**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

# "OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN Y FLUIDO MOTRIZ REALIZANDO REDISEÑOS DE BOMBAS JET EN EL CAMPO STERLING"

**PROYECTO DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:


**BETTY LUCY CEPEDA SALGADO**

**DIEGO ROBERTO CORONEL ESTRADA**


GUAYAQUIL – ECUADOR

2018

## DEDICATORIA

A mis padres, Winston y Anita, quienes me enseñaron a enfrentar al mundo sin miedo; quienes lo dieron todo por apoyarme en mis travesías. Gracias, *oldies*, espero estén orgullosos.

A mis hermanas, Made y Dani, su apoyo y ejemplo, sin darse cuenta, hicieron que quiera llenar los grandes zapatos que fueron dejando, inspirándome día a día a superarme a mí misma.

A mis amigos, con los que pasé las mejores experiencias de mi vida, con quienes crecí, reí y lloré, quienes me hicieron descubrir que familia no son sólo tus parientes. En especial a mi compañero de tesis, Diego, gracias por tanto y perdón por tan poco.

Betty Lucy Cepeda Salgado

## DEDICATORIA

A mi madre Estefanía, quien con su sacrificio y amor me ha permitido culminar mi carrera universitaria además de su apoyo incondicional que me da fuerza para alcanzar mis objetivos.

A mi familia, quienes han sido un soporte fundamental que me ha permitido alcanzar mis metas a lo largo de mi vida.

A mis amigos y compañeros a lo largo de mis estudios, en los cuales encontré una segunda familia e hicieron de esta, una experiencia maravillosa; especialmente a mi compañera de tesis Betty, cuya amistad supo prevalecer y crecer durante toda la carrera.

Diego Roberto Coronel Estrada

## AGRADECIMIENTO

A la ESPOL, donde tanto sus profesores como nuestros compañeros nos han brindado enseñanzas técnicas y de valores a lo largo de nuestra vida universitaria.

A nuestros tutores, profesores y amigos M.Sc Danilo Arcentales y M.Sc Fernando Sagnay, quienes nunca dudaron en proveernos de consejos y guiarnos durante este proyecto en especial.

A Sertecpet, por su apoyo y apertura en la realización de esta tesis, en especial a Marlon y a Marcel, quienes hicieron de nuestra breve estadía en su empresa una experiencia muy grata.

Betty Lucy Cepeda Salgado

Diego Roberto Coronel Estrada

## TRIBUNAL DEL PROYECTO

**M.Sc. Xavier Vargas Gutiérrez**
**COORDINADOR DE LA CARRERA**

**M.Sc. Danilo Arcentales Bastidas**
**PROFESORDE LA MATERIA INTEGRADORA**

**M.Sc. Fernando SagnaySares**
**TUTOR**

# DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

**Betty Lucy Cepeda Salgado**

**Diego Roberto Coronel Estrada**

# RESUMEN

El presente trabajo se basa en analizar los datos de yacimiento, datos mecánicos y datos de levantamiento artificial de 12 pozos que producen con bombas jet dentro del campo Sterling. Esto, con el fin de optimizar los respectivos caudales de retorno de petróleo por medio de la optimización de las geometrías utilizadas en subsuelo.

Se menciona en primer lugar cuál es la debida justificación del proyecto, con la descripción del problema que se trata y la propuesta que definimos para solventar dicho inconveniente. Con ello, se trazan los objetivos tanto generales como específicos a seguir para resolver el problema previamente establecido.

Posterior, se realiza una revisión de la geología del campo Sterling y de conceptos básicos sobre yacimientos y levantamiento artificial que serán necesarios para entender la metodología del proyecto en cuestión y sus soluciones.

Como consiguiente, se desarrolla la metodología que se planteó con anterioridad respecto al uso del software CLAW® y el análisis de las curvas de bomba con la curva de cavitación y la curva IPR de cada pozo. Esto se lo

realiza para seleccionar geometrías candidatas y finalmente poder seleccionar una para su implementación en el campo Sterling, siguiendo ciertos parámetros de diseño.

Luego de revisar las propuestas realizadas, se prosigue a seleccionar una de las propuestas por cada uno de los pozos y a comparar los aspectos en los que se han observado mejoras o, en su defecto, aspectos afectados de manera negativa.

