



# **INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA**

---

“IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA ARTIFICIAL  
DE PRODUCCIÓN BOMBEO HIDRÁULICO TIPO  
JET EN EL POZO TRES BOCAS 322”

**TESIS PROFESIONAL**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

**P R E S E N T A**

**ROMARIO RODRIGUEZ MOLINA**

**ASESOR:**

ING. DAVID ARROYO ACOSTA

**CO-ASESOR:**

M.G. JOSÉ DE JESÚS RUIZ ZAMORA

MISANTLA, VERACRUZ

ABRIL,2022



# **INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA**

---

“IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA ARTIFICIAL  
DE PRODUCCIÓN BOMBEO HIDRÁULICO TIPO  
JET EN EL POZO TRES BOCAS 322”

**TESIS PROFESIONAL**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

**P R E S E N T A**

**ROMARIO RODRIGUEZ MOLINA**

**ASESOR:**

**ING. DAVID ARROYO ACOSTA**

**CO-ASESOR:**

**M.G. JOSÉ DE JESÚS RUIZ ZAMORA**

MISANTLA, VERACRUZ

ABRIL,2022



**INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA**  
**DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES**  
**AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN**

---

FECHA: 04 de Abril de 2022.

ASUNTO: **AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS PROFESIONAL.**

**A QUIEN CORRESPONDA:**

Por medio de la presente hago constar que el (la) C:

**ROMARIO RODRÍGUEZ MOLINA**

---

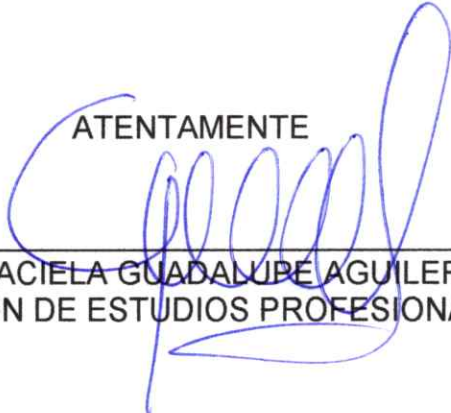
pasante de la carrera de INGENIERÍA PETROLERA con No. de Control 172T0733 ha cumplido satisfactoriamente con lo estipulado por el **Manual de Procedimientos para la Obtención del Título Profesional de Licenciatura** bajo la **opción Titulación Integral (Tesis Profesional)**

Por tal motivo se **Autoriza** la impresión del **Tema** titulado:

**“IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET EN EL POZO TRES BOCAS 322”**

Dándose un plazo no mayor de un mes de la expedición de la presente a la solicitud del Acto de Recepción para la obtención del Título Profesional.

ATENTAMENTE

  
\_\_\_\_\_  
MII. GRACIELA GUADALUPE AGUILERA ALVAREZ  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS PROFESIONALES



Archivo.

## **Agradecimientos**

### **A mi padre:**

José Luis Rodríguez Panamá por contar con su apoyo incondicionalmente en las decisiones que han forjado mi vida, por su esfuerzo y paciencia, me demostraste que hay que luchar para lograr cumplir mis metas y objetivos.

### **A mi madre:**

Isabel Molina Romagnoli por su amor, comprensión, confianza y apoyo incondicional, vaya, por haber dedicado parte de su vida para que llegará este momento, te amo.

### **A mis hermanos:**

Hugo Rodríguez Molina y Ronaldo Rodríguez Molina por contar siempre con ustedes, de alguna manera ustedes han sido mi guía para no claudicar ni caerme en los momentos difíciles y seguir siempre adelante en busca de mejores horizontes.

### **A mis amigos y compañeros:**

Adolfo Herrera Panamá, José Aron Lara Toral, Jesús Onésimo Montero Portilla, Dante Aldair Días Arias por brindarme su amistad y contar con ustedes en este trascurso de mi vida.

### **A mi universidad:**

Instituto Tecnológico Superior de Misantla por todo lo que me ha dado, siempre estaré agradecido.

### **A mi asesor de Tesis:**

Ing. David Arroyo Acosta por el apoyo que me brindo para la elaboración de este trabajo.

### **Al M.C.**

Luis Daniel Jaimes Tejeda por sus conocimientos, consejos, apoyo, dedicación y recursos para enriquecer este trabajo.

## **Dedicatoria**

Esta tesis profesional está dedicada a DIOS y la Virgen de Guadalupe quien me dieron la fe, la fortaleza, la salud y la esperanza para culminar esta etapa importante en mi vida

A mis Padres: mis logros son, además de extensión de sus logros, también sus logros.

Al Sr. Anselmo Ramos Capitaine y su Esposa Anel Espinoza

A mis tíos: Margarito Rodríguez Panama. y Rosa Cruz Flores.

A mi tía: Cira Cabannet Herrera.

A todos ellos, mi respeto y admiración.

Investigar es dedicarse a la búsqueda de la verdad.

## **Resumen**

Este trabajo de tesis está enfocado al área de los sistemas artificiales de producción, procurando servir como metodología para el análisis y aplicación de un sistema artificial dentro del área de producción.

El objetivo del trabajo fue evaluar el sistema de artificial de producción, bombeo hidráulico tipo jet, en un pozo con flujo intermitente, cabe mencionar que dicho sistema puede ser implementado en diferentes etapas de la vida productiva de los pozos, desde fluyente continuo hasta no fluyente. Para el cumplimiento del objetivo se hace indispensable describir la condición actual del pozo, aplicar los fundamentos teóricos del sistema hidráulico y por último describir axiomáticamente como implementar un diseño de bombeo hidráulico con el software Prosper.

**El Capítulo I**, En este capítulo se describe brevemente el planteamiento del problema en específico y también la metodología que se utilizará para la resolverlo.

**El Capítulo II**, En este capítulo se abordan los principales temas que el lector debe conocer para entrar en contexto de la importancia de los sistemas artificiales, la clasificación que existe, el significado de las curvas IPR y su importancia, se asientan las bases sobre propiedades de los fluidos, finalmente se menciona el principio físico con el que funciona el bombeo Jet, así como los componentes superficiales y subsuperficiales del sistema.

**El Capítulo III**, expone la implementación del sistema artificial de producción bombeo hidráulico tipo jet en el pozo Tres Bocas 322, bajo un modelo integrado de producción (IPM) en el software Prosper, el cual nos permite tener una aproximación de la producción esperada con el sistema de bombeo hidráulico, y que posteriormente fue comparado con la proyección de la producción si se hubiera dejado el pozo produciendo naturalmente.

**El Capítulo IV**, Aquí se presenta un argumento sobre la comparativa de la producción con el sistema y sin el sistema, se obtuvieron conclusiones y recomendaciones para este caso de estudio.

Agradecimientos .....	ii
Dedicatoria.....	iii
Resumen.....	iv
Índice de figuras.....	ix
Índice de tablas .....	xi
Índice de ecuaciones .....	xii

## **Índice general**

Introducción.....	1
Capítulo I .....	2
1.1 Planteamiento del problema .....	2
1.2 Antecedentes del problema .....	3
1.3 Justificación .....	4
1.4 Objetivos .....	5
1.4.1 Objetivo general .....	5
1.4.2 Objetivos específicos .....	5
1.5 Hipótesis.....	6
1.6 Alcances y Limitaciones .....	7
1.6.1 Alcances .....	7
1.6.2 Limitaciones.....	7
1.7 Delimitaciones .....	8
Capítulo II Marco teórico .....	9
2.1 Clasificación de pozos petroleros.....	9
2.1.1 Tipo de pozos según objetivo.....	9
2.1.1.1 Pozo exploratorio .....	9
2.1.1.2 Pozo de evaluación.....	9
2.1.1.3 Pozo de desarrollo .....	9
2.1.1.4 Pozo productor .....	10
2.1.1.5 Pozo inyector.....	10
2.1.1.6 Pozo letrina.....	10

2.1.1.7 Pozo delimitador .....	10
2.1.2 Tipo de pozos según su dirección .....	10
2.1.2.1 Pozo vertical.....	11
2.1.2.2 Pozo direccional.....	11
2.1.2.3 Pozo tipo S .....	12
2.1.2.4 Pozo tipo J.....	13
2.1.2.5 Pozo horizontal.....	14
2.2 Sistema de producción .....	15
2.2.1 Elementos del sistema de producción .....	15
2.2.2 Clasificación de sistemas de producción.....	16
2.2.2.1 Sistema fluyente.....	16
2.2.2.2 Sistema artificial.....	16
2.3 Sistemas artificiales de producción.....	16
2.3.1 Factores para la selección de un sistema artificial de producción.....	16
2.3.2 Factores que limitan la selección de un sistema artificial de producción.....	16
2.3.3 Clasificación de los sistemas artificiales de producción .....	17
2.3.3.1 Bombeo mecánico.....	17
2.3.3.1.1 Convencional (Clase I).....	17
2.3.3.1.2 Mark II (Clase III).....	18
2.3.3.1.3 Aerobalanceada (Clase III) .....	19
2.3.3.1.4 Rotaflex de bombeo de carrera larga.....	19
2.3.3.1.5 Hidroneumática (Tieben) .....	20
2.3.3.1.6 Ventajas.....	20
2.3.3.1.7 Desventajas .....	20
2.3.3.2 Bombeo hidráulico .....	20
2.3.3.2.1 Bombeo hidráulico tipo jet.....	21
2.3.3.2.2 Bombeo hidráulico tipo pistón .....	22
2.3.3.2.3 Ventajas.....	22
2.3.3.2.4 Desventajas .....	23
2.3.3.3 Bombeo neumático.....	23
2.3.3.3.1 Bombeo neumático continuo.....	23
2.3.3.3.2 Bombeo neumático intermitente .....	24
2.3.3.3.3. Ventajas.....	24



2.3.3.3.4 Desventajas .....	25
2.3.3.4 Bombeo electrocentrifugo .....	25
2.3.3.4.1 Ventajas.....	25
2.3.3.4.2 Desventajas .....	26
2.3.3.5 Bombeo de cavidades progresivas .....	26
2.3.3.5.1 Ventajas.....	27
2.3.3.5.2 Desventajas .....	27
2.4 Método de construcción de curvas IPR.....	28
2.4.1 Método de darcy.....	28
2.4.2 Método de vogel.....	28
2.4.3 Método compuesto de vogel .....	29
2.4.4 Método de Fertkovitch .....	29
2.4.5 Método de gasto múltiple de Fertkovitch.....	29
2.4.6 Método de fracturamiento hidráulico.....	29
2.4.7 Método de jones .....	30
2.4.8 Método de gasto múltiple de jones.....	30
2.4.9 Método transitorio.....	30
2.4.10 Método para pozos horizontales sin límite de flujo .....	31
2.4.11 Método para pozos con límite superior de presión constante .....	31
2.5 Correlaciones de las propiedades de los fluidos.....	32
2.6 Estado del arte del bombeo hidráulico tipo jet.....	34
2.6.1 Principio de operación del efecto venturi.....	34
2.6.2 Componentes superficiales del sistema de bombeo hidráulico tipo jet.....	34
2.6.2.1 Motor de combustión interna .....	34
2.6.2.2 Bomba triplex.....	35
2.6.2.3 Árboles de válvulas .....	36
2.6.2.4 Desplazador de fluido .....	36
2.6.2.5 Separador .....	37
2.6.2.6 Tanque de fluido de potencia .....	37
2.6.2.7 Quemador.....	38
2.6.3 Componentes subsuperficiales del sistema de bombeo hidráulico tipo jet .....	39
2.6.3.1 Tubería de producción (TP) .....	39
2.6.3.2 Tubería de revestimiento (TR).....	39

2.6.3.3 Bomba jet .....	39
2.6.3.4 Camisa deslizable.....	40
2.6.3.5 Válvula de pie .....	40
2.6.3.6 Niple de asiento.....	41
2.6.3.7 Empacador.....	42
Capítulo III Metodología .....	43
3.1 Caso práctico: Pozo tres bocas 322 .....	43
3.1.1 Localización del área de estudio .....	43
3.1.2 Análisis de fractura hidráulica en el intervalo 894.5-900.5m .....	44
3.1.3 Análisis de fractura hidráulica en el intervalo 933.5-941.5m .....	45
3.1.4 Datos históricos de presión .....	46
3.1.5 Datos históricos de producción .....	47
3.1.5 Estado mecánico.....	48
3.2 Diseño de bombeo hidráulico tipo jet .....	49
3.2.1 Primer recuadro (número 1) .....	50
3.2.2 Segundo recuadro (número 2).....	51
3.2.3 Tercer recuadro (número 3).....	53
3.2.4 Cuarto recuadro (número 4).....	57
3.2.5 Quinto recuadro (número 5).....	58
3.2.6 Sexto recuadro (número 6).....	60
3.3 Resultados obtenidos.....	64
Capítulo IV Conclusiones y Recomendaciones.....	68
Conclusiones .....	68
Recomendaciones.....	69
Bibliografía .....	70
Anexos .....	73
Anexos A.....	73
Anexos B.....	74
Abreviaturas.....	75

## Índice de figuras

Figura 2.1 Esquema de un pozo vertical (UNAM, Análisis del control de flujo de fondo en las terminaciones inteligentes de pozos petroleros verticales,2010). .....	11
Figura 2.2 Diagrama de un perfil direccional (UNAM, Aplicación del modelo analítico 3D de torque y arrastre en pozos direccionales y horizontales de México,2015). .....	12
Figura 2.3 Pozo tipo S (A&M, Curso básico de perforación direccional,2003). .....	13
Figura 2.4 Pozo tipo J (A&M, Curso básico de perforación direccional,2003). .....	13
Figura 2.5 Fase de perforación horizontal (Elsevier, Oíl and natural gas drilling,2004). .....	14
Figura 2.6 Sistema integral de producción (University of Louisiana at Lafayette, Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach,2007). .....	15
Figura 2.7 Clasificación de sistemas artificiales de producción. ....	17
Figura 2.8 Unidad convencional (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción”2009). .....	18
Figura 2.9 Unidad mark II (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción”2009). .....	18
Figura 2.10 Unidad aerobalanceada (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción2009). .....	19
Figura 2.11 Unidad rotaflex (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción”2009). .....	19
Figura 2.12 Instalación de bombeo jet (JJTECH, Cutting Edge Artificial Lift,2021). .....	21
Figura 2.13 Componentes de la bomba jet (JJTECH, Cutting Edge Artificial Lift,2021). .....	21
Figura 2.14 Bombeo tipo pistón (PetroNet, Bombeo hidraulico,2020). .....	22
Figura 2.15 Arreglo de BNC (UNAM, Apuntes de sistemas artificiales de producción,2009). .....	23
Figura 2.16 Arreglo de BNI (UNAM, Apuntes de sistemas artificiales de producción,2009). .....	24
Figura 2.17 Bombeo electrocentrifugo (UNAM, Sistemas artificiales en pozos exploratorios,2011). .....	25
Figura 2.18 Aparejo de BCP (UNAM, Sistemas artificiales en pozos exploratorios,2011). .....	26
Figura 2.19 Esquema de efecto venturi (UANL, Diseño y evaluación de un dispositivo basado en la caída de presión para la aeración sustentable a nivel planta piloto para el tratamiento del agua,2015). .....	34
Figura 2.20 Motor de Combustión Interna (ITESCO, Sistemas artificiales de producción,2016). ....	35
Figura 2.21 Bombas Triplex (ITESCO, Sistemas artificiales de producción,2016). .....	35
Figura 2.22 Árbol de Válvulas (ITESCO, Sistemas artificiales de producción,2016). .....	36
Figura 2.23 Separador trifásico horizontal (PEMEX, Instalación de BHJ con aparejos de BN,2020). .....	37
Figura 2.24 Tanque de fluido de potencia (UNAM, Alternativas en el bombeo hidráulico tipo Jet para optimizar la producción de hidrocarburos,2013). .....	38
Figura 2.25 Bomba Hidráulico Tipo Jet (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019). .....	39
Figura 2.26 Camisa Deslizable (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019). .....	40
Figura 2.27 Válvula de pie (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019). .....	41
Figura 2.28 Niple de Asiento (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019). .....	41
Figura 3.1 Localización del paleocanal de chicontepc (UNAM. Planeación de macropresas y obras auxiliares para la producción del activo integral aceite terciario del golfo, 2009). .....	43
Figura 3.2 Gráfico del histórico de presión del pozo Tres bocas 322. ....	46

Figura 3.3 Gráfico del histórico de producción del pozo Tres bocas 322.....	47
Figura 3.4 Estado mecánico, pozo Tres bocas 322. ....	48
Figura 3.5 Interfaz principal de Prosper.....	49
Figura 3.6 Resumen del sistema.....	50
Figura 3.7 Datos de entrada PVT.....	52
Figura 3.8 Selección del modelo de la curva IPR. ....	53
Figura 3.9 Parámetros del modelo .....	53
Figura 3.10 Rango de daño .....	53
Figura 3.11 Gráfica de curva IPR del primer intervalo.....	55
Figura 3.12 Gráfica de curva IPR del segundo intervalo .....	56
Figura 3.13 Gráfica de curva IPR resultante.....	56
Figura 3.14 Parámetros operativos del bombeo .....	57
Figura 3.15 Sección de información de equipos .....	58
Figura 3.16 Gradiente geotérmico.....	59
Figura 3.17 Capacidades caloríficas promedio .....	59
Figura 3.18 Esquema de equipo de fondo del pozo tres bocas 322.....	60
Figura 3.19 Gráfica de curvas IPR vs VLP.....	61
Figura 3.20 Componentes de la bomba jet (EPN, Modelación y simulación de un sistema centralizado de bombeo hidráulico tipo jet de un campo petrolero,2011).....	63
Figura 3.21 Gráfica de escenarios VLP .....	63
Figura 3.22 Proyección con el sistema de bombeo hidráulico tipo Jet. ....	64
Figura 3.23 Histórico de producción posterior al SAP .....	65
Figura 3.24 Producción acumulada sin sistema vs producción acumulada con sistema.....	67

## Índice de tablas

Tabla 2.1 Propiedades del fluido y sus correlaciones originales (El Reventón Energético, Ajuste Fino de Correlaciones PVT para Algunos Crudos Colombianos,2017).....	32
Tabla 2.2 Propiedades del fluido y sus correlaciones originales (El Reventón Energético, Ajuste Fino de Correlaciones PVT para Algunos Crudos Colombianos,2017).....	33
Tabla 3.1 Información referente al Pozo Tres Bocas 322 (Constructora y Perforadora Latina, S.A. de C.V., Análisis de productividad,2021).....	44
Tabla 3.2 Resumen de la geometría de la fractura. ....	44
Tabla 3.3 Resumen de conductividad de fractura. ....	45
Tabla 3.4 Resumen de la presión de fractura. ....	45
Tabla 3.5 Resumen de la geometría de la fractura. ....	45
Tabla 3.6 Resumen de la conductividad de la fractura. ....	45
Tabla 3.7 Resumen de la presión de fractura. ....	46
Tabla 3.8 Parámetros operativos y producción esperada. ....	63

## Índice de ecuaciones

Ecuación (2.1) .....	28
Ecuación (2.2) .....	28
Ecuación (2.3) .....	29
Ecuación (2.4) .....	29
Ecuación (2.5) .....	29
Ecuación (2.6) .....	30
Ecuación (2.7) .....	30
Ecuación (2.8) .....	30
Ecuación (3.1) .....	62

## **Introducción**

La gestión de proyecto en materia de reservas de hidrocarburos mediante la productividad de pozos petroleros representa un papel muy significativo en la explotación de yacimientos, no solo por unidad multidisciplinaria, sino por la importancia que representa en la industria petrolera, la implementación de los sistemas artificiales de producción es una alternativa sumamente utilizada para incrementar la baja productividad de los pozos, fenómeno acorde a una declinación de flujo natural.

Hoy en día la implementación de un sistema artificial de producción (SAP), representa un nuevo escenario de explotación, permitiendo solventar los altos niveles que el mercado demanda, en cuanto a la producción de hidrocarburos se refiere, logrando de esta manera un proyecto con mayor rentabilidad.

Los Sistemas Artificiales de Producción más usados a nivel mundial son el Bombeo Neumático (BN), Bombeo Mecánico (BM), Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), Bombeo Electrocentrifugo Sumergido (BEC), Bombeo Hidráulico (BH), y Embolo Viajero, cada uno de ellos con características distintas de aplicación.

La finalidad del presente trabajo es la de optimizar la producción de petróleo y gas, aplicando el sistema artificial de producción, Bombeo Hidráulico tipo Jet en el pozo Tres bocas 322, el cual ha venido reflejado un declive en su producción.

# Capítulo I

## 1.1 Planteamiento del problema

La declinación en un pozo se identifica por la disminución en sus características productivas, las cuales llegan a alcanzar con el tiempo un límite crítico de condiciones que reducen su rentabilidad (JJ Arps, 1945). Con el paso de los años, la industria petrolera fue abandonando muchos campos que por su avanzado estado de declinación y bajo índice de productividad, no se consideraban atractivo para su explotación; pero debido al incremento del precio del crudo y la necesidad de abastecer la creciente demanda de hidrocarburos por parte de los países industrializados y en desarrollo, ha impulsado a los ingenieros a diseñar una gran variedad de nuevos métodos y tecnologías los cuales les permitieran incrementar la producción de hidrocarburos de estos campo. En la actualidad México cuenta con campos maduros los cuales han entrado en una etapa de declive consecuencia de un alto tiempo de explotación y condiciones geológicas no convencionales.

Los principales síntomas de envejecimiento de campo maduros, son la declinación de la presión, incremento en el flujo fraccional del agua, producción de arenas, reducción en los ritmos de producción, entre otros. Aquí es donde decimos que el yacimiento alcanzado su pico de producción y ha comenzado su periodo de declinación.

El pozo Tres bocas 322, el cual nos concierne para este caso de estudio, se ubica al norte del municipio de Álamo Veracruz, es parte del paleocanal de chicontepepec o también conocido como Aceite Terciario del Golfo, esta región se caracteriza por tener yacimientos compartamentalizados, es decir, que los yacimientos son lenticulares y no poseen una gran extensión radial. Esto en ocasiones propicia una rápida declinación lineal de la producción debido a que se alcanza rápidamente el régimen de flujo transitorio, es decir, que las partículas en la frontera comienzan a moverse por diferencial de presión.

Las condiciones geológicas típicas del paleocanal de chicontepepec, generan una rápida declinación de la producción en etapas tempranas de la vida productiva del pozo, debido a ello se realizaron cambios de diámetros de estrangulador para procurar no abatir con tanta rapidez la energía del yacimiento.



## **1.2 Antecedentes del problema**

Con el paso del tiempo, la industria del petróleo ha venido evolucionado gradualmente en la perforación de pozos petroleros apegándose cada vez más a la complejidad de explotación de los nuevos yacimientos de tal forma que al presentarse escenarios más complejos, por consecuencia ha incrementado el impacto económico requerido para estas nuevas propuestas de inversión.

La perforación de pozos petrolíferos nació en el año 1859 con el pozo Drake, y con ello el estudio de las geopresiones realizadas por Hottman y Johnson en el año 1965 los cuales presentaron un método para predecir magnitudes de estas mismas, mediante el uso de resistividad y de datos de registros sínicos. Provocando una gran aceptación sin importar que solo predecía datos de sedimentos de la era terciaria y de la era de la costa del golfo, años más tarde (1904), México presenta su primer hallazgo petrolero en la ciudad de San Luis Potosí con el pozo La Pez-1, a una profundidad desarrollada de 500 metros y un aporte de 500 bpd.

