analysis. Part 1: Whole Crude Oil. *Energies*. doi:10.3390
- Simbaña Marquinez, L. (2014). *Propuesta para incrementar la producción de los pozos con bombeo hidráulico de la estación Sacha Central, mediante análisis nodal*. Tesis de pregrado, Quito. Recuperado el 2019
- Skalinski, M., Mallan, R., & Edwards, M. (2018). Defining net pay cutoffs in carbonates using advanced petrophysical methods. *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SWPLA)*. London.
- Skinner, J. (2011). *Well operating condicions: Inflow/Outflow Theroy and its Application*. Memorial University, Faculty of Engineering and Applied Science.
- Undheim Stanghelle, K. (2009). *Evaluation of artificial lift methods on Gyda fields*. Master's thesis, Universitetet i Stavanger, Faculty of Science and Technology, Stavanger.
- Undheim Stanghelle, K. (2009). *Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field (Master Thesis)*. Tesis maestria, Universitetet i Stavanger, Stavanger.

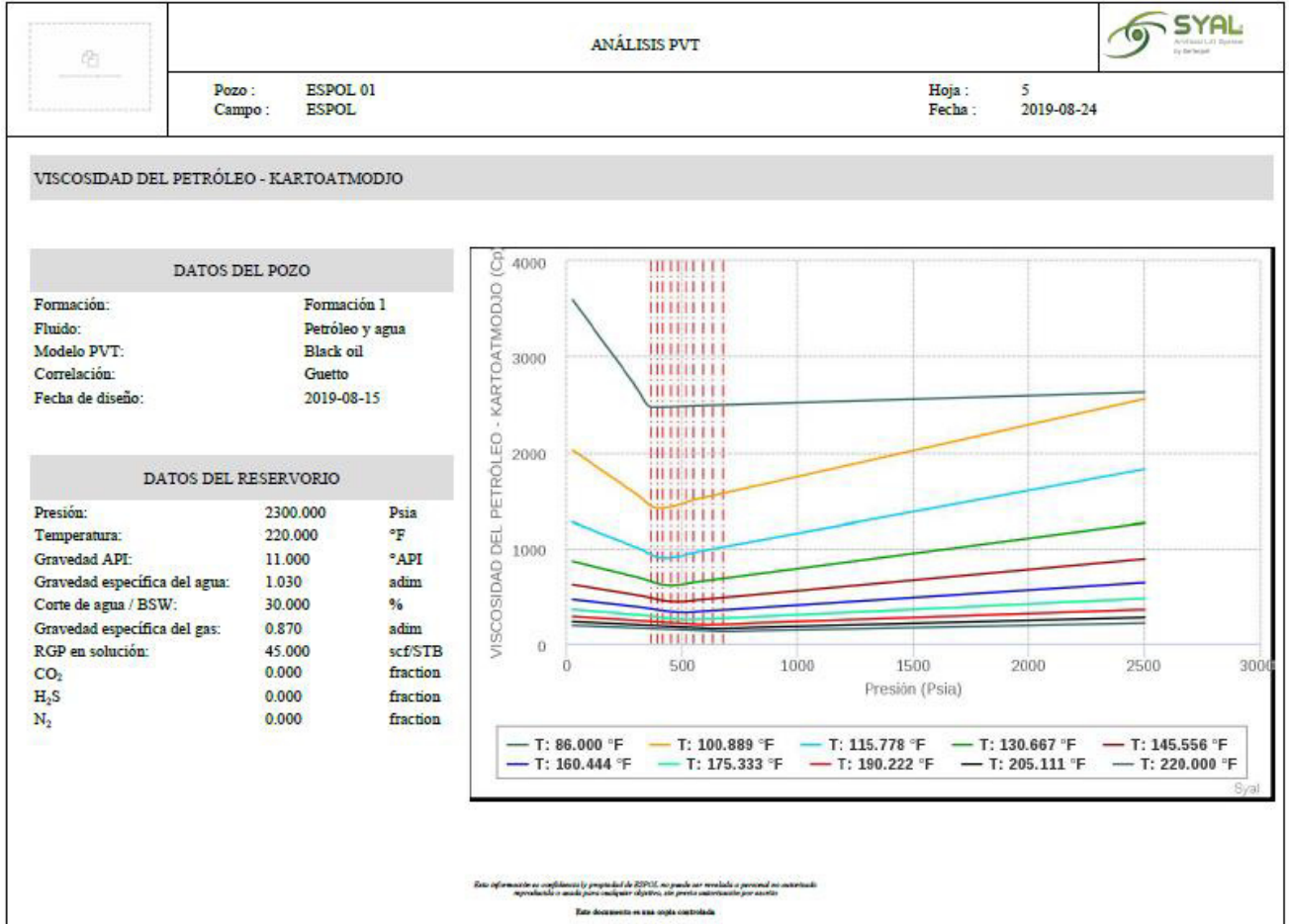
Recuperado el Junio de 2019, de  
<http://www.oilproduction.net/cms3/files/Stanghelle%20Knut%20Undheim.pdf>  
von Flatern, R. (Septiembre de 2015). Artificial Lift. (C. Cosad, Ed.) *Oilfield Review*, 54-  
55. Recuperado el 2019, de  
[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors15/sept15/composite.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors15/sept15/composite.pdf)  
Weatherford. (2006). *Hydraulic Jet and Reciprocating pumps*. Obtenido de  
<http://uhspe.org/wp-content/uploads/2014/11/Weatherford-Artificial-Lifts-Hydraulic-Jet.pdf>