Finalmente, se sintetizan los resultados en las conclusiones en base a lo observado y los resultados que se obtuvieron versus a lo que se esperaba obtener; se realizan recomendaciones para trabajos futurosde la misma índole y para la futura implementación de las optimizaciones propuestas en los capítulos anteriores.

# ÍNDICE GENERAL

**DEDICATORIA** ..... **II**

**AGRADECIMIENTO** ..... **IV**

**TRIBUNAL DEL PROYECTO** ..... **V**

**DECLARACIÓN EXPRESA** ..... **VI**

**RESUMEN** ..... **VII**

**ÍNDICE GENERAL** ..... **IX**

**ABREVIATURAS** ..... **XIV**

**SIMBOLOGÍA** ..... **XVI**

**ÍNDICE DE FIGURAS** ..... **XVII**

**ÍNDICE DE TABLAS** ..... **XVIII**

**CAPÍTULO 1** ..... **20**

**INTRODUCCIÓN** ..... **20**

5.1. Preámbulo ..... 21

5.1. Planteamiento del Problema ..... 22

1..1. Descripción del Problema ..... 22

1..2. Justificación ..... 23

1..3. Propuesta ..... 24

5.1. Hipótesis ..... 25

5.1. Objetivos ..... 25

1.4.1. Objetivo General ..... 25

1.4.2. Objetivos Específicos ..... 25

5.1. Metodología de Estudio ..... 26

**CAPÍTULO 2 ..... 28**

**DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO ..... 28**

2.1. Descripción del Campo ..... 29

2.1.1. Antecedentes de Campo ..... 29

2.1.2. Ubicación Geográfica ..... 30

2.1.3. Estructura Geológica ..... 31

2.1.4. Estratigrafía del Campo Sterling ..... 32

2.1.4.1. Hollín ..... 32

2.1.4.1.1. Hollín Superior ..... 33

2.1.4.1.2. Hollín Inferior ..... 33

2.1.4.2. Napo ..... 34

2.1.4.2.1. Napo Superior ..... 34

2.1.4.2.2. Napo Medio ..... 34

2.1.4.2.3. Napo Inferior ..... 35

2.1.4.2.4. Napo Basal ..... 35

2.1.4.3. Tena ..... 35

2.1.4.3.1. Tena Superior ..... 36

2.1.4.3.2. Tena Inferior ..... 36

2.2. Marco Teórico ..... 36

2.2.1. Ciclo de Vida de Producción de un Pozo ..... 36

2.2.2. Mecanismos de Empuje ..... 37

2.2.3. Métodos de Levantamiento Artificial ..... 41

2.2.4. Bombeo Hidráulico ..... 45

2.2.4.1. Principio de Pascal ..... 48

2.2.5. Bomba Hidráulica Tipo Jet ..... 50

2.2.5.1. Ventajas de la Bomba Jet CLAW® ..... 52

2.2.5.2. Partes de la Bomba Hidráulica Tipo Jet ..... 53

2.2.5.3. Efecto Venturi ..... 58

2.2.5.4. Nomenclatura ..... 62

2.2.6. Bomba Jet CLAW® Reversa ..... 65

2.2.6.1. Ventajas de la Bomba Jet CLAW® Reversa ..... 66

2.2.1. Software CLAW® ..... 66

2.2.7.1. Parámetros de diseño ..... 67

2.2.8. Mobile Test Unit (MTU) ..... 69

2.2.9. Análisis Nodal ..... 71

**CAPÍTULO 3 ..... 74**

**METODOLOGÍA ..... 74**

3.1. Selección de Pozos del Campo Sterling ..... 76