Durante las últimas décadas en la industria petrolera ha surgido la necesidad de optimizar la producción, ya que casi el 60% de la producción en México proviene de campos maduros, campos que reflejan condiciones operativas como: altos cortes de agua, pozos profundos, sólidos y arenas, fluidos corrosivos, alta RGA, etc. Es por eso que para el ingeniero de yacimiento es importante conocer los métodos y tecnologías existentes cuya eficiencia varía de acuerdo a las condiciones del yacimiento, características del pozo, las condiciones de operación, tipo de fluidos, así como la estrategia de explotación y un análisis económico integral (Baizabal & Roa,2013).

Un ejemplo muy claro de las tecnologías utilizadas son los sistemas artificiales de producción, los cuales no solo son utilizados cuando la producción de los pozos declina, sí no también cuando se requiere mantener la producción actual o incrementar aún más la producción, tomando en consideración siempre la rentabilidad y funcionamiento para su implementación, para las futuras generaciones el innovar en materia de tecnologías artificial destinada a la explotación de hidrocarburos será indispensable ya que los nuevos yacimientos cada vez presentan características geológicas no convencionales y yacimientos con aun niveles de recuperación rentables.

### **1.3 Justificación**

Los sistemas artificiales de producción son un conjunto de mecanismos que se instalan dentro del pozo con el fin de brindarles una fuente externa de energía cuando este ya no puede producir naturalmente o para optimizar la producción. En nuestros tiempos, la necesidad de seguir explotando yacimientos con aun niveles rentables de explotación implica implementar nuevas alternativas que nos permitan obtener una mayor producción.

El pozo tres bocas 322 comenzó su vida productiva el 18 de noviembre de 2020, con una producción inicial de 194 bpd y un estrangulador de 14/64”, en un mes se presentó una rápida declinación pasando de 194 bpd a 125 bpd, se cambió el estrangulador a 16/64” recuperando nuevamente la producción de 194 bpd aproximadamente, observando el mismo fenómeno de declinación, se cambió nuevamente el estrangulador a 18/64” teniendo una declinación lineal, iniciando con 150 bpd a 90 bpd fluyente, se optó por implementar un sistema artificial de producción que optimizará la producción y aumentará el factor de recuperación, después de llevar a cabo un análisis, se concluyó que el sistema más rentable y adecuado para las condiciones del pozo es el Bombeo hidráulico tipo jet.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Optimizar la producción del Pozo Tres bocas 322 mediante la implementación de un Sistema Artificial de Producción, Bombeo Hidráulico tipo Jet (Jet Pump).

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Estudiar el estado del arte del funcionamiento de Bombeo Hidráulico.
- Revisar y analizar la información del pozo como: Presión de fondo fluyendo, presión de yacimiento, gasto fluyente, presión de burbuja, estado mecánico, survey, petrofísica e histórico de producción.
- Implementar un diseño e instalación de Bombeo Hidráulico tipo Jet.
- Conocer los principios del software Prosper para modelar el comportamiento de la producción con el sistema hidráulico.
- Obtener un modelo aproximado a las condiciones reales del pozo y compararlo con las condiciones del pozo.
- Servir de guía para diseños de Bombeo Hidráulico tipo Jet en Prosper.

## **1.5 Hipótesis**

El pozo Tres bocas 322 es un pozo fluyente intermitente, con aceite muy ligero (36°API), la producción del pozo va dirigida a un tanque vertical, el cual de inicio en su etapa de explotación aportó 194 bpd y actualmente produce 90 bpd fluyente. Una vez instalado en el pozo el sistema artificial de producción bombeo hidráulico tipo jet, se incrementará la producción haciendo que sea continua y rentable su implementación.

## **1.6 Alcances y Limitaciones**

### **1.6.1 Alcances**

- Evaluar el aumento de producción que puede aportar el sistema hidráulico.
- Monitorear condiciones operativas del pozo en tiempo real.
- Estabilizar la declinación en la producción.
- Comparar resultados de producción real del pozo y ajustar parámetros operativos.
- Estar presente en la Instalación del sistema hidráulico tipo jet.

### **1.6.2 Limitaciones**

- No se implementará la aplicación de sistemas combinados de levantamiento artificial.
- No se cuenta con análisis PVT.
- No se realizará un estudio de mercado.

## **1.7 Delimitaciones**

La ubicación del Pozo seleccionado para realizar el estudio, se encuentra al norte del municipio de Álamo Veracruz en la ciudad de Poza Rica México, es parte del paleocanal de chicontepec o también conocido como Aceite Terciario del Golfo. El pozo refleja condiciones de régimen de flujo transitorio, por tal motivo se ha alcanzado la frontera del yacimiento, la metodología que se pretende implementar consta de una serie de pasos para realizar un diseño e instalación del sistema hidráulico tipo jet, cuyo tiempo de desarrollo de la investigación será de un año.

## **Capítulo II Marco teórico**

### **2.1 Clasificación de pozos petroleros**

Para efectuar la explotación de los hidrocarburos en un yacimiento de petróleo, se requiere un conducto el cual nos permita comunicar la superficie con el yacimiento, con el objeto de realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ya sea en tierra o en el lecho marino, así también con el cual se pueda controlar los fluidos de formación.

#### **2.1.1 Tipo de pozos según objetivo**

El principal objetivo de la perforación de un pozo es la extracción de hidrocarburos, existen múltiples razones por la cuales se lleva a cabo este proceso, por ejemplo, la inyección de fluidos en el yacimiento, Adquisición de información del comportamiento de los pozos, actividades complementarias en el desarrollo del campo y finalmente el abandono del pozo.

##### **2.1.1.1 Pozo exploratorio**

Un pozo exploratorio es aquel pozo cuyo objetivo es conocer la columna estratigráfica, confirmar una nueva acumulación de hidrocarburo (aceite y gas) y, en su caso localizar y delimitar un posible yacimiento con el fin de incorporar reservas. Este tipo de pozos puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente, (CNH,2016).

##### **2.1.1.2 Pozo de evaluación**

Un pozo de evaluación es perforado como una etapa intermedia entre la explotación y la producción, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y la forma de explotación de los pozos. Ya que la geología del área es mejor conocida, la perforación y terminación de los pozos será mejor diseñada para reducir al mínimo los daños al yacimiento (De la fuente, 2019).

##### **2.1.1.3 Pozo de desarrollo**

Los pozos de desarrollo son los que se perforan después de que el pozo exploratorio resultó productivo, su propósito es el desarrollo del campo inmediatamente después de que ha sido descubierto (Garduza,2019).

#### **2.1.1.4 Pozo productor**

Pozo a través del cual se extraen hidrocarburos en condiciones estabilizadas y sustentadas mediante pruebas de producción. Dicho Pozo pudo estar comprendido en la categoría de Pozo Exploratorio y, como resultado de una modificación a su Diseño, se reubica en la categoría de Pozo de Desarrollo (CNH,2016).

#### **2.1.1.5 Pozo inyector**

Pozo perforado para permitir la inyección de fluidos con fines de recuperación secundaria, recuperación mejorada, almacenamiento o disposición de fluidos. También es común que se utilice para mantener la presión del yacimiento o bien ejercer una presión que sea capaz de desplazar los fluidos que se localizan en la formación hacia la zona de disparos. (CNH,2016).

#### **2.1.1.6 Pozo letrina**

Pozo que deja de ser productor y su objetivo principal es permitir la inyección de recortes de la formación o fluidos residuales que sean producto de la perforación, para su almacenamiento o desecho (CNH,2016).

#### **2.1.1.7 Pozo delimitador**

Pozo Exploratorio que se perfora dentro de lo que se consideran los límites de un Yacimiento con los objetivos de: I) delimitarlo horizontal y verticalmente; II) confirmar la distribución de la roca almacén en cuerpos sedimentarios por cambio de facies dentro de la misma estructura, y II) adquirir información que permita actualizar el modelo geológico, reduciendo la incertidumbre, reclasificar y actualizar las reservas, evaluar la rentabilidad y programar la estrategia de desarrollo (CNH,2016).

### **2.1.2 Tipo de pozos según su dirección**

Uno de los principales aspectos que se deben de tomar encuentra en la perforación de pozos petrolíferos son las siguientes: las características y estructuras del yacimiento, la columna geológica, el área geográfica y la optimización de la producción del yacimiento al mínimo costo.



### 2.1.2.1 Pozo vertical

Se conoce como pozo vertical a aquel pozo que no tienen como objetivo tener una desviación de dirección, es decir, que de su ubicación en un plano de superficie. Las coordenadas de superficie y las coordenadas del objetivo son las mismas, lo que significa que el pozo no presenta ninguna inclinación y que por lo tanto las mediciones de TVD y MD son las mismas. Presenta ventajas como diseño sencillo a comparación de otros, menor costo, requiere menos herramientas y equipo para su perforación (Vázquez & López, 2010).

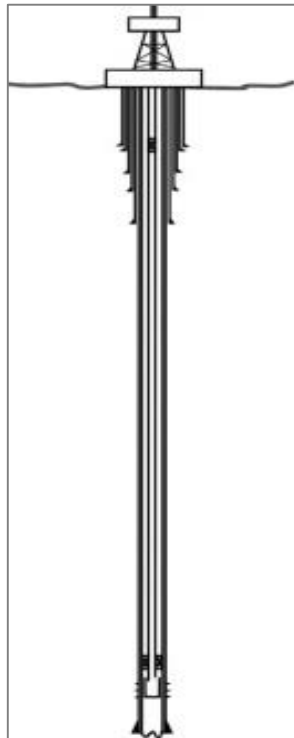


Figura 2.1 Esquema de un pozo vertical (UNAM, Análisis del control de flujo de fondo en las terminaciones inteligentes de pozos petroleros verticales,2010).

### 2.1.2.2 Pozo direccional

La perforación direccional es el proceso de dirigir la trayectoria del pozo hacia un objetivo desviado. Un Pozo direccional es aquel que sigue una trayectoria definida desde un punto en superficie (origen) a otro punto en el subsuelo llamado objetivo, el cual por lo regular no puede ser unido al origen mediante una línea vertical; la trayectoria del pozo dibuja una curva en el espacio la cual puede o no estar contenido en un plano (Correa,2009).

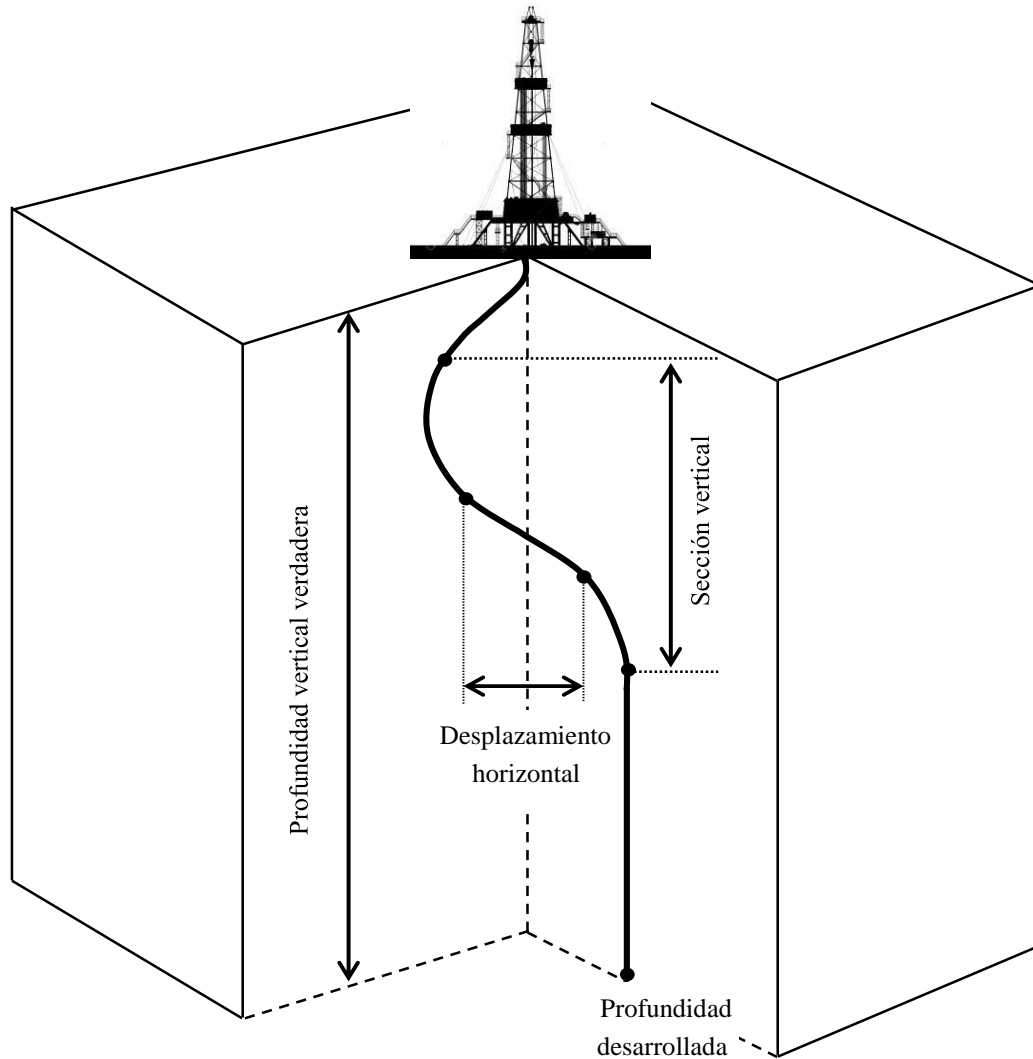


Figura 2.2 Diagrama de un perfil direccional (UNAM, Aplicación del modelo analítico 3D de torque y arrastre en pozos direccionales y horizontales de México,2015).

### 2.1.2.3 Pozo tipo S

Este perfil es similar a un pozo tangencial, es decir, igual hasta la sección tangencial después de la sección curva. A partir de dicho punto comienza a pronunciarse un ángulo promedio de otra sección curva en la cual reduce la inclinación, que se ciertos casos, llegará hacer cero. Dicho perfil es de lo más complicados de elaborar ya que la sección de la caída del ángulo, debe coincidir justamente sobre el objetivo final (Hernández,2018).

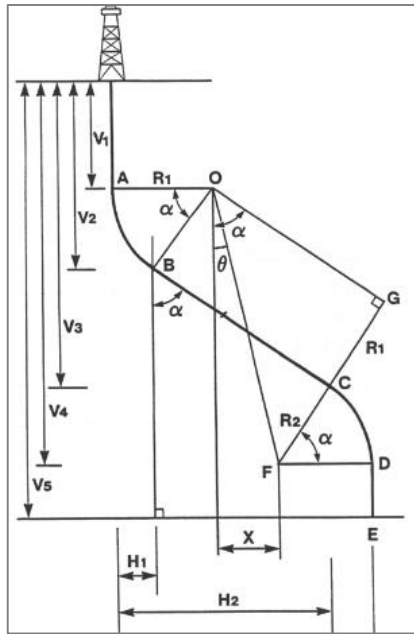


Figura 2.3 Pozo tipo S (A&M, Curso básico de perforación direccional,2003).

#### 2.1.2.4 Pozo tipo J

El sentido de desarrollo de ángulo de curvatura, en pozo Tipo J, se mantiene vertical conforme se aproxima a la profundidad objetivo, se debería incrementar-mantener un ángulo de inclinación máximo deseado, con el cual, se llegará al objetivo (Salazar,2011).

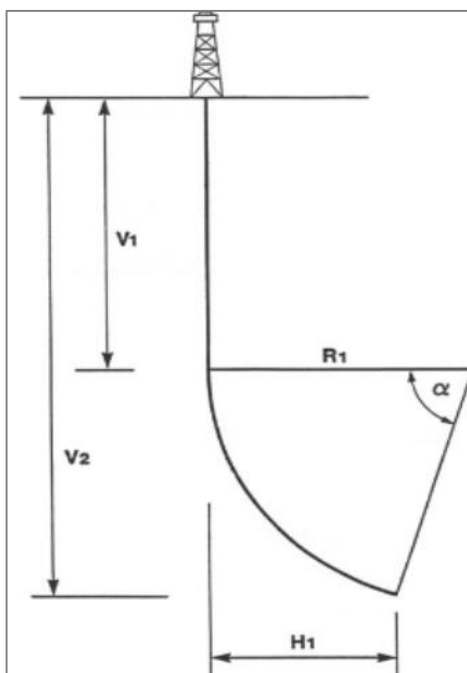


Figura 2.4 Pozo tipo J (A&M, Curso básico de perforación direccional,2003).

### 2.1.2.5 Pozo horizontal

Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción, ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad. La perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas. Aplicable en yacimientos de baja permeabilidad, en yacimientos cuyo fluido son de alta viscosidad y a yacimiento naturalmente fracturados (Borja & Carillo, 2013).

La perforación de pozos horizontales presenta ventajas, tales como; mayor área de drene con la formación productora, Puede atravesar perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales, Reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas, Justifica mayor mente los costó de perforación. y Reduce las caídas de presión y proporciona mayo eficiencia de drene (Borja & Carillo, 2013).

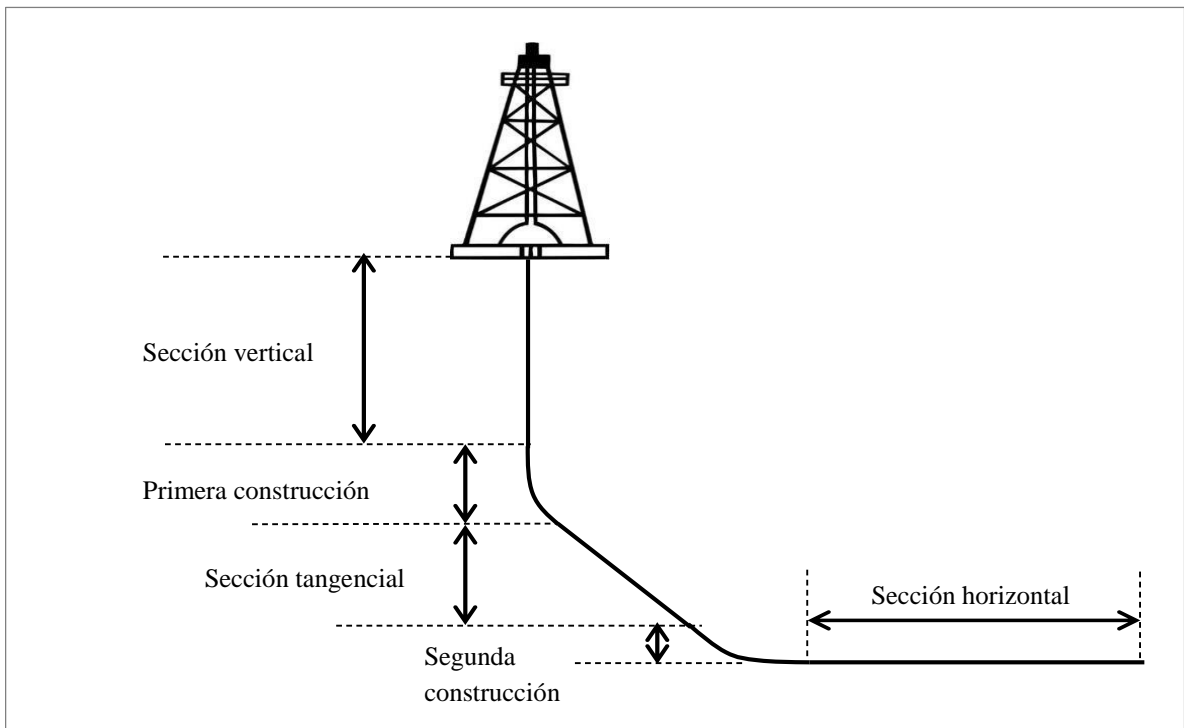


Figura 2.5 Fase de perforación horizontal (Elsevier, Oíl and natural gas drilling,2004).

## 2.2 Sistema de producción

Comprende los principios del flujo de fluidos a través del sistema de producción es importante para estimar el desempeño de los pozos individuales y optimizar la productividad del pozo y del yacimiento. El sistema de producción es el sistema que transporta los fluidos del yacimiento desde el yacimiento subterráneo a la superficie, procesa, trata los fluidos y prepara los fluidos para su almacenamiento y transferencia al comprador (Boyun Guo,2007).

### 2.2.1 Elementos del sistema de producción

- Yacimiento.
- Pozo.
- Productos tubulares y equipo asociado.
- Cabezal de pozo de superficie, líneas de flujo y equipo de procesamiento.
- Equipo de levantamiento artificial.

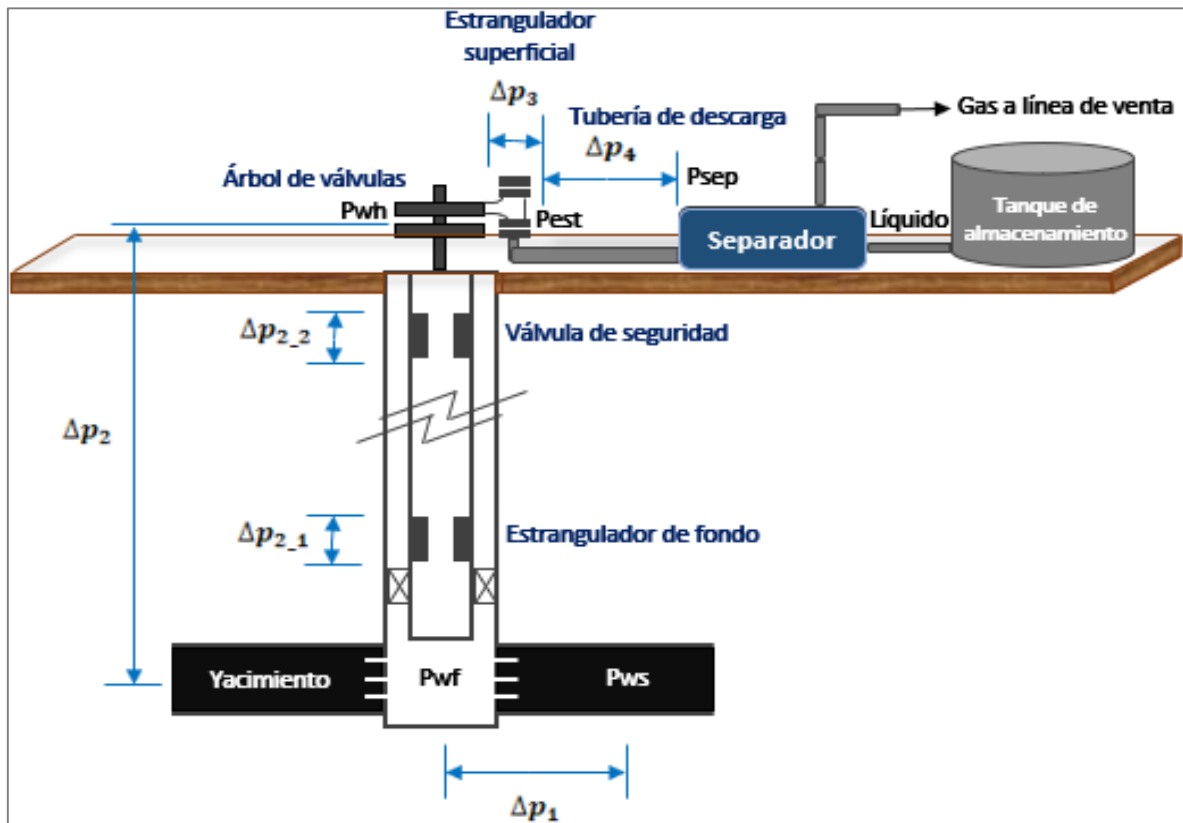


Figura 2.6 Sistema integral de producción (University of Louisiana at Lafayette, Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach,2007).