# ANEXOS

## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 01




## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 01

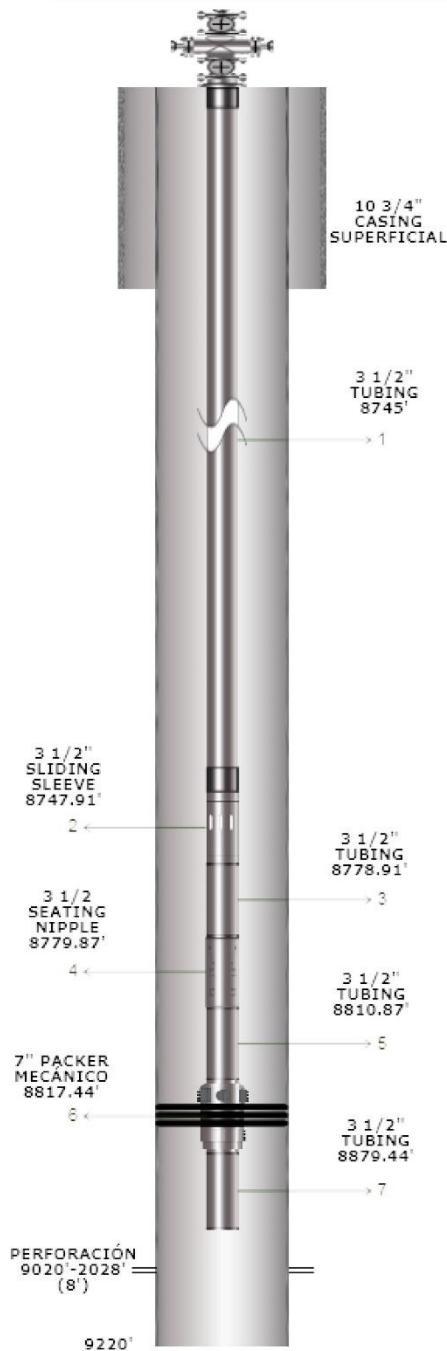


Este informe es confidencial y propiedad de ESPOL, no puede ser revelado o publicado en cualquier medio electrónico o físico, sin previa autorización por escrito.

## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 01

	<b>ANÁLISIS MECÁNICO POZO</b>	
	Pozo :      ESPOL 01 Campo :    ESPOL	Hoja :      3 Fecha :    2019-08-24

### DATOS DEL POZO



### DATOS DEL POZO

Tipo de pozo:                      Vertical




#	Revestimiento	OD (in)	ID (in)	Grado (Adim)	Peso (lb/ft)	Tope, MD (ft)	Base, MD (ft)
1	CASING	10.750	9.156	110 SS, TRC 110	85.300	0.000	2500.000
2	CASING	7.000	6.276	110 SS, TRC 110	26.000	0.000	9220.000

#	Ensamblaje de fondo	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Base, MD (ft)
1	Tubing 3 1/2"	3.500	2.922	8745.000	8745.000
2	Sliding Sleeve 3 1/2" x 2.922"	3.500	2.922	2.910	8747.910
3	Tubing 3 1/2"	3.500	2.922	31.000	8778.910
4	Seating nipple 3 1/2" x 2.922"	3.500	2.922	0.960	8779.870
5	Tubing 3 1/2"	3.500	2.922	31.000	8810.870
6	Packer 7" x 3 1/2"	7.000	3.500	6.570	8817.440
7	Tubing 3 1/2"	3.500	2.922	62.000	8879.440

#	MD inicial (ft)	MD final (ft)	Espesor (ft)	Punto medio de disparo, MD (ft)	Descripcion
1	9020.000	9028.000	8.000	9024.000	