5.1. Rediseño de Equipos de Bombeo Hidráulico Jet ..... 88

3.2.1. Pozo Kane-01 ..... 89

3.2.2. Pozo Kane-17 ..... 90

3.2.3. Pozo Kane-19 ..... 91

3.2.4. Pozo Kane-25 ..... 91

3.2.5. Pozo Kane-26 ..... 92

3.2.6. Pozo Kane-88 ..... 93

3.2.7. Pozo Kane-101 ..... 93

3.2.8. Pozo Kane-112 ..... 94

3.2.9. Pozo Kane-130 ..... 94

3.2.10. Pozo Kane-134 ..... 95

3.2.11. Pozo Kane 190D ..... 96

3.2.12. Pozo Kane-197D ..... 97

**CAPÍTULO 4..... 98**

**ANÁLISIS DE RESULTADOS..... 98**

5.1. Análisis de Propuestas ..... 100

**CAPÍTULO 5..... 106**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 106**

CONCLUSIONES ..... 107

RECOMENDACIONES..... 110

ANEXO

BIBLIOGRAFIA

# ABREVIATURAS

| | |
|---|---|
| *ANSI* | Instituto Nacional Americano de Estándares |
| *API* | Instituto Americano del Petróleo |
| *BAPD* | Barriles de agua por día |
| *BES* | Bombeoelectrosumergible |
| *BFPD* | Barriles de fluido por día |
| *BHP* | Presión de fondo |
| *BPD* | Barrilespordía |
| *BPPD* | Barriles de petróleo por día |
| *BSW* | Basic sediments and water |
| *GOR* | Relación gas-petróleo |
| *IP* | Índice de productividad |
| *IPR* | Relación de índice de productividad |
| *MD* | Profundidadmedida |
| *MTU* | UnidadMovil de Prueba |
| *PIP* | Presión de Entrada a la Bomba |
| *PO* | Power oil |

| | |
|---|---|
| *PVT* | Presiónvolumen temperatura |
| *Pwf* | Presión de fondo fluyendo |
| *RGP* | Relación gas petróleo |
| *SCF* | Pies CúbicosEstándar |
| *STB* | Barril Stock Estándar |
| *TVD* | ProfundidadVerdadera Vertical |

# SIMBOLOGÍA

| | |
|---|---|
| $P_b$ | Presión de burbuja |
| $R_s$ | Relación gas en solución – petróleo |
| $T_y$ | Temperatura del yacimiento |
| $\beta_o$ | Factor volumétrico del petróleo |
| $\beta_w$ | Factor volumétrico del agua |
| *μ* | Viscosidad |
| *ft* | Pies |
| *in* | Pulgadas |
| *km* | Kilómetros |
| *ºF* | Grados Fahrenheit |
| *ppm-Cl* | Partes por millón de Cloro |
| *psi* | Libras porpulgadacuadrada |

# ÍNDICE DE FIGURAS

**Figura 2. 1** Mapa de Ubicación del Campo Sterling. ..... 30

**Figura 2. 2** Rendimiento típico de un campo con empuje por gas en solución ..... 38

**Figura 2. 3** Rendimiento típico de un campo con empuje por acuífero activo ..... 39

**Figura 2. 4** Rendimiento típico de un campo con empuje por expansión de capa de gas ..... 40

**Figura 2. 5** Esquema de una unidad de bombeo convencional con los componentes mayores de un sistema de bombeo mecánico ..... 42