## **2.2.2 Clasificación de sistemas de producción**

### **2.2.2.1 Sistema fluyente**

También conocido como sistema natural, este sistema se compone principalmente de un aparejo de producción donde se aprovecha la energía propia del yacimiento, el cual será capaz de elevar los hidrocarburos hasta la superficie (Aguilar,2018).

### **2.2.2.2 Sistema artificial**

Son aquellos que de acuerdo a su diseño se adecuan a las características del pozo para continuar con su explotación. Es instalado cuando la presión en el yacimiento no es suficiente para elevar el crudo hasta la superficie, llegando al punto donde un pozo ni produce un gasto económicamente rentable (Aguilar,2018).

## **2.3 Sistemas artificiales de producción**

Sistemas artificiales de producción es el área de la ingeniería petrolera que estudia los métodos para incrementar la producción de pozos fluyentes o para regresarlos nuevamente a producción con el uso de una fuente de energía adicional a la del yacimiento (Flores, 2017).

### **2.3.1 Factores para la selección de un sistema artificial de producción**

- Ubicación geográfica del campo (Operación marina o terrestre).
- Factibilidad económica del catálogo SAP que se desea instalar.
- Tipos de fluido que se desea explotar.
- Comportamiento de afluencia.
- Estado mecánico y giroscópico.
- Profundidad de terminación del pozo (Balderas,2017).

### **2.3.2 Factores que limitan la selección de un sistema artificial de producción**

- Arenamientos.
- Formaciones de incrustaciones.
- Corrosión.
- Producción de gas.
- Producción de sólidos; asfáltanos y parafinas (Balderas,2017).

### 2.3.3 Clasificación de los sistemas artificiales de producción

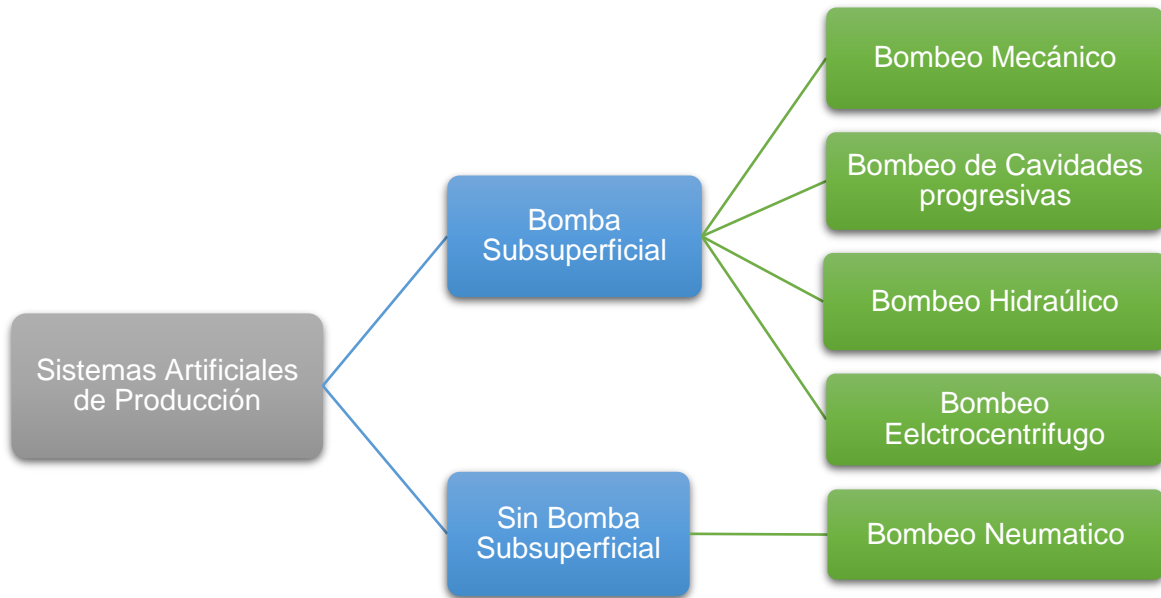


Figura 2.7 Clasificación de sistemas artificiales de producción.

#### 2.3.3.1 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico, es el sistema de levantamiento artificial más reconocido y aplicado en el mundo además de ser el segundo sistema más utilizado en México. Dicho sistema puede operar eficientemente sobre un amplio rango de características de producción de un pozo, el cual se caracteriza por utilizar bombas colocadas en el fondo del pozo para desplazar los fluidos a la superficie. (Alonso,2021).

##### 2.3.3.1.1 Convencional (Clase I)

Se le conoce también como unidad convencional, esta unidad tiene el reductor de engranes colocado en la parte trasera apoyada a la mitad del balancín. Puede tener contrapesos rotativos o contrapesos en el extremo del balancín, la rotación de los contrapesos es usado para contrarrestar el peso de la varilla de succión y del fluido extraído, el esfuerzo del motor principal es aplicado en el extremo del balancín (Sánchez,2012).



Figura 2.8 Unidad convencional (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción”2009).

#### 2.3.3.1.2 Mark II (Clase III)

Conocida también como unidad con montaje frontal. El compensador está colocado directamente encima del reductor y se desplaza cerca de la cabeza del balancín produciendo una carrera ascendente y descendente de  $195^\circ$  y  $165^\circ$ , la carrera ascendente reduce la aceleración cuando la carga es máxima con lo que se reduce la carga máxima en la varilla pulida. Además, se obtiene una ventaja mecánica al levantar la carga (Sánchez,2012).

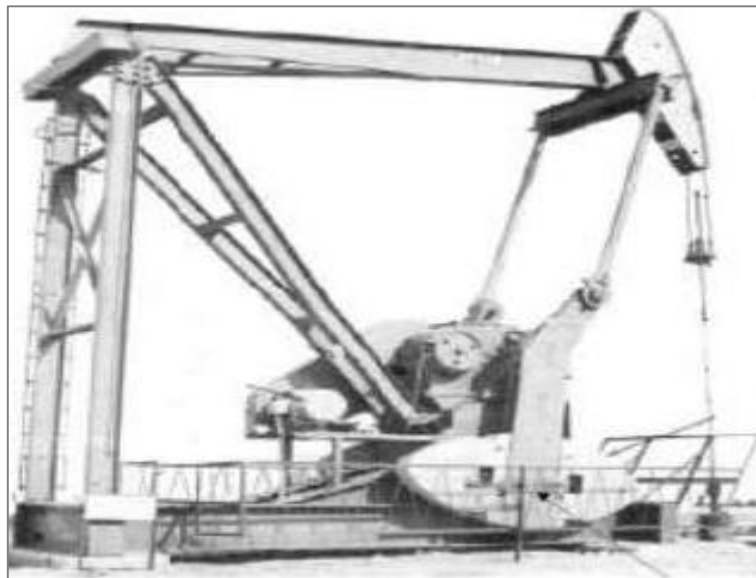


Figura 2.9 Unidad mark II (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción”2009).



### 2.3.3.1.3 Aerobalanceada (Clase III)

La unidad aerobalanceada clase III, se emplea principalmente para bombeo profundo de altos volúmenes con carreras largas y en bombeo de crudos pesados, ofreciendo gastos de operación menores que otras unidades (Sánchez,2012).



Figura 2.10 Unidad aerobalanceada (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción”2009).

### 2.3.3.1.4 Rotaflex de bombeo de carrera larga

La unidad rotaflex ofrece un bombeo eficiente y rentable en pozos profundos, complejos y de alto caudal. Con la unidad Rotaflex, se puede utilizar bombas a pistón en pozos donde antes sólo operaban bombas electrosumergibles o hidráulicas (Sánchez,2012).



Figura 2.11 Unidad rotaflex (UNAM, “Apuntes de sistemas artificiales de producción”2009).

### **2.3.3.1.5 Hidroneumática (Tieben)**

La unidad hidroneumática es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, cuyo principio de funcionamiento es sobre la base de presión hidráulicas compensadas debido a la compresión y expansión de nitrógeno ( $N_2$ ), este nitrógeno se encuentra dentro de un acumulador que soporta  $\frac{2}{3}$  de la carga total de la varilla pulida y reemplaza a los contrapesos de la unidad de bombeo mecánico convencional (Sánchez,2012).

### **2.3.3.1.6 Ventajas**

- Diseño simple.
- Inversión baja para la producción de volúmenes profundidades (800-2400 m).
- Permite producir con niveles de fluido bajos.
- Adaptable en pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
- Cuando su aplicación es apropiada, la operación es muy rentable.
- Tiene bajo costo de mantenimiento (Baizabal y Roa,2013).

### **2.3.3.1.7 Desventajas**

- Inversión alta para producción altas, así como para profundidades medias y grandes.
- Debido a las características de las varillas se limita al BM a profundidades mayores.
- Problemas en agujeros desviados.
- La reparación de la bomba implica que las varillas deben ser extraídas.
- Puede requerir una caja de velocidades mayor (Baizabal y Roa,2013).

### **2.3.3.2 Bombeo hidráulico**

El bombeo hidráulico es un sistema artificial de explotación que se caracteriza principalmente por generar y comunicar energía al fondo del pozo por medio de un fluido a alta presión. El fluido presurizado que utiliza este sistema artificial es inyectado desde superficie a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de bombeo subsuperficial, la cual se coloca dependiendo del nivel de la columna de fluido a producir (Lindsey,2015).

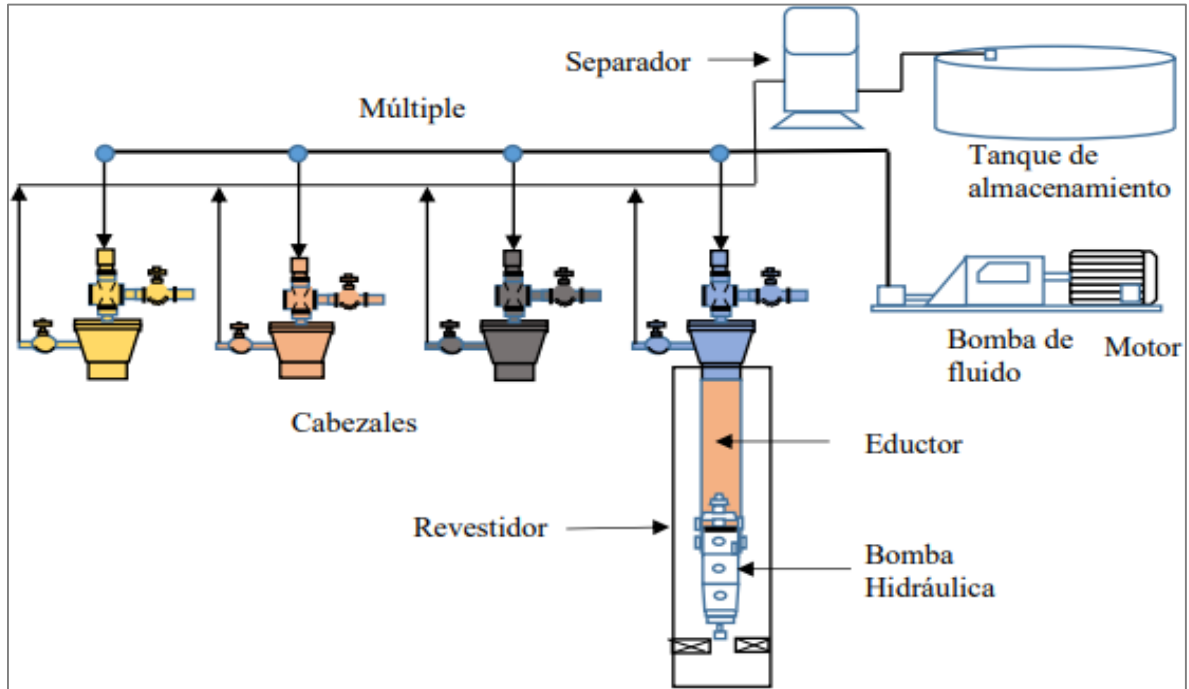


Figura 2.12 Instalación de bombeo jet (JJTECH, Cutting Edge Artificial Lift, 2021).

### 2.3.3.2.1 Bombeo hidráulico tipo jet

Es un sistema artificial que funciona con una bomba de fondo tipo Venturi compuesta de boquilla, garganta, y difusor, una bomba hidráulica de superficie presuriza el fluido motriz entra a la bomba por la parte superior, el fluido pasa a través de la boquilla de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética (Lindsey, 2015).



Figura 2.13 Componentes de la bomba jet (JJTECH, Cutting Edge Artificial Lift, 2021).

### 2.3.3.2.2 Bombeo hidráulico tipo pistón

La bomba utilizada en este sistema artificial de explotación consta fundamentalmente de dos pistones unidos entre sí, por medio de una varilla, Uno superior denominado “pistón motriz”, que es impulsado por el fluido motriz y que comunica potencia al pistón inferior o pistón de producción el cual, a su vez, el aceite producido (Lindsey,2015).

- Sistema cerrado: El fluido motriz superficial y subsuperficial permanece en un conducto cerrado y no se mezcla con los fluidos producidos.
- Sistema abierto: El fluido motriz se mezcla con el fluido producido en el fondo del pozo. Ambos fluidos retornan a la superficie mezclados.

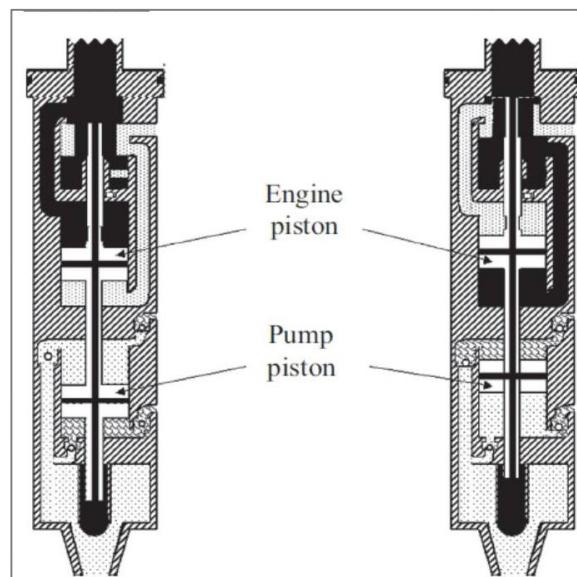


Figura 2.14 Bombeo tipo pistón (PetroNet, Bombeo hidráulico,2020).

### 2.3.3.2.3 Ventajas

- Para reparación de la bomba jet únicamente se invierte el sentido del fluido motriz.
- Se puede utilizar para profundidades de hasta 300 – 5,500 m.
- Maneja rangos de gastos de hasta 5,000 BPD.
- Uso en pozos desviados.
- Adecuado para manejar crudos pesados (Baizabal y Roa,2013).

#### 2.3.3.2.4 Desventajas

- Alta inversión inicial.
- Capacidad limitada para producir arena.
- Dificultades operacionales.
- Mantenimiento intensivo (FM limpio) (Chavez,2017).

#### 2.3.3.3 Bombeo neumático

Este sistema es el que más se parece al flujo natural y utiliza la energía del gas comprimido en el espacio anular como la fuerza principal para elevar el aceite a la superficie. Se debe a que el gas inyectado siendo más ligero que el aceite comienza el desplazamiento, ya que reduce la densidad del fluido (del yacimiento) (Economides,1994).

##### 2.3.3.3.1 Bombeo neumático continuo

El gas es inyectado continuamente a una presión relativamente alta; a la presión de apertura de la válvula operante, el gas entra a través de esta manteniéndola abierta. El gas se mezcla con el fluido del pozo produciendo un aligeramiento, lo que ocasiona el incremento de la relación de solubilidad de aceite (Lindsey,2015).

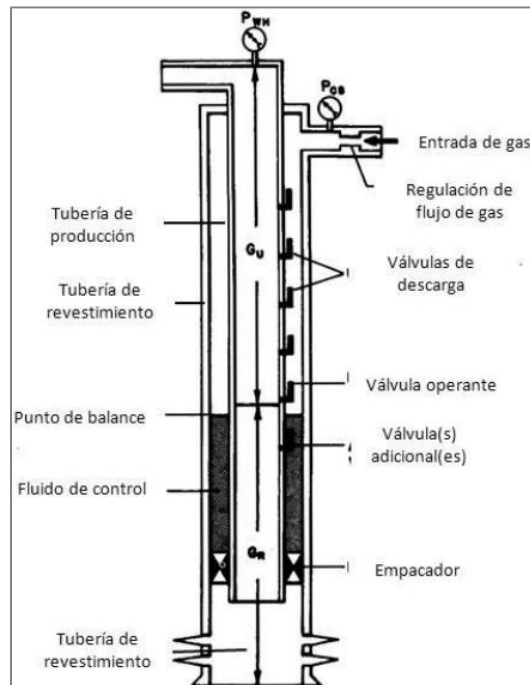


Figura 2.15 Arreglo de BNC (UNAM, Apuntes de sistemas artificiales de producción,2009).

### 2.3.3.3.2 Bombeo neumático intermitente

El volumen de gas es inyectado a alta presión a través de la TR y mediante la válvula operante llega a la TP, el gas es acumulado en la TR mientras que en la TP se acumulan fluidos de la formación, después de cierta cantidad de fluidos acumulados el gas entra en contacto con este desplazamiento en forma de pistón. El fluido dentro de la TP presenta la forma de bache o pistón (Lindsey,2015)

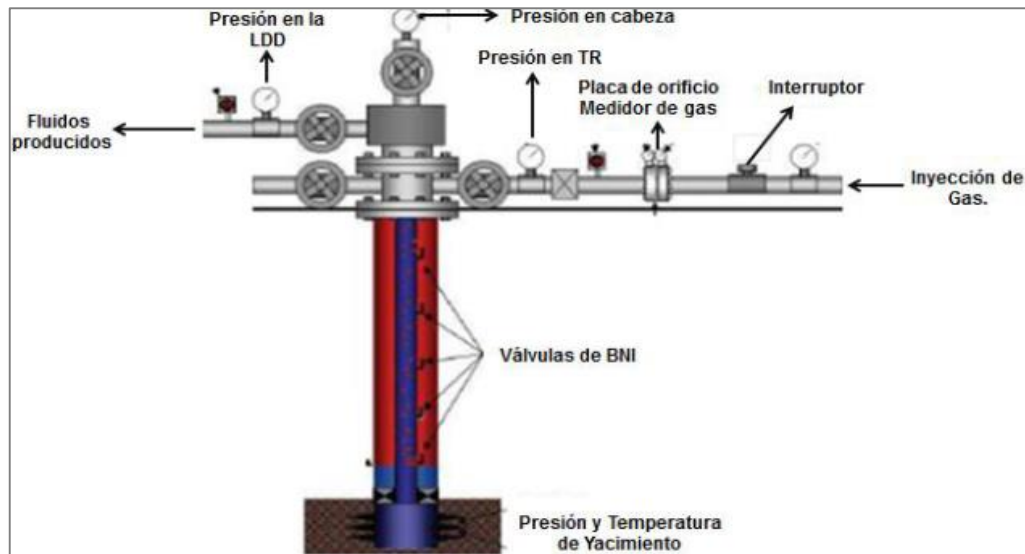


Figura 2.16 Arreglo de BNI (UNAM, Apuntes de sistemas artificiales de producción,2009).

### 2.3.3.3.3. Ventajas

- Manejo óptimo de problemas con sólidos.
- Maneja volúmenes con alto potencial de pozos continuo.
- Presenta flexibilidad al cambiar a sarta de velocidad cuando el pozo declina.
- Puede ser utilizado en zonas urbanas.
- Fácil obtención de gradiente.
- Liberación de gas y desviación de pozos no es problema de este sistema.
- No presenta problemas con corrosión.
- Aplicable en pozos costa afuera. (Lindsey,2015).

#### 2.3.3.3.4 Desventajas

- Debe existir disponibilidad de gas de inyección.
- Problemas con la línea de superficie obstruida.
- Se requiere una experiencia mínima necesaria del personal.
- La tubería de revestimiento debe resistir presiones elevadas.
- Hace formación de hidratos y conglomeración de gas (Lindsey,2015).

#### 2.3.3.4 Bombeo electrocentrifugo

Sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. El sistema de bombeo consta de secciones de bombas centrífugas de varias etapas que pueden ser centrifugadoras, estas pueden ser configuradas específicamente para adecuarse a las condiciones de producción. Consiste en instalaciones subsuperficiales y superficiales como bomba centrífuga de etapas múltiples, separador de gas, protector, motor eléctrico, cable de potencia, tablero de control y transformador (Lindsey,2015).

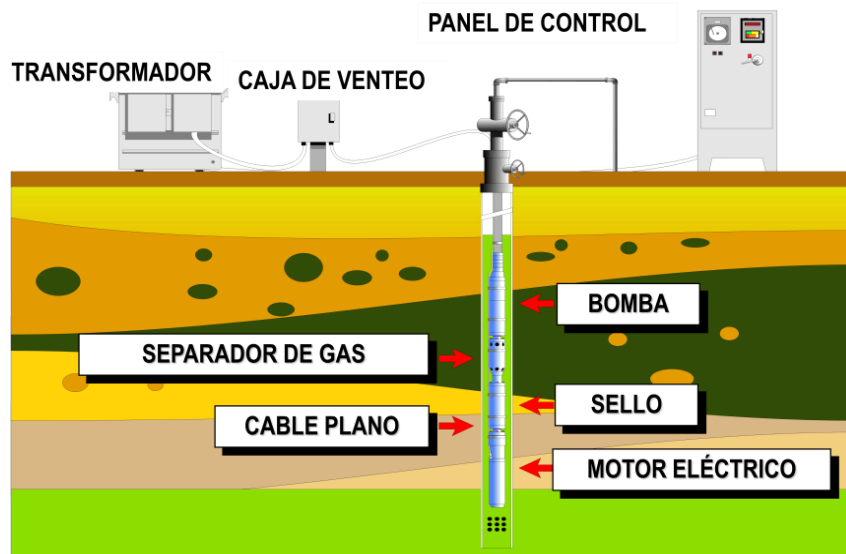


Figura 2.17 Bombeo electrocentrifugo (UNAM, Sistemas artificiales en pozos exploratorios,2011).

#### 2.3.3.4.1 Ventajas

- Buena capacidad para producir altos volúmenes en profundidades intermedia.
- Baja inversión para profundidades someras.

- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades de 4200 m (Baizabal y Roa,2013).

#### 2.3.3.4.2 Desventajas

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- Los problemas de incrustaciones son altos para la operación.
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas (Baizabal y Roa,2013).

#### 2.3.3.5 Bombeo de cavidades progresivas

El aparato es impulsado desde la superficie mediante varillas de bombeo con movimiento giratorio, impuesto a través de un sistema de transmisión apropiadamente conectado a la fuente de potencia. Adicionalmente cuenta con un variador de frecuencia, interruptores y fusible que permiten controlar el sistema. (Lindsey,2015).