#	Accesorios	Profundidad, MD (ft)	Profundidad, TVD (ft)

## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 01

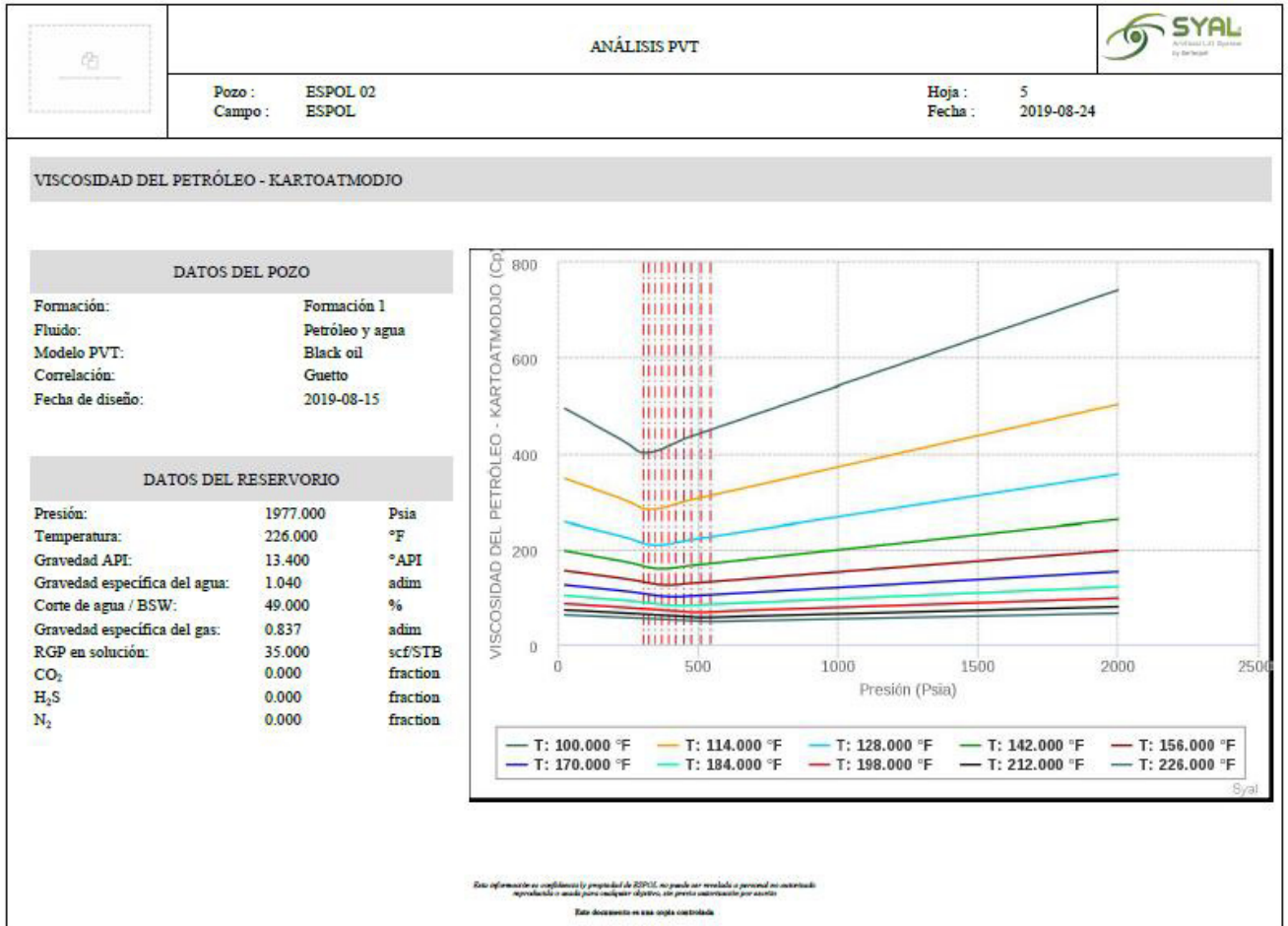
DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBA JET											
	<b>Pozo :</b> ESPOL 01 <b>Campo :</b> ESPOL	<b>Hoja :</b> 2 <b>Fecha :</b> 2019-08-24									
DATOS DEL POZO	PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ	DIAGRAMA DE OPERACIÓN									
Formación: Formación 1 Fluido: Petróleo y agua Correlación PVT: Guetto Viscosidad del petróleo: Kartosmodjo Viscosidad del agua: Van Wingen Viscosidad del gas: Lee Flujo monofásico: Moody Flujo multifásico: Beggs and Brill	Sistema de bombeo hidráulico: MTU Modo de cálculo: Presión de fondo fluvente fija Presión de inyección: 3206.446 Psia Temperatura de inyección: 86.000 °F Caudal de inyección: 3174.492 STB/day BSW de inyección: 100.000 % Salinidad: 43290.043 ppm Gravedad específica del agua: 1.030 adim API del fluido de inyección: 11.000 °API	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="background-color: #e0e0e0;">Geometría óptima seleccionada:</td> <td style="text-align: center;">12 K</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #e0e0e0;">Tipo de bomba:</td> <td style="text-align: center;">Directa</td> </tr> </table> 		Geometría óptima seleccionada:	12 K	Tipo de bomba:	Directa				
Geometría óptima seleccionada:	12 K										
Tipo de bomba:	Directa										
DATOS DEL RESERVORIO	PARÁMETROS MECÁNICOS POZO										
Presión: 2300.000 Psia Temperatura: 220.000 °F Gravedad API: 11.000 °API Gravedad específica del agua: 1.030 adim Gravedad específica del gas: 0.870 adim RGP en solución: 45.000 scf/STB	Tipo de bomba jet: Directa Profundidad de la bomba, MD: (5) 8747.910 ft Profundidad del reservorio, MD: (8) 9024.000 ft Profundidad del sensor, MD: 0.000 ft										
	PARÁMETROS PRODUCCIÓN										
	Caudal de diseño: 700.000 STB/day Presión de cabeza: (4) 100.000 Psia Presión de fondo fluvente: 890.000 Psia										
	BOMBA DE SUPERFICIE										
	Eficiencia de la bomba de superficie: 90.000 %										
<b>RESULTADOS</b>											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
12K	3206.446	3174.492	700.000	890.000	774.437	3999.340	976.680	24.731	0.000	192.267	Directa
12K	3219.453	3168.533	700.000	890.000	774.437	3999.110	976.680	24.680	0.000	192.685	Directa
12K	3239.712	3158.690	700.000	890.000	774.437	3998.758	976.680	24.608	0.000	193.295	Directa

## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 02







## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 02

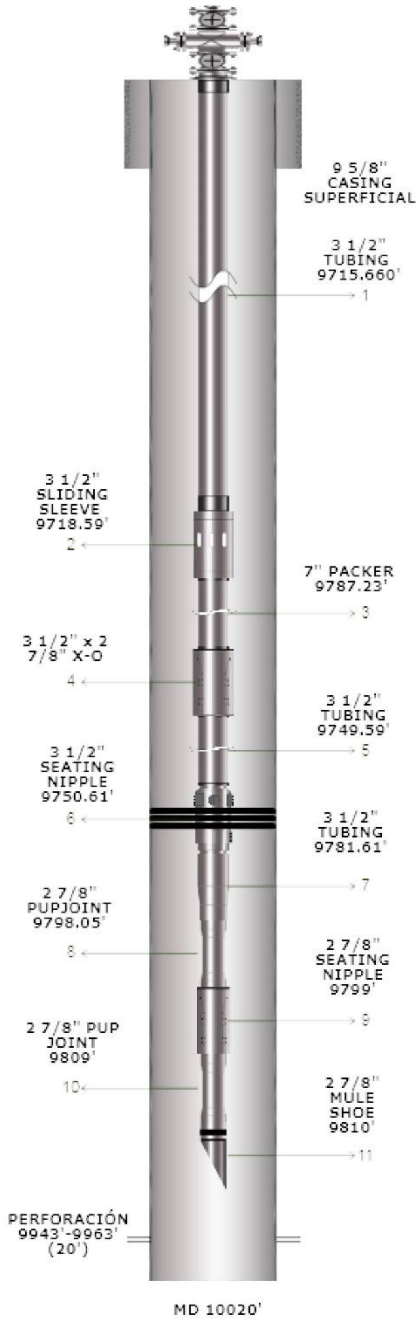




## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 02

	<b>ANÁLISIS MECÁNICO POZO</b>	
Pozo :      ESPOL 02 Campo :    ESPOL	Hoja :      3 Fecha :    2019-08-25	

### DATOS DEL POZO



### DATOS DEL POZO

Tipo de pozo:                      Direccional

#	Revestimiento	OD (in)	ID (in)	Grado (Adim)	Peso (lb/ft)	Tope, MD (ft)	Base, MD (ft)
1	CASING	9.625	8.681	110 SS, TRC 110	47.000	0.000	2004.000
2	CASING	7.000	6.276	110 SS, TRC 110	26.000	0.000	10020.000

#	Ensamblaje de fondo	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Base, MD (ft)
1	Tubing 3 1/2"	3.500	2.922	9715.660	9715.660
2	Sliding Sleeve 3 1/2" x 2.81"	4.500	2.810	2.930	9718.590
3	Tubing 3 1/2"	3.500	2.922	31.000	9749.590
4	Seating nipple 3 1/2" x 2.75"	4.500	2.922	1.020	9750.610
5	Tubing 3 1/2"	3.500	2.922	31.000	9781.610
6	Packer 7" x 3 1/2"	7.000	2.922	5.620	9787.230
7	Cross over 2 7/8"	3.500	2.441	0.820	9788.050
8	Pup joint 2 7/8"	2.875	2.441	10.000	9798.050
9	Seating Nipple 2 7/8" x 2.25"	3.668	2.250	0.950	9799.000
10	Pup joint 2 7/8"	2.875	2.441	10.000	9809.000
11	Mule Shoe 2 7/8"	2.875	2.441	1.000	9810.000



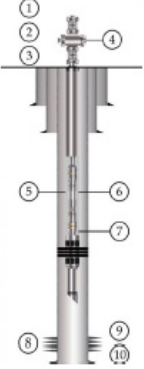
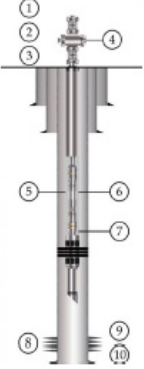
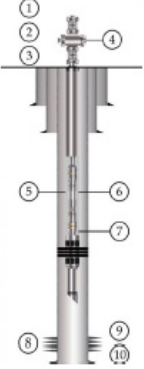
Intervalos de disparo					
#	MD inicial (ft)	MD final (ft)	Espesor (ft)	Punto medio de disparo, MD (ft)	Descripcion
1	9943.000	9963.000	20.000	9953.000	Formación I

#	Accesorios	Profundidad, MD (ft)	Profundidad, TVD (ft)

Esta información es confidencial y propiedad de ESPOL, no puede ser revelada a personal no autorizado reproducida o usada para cualquier objetivo, sin previa autorización por escrito