**Figura 2. 6** Configuración de un Sistema BES ..... 44

**Figura 2. 7** Bomba de pistones vs bomba jet para bombeo hidráulico ..... 46

**Figura 2. 8** Principio de Pascal..... 49

**Figura 2. 9** Bomba Jet armada..... 51

**Figura 2. 10** Efecto Venturi, Funcionamiento de Bomba Jet ..... 60

**Figura 2. 11** Bomba Jet CLAW® Reversa..... 65

**Figura 2. 12** Componentes de la MTU ..... 70

**Figura 2. 13** Determinación de capacidad de flujo ..... 72

# ÍNDICE DE TABLAS

**Tabla I.** Características del Campo Sterling ..... 31

**Tabla II.** Partes de Bomba Jet CLAW ..... 57

**Tabla III.** Inyección máxima aproximada ..... 63

**Tabla IV.** Producción aproximada de geometrías ..... 64

**Tabla V.** Características Principales del pozo Kane-01 ..... 76

**Tabla VI.** Características principales del pozo Kane-17 ..... 77

**Tabla VII.** Características principales del pozo Kane-19 ..... 78

**Tabla VIII.** Características principales del pozo Kane-25 ..... 79

**Tabla IX.** Características principales del pozo Kane-26 ..... 80

**Tabla X.** Características principales del pozo Kane-88 ..... 81

**Tabla XI.** Características principales del pozo Kane-101 ..... 82

**Tabla XII.** Características principales del pozo Kane-112 ..... 83

**Tabla XIII.** Características principales del pozo Kane-130 ..... 84

**Tabla XIV.** Características principales del pozo Kane-134 ..... 85

**Tabla XV.** Características principales del pozo Kane-190D ..... 86

**Tabla XVI.** Características principales del pozo Kane-197D ..... 87

**Tabla XVII.** Valores Promedios de los Análisis PVT de campo Sterling ..... 89

**Tabla XVIII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-01 ..... 89

**Tabla XIX.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-17 ..... 90

**Tabla XX.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-19 ..... 91

**Tabla XXI.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-25 ..... 91

**Tabla XXII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-26 ..... 92

**Tabla XXIII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-88 ..... 93

**Tabla XXIV.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-101 ..... 93

**Tabla XXV.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-112 ..... 94

**Tabla XXVI.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-130 ..... 95

**Tabla XXVII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-134 ..... 95

**Tabla XXVIII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-190D..... 96

**Tabla XXIX.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-197D..... 97

**Tabla XXX.** Matriz de resultados ..... 100

# CAPÍTULO 1
## INTRODUCCIÓN

## 1.1 Preámbulo

Al inicio de la vida productiva de un pozo petrolero, los yacimientos tienen la energía suficiente para transportar los fluidos hasta la superficie.En muchos de los casos el pozo puede fluir a flujo natural durante la fase inicial de su vida y posteriormente,a medida que el yacimiento es drenado, requiere de la ayuda de métodos artificiales de levantamiento. Cabe recalcar que, si bien se lo utiliza para mejorar la rentabilidad de campos petroleros, su principal aplicación se da en donde sus presiones de fondo han disminuido considerablemente. Este principio se basa en vencer la columna hidrostática que posee el fluido para poder suministrar una energía adicional a la de fondo que permita obtener un retorno que represente una rentabilidad económica aceptable.

La selección dedichos métodos dependerá del mecanismo de empuje natural del yacimiento, características físicas del pozo, características del fluido, productividad de la formación, costos, entre otros. En la actualidad se estima que alrededor del 90% de pozos petroleros en el mundorequieren el uso de un método de levantamiento artificial(Ron, Cosad, Hudson, Romero, & Shanmugam, 2014).

En el caso del oriente ecuatoriano la mayoría de pozos se encuentran en campos depletados, por lo cual el uso de un sistema de levantamiento artificial es una necesidad. De acuerdo a su utilización puede ser bombeo mecánico, electrosumergible, cavidad progresiva, gas lift e hidráulico. De todos los pozos que utilizan un levantamiento artificial, se estima que poco menos del 2% utilizan el levantamiento de tipo hidráulico(J. Clegg, Bucaram, & Jr., 1993).Este método se adapta de manera sencilla a los yacimientos que se encuentran en el oriente ecuatoriano. Además,son relativamente económicos comparado con otros sistemas, tienen un buen manejo del corte de agua y son capaces de levantar crudo de hasta 8°API.

## 1.2 Planteamiento del Problema

### 1.2.1. Descripción del Problema

Durante la vida productiva de un pozo, las condiciones de yacimiento cambian paulatinamente a medida que el fluido es drenado, en especial al tener campos maduros. Esto se refleja por el factor de recobro, en las tasas de producción, y en la falta de energía suficiente para levantar los fluidos de manera natural a superficie(Cano & Sarmiento, 2016). Estas nuevas condiciones pueden afectar el rendimiento de un sistema de

levantamiento artificial,al no estar específicamente diseñado para trabajar en dicho ambiente. Como consecuencia, disminuyen los beneficios económicos obtenidos de la producción de crudo y aumentan los costos de mantenimiento e intervención al pozo.

Por otro lado, debido a la baja de los precios y la disminución en las actividades en la perforación de nuevos pozos para mantener la producción nacional, se requiere de encontrar otra solución para cumplir con las metas establecidas año por año.

### 1.2.2. Justificación

El precio de barril de petróleo es un factor determinante para las actividades en la explotación del hidrocarburo, ya que se encuentra en un valor bajo por la alta oferta que existe en el mercado.