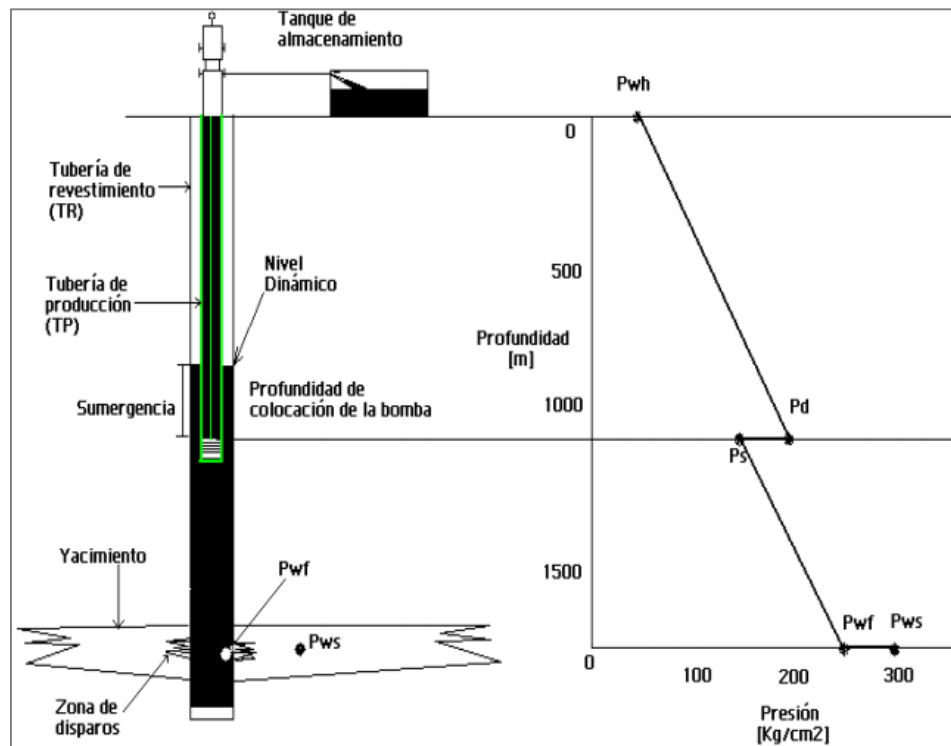


Figura 2.18 Aparejo de BCP (UNAM, Sistemas artificiales en pozos exploratorios,2011).



#### **2.3.3.5.1 Ventajas**

- Es un sistema con costo moderado.
- Equipo superficial de perfil bajo y poco ruidoso.
- Puede usar motor eléctrico.
- Trabajo con arena y aceites viscosos.
- Instalación y operación simple, así como bajo mantenimiento.
- Evita bloqueo o condados de gas.
- Opera hasta profundidades de 2000 m (Baizabal y Roa, 2013).

#### **2.3.3.5.2 Desventajas**

- Capacidad de desplazamiento real entre 2 mil y 4 mil barriles diarios.
- Elevación real entre 1 mil 850 y 3 mil 500 metros.
- Resistencia a la temperatura entre 138 y 178 °C.
- Extracción de crudo ligero limitado en el contenido de agentes corrosivos e hidrocarburos aromáticos.
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos).
- Desgaste por contacto entre varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- Baja eficiencia para el manejo de gas (Baizabal y Roa,2013).

## 2.4 Método de construcción de curvas IPR

La curva IPR es una representación gráfica de la tasa de producción del pozo contra la presión del fondo fluyendo. De la cual, la forma de la curva es gobernada por la composición del fluido del yacimiento y el comportamiento de las fases fluidas en condiciones de flujo. Sirve para determinar el potencial de producción de un yacimiento con respecto al sistema de producción y (o) a las instalaciones del sistema artificial de producción. Además de utilizarse para optimizar los parámetros de producción y para determinar el IPR para un tiempo dado, para lo cual se realizan procedimientos iterativos (Aguilar,2018).

### 2.4.1 Método de darcy

Este método genera la gráfica IPR para pozos produciendo de yacimientos subsaturados ( $\bar{P}_r > P_b$ ) debido a que los hidrocarburos están en una sola fase líquida (flujo monofásico), por consiguiente, la Ley de Darcy describe su comportamiento. El coeficiente de turbulencia se considera nulo por ser producción líquida y se considera que la permeabilidad es constante en todo el yacimiento (Prada,2017).

$$q = \frac{7.08 * 10^{-3} k h (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu B \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

### 2.4.2 Método de vogel

Para Pozos productores por empuje de gas disuelto liberado ( $P_{wf} < P_b$ ), y un suponiendo flujo radial, saturación de agua constante y un medio poroso uniforme; en donde -los efectos gravitacionales y de compresibilidad de la formación y el agua no son significativos, además de ser considerado en yacimiento homogéneos y pozos verticales (Petroleum Experts Ltd,2010).

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

### 2.4.3 Método compuesto de Vogel

Se trata de una extensión de la solución de afluencia de Vogel (método Petrobras) que da cuenta del corte de agua. Vogel esencialmente reduce el flujo de entrada del punto de burbuja debido a la formación de gas. Sin embargo, si el corte de agua es mayor, el potencial de entrada aumentará y se acercará a un IPR en línea recta debido al flujo monofásico. El método compuesto considera los siguientes parámetros: tasa de prueba, presión fluida y corte de agua (Petroleum Experts Ltd,2010).

### 2.4.4 Método de Fetkovitch

Fetkovitch demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de influjo similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada en yacimientos homogéneos y pozos verticales (López,2009).

$$q_o = J_o' (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

### 2.4.5 Método de gasto múltiple de Fetkovitch

Este método utiliza un régimen no lineal para ajustar el modelo de Fetkovitch para 10 puntos de prueba (Petroleum Experts Ltd,2010).

$$Q = C \left( (P_r^2 - P_{wf}^2) / 100 \right)^n \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

### 2.4.6 Método de fracturamiento hidráulico

El modelo es transitorio y es particularmente útil para determinar la capacidad de entrega transitoria de un pozo después de la estimulación. Los paquetes de grava se pueden combinar con el pozo fracturado hidráulicamente, IPR para modelar pozos empaquetados con fractura. El método considera los siguientes parámetros: radio de pozo, área de drenaje, espesor de la formación, permeabilidad del yacimiento, tiempo, altura de la fractura, fractura de media longitud, conductividad de fractura adimensional (Petroleum Experts Ltd,2010).

$$FCD = \frac{K_f b_f}{K_R K_f} \quad \text{Ecuación (2.5)}$$

#### 2.4.7 Método de Jones

La ecuación de Jones para el petróleo es una forma modificada de la ecuación de Darcy que permite caídas de presión de flujo tanto laminar como turbulento. Dónde: "a" y "b" se calculan a partir de las propiedades del yacimiento. Considerando los siguientes parámetros: permeabilidad del yacimiento, espesor de la formación, área de drene, intervalo perforado, radio de pozo y factor de forma dietz (Petroleum Experts Ltd,2010).

$$(P_R - P_{WF}) = aQ^2 + bQ \quad \text{Ecuación (2.6)}$$

#### 2.4.8 Método de gasto múltiple de Jones

Este método utiliza una regresión no lineal para ajustar el modelo de Jones expresado como (Petroleum Experts Ltd,2010).

$$(P_R - P_{WF}) = aQ^2 + bQ \quad \text{Ecuación (2.7)}$$

#### 2.4.9 Método transitorio

Este método de IPR considera el cambio de capacidad de entrega con el tiempo. Este método puede ser particularmente para depósitos estrechos. Tanto la ecuación de Darcy como la de Jones asumen que el pozo ha alcanzado condiciones de flujo de estado pseudoestacionario. En reservorios estrechos, se debe utilizar la ecuación transitoria para determinar el rendimiento del flujo de entrada en función del tiempo de flujo. Una vez que el tiempo de flujo es lo suficientemente grande para que se desarrolle un estado pseudoestacionario dentro del radio de drenaje, se utiliza el modelo de flujo de entrada de Darcy. Además de considerar los siguientes parámetros: permeabilidad del yacimiento, espesor de la formación, área de drenaje, factor de forma de dietz, radio de pozo y tiempo (Petroleum Experts Ltd,2010).

$$P_r - P_{wf} = \frac{162.6q_o\mu_oB_o}{K_o h} \left( \log \left( \frac{K_o t}{\phi\mu_o C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.875 \right) \quad \text{Ecuación (2.8)}$$

#### **2.4.10 Método para pozos horizontales sin límite de flujo**

Este modelo se basa en el trabajo de Kuchuk y Goode. El modelo de flujo de entrada utilizado aquí asume que el pozo horizontal está drenando un volumen de drenaje rectangular cerrado con sellado de los límites superior e inferior. El pozo se puede colocar en cualquier lugar de la región de drenaje. Las caídas de presión no se tienen en cuenta. El modelo también se puede utilizar en una situación de producción estimulada con fracturas verticales transversales y los parámetros a considerar son los siguientes: Permeabilidad del yacimiento, Espesor del depósito, Radio de pozo, Anisotropía horizontal, Anisotropía vertical, Longitud del pozo, Longitud de la zona de drenaje, Distancia a lo largo del borde longitudinal al centro del pozo, Distancia a lo largo del borde ancho al centro del pozo y Distancia desde el fondo del depósito hasta el centro del pozo (Petroleum Experts Ltd,2010).

#### **2.4.11 Método para pozos con límite superior de presión constante**

Este modelo se basa en el trabajo de Kuchuk y Goode. El modelo de flujo de entrada utilizado aquí asume que el pozo horizontal está drenando una región de drenaje rectangular con un límite inferior de sellado y un límite superior de presión constante. El pozo se puede colocar en cualquier lugar de la región de drenaje. Las caídas de presión a lo largo del pozo mismo no se tienen en cuenta. Tomando los siguientes parámetros: permeabilidad del yacimiento, espesor del depósito, Radio de pozo, anisotropía horizontal, anisotropía vertical, longitud del pozo, Longitud de la zona de drenaje, ancho del área de drenaje, distancia a lo largo del borde longitudinal al centro del pozo, distancia a lo largo del borde ancho al centro del pozo y distancia desde el fondo del depósito hasta el centro del pozo (Petroleum Experts Ltd,2010).

## 2.5 Correlaciones de las propiedades de los fluidos

Tabla 2.1 Propiedades del fluido y sus correlaciones originales (El Reventón Energético, Ajuste Fino de Correlaciones PVT para Algunos Crudos Colombianos,2017).

Propiedades	Modelos	Correlaciones
Relación gas disuelto [SCF/ BN]	Standing, M.B.	$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125\gamma_{API} - 0.00091T_y)} \right]^{1.2048}$
	Vásquez M.E. & Beggs, H.D	$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C2} e^{\left( \frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460} \right)}$
	Glaso, O. (Rs3)	$R_s = \gamma_g \left[ \frac{API^{0.989}}{T^{0.172}} 10^{2.8869 - (14.1811 + (-3.3093) \log P)^{0.5}} \right]^{1.2255}$
	Lasater	$R_s = \frac{122755 \gamma_o \gamma_g}{M_o (1 - \gamma_g)}$
	Petrosky & Farshad	$R_s = \left[ \gamma_g^{0.8429} \left( \frac{P}{112.727} + 12.24 \right) 10^{(7.91610^{-4} \cdot API^{1.5410} - 4.56110^{-5} T^{1.2911})} \right]^{1.7}$
Factor Vol. [BN/BY]	Standing, M.B.	$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2} \quad F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T_y$
	Vásquez M.E. & Beggs, H.D	$B_{OB} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T_y - 60) \left( \frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T_y - 60) \left( \frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right)$
	Glaso, O. (Rs3)	$B_o = 1 + 10e^{-6.5851 + 2.91329 - \log f + (-0.27683)(f)^2}$ $f = R_{sb} \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 * T$
	Petrosky & Farshad	$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936}, A = 10^{Rs(2.2 \times 10^{-7} * Rs - 7.4 \times 10^{-4})}$

Tabla 2.2 Propiedades del fluido y sus correlaciones originales (El Reventón Energético, Ajuste Fino de Correlaciones PVT para Algunos Crudos Colombianos,2017).

Propiedades	Modelos	Correlaciones
Compresib. Isotérmica [1/psi]	Vásquez M.E. & Beggs, H.D	$C_o = \left( \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T + 1180\gamma_G + 12.61 * API}{P * 1x10^{-5}} \right) e^{C_o*(pb-p)}$
	Petrosky y Farshad	$C_o = 1.705x10^{-7} R_s^{0.69357} * \gamma_G^{0.1885} * API^{0.3272} * T^{0.6729} * P^{-0.5906}$
Densidad [lb/ft <sup>3</sup> ]	Banzer, C. (Do)	$D_o = \left( \frac{350 * \gamma_o + 0.0764 * \gamma_g * R_s}{5.615 * B_o} \right) e^{C_o*} (P_b - p)$
Factor Z	Dranchuk, P.M. & AbouKassem, J.H.	$Z_1 = 1 + \left( 0.3265 \frac{-1.07}{T_{sr}} + \frac{-0.5339}{T_{sr}^3} + \frac{0.01569}{T_{sr}^4} + \frac{-0.05165}{T_{sr}^5} \right) \rho r$ $+ \left( 0.5475 \frac{-0.7361}{T_{sr}} + \frac{0.1844}{T_{sr}^2} \right) \rho r^2$ $+ 0.1056 \left( \frac{-0.7361}{T_{sr}} + \frac{0.1844}{T_{sr}^2} \right) \rho r^5$ $+ 0.6134(1 + 0.7221\rho r^2) \frac{\rho r^2}{T_{sr}^3} e^{-7221\rho r^2}$
	Papay, J.	$Z_2 = 1 - \frac{3.52 * \rho_{sr}}{10^{0.9813*T_{sr}}} + \frac{0.274 * P_{sr}^2}{10^{0.817*T_{sr}}}$
Viscosidad gas [cP]	Lee, A.L., Gonzáles, M.H., & Eakin, B.E.	$V_g = \frac{K e^{X\rho_g^y}}{I} \quad K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T};$ $X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M; Y = 2.4 - 0.2X$
Viscosidad [cP]	Vásquez M.E. & Beggs, H.D	$V_o = V_0 \left( \frac{P}{P_{2.6}} \right)^{2.6P^{1.187}} e^{(-11.513+8.98x10^{-5})}$
	Beal, C. (Crudo muerto)	$V_o = AV_o_m^B$ $V_o = \left( 0.32 + \frac{1.8x10^7}{API^{4.53}} \right) \left( \frac{360}{T + 200} \right)^{10 \left( 0.43 + \frac{8.33}{API} \right)}$ $B = \frac{0.68}{10^{8.62x10^{-5}*R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1x10^{-3}*R_s}} + \frac{0.062}{10^{3.74x10^{-3}*R_s}}$

## 2.6 Estado del arte del bombeo hidráulico tipo jet

La Bomba Jet es una clase especial de bomba hidráulica cuyo principio de levantamiento se basa en la transferencia de energía entre el fluido de inyección y el fluido producido, cuando el fluido inyectado atraviesa la boquilla en el fondo del pozo, se produce la transformación de energía potencial en energía cinética (Principio de Venturi), lo que finalmente causa la producción de fluidos desde el yacimiento (Sánchez,2011).

### 2.6.1 Principio de operación del efecto venturi

Recibe su nombre del físico italiano Giovanni Battista Venturi (1746-1822), consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado, disminuye su presión al aumentar la velocidad después de pasar por una sección menor (Daugherty et al., 1985).

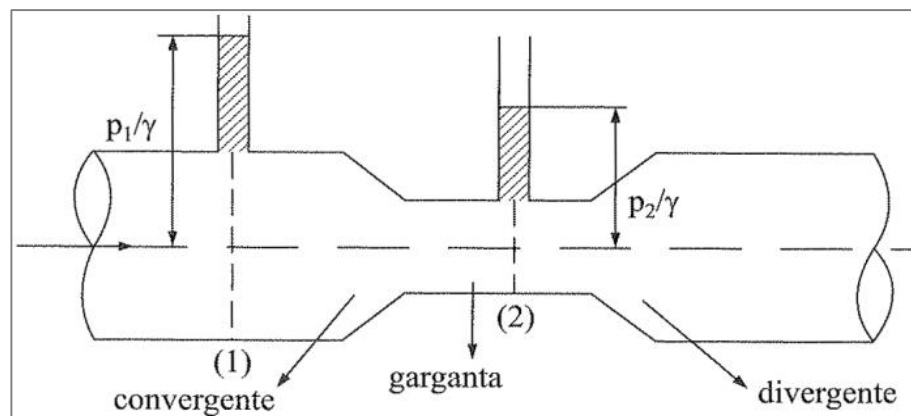


Figura 2.19 Esquema de efecto venturi (UANL, Diseño y evaluación de un dispositivo basado en la caída de presión para la aeración sustentable a nivel planta piloto para el tratamiento del agua,2015).

## 2.6.2 Componentes superficiales del sistema de bombeo hidráulico tipo jet

### 2.6.2.1 Motor de combustión interna

Es un motor a diésel que funciona con pistones de movimiento alternativo, ciclo de cuatro tiempos y su ignición se basa en la compresión del aire hasta temperaturas altas. Donde inyecta el combustible que se mezcla con el aire caliente e inmediatamente comienza la combustión (Vásquez,2014).



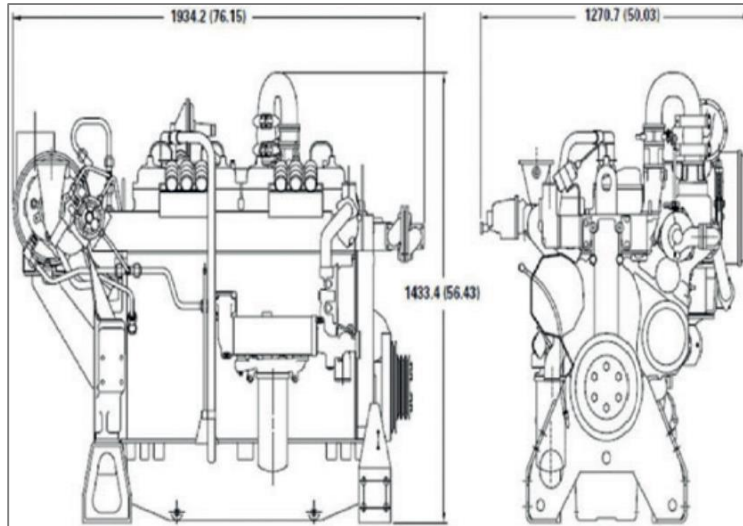


Figura 2.20 Motor de Combustión Interna (ITESCO, Sistemas artificiales de producción,2016).

### 2.6.2.2 Bomba triplex

Possen tres cilindros de simple acción. Los pistones se mueven hacia atrás y tiran los de perforación a través de las válvulas de admisión abiertas. Cuando los pistones se mueven hacia adelante, el fluido es empujado hacia afuera a través de las válvulas de descarga abiertas, el pistón cuando va hacia delante, las válvulas de admisión están en posición cerrada y las de descarga en posición abierta, partiendo la descarga del fluido (Carmona et al.,2019).



Figura 2.21 Bombas Triplex (ITESCO, Sistemas artificiales de producción,2016).

### 2.6.2.3 Árboles de válvulas

Es un conjunto de mecanismo de control, monitoreo y otros accesorios con el fin de controlar la producción del pozo, también se conoce como árbol de navidad”. Se compone de válvulas, cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, y estranguladores, tiene como fin proveer (Garcia,2016).

- Soporte para instalar el equipo de control superficial.
- Bases para colocar las cuñas que soportan las diferentes tuberías de revestimiento.

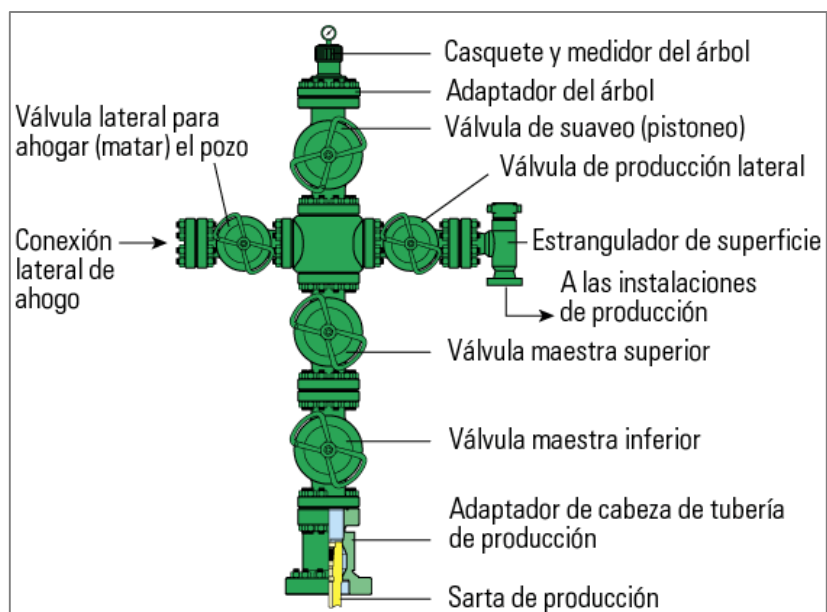


Figura 2.22 Árbol de Válvulas (ITESCO, Sistemas artificiales de producción,2016).

### 2.6.2.4 Desplazador de fluido

El desplazador de fluidos es un recipiente cuya función es recolectar todo aquel aceite residual que se haya generado ya sea por el proceso de mantenimiento a bomba jet, mantenimiento a bomba triplex entre otros procesos que pueda generar el derrame de hidrocarburos. Su función directa consta de volver a ingresar al sistema este aceite, utilizando la presión del gas del separador y así mismo desplazar nuevamente el fluido.

### 2.6.2.5 Separador

Recipiente el cual capta la corriente de fluidos que provienen a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida, si existe, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, provocando así una separación de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre), actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido atrapado en burbujas de gas abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador (Florentino et al., 2020).



Figura 2.23 Separador trifásico horizontal (PEMEX, Instalación de BHJ con aparejos de BN,2020).

### 2.6.2.6 Tanque de fluido de potencia

El tanque de almacenamiento de fluido de potencia es un elemento de suma importancia en una instalación con Bombeo Hidráulico. Debido a que el fluido de potencia se encarga de hacer que la bomba subseuperficial funcione, ya sea tipo pistón o tipo jet, es necesario asegurarse que en todo momento se cuenta con el volumen suficiente y con la calidad requerida de fluido.

Según sea el sistema de fluido de potencia, es decir, abierto o cerrado, el tanque de fluido de potencia mayor o menor tamaño, respetivamente, y los sistemas de limpieza y separación de fluidos se adecuarán a las necesidades del fluido (Perez,2013).

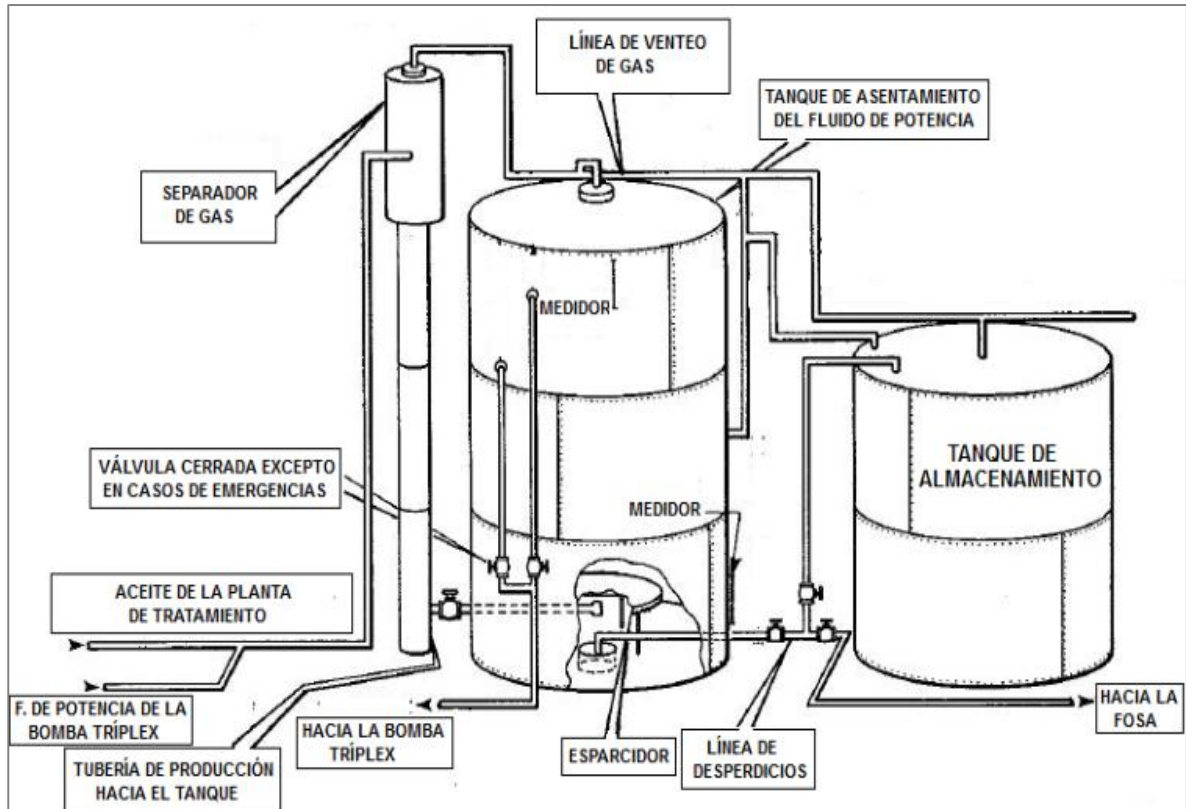


Figura 2.24 Tanque de fluido de potencia (UNAM, Alternativas en el bombeo hidráulico tipo Jet para optimizar la producción de hidrocarburos,2013).