Este documento es una copia controlada

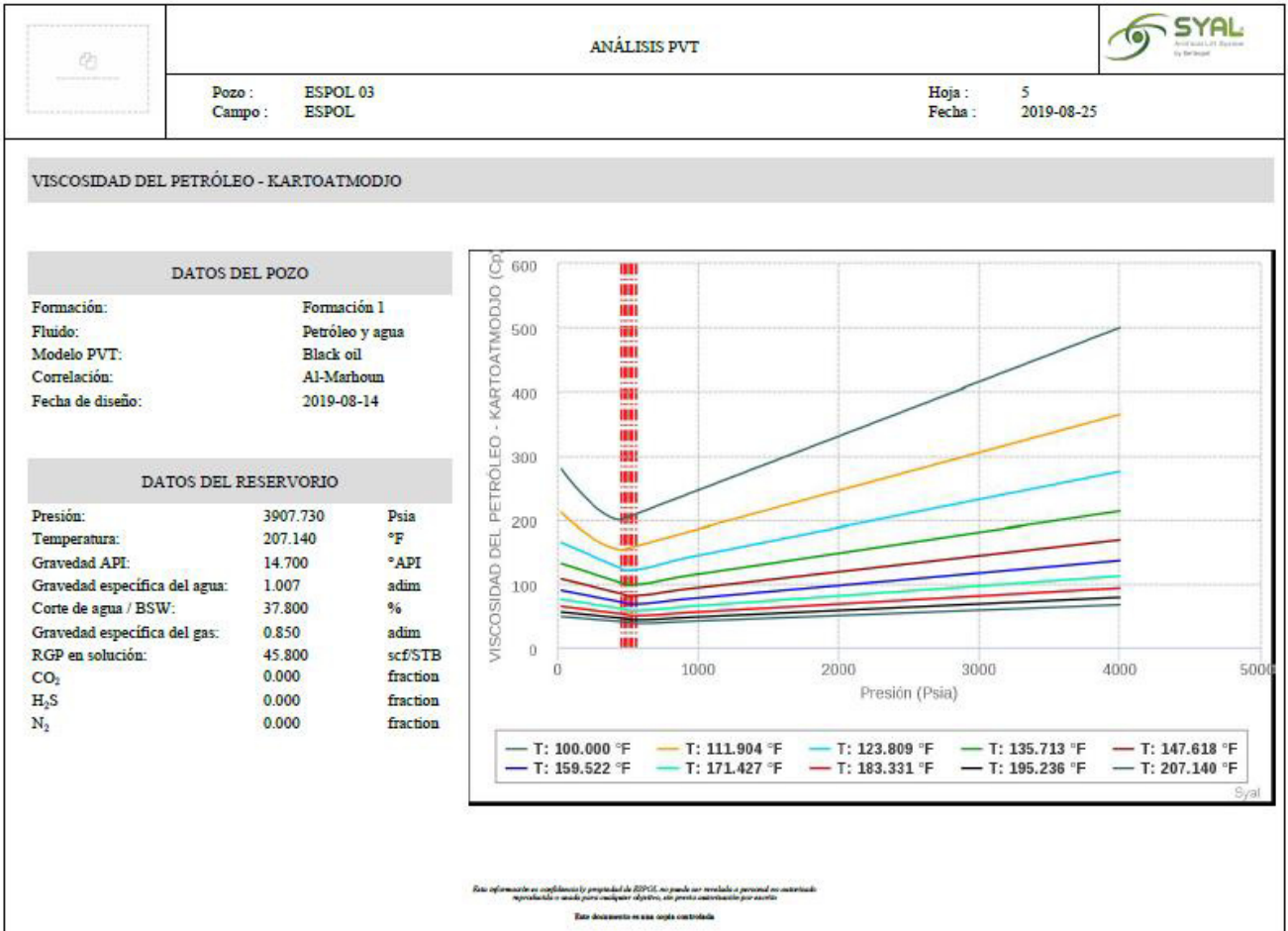
## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 02

DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBA JET																																																																							
	Pozo : <b>ESPOL 02</b> Campo : <b>ESPOL</b>	Hoja : <b>2</b> Fecha : <b>2019-08-25</b>																																																																					
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #e0e0e0;">DATOS DEL POZO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Formación:</td><td>Formación 1</td></tr> <tr><td>Fluido:</td><td>Petróleo y agua</td></tr> <tr><td>Correlación PVT:</td><td>Guetto</td></tr> <tr><td>Viscosidad del petróleo:</td><td>Kartoatmodjo</td></tr> <tr><td>Viscosidad del agua:</td><td>Van Wingen</td></tr> <tr><td>Viscosidad del gas:</td><td>Lee</td></tr> <tr><td>Flujo monofásico:</td><td>Moody</td></tr> <tr><td>Flujo multifásico:</td><td>Beggs and Brill</td></tr> </tbody> </table>		DATOS DEL POZO		Formación:	Formación 1	Fluido:	Petróleo y agua	Correlación PVT:	Guetto	Viscosidad del petróleo:	Kartoatmodjo	Viscosidad del agua:	Van Wingen	Viscosidad del gas:	Lee	Flujo monofásico:	Moody	Flujo multifásico:	Beggs and Brill	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #e0e0e0;">PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Sistema de bombeo hidráulico:</td><td>MTU</td></tr> <tr><td>Modo de cálculo:</td><td>Presión de fondo fluyente fija</td></tr> <tr><td>Presión de inyección:</td><td>2787.461      Psia</td></tr> <tr><td>Temperatura de inyección:</td><td>86.000        °F</td></tr> <tr><td>Caudal de inyección:</td><td>2279.902      STB/day</td></tr> <tr><td>BSW de inyección:</td><td>100.000       %</td></tr> <tr><td>Salinidad:</td><td>57720.058    ppm</td></tr> <tr><td>Gravedad específica del agua:</td><td>1.040        adim</td></tr> <tr><td>API del fluido de inyección:</td><td>13.400       °API</td></tr> </tbody> </table>		PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ		Sistema de bombeo hidráulico:	MTU	Modo de cálculo:	Presión de fondo fluyente fija	Presión de inyección:	2787.461      Psia	Temperatura de inyección:	86.000        °F	Caudal de inyección:	2279.902      STB/day	BSW de inyección:	100.000       %	Salinidad:	57720.058    ppm	Gravedad específica del agua:	1.040        adim	API del fluido de inyección:	13.400       °API																														
DATOS DEL POZO																																																																							
Formación:	Formación 1																																																																						
Fluido:	Petróleo y agua																																																																						
Correlación PVT:	Guetto																																																																						
Viscosidad del petróleo:	Kartoatmodjo																																																																						
Viscosidad del agua:	Van Wingen																																																																						
Viscosidad del gas:	Lee																																																																						
Flujo monofásico:	Moody																																																																						
Flujo multifásico:	Beggs and Brill																																																																						
PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ																																																																							
Sistema de bombeo hidráulico:	MTU																																																																						
Modo de cálculo:	Presión de fondo fluyente fija																																																																						
Presión de inyección:	2787.461      Psia																																																																						
Temperatura de inyección:	86.000        °F																																																																						
Caudal de inyección:	2279.902      STB/day																																																																						
BSW de inyección:	100.000       %																																																																						
Salinidad:	57720.058    ppm																																																																						
Gravedad específica del agua:	1.040        adim																																																																						
API del fluido de inyección:	13.400       °API																																																																						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3" style="background-color: #e0e0e0;">DATOS DEL RESERVORIO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Presión:</td><td>1977.000</td><td>Psia</td></tr> <tr><td>Temperatura:</td><td>226.000</td><td>°F</td></tr> <tr><td>Gravedad API:</td><td>13.400</td><td>°API</td></tr> <tr><td>Gravedad específica del agua:</td><td>1.040</td><td>adim</td></tr> <tr><td>Gravedad específica del gas:</td><td>0.837</td><td>adim</td></tr> <tr><td>RGP en solución:</td><td>35.000</td><td>scf/STB</td></tr> </tbody> </table>		DATOS DEL RESERVORIO			Presión:	1977.000	Psia	Temperatura:	226.000	°F	Gravedad API:	13.400	°API	Gravedad específica del agua:	1.040	adim	Gravedad específica del gas:	0.837	adim	RGP en solución:	35.000	scf/STB	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #e0e0e0;">PARÁMETROS MECÁNICOS POZO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Tipo de bomba jet:</td><td>Directa</td></tr> <tr><td>Profundidad de la bomba, MD: (5)</td><td>9718.590      ft</td></tr> <tr><td>Profundidad del reservorio, MD: (8)</td><td>9953.000      ft</td></tr> <tr><td>Profundidad del sensor, MD:</td><td>0.000        ft</td></tr> </tbody> </table>		PARÁMETROS MECÁNICOS POZO		Tipo de bomba jet:	Directa	Profundidad de la bomba, MD: (5)	9718.590      ft	Profundidad del reservorio, MD: (8)	9953.000      ft	Profundidad del sensor, MD:	0.000        ft																																					
DATOS DEL RESERVORIO																																																																							
Presión:	1977.000	Psia																																																																					
Temperatura:	226.000	°F																																																																					
Gravedad API:	13.400	°API																																																																					
Gravedad específica del agua:	1.040	adim																																																																					
Gravedad específica del gas:	0.837	adim																																																																					
RGP en solución:	35.000	scf/STB																																																																					
PARÁMETROS MECÁNICOS POZO																																																																							
Tipo de bomba jet:	Directa																																																																						
Profundidad de la bomba, MD: (5)	9718.590      ft																																																																						
Profundidad del reservorio, MD: (8)	9953.000      ft																																																																						
Profundidad del sensor, MD:	0.000        ft																																																																						
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #e0e0e0;">PARÁMETROS PRODUCCIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Caudal de diseño:</td><td>537.000      STB/day</td></tr> <tr><td>Presión de cabeza: (4)</td><td>100.000      Psia</td></tr> <tr><td>Presión de fondo fluyente:</td><td>1381.000      Psia</td></tr> </tbody> </table>		PARÁMETROS PRODUCCIÓN		Caudal de diseño:	537.000      STB/day	Presión de cabeza: (4)	100.000      Psia	Presión de fondo fluyente:	1381.000      Psia																																																												
PARÁMETROS PRODUCCIÓN																																																																							
Caudal de diseño:	537.000      STB/day																																																																						
Presión de cabeza: (4)	100.000      Psia																																																																						
Presión de fondo fluyente:	1381.000      Psia																																																																						
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #e0e0e0;">BOMBA DE SUPERFICIE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Eficiencia de la bomba de superficie:</td><td>90.000      %</td></tr> </tbody> </table>		BOMBA DE SUPERFICIE		Eficiencia de la bomba de superficie:	90.000      %																																																																
BOMBA DE SUPERFICIE																																																																							
Eficiencia de la bomba de superficie:	90.000      %																																																																						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="12" style="background-color: #e0e0e0;">DIAGRAMA DE OPERACIÓN</th> </tr> <tr> <th colspan="10" style="background-color: #e0e0e0;">Geometría óptima seleccionada:</th> <th colspan="2" style="background-color: #e0e0e0;">11 J</th> </tr> <tr> <th colspan="10" style="background-color: #e0e0e0;">Tipo de bomba:</th> <th colspan="2" style="background-color: #e0e0e0;">Directa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="12" style="text-align: center;">  </td> </tr> </tbody> </table>				DIAGRAMA DE OPERACIÓN												Geometría óptima seleccionada:										11 J		Tipo de bomba:										Directa																																	
DIAGRAMA DE OPERACIÓN																																																																							
Geometría óptima seleccionada:										11 J																																																													
Tipo de bomba:										Directa																																																													
																																																																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="12" style="background-color: #e0e0e0;">RESULTADOS</th> </tr> <tr> <th>Geometría</th> <th>Presión inyección (Psia) (3)</th> <th>Caudal inyección (STB/day) (2)</th> <th>Caudal diseño (STB/day) (1)</th> <th>Pwf (Psia) (9)</th> <th>Presión entrada a bomba (Psia) (7)</th> <th>Presión descarga (Psia) (6)</th> <th>Caudal cavitación (STB/day)</th> <th>Eficiencia bomba jet (%)</th> <th>Vgl (adim)</th> <th>Potencia requerida (HP)</th> <th>Tipo de bomba jet</th> </tr> </thead> <tbody> <tr style="background-color: #e0ffe0;"> <td>11J</td> <td>2787.461</td> <td>2279.902</td> <td>537.000</td> <td>1381.000</td> <td>1285.895</td> <td>4066.795</td> <td>1079.907</td> <td>25.121</td> <td>0.000</td> <td>120.041</td> <td>Directa</td> </tr> <tr> <td>11J</td> <td>2802.257</td> <td>2274.773</td> <td>537.000</td> <td>1381.000</td> <td>1285.895</td> <td>4066.803</td> <td>1079.907</td> <td>25.074</td> <td>0.000</td> <td>120.407</td> <td>Directa</td> </tr> <tr> <td>11J</td> <td>2824.041</td> <td>2268.607</td> <td>537.000</td> <td>1381.000</td> <td>1285.895</td> <td>4066.838</td> <td>1079.907</td> <td>24.997</td> <td>0.000</td> <td>121.014</td> <td>Directa</td> </tr> </tbody> </table>												RESULTADOS												Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet	11J	2787.461	2279.902	537.000	1381.000	1285.895	4066.795	1079.907	25.121	0.000	120.041	Directa	11J	2802.257	2274.773	537.000	1381.000	1285.895	4066.803	1079.907	25.074	0.000	120.407	Directa	11J	2824.041	2268.607	537.000	1381.000	1285.895	4066.838	1079.907	24.997	0.000	121.014	Directa
RESULTADOS																																																																							
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Pwf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet																																																												
11J	2787.461	2279.902	537.000	1381.000	1285.895	4066.795	1079.907	25.121	0.000	120.041	Directa																																																												
11J	2802.257	2274.773	537.000	1381.000	1285.895	4066.803	1079.907	25.074	0.000	120.407	Directa																																																												
11J	2824.041	2268.607	537.000	1381.000	1285.895	4066.838	1079.907	24.997	0.000	121.014	Directa																																																												



## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 03



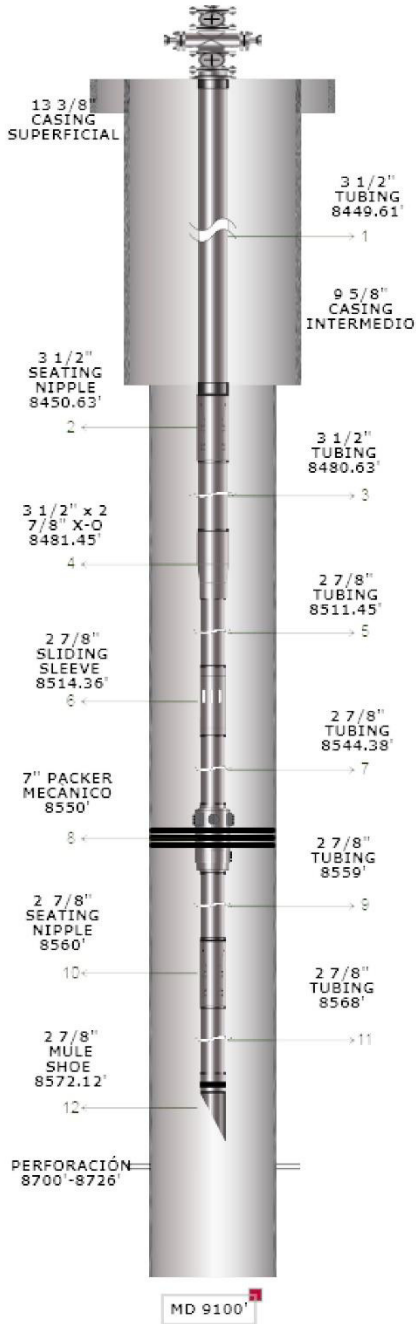
# ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 03



## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 03

	<b>ANÁLISIS MECÁNICO POZO</b>	
Pozo : ESPOL 03 Campo : ESPOL	Hoja : 3 Fecha : 2019-08-25	

### DATOS DEL POZO



### DATOS DEL POZO

Tipo de pozo: Direccional

#	Revestimiento	OD (in)	ID (in)	Grado (Adim)	Peso (lb/ft)	Tope, MD (ft)	Base, MD (ft)
1	CASING	13.375	12.615	110 SS, TRC 110	54.500	0.000	900.000
2	CASING	9.625	8.681	110 SS, TRC 110	47.000	0.000	8200.000
3	CASING	7.000	6.184	110 SS, TRC 110	29.000	8200.000	9100.000

#	Ensamblaje de fondo	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	Base, MD (ft)
1	Tubing 3.5"	3.500	2.992	8449.610	8449.610
2	Seating nipple 3.5"	3.500	2.992	1.020	8450.630
3	Tubing 3.5"	3.500	2.992	30.000	8480.630
4	Cross over 3.5"	3.500	2.992	0.820	8481.450
5	Tubing 2.875"	2.875	2.441	30.000	8511.450
6	Sliding sleeve 2.875"	2.875	2.441	2.910	8514.360
7	Tubing 2.875"	2.875	2.441	30.020	8544.380
8	Packer 7"	7.000	2.992	5.620	8550.000
9	Tubing 2.875"	2.875	2.441	9.000	8559.000
10	Seating nipple 2.875"	2.875	2.441	1.000	8560.000
11	Tubing 2.875"	2.875	2.441	8.000	8568.000
12	Mule shoe 2.875"	2.875	2.441	3.170	8572.120

### Intervalos de disparo



#	MD inicial (ft)	MD final (ft)	Espesor (ft)	Punto medio de disparo, MD (ft)	Descripcion
1	8700.000	8726.000	26.000	8713.000	


#	Accesorios	Profundidad, MD (ft)	Profundidad, TVD (ft)

Esta información es confidencial y propiedad de ESPOL no puede ser revelada a personal no autorizado requiriéndola o usándola para cualquier objetivo, sin previa autorización por escrito.

Este documento es una copia controlada

## ANEXOS PARA EL POZO ESPOL 03

	<b>DISEÑO Y SELECCIÓN DE BOMBA JET</b>	
Pozo : <b>ESPOL 03</b> Campo : <b>ESPOL</b>	Hoja : <b>2</b> Fecha : <b>2019-08-25</b>	

DATOS DEL POZO	PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ	DIAGRAMA DE OPERACIÓN				
Formación:           Formación 1 Fluido:                 Petróleo y agua Correlación PVT:     Al-Marhoun Viscosidad del petróleo:   Kartoatmodjo Viscosidad del agua:     Matthews Viscosidad del gas:     Lee Flujo monofásico:     Moody Flujo multifásico:     Beggs and Brill	Sistema de bombeo hidráulico:   Power oil Modo de cálculo:           Presión de fondo fluyente fija Presión de inyección:       2601.714     Psia Temperatura de inyección:   86.000     °F Caudal de inyección:       1044.808    STB/day BSW de inyección:         100.000    % Salinidad:                 9600.000   ppm Gravedad específica del agua:  1.007 API del fluido de inyección:  14.700     °API	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="width: 80%;">Geometría óptima seleccionada:</th> <th style="width: 20%;">8 H</th> </tr> <tr> <td>Tipo de bomba:</td> <td>Directa</td> </tr> </table> 	Geometría óptima seleccionada:	8 H	Tipo de bomba:	Directa
Geometría óptima seleccionada:	8 H					
Tipo de bomba:	Directa					
DATOS DEL RESERVORIO	PARÁMETROS MECÁNICOS POZO	PARÁMETROS PRODUCCIÓN				
Presión:                   3907.730    Psia Temperatura:           207.140    °F Gravedad API:           14.700     °API Gravedad específica del agua:  1.007     adim Gravedad específica del gas:  0.850     adim RGP en solución:       45.800     scf/STB	Tipo de bomba jet:        Directa Profundidad de la bomba, MD: (5)   8514.360   ft Profundidad del reservorio, MD: (8)  8713.000   ft Profundidad del sensor, MD:       0.000     ft	Caudal de diseño:        435.000    STB/day Presión de cabeza: (4)     100.000    Psia Presión de fondo fluyente:       1949.200   Psia				
BOMBA DE SUPERFICIE						
Eficiencia de la bomba de superficie:   90.000    %						

RESULTADOS											
Geometría	Presión inyección (Psia) (3)	Caudal inyección (STB/day) (2)	Caudal diseño (STB/day) (1)	Perf (Psia) (9)	Presión entrada a bomba (Psia) (7)	Presión descarga (Psia) (6)	Caudal cavitación (STB/day)	Eficiencia bomba jet (%)	Vgl (adim)	Potencia requerida (HP)	Tipo de bomba jet
8H	2601.714	1044.808	435.000	1949.200	1871.745	3532.759	1169.119	28.513		51.345	Directa
8H	2614.309	1043.231	435.000	1949.200	1871.745	3532.853	1169.119	28.447		51.516	Directa
8H	2634.666	1039.745	435.000	1949.200	1871.745	3532.953	1169.119	28.365		51.744	Directa