En vista de que nuestro país basa su economía en su capacidad de obtener ganancias a partir de la exportación de barriles de petróleo, una de las mejores alternativas para mantener y mejorar la producción nacional sin la necesidad de perforar es la optimización de los sistemas de levantamiento

artificial ya existentes en el país.Con esto se busca maximizar la producción óptima de los pozos generando ganancias ideales al obtener mayor cantidad de fluidos del subsuelo.

Para el propósito de este proyecto, el sistema de levantamiento artificial en el que nos enfocaremos será el de bombeo hidráulico tipo jet, y específicamente en el campo Sterling. Con esto cumpliremos con el objetivo general del aumento de productividad de los pozos, el cual es lograr un incrementode recobro de hidrocarburos extendiendo la vida útil del campo y mejorando su rentabilidad(Gil & Chamorro, 2009).

### 1.2.3. Propuesta

Por medio del análisis del actual diseño de bombeo hidráulico tipo jet, se realizarán ajustes en los componentes y dimensionamiento de este con el fin de obtener la mayor producción posible de manera sostenible. Estos se basarán en las especificaciones y necesidades del campo Sterling, así como las pruebas a realizar y los datos característicos de cada pozo a optimizar.

## 1.3 Hipótesis

La utilización del software CLAW®permitirá verificar las condiciones actuales de PIP e IP, y así considerar realizar el análisis para alcanzar la optimización de producción y fluido motriz de cada pozo que garantice lamejora en aprovechamiento de los recursos disponibles reflejados en el retorno de la producción, el caudal y presión del fluido motriz dentro del campo Sterling.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1. Objetivo General

Realizar la optimización de producción y fluido motriz realizando rediseños de bombas jet en el campo Sterling.

### 1.4.2. Objetivos Específicos

- Seleccionar los pozos con las condiciones necesarias para ser candidatos de la optimización de producción y fluido motriz.
- Verificar el rediseño óptimo de la bomba jet para obtener un caudal de retorno aceptable en la producción de los pozos del campo Sterling.

- Generar una tabla que refleje las combinaciones de diseños, en la cual se verifique la utilización de componentes óptimos a seleccionar para las bombas de cada pozo.
- Obtener resultados ideales de producción con datos actualizados de pozos del campo Sterling, utilizando el software CLAW® desarrollado por SERTECPET®.

## 1.5 Metodología de Estudio

Durante el transcurso del presente proyecto, se van a realizar análisis y conclusiones con bases científicas e investigativas en casos reales aplicados a pozos del campo Sterling, a cargo de la empresa SERTECPET®; con el objetivo de obtener un caudal de producción estable, el cual podría ser optimizado al elegirse las geometrías correctas de acuerdo con los parámetros petrofísicos y de producción establecidos en el mismo. Dicho estudio requiere una investigación documentada para la cual se van a usar libros, tesis, publicaciones científicas, manuales oficiales, papers, fuentes secundarias de información, entre otros. Por otro lado, vamos a requerir de un análisis holístico referente a nuestro campo de acción dado que describiremos cada una de las partes con el fin de analizar el todo y cumplir con el objetivo principal de optimizar la producción.

Se deben tomar en consideración los pozos que presenten un decremento en el caudal de producción, lo cual refleja que el dimensionamiento o elección de la geometría de la bomba de fondo no ha sido la correcta, o, en su defecto, por causa de taponamiento de las bombas. Una vez establecidos los pozos a los cuales se les va a aplicar dicha optimización se procede a utilizar el software CLAW®,el cual va a permitir comparar, de acuerdo con los datos disponibles, la mejor opción para tener una producción satisfactoria.

Para generar una buena solución a los pozos con baja producción se deben establecer aspectos importantes a considerarse en la investigación actual. Se debe tener conocimientos previos, así como también una respectiva indagación del tema a tratar. Es necesario que se recopile información de los pozos que van a intervenir en el estudio presente para poder obtener resultados reales y 100% aplicables en los pozos observados. Se debe analizar de qué arena se está produciendo en cada pozo, así como las presiones y las propiedades de los mismos. Al momento de concluir con los resultados de optimización, tanto en la producción como en el fluido motriz inyectado, se debe realizar un análisis de resultados en donde se establezcan los factores claves al momento de decidir el rediseño correcto.