### 2.6.2.7 Quemador

Un quemador es un dispositivo que elimina gases de desecho por combustión. La radiación producida, la flama desarrollada, la emisión de humo y la luminosidad de la flama, son factores que deben estar bajo control a fin de tener confiabilidad y seguridad durante su operación.

Los quemadores se clasifican en dos grupos: elevados y fosa.

- El quemador elevado se utiliza para quemar cantidades moderadas de desechos combustibles, principalmente con presencia de componentes tóxicos.
- Un quemador de fosa se justifica cuando se manejan grandes cantidades de desecho provenientes de plantas petroquímicas o refinerías de gran capacidad de procesamiento (Martinez,2009).

## **2.6.3 Componentes subsuperficiales del sistema de bombeo hidráulico tipo jet**

### **2.6.3.1 Tubería de producción (TP)**

La tubería de producción tubing en el sistema de bombeo hidráulico es usada para la inyección del fluido motriz desde la superficie hasta la bomba tipo jet alojada en la camisa deslizable en la zona de producción del pozo (Vásquez,2014).

### **2.6.3.2 Tubería de revestimiento (TR)**

La tubería de revestimiento es utilizada en el sistema de bombeo hidráulico como tubería de producción o inyección dependiendo el tipo de bomba a ser usada, esta tubería es la que protege al pozo de colapsos y derrumbes de las paredes del pozo (Vásquez,2014).

### **2.6.3.3 Bomba jet**

Los caudales de producción y fluido motriz en las Bombas Jet se controlan mediante una configuración de boquillas y gargantas. Diferentes configuraciones geométricas se utilizan para controlar la luz entre los orificios de la boquilla y el tubo de mezcla para lograr caudales deseados de producción

El fluido motriz es inyectado por el espacio anular y la descarga con la producción retorna a través de la tubería de producción (Tubing). Se aloja en una camisa deslizable de circulación y es recuperada rápidamente mediante el uso de Slick Line (Sánchez,2011).



Figura 2.25 Bomba Hidráulico Tipo Jet (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019).

#### **2.6.3.4 Camisa deslizable**

Es un nipple con orificios dispuestos en su parte media de manera especial para permitir la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular. En el interior de la camisa se aloja un elemento deslizable denominado Closing Sleeve que posee los elementos sellantes y que, mediante su operación permite abrir o cerrar los orificios de la camisa, de esta forma se permite o se impide el paso de fluido del tubing al casing o viceversa (Sánchez,2011).



Figura 2.26 Camisa Deslizable (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019).

#### **2.6.3.5 Válvula de pie**

Es una válvula de retención, está conformado por una bola y un asiento, un by pass y un ensamblaje de sellos; el by pass se abre cuando se recupera del fondo del pozo. Se dispone de standing valve para no-go y para cavidades. Esta válvula puede ser corrida y recuperada solo con unidad de cable liso o flexible. La válvula se usa como asiento de la bomba y para evitar la pérdida del nivel de fluido (Sánchez,2011).



Figura 2.27 Válvula de pie (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019).

#### 2.6.3.6 Niple de asiento

Son herramientas que van instaladas en el ensamblaje de fondo del pozo, se utilizan para asentar equipos de control de flujo de fondo. Se construye en acero 4340 y 4140. Para incrementar la vida útil de la herramienta, se realiza tratamiento térmico, lo cual le permite alcanzar mayor resistencia a la abrasión y corrosión. Estos nipples son colocados, generalmente, en el punto más profundo de la tubería de producción (Sánchez,2011).



Figura 2.28 Niple de Asiento (Sertecpet, Sistemas de bombeo hidráulico Jet Claw,2019).

### **2.6.3.7 Empacador**

Es una herramienta que sirve para aislar los espacios de la tubería de producción con la tubería de revestimiento, es decir que en bombeo hidráulico es muy importante ya que no permite la recirculación del fluido de formación y juega un papel importante en la descarga de la bomba (Sánchez,2011).



## Capítulo III Metodología

### 3.1 Caso práctico: Pozo tres bocas 322

El presente análisis realizado contempla la implementación del bombeo hidráulico tipo jet al pozo tres bocas 322, el cual fue favorecido con la aplicación de este sistema, en vista que se hizo mantener y aumentar su producción de aceite y mantuvo estable sus condiciones de operación. El pozo de análisis forma parte del campo Aragón (macropera 524), correspondiente al activo integral aceite terciario del golfo (ATG), localizado en el bloque norte del estado Veracruz,

#### 3.1.1 Localización del área de estudio

El pozo se localiza a 75 km de la ciudad de Poza Rica en el municipio de Álamo Veracruz, en la porción nor-occidental del paleocanal de Chicontepec, en un área cubierta por un polígono de cuatro lados. Abarca una superficie de aproximadamente 84.3 km<sup>2</sup>.



Figura 3.1 Localización del paleocanal de chicontepec (UNAM. Planeación de macroperas y obras auxiliares para la producción del activo integral aceite terciario del golfo, 2009).

A continuación, se presenta la Tabla 3.1 la cual contiene los datos principales del pozo como: datos del yacimiento, tipo del fluido a producir y condiciones del mismo. Información que fue necesaria para construir un modelo integrado de producción (IPM) con el sistema de bombeo hidráulico tipo jet.

Tabla 3.1 Información referente al Pozo Tres Bocas 322 (Constructora y Perforadora Latina, S.A. de C.V., Análisis de productividad,2021).

Datos del yacimiento		Tipo de fluido / Condiciones	
Área [km <sup>2</sup> ]	84.3	Tipo de fluido	Aceite ligero
Formación	CH-50B	Gravedad del aceite [°API]	36
Roca	Areniscas	$\gamma_G$ [Adm]	0.9423
Porosidad %	1/2 Int 8.7 - 6.0	RGA [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]	183
Permeabilidad [mD]	1/2 Int 0.58- 0.45	Pws [Psia]	1/2 Int 1,465-1,607
Espesor fracturado [m]	1/2 Int 6 – 8	Pwf [Psia]	430
Radio del pozo [in]	3.375	Pwh [Psia] o [Kg/cm <sup>2</sup> ]	483.48 - 34
Área de drene [m <sup>2</sup> ]	62800	Gasto [bpd]	90
Factor de forma Dietz	4.57	% Agua [%]	0.5
Profundidad media [mbNM]	917	Temperatura [°C]	1/2 Int 58.2-59.3

Se muestran los resultados obtenidos en referencia a la fractura hidráulica energizada con nitrógeno (N<sub>2</sub>) en la formación CH-50B, Intervalos 894.5-900.5m y 933.5-941.5m, siendo información clave para construir mediante el software Prosper un modelo de IPR para pozos fracturados hidráulicamente.

### 3.1.2 Análisis de fractura hidráulica en el intervalo 894.5-900.5m

Tabla 3.2 Resumen de la geometría de la fractura.

Fractura de media longitud (m)	127	Media longitud apuntalada (m)	109
Altura total de fractura (m)	106	Altura total apuntalada (m)	91
Profundidad superior de la fractura (m)	765	Profundidad superior de la fractura apuntalada (m)	779
Profundidad del fondo de la fractura (m)	871	Profundidad al fondo de fractura apuntalado (m)	870
Número equivalente de múltiples fracs	1.0	Máximo ancho de fractura (in)	0.56
Eficiencia de la suspensión de fracturas	0.91	Ancho promedio de fractura (In)	0.37
		Concentración media de Proppant (lb/ft <sup>2</sup> )	0.99

Tabla 3.3 Resumen de conductividad de fractura.

Conductividad promedio (mD. ft)	1,441.3	Ancho promedio de fractura (in)	0.106
Conductividad adimensional	6.72	Permeabilidad de la formación (mD)	0.6
Factor de daño del apuntalante	0.50	Perm.de apoyo sin daño en estrés (mD)	455,959
Factor de daño aparente	0.00	Prop. Perm con daño total (mD)	227,980
Factor de daño total	0.50	Prop. Perm con daño total (mD)	227,980
Longitud efectiva apoyada (m)	108	Empotramiento del apuntalante (in)	0.020

Tabla 3,4 Resumen de la presión de fractura.

Modelo presión neta (Psi)	341	Estrés por cierre de fractura BH (Psi)	1,721
Presión neta observada (Psi)	381	Gradiente de tensión de cierre (Psi / ft)	0.625
Altura hidrostática (Psi)	1,215	Presión superficial media (Psi)	1,573
Presión del yacimiento (Psi)	1,465	Presión superficial máxima.(Psi)	1,707

### 3.1.3 Análisis de fractura hidráulica en el intervalo 933.5-941.5m

Tabla 3.5 Resumen de la geometría de la fractura.

Fractura de media longitud (m)	117	Media longitud apuntalada (m)	112
Altura total de fractura (m)	104	Altura total apuntalada (m)	103
Profundidad superior de la fractura (m)	822	Profundidad superior de la fractura apuntalada (m)	833
Profundidad del fondo de la fractura (m)	926	Profundidad al fondo de fractura apuntalado (m)	920
Número equivalente de múltiples fracs	1.0	Máximo ancho de fractura (in)	0.35
Eficiencia de la suspensión de fracturas	0.94	Ancho promedio de fractura (In)	0.24
		Concentración media de Proppant (lb/ft <sup>2</sup> )	0.96

Tabla 3.6 Resumen de la conductividad de la fractura.

Conductividad promedio (mD. ft)	1,896.6	Ancho promedio de fractura (in)	0.106
Conductividad adimensional	12.76	Permeabilidad de la formación (mD)	0.445
Factor de daño del apuntalante	0.50	Perm.de apoyo sin daño en estrés (mD)	224,262
Factor de daño aparente	0.00	Prop. Perm con daño total (mD)	224,262
Factor de daño total	0.50	Prop. Perm con daño total (mD)	224,262
Longitud efectiva apoyada (m)	110	Empotramiento del apuntalante (in)	0.017

Tabla 3.7 Resumen de la presión de fractura.

Modelo presión neta (Psi)	393	Estrés por cierre de fractura BH (Psi)	1,897
Presión neta observada (Psi)	317	Gradiente de tensión de cierre (Psi / ft)	0.661
Altura hidrostática (Psi)	1,262	Presión superficial media (Psi)	1,476
Presión del yacimiento (Psi)	1,607	Presión superficial máxima.(Psi)	1,622

### 3.1.4 Datos históricos de presión

Este gráfico de presión con respecto al tiempo representa la tendencia de declinación que mantuvo el pozo Tres Bocas 322 durante su etapa temprana de explotación, las líneas punteadas de color gris representan las tácticas de cambio de estrangular que se realizaron para restaurar la presión. Éste abatimiento de presión ha sido una de las razones que obligo a requerir de manera temprana un sistema artificial de producción, en este caso en particular el bombeo hidráulico tipo jet.

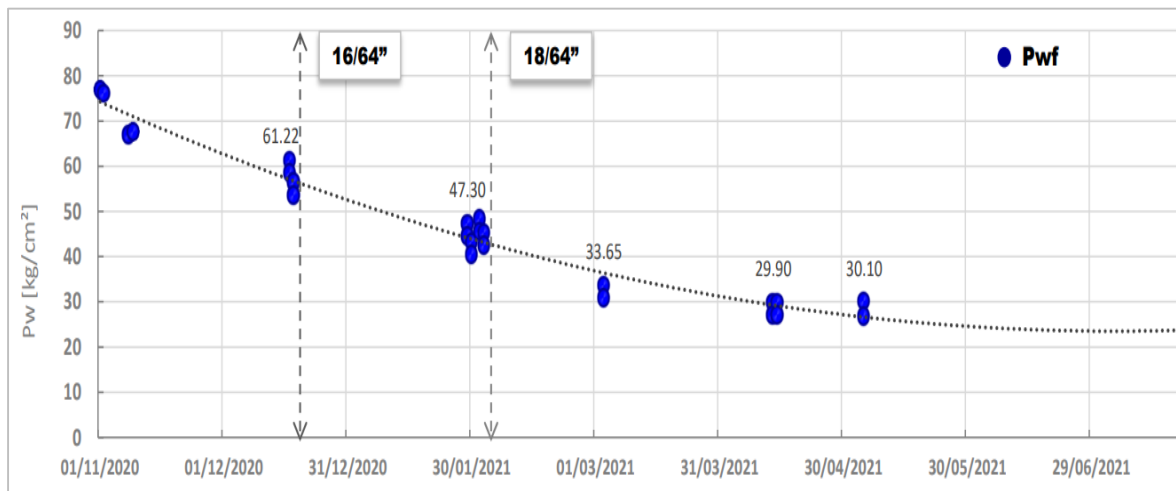


Figura 3.2 Gráfico del histórico de presión del pozo Tres bocas 322.

### 3.1.5 Datos históricos de producción

Este gráfico muestra un comportamiento descendente en la producción en función al tiempo de explotación, esta declinación se debe a las características petrofísicas que presenta el yacimiento (área lenticular), y que fue la causante que el yacimiento rápidamente alcanzará el régimen de flujo transitoria al llegar a la frontera del yacimiento

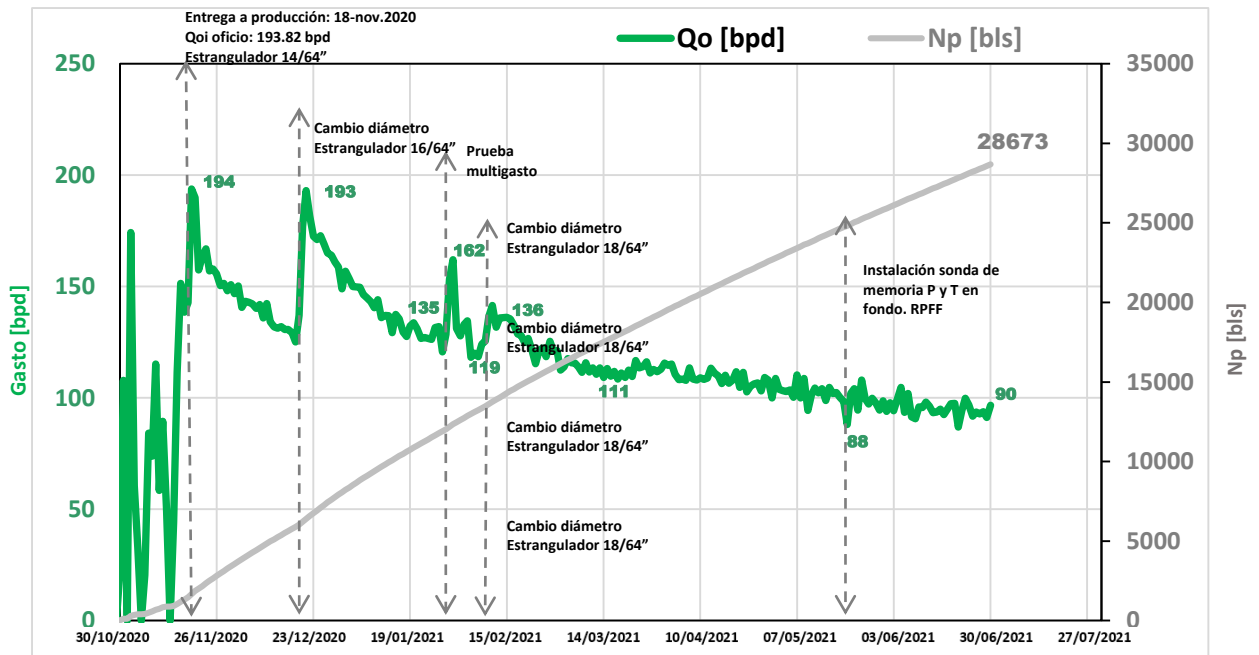


Figura 3.3 Gráfico del histórico de producción del pozo Tres bocas 322.

### 3.1.5 Estado mecánico

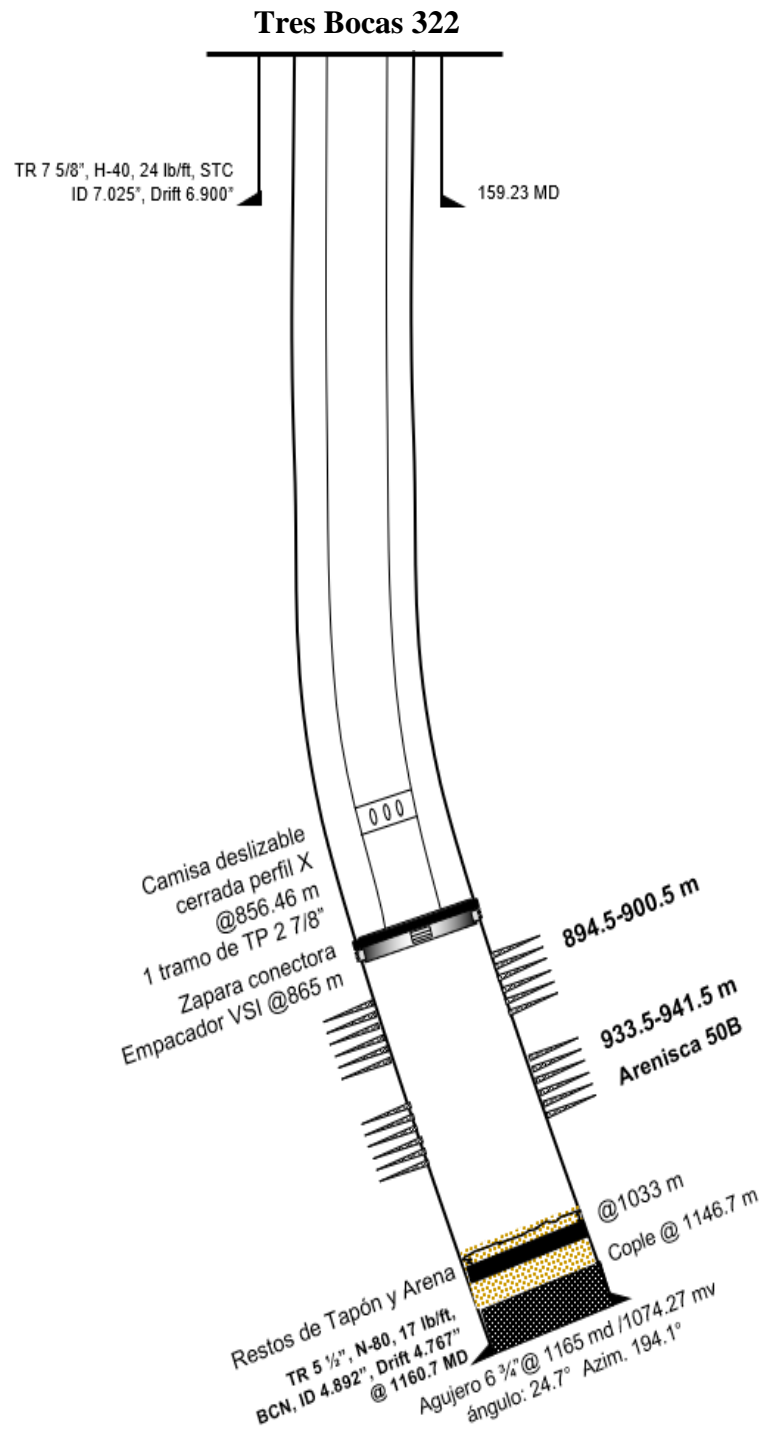


Figura 3.4 Estado mecánico, pozo Tres bocas 322.

### 3.2 Diseño de bombeo hidráulico tipo jet

Bajo la necesidad de recuperar el ritmo de producción en el pozo Tres bocas 322, se procedió a implementar el sistema artificial de producción Bombeo Hidráulico tipo Jet, el cual por sus altos beneficios y fácil instalación fue elegido como la mejor opción para maximizar la recuperación de reservas. Previamente se procedió a la recolección de información para llevar a cabo la construcción del diseño el cual fue realizado mediante el uso del software comercial (Prosper).

Prosper es un software diseñado para describir una vasta cantidad de fenómenos físicos que ocurren en pozos y tuberías, presenta una interfaz de usuario con los campos y secciones de acuerdo a la selección del modelo a realizar. Prosper nos ayuda a simular y predecir el comportamiento de diferentes actividades de la industria del petróleo. Se ocupó en este caso para modelar el comportamiento de producción que tendría el pozo Tres bocas 322, al implementarse el sistema artificial de producción Bombeo Hidráulico tipo Jet.

Acontinuación se resumen los pasos de construcción del diseño usando Prosper.

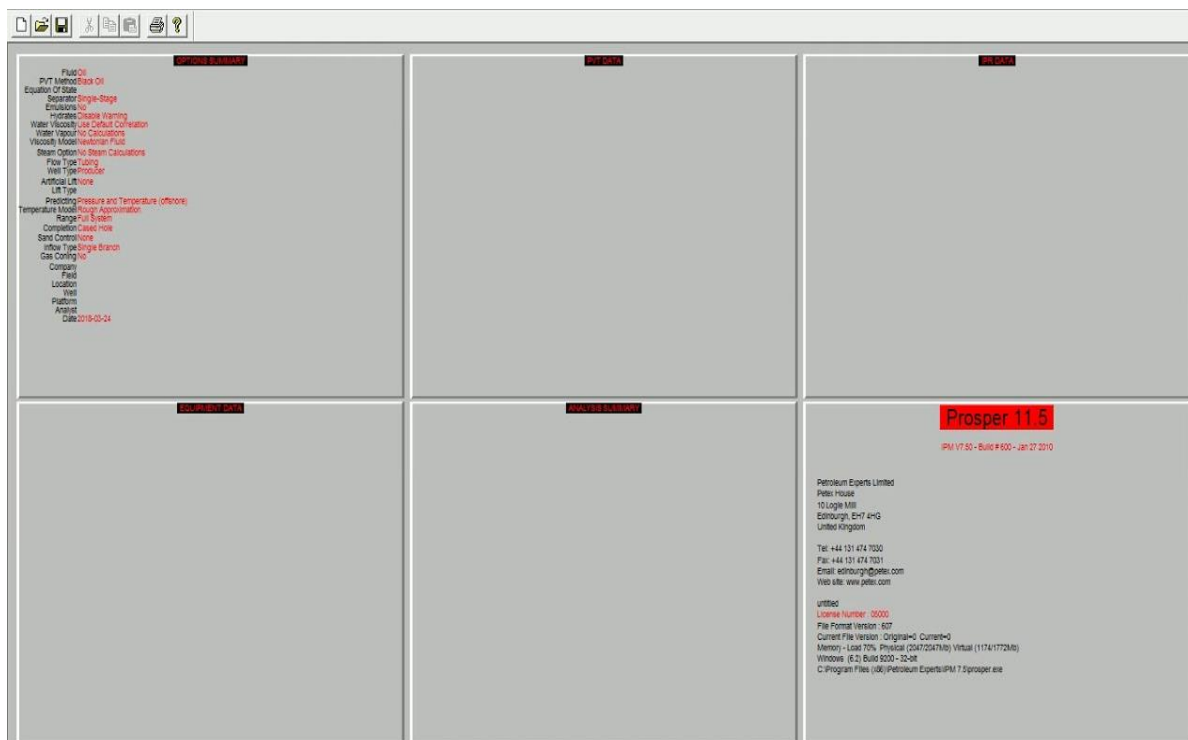


Figura 3.5 Interfaz principal de Prosper.

### 3.2.1 Primer recuadro (número 1)

Corresponde al resumen del sistema (System Summary), y en él se ingresan la información principal como descripción del fluido, tipo de pozo, separación, método de análisis, selección del sistema artificial de producción y la información general del usuario como: compañía, nombre del pozo, localización, análisis y persona quien realiza el diseño.

The screenshot shows a software interface for system configuration. At the top, there are buttons for 'Done', 'Cancel', 'Report', 'Export', 'Help', and 'Datestamp'. The main area is divided into several sections:

- Fluid Description:** Fluid (Oil and Water), Method (Black Oil), Separator (Single-Stage Separator), Emulsions (No), Hydrates (Enable Warning), Water Viscosity (Use Default Correlation), Viscosity Model (Newtonian Fluid).
- Calculation Type:** Predict (Pressure and Temperature (on land)), Model (Rough Approximation), Range (Full System), Output (Show calculating data).
- Well:** Flow Type (Annular Flow), Well Type (Producer).
- Well Completion:** Type (Cased Hole), Sand Control (None).
- Artificial Lift:** Method (Jet Pump), Type (Tubing Injection - Annular Production).
- Reservoir:** Inflow Type (Single Branch), Gas Coning (No).
- User information:** Company (SIT), Field ( ), Location ( ), Well (Tres Bocas 322), Platform ( ), Analyst (LDJT), Date (jueves . 1 de julio de 2021).
- Comments (Ctrl-Enter for new line):** EL POZO NO CUENTA CON NIPLE DE ASIENTO. PARA USAR VP TRADICIONAL, SE INSTALARÁ VP ESPECIAL EN HOUSING.

Figura 3.6 Resumen del sistema.

#### Descripción de fluido (Fluid description)

El fluido a producir corresponde a un yacimiento de aceite-agua, debido a que no se cuenta con un análisis (PVT) se utilizó la correlación de aceite negro, la cual puede comparar datos reales mediante regresión lineal, se utilizó solo una etapa de separación, no se consideró emulsiones ni precipitación de hidratos, se utilizó una correlación predeterminada para la viscosidad del agua y se atribuye a un fluido newtoniano.

#### Pozo (Well)

Se determinó como un pozo productor cuya producción es por espacio anular.



### **Sistema artificial (Artificial lift)**

Prosper ofrece una variedad de opciones de sistemas artificiales de producción, para el caso del pozo Tres Bocas 322 el sistema utilizado fue Bombeo Hidráulico tipo Jet, inyectando por tubería de producción y produciendo por espacio anular.

### **Tipo de cálculo (Calculation type)**

El programa es capaz de predecir cambios en el gradiente de presión y temperatura, elegimos la opción en tierra por ser un pozo terrestre, el modelo rough de aproximación calcula las pérdidas de calor desde el pozo hasta superficie usando un coeficiente de transferencia de calor común, se utilizó el rango de sistema completo que considera yacimiento y tubería, el output para mostrar los resultados de los cálculos realizados.

### **Terminación del pozo (Well completion)**

Este apartado permite definir si se cuenta con una terminación en agujero descubierto o revestido. De acuerdo con el estado mecánico con el que se cuenta se asume como una terminación en agujero revestido al tener tubería de revestimiento (TR) y tubería de producción (TP), además de no considerar un sistema de control de arenas.

### **Yacimiento (Reservoir)**

En este apartado se puede ingresar pozos multilaterales o de una sola rama. Para el pozo en cuestión se definió como el tipo de entrada de una sola rama y no se contempló conificación de gas.

### **3.2.2 Segundo recuadro (número 2)**

Este corresponde a los datos PVT (PVT data), en él se ingresan propiedades del fluido de formación, impurezas, e información de una prueba (PVT) para ajustar los datos de laboratorio con la correlación que mejor se adecúe al tipo de aceite.

Done	Cancel	Tables	Match Data	Regression	Correlations	Calculate	Save	Open	Composition	Hydrates	Help
<input type="checkbox"/> Use Tables		Export									
Input Parameters						Correlations					
Solution GOR	183	m3/m3				Pb, Rs, Bo	Standing				
Oil Gravity	36	API				Oil Viscosity	Petrosky et al				
Gas Gravity	0.9423	sp. gravity									
Water Salinity	50000	ppm									
Impurities						JET Pump Power Fluid Properties					
Mole Percent H2S	0	percent				Power Fluid	Water				
Mole Percent CO2	0	percent				Water Salinity	0				
Mole Percent N2	0	percent									

Figura 3.7 Datos de entrada PVT.

### Parámetros de entrada (Input parameters)

La información introducida corresponde al pozo seleccionado.

- Solución RGA (Solution GOR):  $183 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- Gravedad del aceite (Oil Gravity):  $36^\circ \text{API}$
- Gravedad del gas (Gas Gravity):  $0.9423 \text{ Adm}$
- Salinidad del agua (Water Salinity):  $50000 \text{ ppm}$

### Impurezas (Impurities)

Esta información no fue ingresada, debido a que no se contempló concentración de ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) ni dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ).

### Correlaciones (Correlations)

En nuestro caso al no contar con un análisis (PVT) este apartado es irrelevante.

### Propiedades del fluido del bombeo hidráulico tipo jet (Jet pump fluid properties)

El fluido motriz considerado en el arranque fue agua dulce con un porcentaje de salinidad de  $0 \text{ ppm}$ .

### 3.2.3 Tercer recuadro (número 3)

Corresponde a la relación de rendimiento de afluencia (Inflow Performance Relationship), aquí se ingresan datos para la construcción de la curva de índice de productividad relativa (IPR) seleccionando el tipo de modelo de yacimiento que mejor se ajuste a las características del pozo.

Reservoir Model	Mechanical / Geometrical Skin	Deviation and Partial Penetration Skin
<ul style="list-style-type: none"> <li>PI Entry</li> <li>Vogel</li> <li>Composite</li> <li>Darcy</li> <li>Fetkovich</li> <li>MultiRate Fetkovich</li> <li>Jones</li> <li>MultiRate Jones</li> <li>Transient</li> <li><b>Hydraulically Fractured Well</b></li> <li>Horizontal Well - No Flow Boundaries</li> <li>Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary</li> <li>MultiLayer Reservoir</li> <li>External Entry</li> <li>Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore</li> <li>MultiLayer - dP Loss In WellBore</li> <li>SkinAide (ELF)</li> <li>Dual Porosity</li> <li>Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures</li> <li>SPOT</li> </ul>	Enter Skin By Hand	
	Reservoir Pressure <input type="text" value="1465"/> psia Reservoir Temperature <input type="text" value="58.2"/> deg C Water Cut <input type="text" value="0.5"/> percent Total GOR <input type="text" value="183"/> m3/m3 Compaction Permeability Reduction Model <input type="text" value="No"/> Relative Permeability <input type="text" value="No"/>	

Figura 3.8 Selección del modelo de la curva IPR.

Hydraulically Fractured Well Model		
Reservoir Permeability	<input type="text" value="0.58"/>	md
Reservoir Thickness	<input type="text" value="6"/>	m
Drainage Area	<input type="text" value="62800"/>	m2
Dietz Shape Factor	<input type="text" value="4.57"/>	
WellBore Radius	<input type="text" value="3.375"/>	inches
Time	<input type="text" value="3"/>	days
Reservoir Porosity	<input type="text" value="8.7"/>	percent
Fracture Height	<input type="text" value="91"/>	m
Fracture Half Length	<input type="text" value="109"/>	m
Dimensionless Fracture Conductivity	<input type="text" value="1441.3"/>	
		<input type="button" value="Calculate Dietz"/>

Figura 3.9 Parámetros del modelo.

Skin By Hand Method	
Skin	<input type="text" value="0.1"/>

Figura 3.10 Rango de daño.

### **Modelo de yacimiento (Reservoir model)**

Se contempló un modelo para pozos fracturados hidráulicamente, debido a que se cuenta con un previo análisis de fractura hidráulica energizada con nitrógeno (N<sub>2</sub>) permitiendo este mismo, determinar la capacidad de entrega transitoria después de la estimulación.

El mismo procedimiento se repitió para el segundo intervalo, debido que se cuenta con un doble intervalo fracturado. Esto con la finalidad de conocer el máximo potencial absoluto de flujo abierto (AOF) por cada intervalo y proyectar una curva IPR final resultante.

### **Modelo de pozo fracturado hidráulicamente (Hydraulically fractured well model)**

Los parámetros seleccionados corresponden al primer intervalo.

- Permeabilidad del yacimiento (Reservoir Permeability): 0.58 mD
- Espesor de yacimiento (Reservoir Thickness): 6 m
- Área de drene (Drainage Área): 62800 m<sup>2</sup>
- Factor de forma Dietz (Dietz Shape Factor): 4.57
- Radio del pozo (Wellbore Radius): 3.375 in
- Tiempo (Time): 3 días
- Porosidad de yacimiento (Reservoir Porosity): 8.7 %
- Altura total apuntalada (Fracture Height): 97 m
- Media longitud apuntalada (Fracture Half Length): 109 m
- Conductividad de fractura adm (Dimensionless Fracture Conductivity): 1,441.3

Los parámetros seleccionados corresponden al segundo intervalo.

- Permeabilidad del yacimiento: 0.45 mD
- Espesor de yacimiento: 8 m
- Área de drene: 62800 m<sup>2</sup>
- Factor de forma Dietz: 4.57
- Radio del pozo: 3.375 in
- Tiempo: 3 días

- Porosidad de yacimiento: 6.0 %
- Altura total apuntalada: 103 m
- Media longitud apuntalada: 112 m
- Conductividad de fractura adm: 1,896.6

### Rango de daño (Skin)

Se consideró un daño de 0.1 para ambos intervalos, asumiendo que se tiene daño.

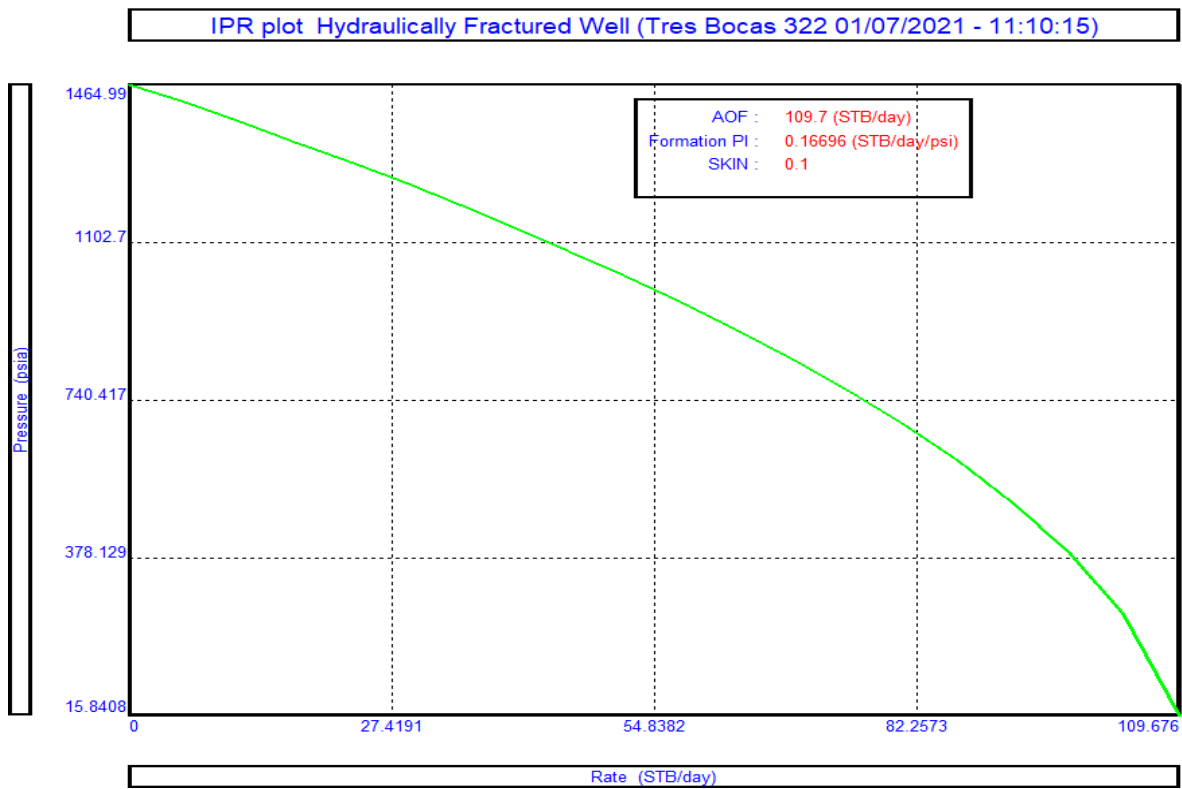


Figura 3.11 Gráfica de curva IPR del primer intervalo.

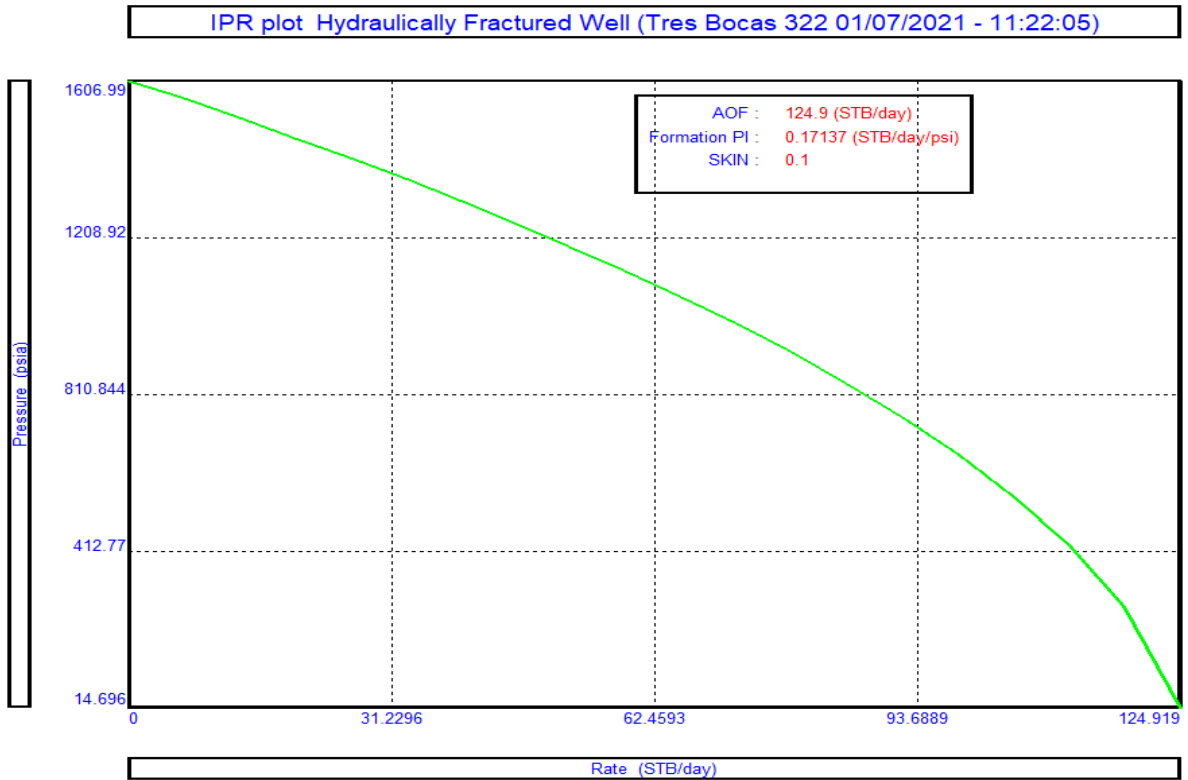


Figura 3.12 Gráfica de curva IPR del segundo intervalo.

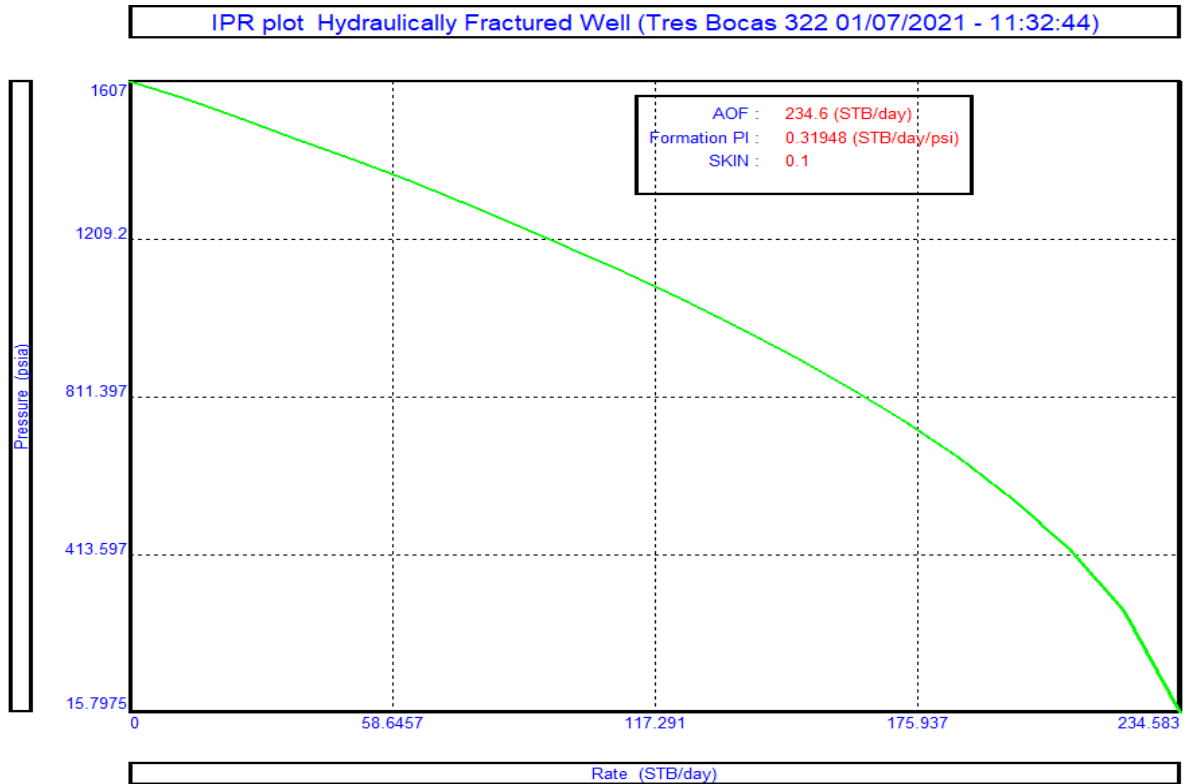
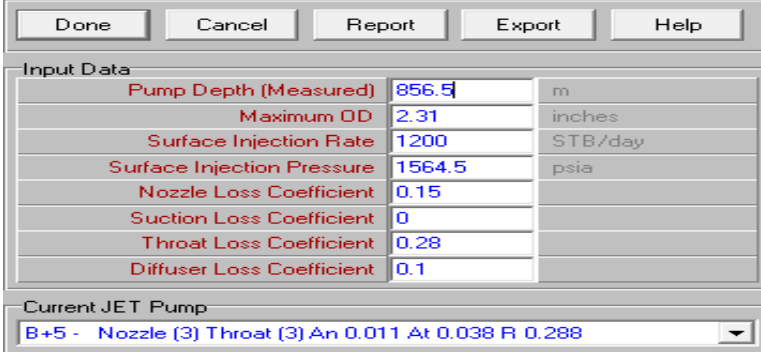


Figura 3.13 Gráfica de curva IPR resultante.

Sumando el potencial de ambos intervalos fracturados, se obtuvo un potencial absoluto de flujo abierto (AOF) de 234.583 (STB/day).

### 3.2.4 Cuarto recuadro (número 4)

Corresponde a la sección de datos de entrada de la bomba jet (Jet Pump Input data), permite ingresar parámetros operativos del bombeo, así como llevar a cabo cambio de valores para realizar análisis de sensibilidad y ver cuál es la presión de inyección y geometría óptima para operar el sistema.



Input Data		
Pump Depth (Measured)	856.5	m
Maximum OD	2.31	inches
Surface Injection Rate	1200	STB/day
Surface Injection Pressure	1564.5	psia
Nozzle Loss Coefficient	0.15	
Suction Loss Coefficient	0	
Throat Loss Coefficient	0.28	
Diffuser Loss Coefficient	0.1	

Current JET Pump  
B+5 - Nozzle (3) Throat (3) An 0.011 At 0.038 R 0.288

Figura 3.14 Parámetros operativos del bombeo.

Después de haber realizado el análisis de sensibilidad se recomendó operar el sistema con los siguientes parámetros:

- Profundidad de la bomba (Pump Depth Measured): 856.5 m
- Máximo diámetro externo de la bomba (Máximo OD): 2.310 in
- Tasa de inyección de superficie (Surface Inyección Rate): 1,200 STB/day
- Presión de inyección superf (Surface Inyección Pressure): 1,564.5 Psia o 110 Kg/cm<sup>2</sup>
- Coeficiente de pérdida de boquilla (Nozzle Loss Coefficient): 0.15
- Coeficiente de pérdida de succión (Suction Loss Coefficient): 0
- Coeficiente de pérdida de garganta (Throat Loss Coefficient): 0.28
- Coeficiente de pérdida del difusor (Diffuser Loss Coefficient): 0.1

Los coeficientes miden la pérdida de energía debido a la fricción dentro de la sección de la bomba estos coeficientes son dados por los fabricantes.

Después de haber realizado varias simulaciones con diferentes combinaciones de boquilla y tubo de mezcla se determinó que la más óptima en términos de producción es la boquilla B+ y tubo de mezcla del número 5 que tiene una relación de 0.288.

### 3.2.5 Quinto recuadro (número 5)

Corresponde al aparato de datos del equipo (Equipment data), datos como: trayectoria del pozo, equipos de superficie, equipos de fondo, gradiente geotérmico y capacidades caloríficas promedio.

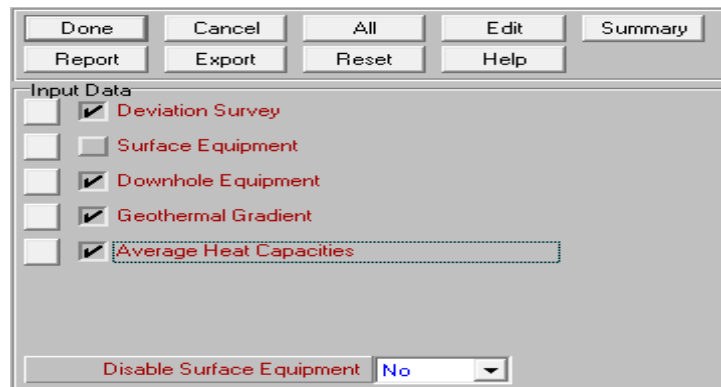


Figura 3.15 Sección de información de equipos.