# CAPÍTULO 2
## DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

## 2.1. Descripción del Campo

Cabe recalcar que, con el fin de proteger la integridad y mantener la confidencialidad de los datos proporcionados, hemos reemplazado el nombre del campo y de los pozos con los que se realizará el presente trabajo por uno ficticio. Sin embargo, los datos que se utilizarán para el diseño de optimización sí son reales y corresponden a pozos del oriente ecuatoriano.

### 2.1.1. Antecedentes de Campo

El campo Sterling fue descubierto por Texaco – Gulf en 1969 por medio de la perforación del pozo exploratorio Kane – 01 con una profundidad de 10160 ft, una producción inicial del 1328 BPPD de 29.9° API y un BSW de 0.1% del yacimiento Hollín Inferior(García, 2009).

Para febrero del 2015 el *pad* 192 tuvo una producción de 3356 BPPD, 6164 BAPD y un BSW promedio de 64%. Dado que la mayoría de pozos producen de la arena Hollín, se tiene un factor de recobro del 20.8%.

### 2.1.2. Ubicación Geográfica

Está ubicado cerca del cantón “La Joya de los Sachas” en la provincia de Orellana al Nororiente de la Amazonía ecuatoriana. Los límites del campo son Palo Rojo, Eno, Ron y Vista al Norte; Campo Culebra – Yulebra al Sur; Campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi – Aguarico, Limoncocha y Paca al Este; y Pucuna, Paraíso y Huachito al Oeste (Ver Figura 2. 1)(Obando, 2015):

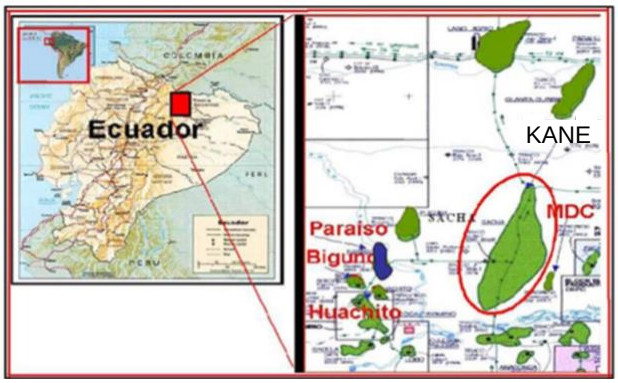



**Figura 2. 1**Mapa de Ubicación del Campo Sterling.
**Fuente:**Obando, 2015

### 2.1.3. Estructura Geológica

Como lo describeGarcía (2009), la trampa es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, cuyo eje principal está en dirección Noreste – Suroeste y cuyo eje secundario se encuentra bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca. Su longitud es de 28.5 km, con un ancho que varía entre los 4 y 9 km con la parte norte más angosta (2.7 km) y la parte central más ancha (9.5km).Una descripción más detallada del campo se muestra en la Tabla I.

**Tabla I.**Características del CampoSterling

| | |
|---|---|
| **Área (Acres)** | 41,000 |
| **N° de Pozos** | 200 |
| **N° de Pozos Productores** | 121 |
| **N° de Pozos Inyectores** | 6 |
| **N° de Pozos con Flujo Natural** | 2 |
| **N° de Pozos con Bombeo Hidráulico** | 98 |
| **N° de Pozos con Bombeo Mecánico** | 0 |
| **N° de Pozos con Gas Lift** | 0 |

| | |
|---|---|
| **N° de Pozos con BES** | 19 |
| **Fecha de Inicio de Producción, Año** | 1969 |
| **Grado API ° Promedio** | 28 |
| **BSW %** | 56 |
| **Producción Diaria de Petróleo, BPPD** | 49,668 |

**Fuente:** (García, 2009)

### 2.1.4. Estratigrafía del CampoSterling

La producción de crudo de la Cuenca Oriente está asociada principalmente a los depósitos del período Cretácico, las cuales abarcan las formaciones de Hollín y Napo para el Cretácico Medio y la formación Tena para el Cretácico Superior(Romero & Gómez, 2010).

#### 2.1.4.1. Hollín

Es la base de la edad geológica del Cretácico Medio dentro del Mesozoico. Posee un ambiente de deposición Marino Transgresivo. Se subdivide en dos partes:

#### 2.1.4.1.1. Hollín Superior

Posee areniscas cuarzosas, de tipo grueso y coloración blanca, encontradas en bancos grandes o de tamaño masivo. En el tope de esta formación se pueden encontrar intercalaciones de lutitas limosas junto con lutitas bituminosas que presentan una coloración oscura de forma intercalada en la misma.