### Gradiente geotérmico (Geothermal gradient)

Se tomaron dos puntos referencia para realizar el perfil de gradiente geotérmico, la primera de superficie y la segunda de yacimiento.

	Formation Measured Depth (m)	Formation Temperature (deg C)
1	0	33
2	1033	60
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		

Overall Heat Transfer Coefficient  
BTU/h/ft<sup>2</sup>/F  
2

Figura 3.16 Gradiente geotérmico.

### Capacidades caloríficas promedio (Average heat capacities)

Se ingresaron valores predeterminados.

Parameter	Value	Unit
Cp Oil	0.53	BTU/lb/F
Cp Gas	0.51	BTU/lb/F
Cp Water	1	BTU/lb/F

Figura 3.17 Capacidades caloríficas promedio.

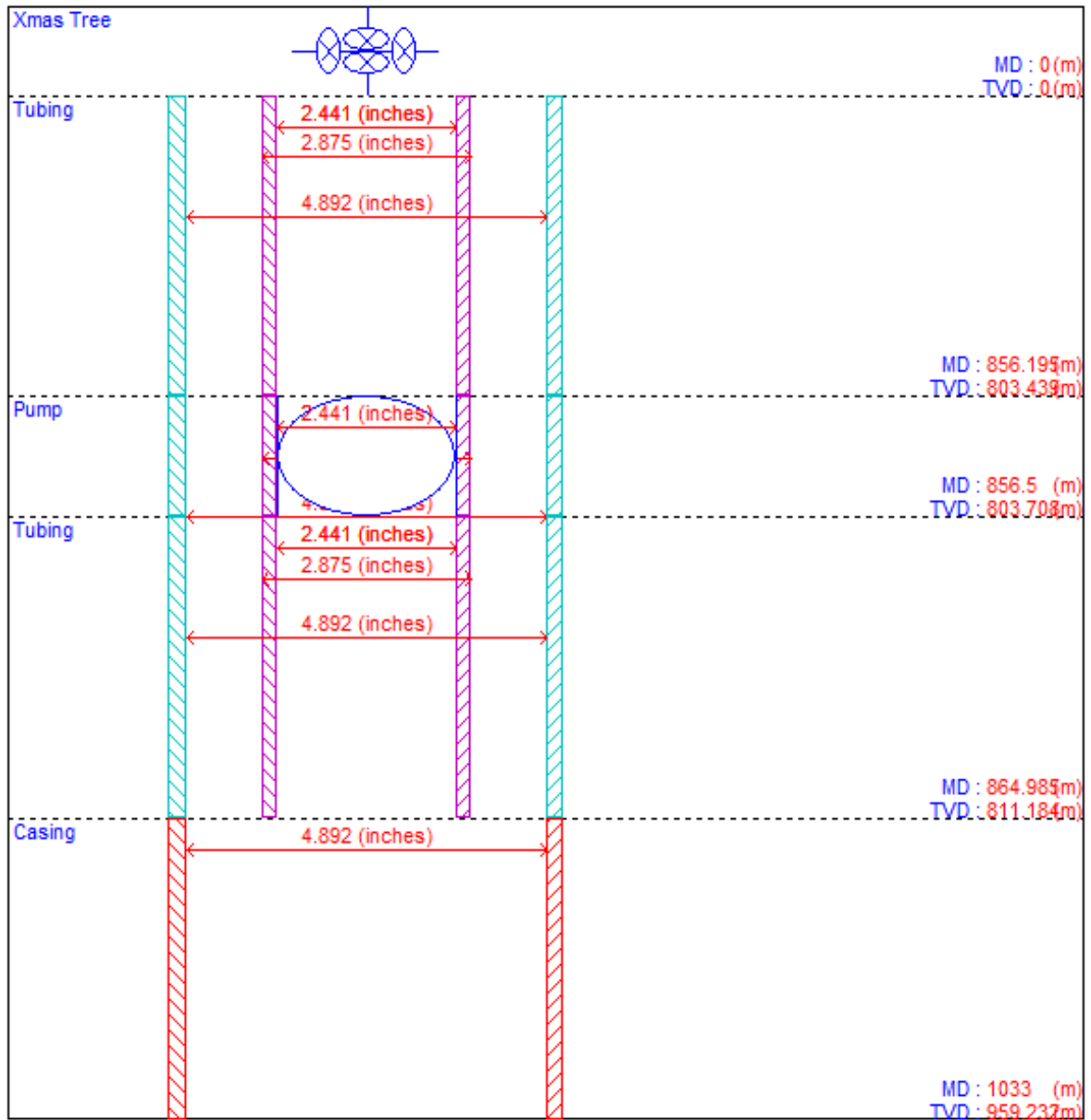


Figura 3.18 Esquema de equipo de fondo del pozo tres bocas 322.

### 3.2.6 Sexto recuadro (número 6)

Finalmente se ingresan los parámetros que si podemos controlar como: la presión de inyección, el gasto de inyección, presión en cabeza y la geometría de la bomba jet, con esta información se construyó una curva VLP (Curva de capacidad de transporte). El cruce de esta curva con la curva (IPR) es el resultado de la producción esperada de aceite.

Se ingresan parámetros para crear la curva VLP.

### Sistema de 4 variables

- Presión del nodo superior (Top Node Pressure): 483.573 Psia o 34 kg/cm<sup>2</sup>
- Corte de agua (Water Cut): 0.5 %
- Total RGA (Total GOR): 183 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

### Sistema de 4 variables para VLP

- Presión de fondo del pozo (Bottom Hole Pressure): 61.59 kg/cm<sup>2</sup> o 875.978 Psia
- Corte de agua (Water Cut): 0.5 %
- Total RGA (Total GOR): 183 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

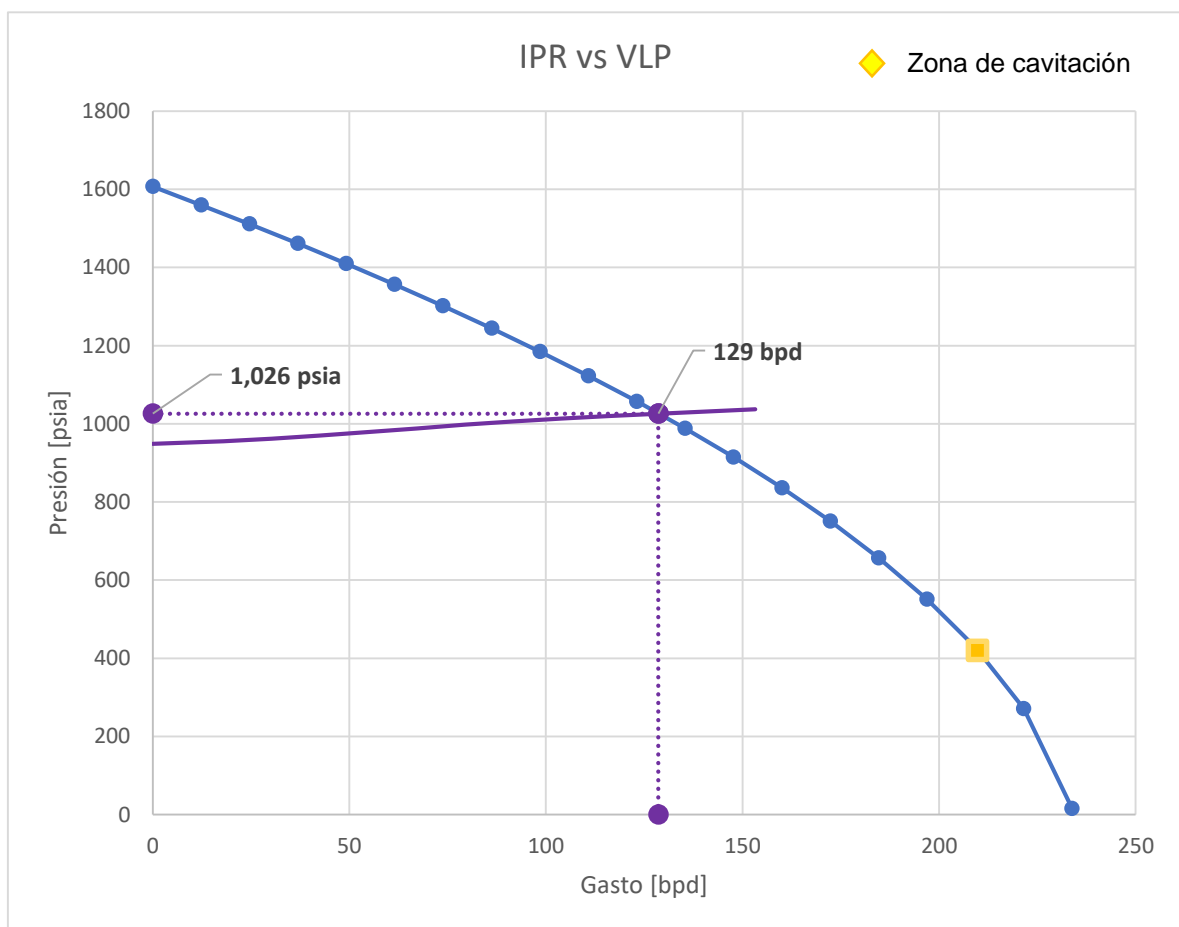


Figura 3.19 Gráfica de curvas IPR vs VLP.

La figura 3.19 nos indica los valores pertenecientes al gasto óptimo de operación y presión del nodo solución. Los cuales son los siguientes:

- $Q_0$  Optimo = 128.6 bpd
- Presión del nodo solución = 1,026.1799 Psia o 72.1645 Kg/cm<sup>2</sup>

Con el fin de conocer la ventana operativa de nuestro sistema, se realizaron tres escenarios con diferentes parámetros de operación (presión de inyección y gasto de inyección), para el escenario base se estableció una presión de inyección de 95 (kg/cm<sup>2</sup>) y un gasto de inyección de 1,000 (STB/day) para el escenario recomendado se estableció una presión de inyección de 110 (kg/cm<sup>2</sup>) y un gasto de inyección de 1,200 (STB/day) y para el máximo se estableció una presión de inyección máxima de 150 (kg/cm<sup>2</sup>) y un gasto de inyección máximo de 1,350 (STB/day), contemplando para los tres escenarios una misma geometría boquilla B+ y tubo de mezcla del número 5.

Esta elección es fundamentada en la relación entre el área transversal a la salida de la boquilla y a la entrada del tubo de mezcla,  $R = 0.288$ .

$$R = \frac{A_j}{A_t} \quad \text{Ecuación (3.1)}$$

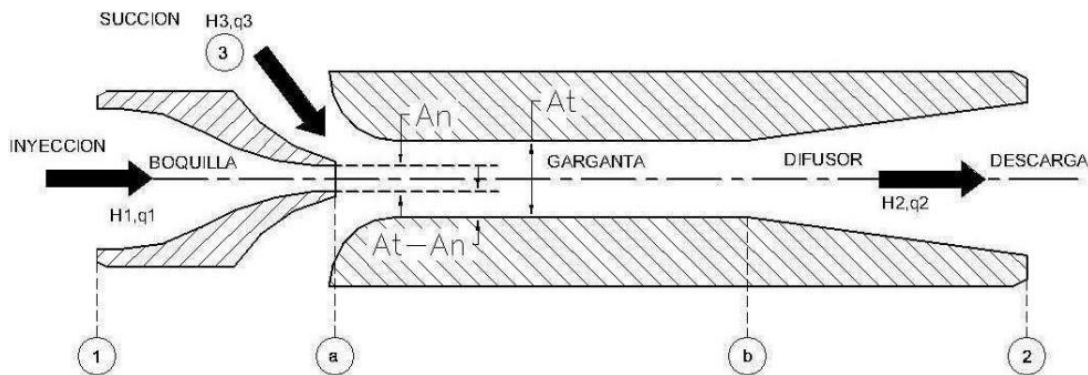


Figura 3.20 Componentes de la bomba jet (EPN, Modelación y simulación de un sistema centralizado de bombeo hidráulico tipo jet de un campo petrolero, 2011).

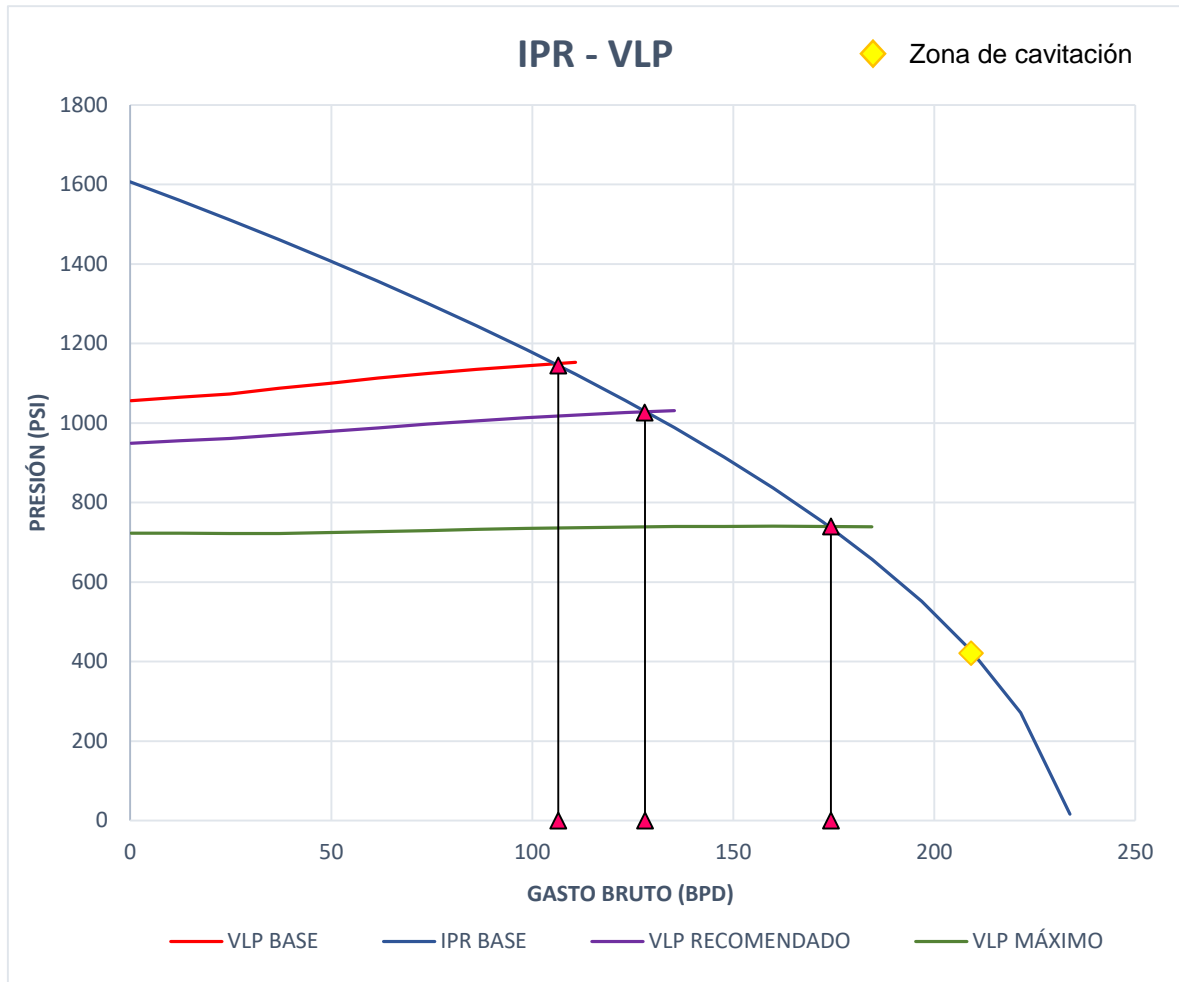


Figura 3.21 Gráfica de escenarios VLP.

Con objetivo de mejorar la producción se recomienda la explotación del Pozo tres bocas 322, con el sistema artificial de producción bombeo hidráulico tipo jet, bajo las siguientes condiciones marcadas en amarillo.

Tabla 3.8 Parámetros operativos y producción esperada.

Pozo Tres bocas 322								
VPL	Qb [bpd]	Qo [bpd]	Agua [%]	Gas (MMpcd)	Q iny [bpd]	P iny [kg/cm <sup>2</sup> ]	RGA [M3/M3]	Geometría
<b>Base</b>	106.5	101.2	0.5%	0.10997	0-1,000	95	183	B+5
<b>Recomendado</b>	128.6	122.2	0.5%	0.13281	1,200	110	183	B+5
Máximo	173.8	165.1	0.5%	0.17948	1,350	150	183	B+5

### 3.3 Resultados obtenidos

Con base en el diseño mostrado en este trabajo y con la información de producción a partir de 18 de octubre del 2020 hasta 04 de diciembre de 2021, se comparó la producción esperada bajo diseño con la producción real. Se comprobó que la proyección de producción esperada por el modelo se aproximó con la realidad en términos de producción.

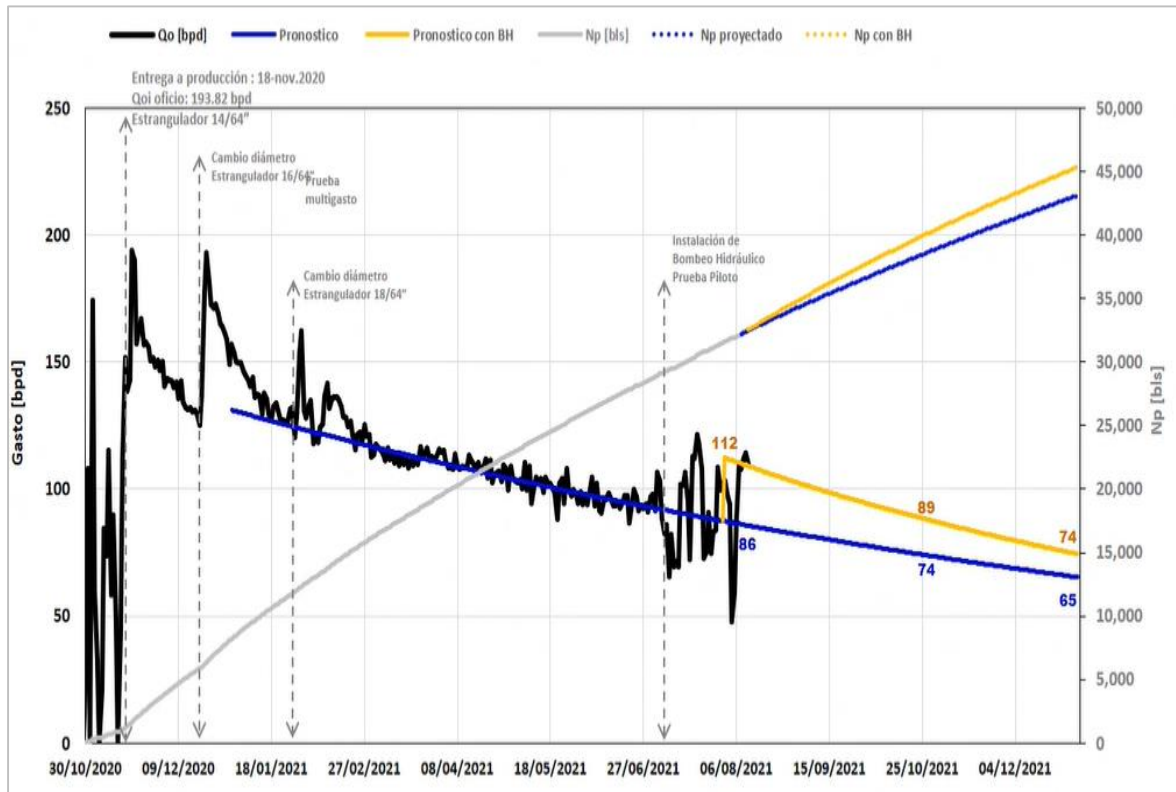


Figura 3.22 Proyección con el sistema de bombeo hidráulico tipo Jet.

La figura 3.22 muestra los resultados de producción desde su puesta en operación, observando una tendencia lineal de declinación, durante este fenómeno se presentaron cambios en la geometría del estrangulador con el propósito de estabilizar y recuperar el ritmo de producción, finalmente el pronóstico de una declinación sin retroceso fue eminente así que se optó por implementar un sistema artificial de producción, bombeo hidráulico tipo jet. Tenemos una tendencia natural de declinación representada en color azul y una proyección de producción esperada con el sistema de bombeo hidráulico tipo jet en color amarillo.

La figura 3.23 muestra la producción que ha tenido el pozo desde su puesta en operación con el sistema de bombeo hidráulico tipo jet. A continuación, se especifican las caídas en la producción: (1) se instala filtro, (2) mantenimiento a equipo motriz, (3) se para motor por alta temperatura “se revisó radiador” (4) mantenimiento a bomba Jet, (5) la producción registro un aumento en la producción de gas y decremento de aceite, por lo que se incrementó a 130 (Kg/cm<sup>2</sup>) la presión de inyección lo que mejoro las condiciones operativas (6) mantenimiento a bomba jet, (7) mantenimiento a bomba jet, (8) fuera de operación por falla en equipo motriz, (9), mantenimiento a bomba jet, (10) se cambia motor por uno en mejores condiciones (11) fuera de operación por falla en equipo motriz.

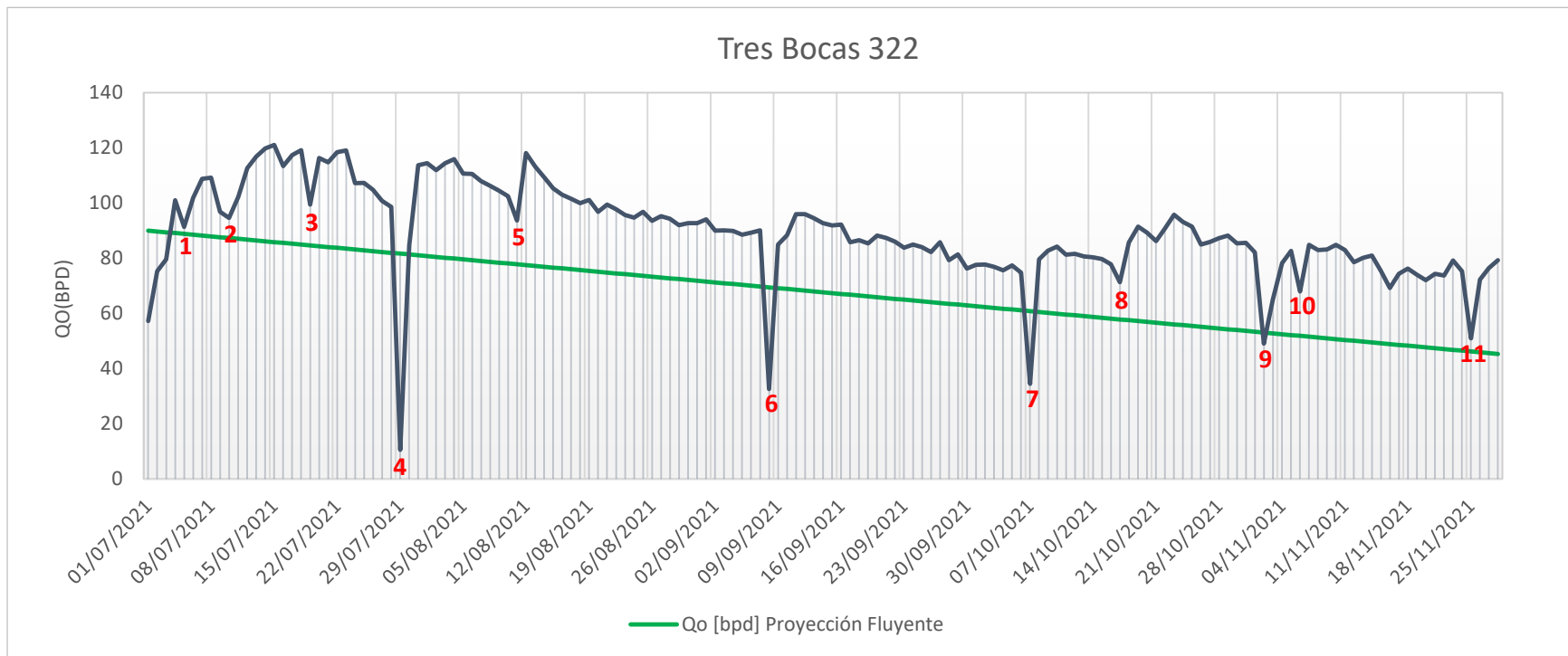


Figura 3.23 Histórico de producción posterior al SAP.

El comportamiento corresponde a los primeros cinco meses de operación con el sistema de bombeo hidráulico. En el primer mes se registró una producción máxima de 122 bpd, en el segundo mes se realizó un ajuste en la presión de inyección pasando de 110 (kg/cm<sup>2</sup>) a 130 (kg/cm<sup>2</sup>) dando como resultado un repunte en la producción, en el tercer mes el pozo se mantuvo estable pero con una declinación lineal propia del yacimiento, el cuarto mes se registró un nuevo repunte en la producción debido al mantenimiento que se realizó a bomba jet y que también permitió, debido al tiempo de cierre del pozo, que se recargara, aumentando presión de fondo y llenando el sistema de fluido y finalmente el último mes que se obtuvo registro el pozo presentaba una producción estable.

Con base en los resultados obtenidos y mostrados por la gráfica de producción, se puede observar que se asemeja bastante a la producción proyectada en la figura 3.22 (línea amarilla), por lo que, en términos de rentabilidad, se puede decir que el sistema cumplió con lo esperado.

La figura 3.24 muestra la producción acumulada desde que se instaló el sistema hasta el día 4 de diciembre de 2021, la parte sombreada de color naranja indica la producción acumulada sin sistema y la parte sombreada de color azul muestra la producción real acumulada con el sistema de bombeo hidráulico tipo jet que fue de 13,538.46 bls.



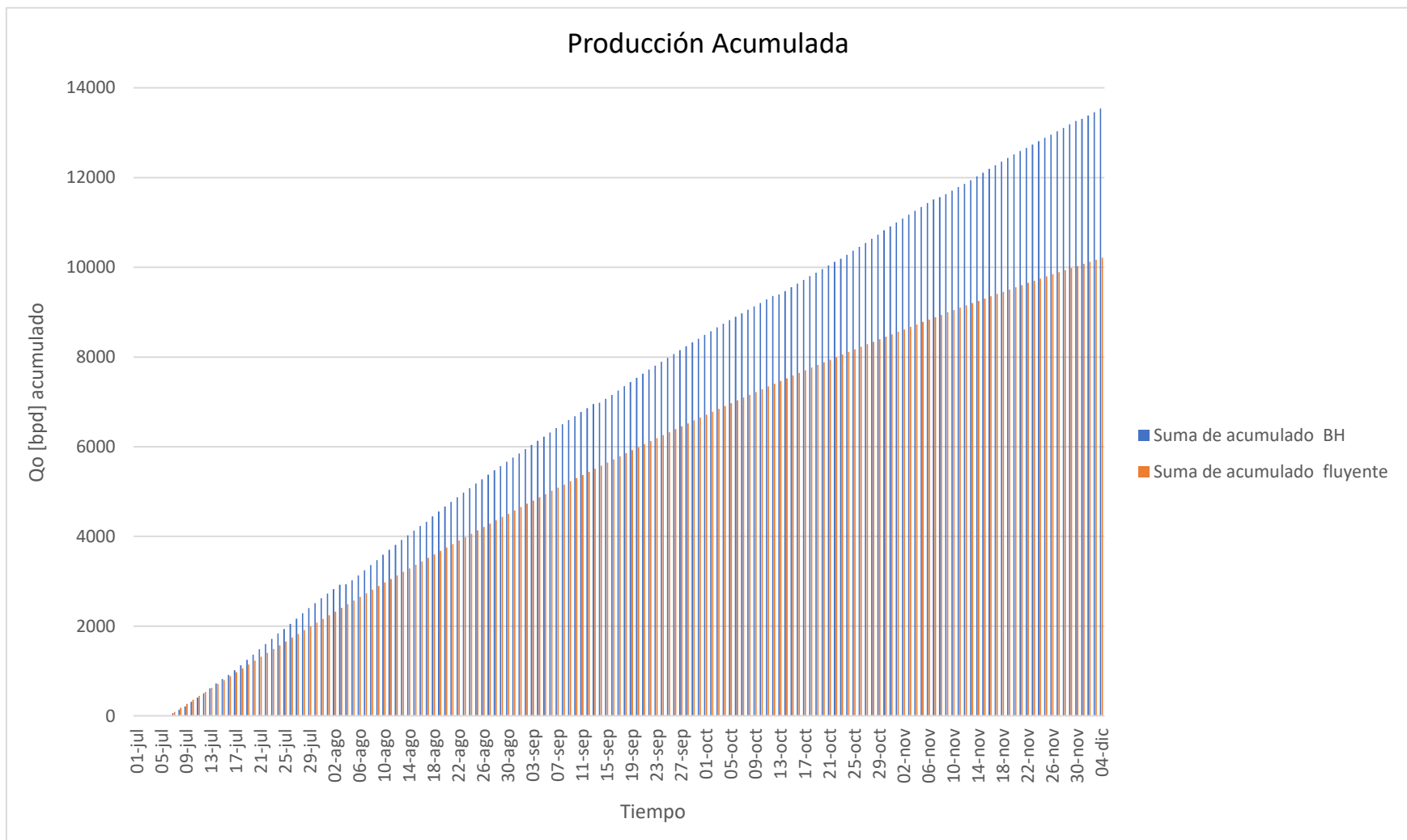


Figura 3.24 Producción acumulada sin sistema vs producción acumulada con sistema.

## Capítulo IV Conclusiones y Recomendaciones

### Conclusiones

El objetivo de la tesis fue evaluar una posible optimización en la producción del pozo tres bocas 322 mediante la implementación de un sistema de bombeo hidráulico tipo jet (Jet Pump). Dicho pozo de aceite ligero, mostro una declinación lineal de producción de 7.5 bls / mes. Aunque el pozo es reciente, los datos de producción comprobaron que presenta una rápida declinación, ya que, en nueve meses desde su apertura, paso de 190 bls fluyente a 90 bls fluyente, fue entonces en donde se analizó la opción de alargar la vida productiva del pozo e incrementar la producción con un sistema artificial de producción.

Cómo se vio en el capítulo 3, se realizaron tres escenarios a considerar en el diseño (Base, recomendado y máximo), comenzando con el escenario base, consideramos importante que en la primera etapa de la implementación del sistema, se observe la reacción del pozo de acuerdo con la demanda que el sistema de bombeo exige, este escenario se mantuvo por un periodo de 6 días, en el que se observó una producción inestable que oscilaba entre 70 y 110 bpd, que cabe mencionar, la producción fue mayor que cuando estaba fluyente.

Se continuo con el escenario recomendado alcanzando un máximo de producción de 122 bpd durante este periodo se obtuvo más información del comportamiento del pozo bajo la demanda del escenario recomendado, se observó que debido a la ligereza del aceite ocurría un cambio de fase en el espacio anular retornando por periodos puro gas, se decidió incrementar la presión en espacio anular para mantener empacado el sistemas mediante trabajos en pozo como estrangulación de TR e incremento de las RPM del motor gracias al trabajo realizado en campo se logró tener una producción estabilizada entre 110 y 117 bpd.

Con la puesta en operación del sistema artificial de bombeo hidráulico se obtuvo una producción acumulada de 13,538.46 bls, el acumulado que se hubiera obtenido sin implementar el sistema seria 10,215.15 bls, obteniendo así una ganancia de producción de 3,323.31 bls. En términos económicos se podría decir que la ganancia en cinco meses de producción con el sistema fue de \$5,294,362.5 (considerando una paridad peso/dólar de 21.23 y un precio de 75.04 dólares por barril).

## **Recomendaciones**

Además de lo considerado para el diseño en Prosper, se recomienda tener en cuenta otras consideraciones operativas de igual importancia, como son: si existe arrastre sedimentos, depositación de carbonatos, parafinas o asfáltenos, cambio en la RGA, fluctuaciones en la producción diaria, daño en los internos de la bomba, estas consideraciones nos marcan la pauta para realizar mantenimientos subsuperficiales con determinada frecuencia, a fin de prevenir taponamientos en la bomba o azolvamiento que dificulten su recuperación. También se recomienda estimar la frecuencia de los mantenimientos superficiales, principalmente motor de combustión interna y bomba de desplazamiento positivo, los mantenimientos superficiales están en función de las especificaciones técnicas de los equipo mecánicos y eléctricos, el tiempo de vida útil que tiene el equipo y condiciones operativas a las que están sometidos los equipos.

También se recomienda que este tipo de sistema debe estar siempre tripulado por personal capacitado, ya que, aun que el equipo puede funcionar de manera automática y remota, las acciones que se toman en pozo y de manera empírica son de suma importancia para la continuidad operativa del sistema, que dicho sea de paso opera 24/7.

## Bibliografía

1. Alejandro Baizabal Gonzáles y Ivan Yair Roa Arenas. (2013). Análisis de una Variante de Bombeo Neumático Utilizando Tecnología Venturi en Campos de Crudo Pesado. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-175.
2. Alejandro Vázquez Martínez y Victor Rogelio Montero . (2010). Análisis Técnico Económico de Pozos Multilaterales vs Pozos Convencionales. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1-140.
3. Alma Alejandra Balderas López. (2017). Aplicación del Sistema Artificial de Producción Bombeo Electrocentrifugo en Pozos Extractores de Agua para el Campo Akal del Activo de Producción Cantarell. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-82.
4. Arturo Flores . (2017). Manual Técnico para Sistemas Artificiales y Métodos de Producción Aplicado para Pozos de Gas. Schlumberger, 1-154.
5. Blanca Estela Romo Serrano . (2011). Sistemas Artificiales en Pozos Exploratorios . Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-154.
6. Bombeo Hidraulico. (2020). PetroNet.
7. Boyun Guo. (2007). Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach. University of Louisiana at Lafayette, 1-288.
8. Carlos Alfredo Alonso Morales. (2021). Gestión Y Optimización de Bombeo Mecánico Implementando Unidades de Bombeo Hidroneumaticas de Carrera Larga en Pozos Productores de Aceite con Aplicación de Campos en la Región Sur de México. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1-190.
9. Carlos Carmona Trifundio et al. (2019). Importancia del Sistema de Bombeo para el Desplazamiento de los fluidos de Control. Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura , 1-50.
10. Christiaan Johannes Prada Castaño. (2017). Determinación de una Correlación de Comportamiento de Afluencia para Flujo Multifásico que se Ajuste a las Condiciones de las Arenas B - Formación Mugrosa del Campo Llanito. Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías , 1-139.
11. Clyde Huberto Lindsey San Vicent. (2015). Sistemas Artificiales de Explotación no Convencionales (Bombeo Electro-Cavidades Progresivas y Bombeo Electro-Reciprocante). Universidad Veracruzana, Facultad de Química, 1-150.
12. Cutting Edge Artificial Lift. (2021). JJTECH, 1-1.
13. Daugherty, R.L et al. (1895). Fluid Mechanics With Engineering Applications . McGraw, Inc., New York.

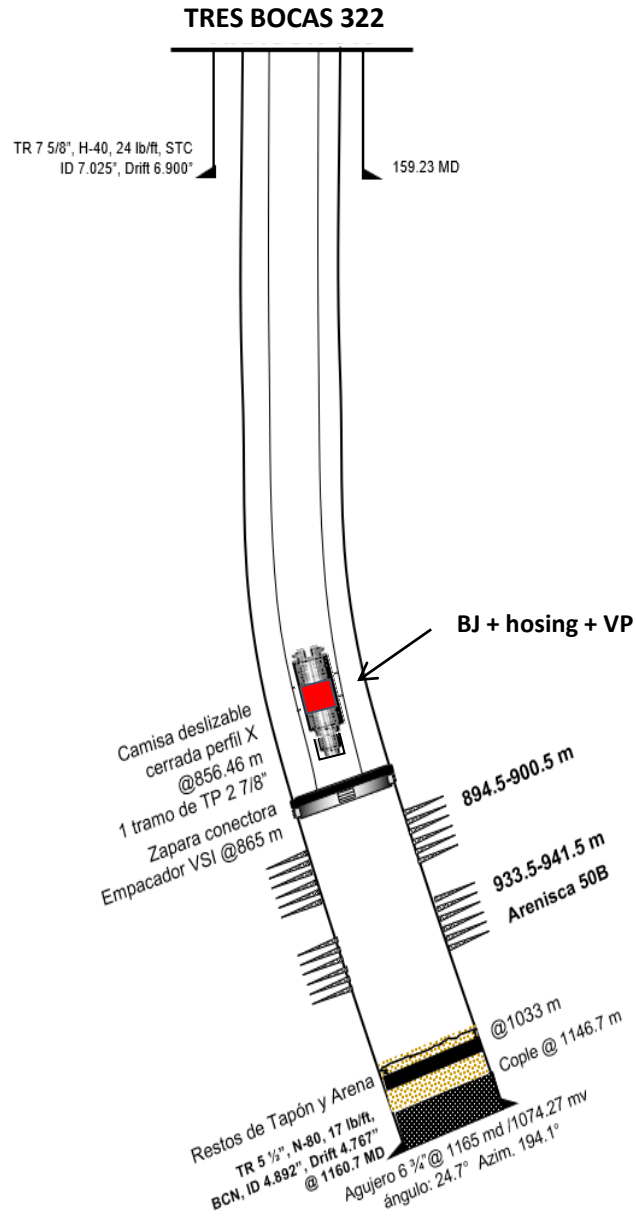
14. Duban Fabián García Navas et al. (2017). Ajuste Fino de Correlaciones PVT para Algunos Crudos Colombianos . El Reventón Energético, 57-70.
15. Ernesto Aguilar González . (2018). Construcción de Curvas IPR y VLP . Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-334.
16. Fabio Daniel Hernández Cortez . (2018). Aplicación de la Teoría de Perforación Direccional . Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-194.
17. Germán de Jesus Sánchez Medina . (2012). Aplicación del Bombeo Electrocentrifugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-247.
18. Giovanni Daniel Vásquez Enríquez. (2014). Implementación y Funcionamiento de la Bomba Hidráulica Tipo Jet para Pruebas de Producción en el Pozo Guaricho 304 en el Activo Cinco Presidente Campo de Petroleros Mexicanos (PEMEX) México. Universidad Tecnol. Universidad Tecnológica de Equinoccial, Facultad de Ciencias de la Ingeniería , 1-100.
19. Javier Ali Chávez Contreras . (2017). Bombeo Hidráulico . Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, 1-28.
20. Jesús Urrea Florentino et al . (2020). Rompiendo Paradigmas. Instalación de BHJ con Aparejo de BH . Pemex Exploración y Producción , 1-22.
21. JJ Arps. (1945). Analysis of Decline Curves . OnePetro, 1-20.
22. JJ Azar . (2004). Oil and Natural Gas Drilling . Elsevier, 1-521.
23. Jonathan Eduardo García Cruz . (2016). Sistemas Artificiales de Producción . Instituto Tecnológico Superior de Coatzacoalcos, 1-15.
24. Jorge Eduardo Torres Reyna. (2015). Diseño y Evaluación de un Dispositivo Basado en la caída de Presión para la Aeración Sustentable a Nivel Planta Piloto para el Tratamiento del Agua. Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ingeniería Civil, 1-177.
25. José Humberto Correa Tello. (2009). Fundamentos de Perforación Direccional . Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-159.
26. Juan Carlos Perez García. (2013). Alternativas en el Bombeo Hidráulico Tipo Jet para Optimizar la Producción de Hidrocarburos. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-212.
27. Julio Alberto Sánchez Dávila. (2011). Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet en el Pozo Libertador 123 del Campo libertador para la Producción en el Periodo 2010. Universidad Tecnológica Equinoccial, Facultad de Ingenierías , 1-125.
28. Lineamiento de Perforación de Pozos. (2016). Comisión Nacional de Hidrocarburos , 1-135.
29. M.I.Lucero Aranda y Felipe de Jesus. (2009). Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
30. Manual de Operación de la Bomba Jet Calw . (2019). Sertecpet Cia Lide, 1-59 .
31. Marcos Fernández y Jorge Romero. (2003). Curso Básico de Perforación Direccional. A&M, 1st edition, 1-63.

32. Michael J. Economides et al. (1994). Petroleum Production Systems . Pearson , 1-624.
33. Omar Antonio Salazar Gracida. (2011). Perforación Direccional . Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura , 1-112.
34. Priscilla de la Fuente Tovar. (2019). Seminario de Actualización con Opción a Titulación de "Perforación, Terminación y Reparación de Pozos Petroleros". Instituto Politecnico Nacional , 1-86.
35. Ricardo Borja Esquivel y Victor Manuel Carrillo Enriquez. (2013). Tecnología de Perforación con Tubería de Revestimiento como una Alternativa Eficiente en la Perforación de Pozos Petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1-249.
36. Roberto Rene Garibay de la Tejera . (2015). Aplicación del Modelo Analítico 3D de Torque y Arrastre en Pozos Direccionales y Horizontales de México. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1-119.
37. Saúl Gómez Diaz de Bonilla. (2010). Análisis del Control de Flujo de Fondo en las Terminaciones Inteligentes de Pozos Petroleros Verticales. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería , 1-90.
38. User Manual. (2010). Petroleum Experts Ltd, PETEX , 1-1502.
39. Victor Manuel Garduza Rueda. (2019). Manual de Registros Geofísicos de Pozos y Algunas Aplicaciones. Asociación de Geólogos Petroleros, 1-136.

# Anexos

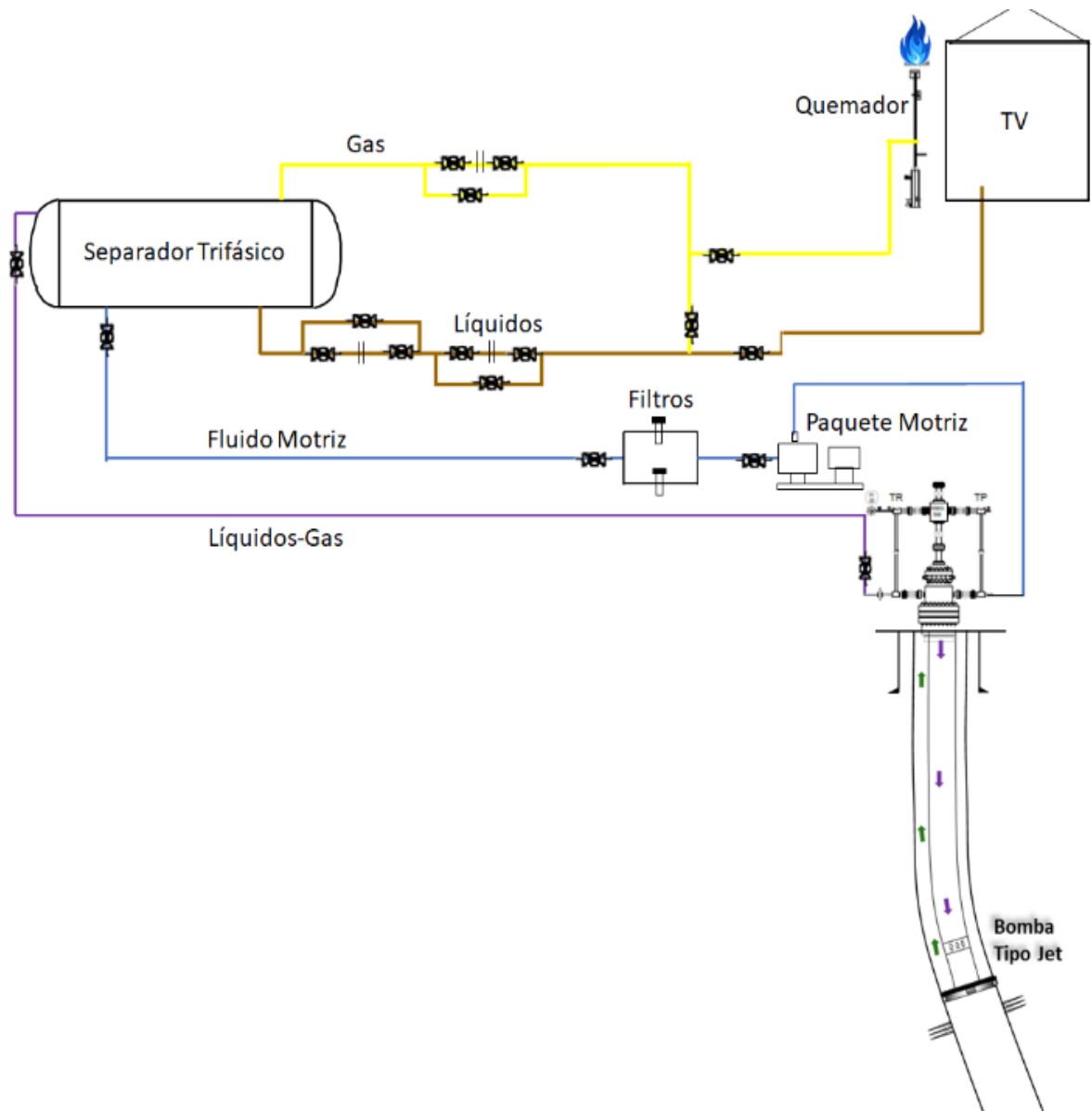
## Anexos A

### Estado mecánico propuesto



## Anexos B

### Esquema de Instalación





## Abreviaturas

SIMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$q$	Gasto	(bpd)
$q_{\max}$	Gasto Máximo	(bpd)
$P_{wf}$	Presión de Fondo Fluyendo	(Psi)
$P_{ws}$	Presión Estática	(Psi)
$J_o'$	Índice de Productividad	(BOPD/Psi)
$n$	Exponente de Turbulencia	Adm
$P_r$	Presión de Yacimiento	(Psi)
$P_{wh}$	Presión en cabeza	(Psi)
$K_o$	Permeabilidad Efectiva	(mD)
$h$	Espesor del Yacimiento	(ft)
$\phi$	Porosidad	%
$\mu_o$	Viscosidad del Petroleo	(cP)
$B_o$	Factor Volumétrico del Petroleo	(BY/BN)
$r_e$	Radio de Drenaje	(ft)
$r_w$	Radio del Pozo	(ft)
FCD	Conductividad de la Fractura	(cm/s)
$K_f$	Permeabilidad de la Fractura	(mD)
$B_f$	Ancho de la Fractura	(pg)
$K_r$	Permeabilidad del Yacimiento	(mD)
$k_f$	Fractura de Media Longitud	(Adm)
$P_{iny}$	Presión de inyección	(kg/cm <sup>2</sup> )
$Q^{iny}$	Gasto de inyección	(bpd)
RGA	Relación Gas-Aceite	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
$\gamma_g$	Gravedad del Gas	(Adm)
$A_j$	Área de flujo de boquilla	In
$A_t$	Área de flujo de la Garganta	In