#### 2.1.4.1.2. Hollín Inferior

Está compuesto de arenisca conglomerática la cual rellena paleovalles, cuyo afloramiento principal se ve reflejado en la carretera Loreto – Coca, su tipo de ambiente es estuarino y fluvial distal y se caracteriza por presentar yacimientos de agua salada como resultado de registros eléctricos(Pérez, 2013).

#### 2.1.4.2. Napo

Pertenece a un período que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica. Se caracteriza por poseer fuertes reflectores los cuales indican la presencia de niveles de calizas. Posee entre 500 y 2,500 pies de lutitas y calizas intercaladas con areniscas. Se subdivide en 4 miembros:

##### 2.1.4.2.1. Napo Superior

Incluye calizas “M-1”, las cuales se encuentran principalmente en este intervalo en toda la Cuenca Oriente, lutitas y areniscas

##### 2.1.4.2.2. Napo Medio

Se caracteriza por presentar calizas de tipo “A” y “M-2”. Su extensión geográfica es amplia dirigida hacia el Este con lutitas similares a las de Napo Superior.

#### 2.1.4.2.3. Napo Inferior

Contiene calizas “B”, lutitas “U” y areniscas “U” las cuales delimitan con la formación Napo Basal, la cual se encuentra debajo de esta, y se delimita por un banco masivo de arenisca “T”.

#### 2.1.4.2.4. Napo Basal

Contiene arenisca Basal, lutitas de coloración negra y areniscas “T”. La base de la formación es delimitada por un banco arenoso de la formación Hollín, y el tope se delimita por un banco de areniscas “T”(Romero & Gómez, 2010).

### 2.1.4.3. Tena

Pertenece al Cretácico Superior, con un espesor aproximado de 400 a 3,200 pies, y se subdivide en dos miembros:

#### 2.1.4.3.1. Tena Superior

La formación pertenece principalmente al período del Paleoceno y en menor cantidad al Cretácico Superior, se caracteriza por poseer limolitas y areniscas de color rojizo. Su depositación es Continental.

#### 2.1.4.3.2. Tena Inferior

Posee un ambiente de deposición Continental a Marina Somera, se caracteriza por poseer limolitas y areniscas de color rojizo de grano fino(Pérez, 2013).

## 2.2. Marco Teórico

### 2.2.1. Ciclo de Vida de Producción de un Pozo

Cuando un pozo recién se perfora, este tiene energía natural proveniente del yacimiento y su mecanismo de empuje. Cuando esta energía natural es suficiente para llevar fluidos desde el fondo hasta la superficie, el pozo producirá de manera natural. Para mantener la presión se puede inyectar agua o gas. Este

método de producción es el más barato y por ende se pretende mantenerlo durante el mayor tiempo posible. Cuando la presión de formación es muy baja, y la inyección de agua o gas no puede mantener la presión, el pozo debe ser producido artificialmente(Devold, 2013).

### 2.2.2. Mecanismos de Empuje

Es importante identificar los mecanismos de empuje ya que estos influenciarán la tasa de producción y el tipo de levantamiento artificial que se usará. Según(K. Brown, 1977), estos mecanismos de empuje son:

*Empuje por Gas en Solución:*También se lo conoce como empuje por gas interno, empuje por depletación, y/o rendimiento volumétrico. Algunas de sus características son que mantiene un volumen constante (no hay cambios en el tamaño inicial del yacimiento), hay un flujo de dos fases a presiones menores al punto de burbuja, el gas sale de solución, pero no se mueve hacia arriba para formar una capa de gas, la producción de petróleo es resultado de la expansión volumétrica del gas en solución.

En la producción temprana del yacimiento, el petróleo es reemplazado por gas en un volumen equivalente, pero a medida que la presión declina se desarrolla una fase gaseosa más grande. Entonces, se requiere de más expansión del gas por unidad de volumen de petróleo producido debido a la habilidad del gas de fluir libremente.

En general, estos pozos tendrán una tasa de producción baja en la etapa madura de su vida a no ser que tengan intervalos de pago largos. Producirán menos de 100 BPD (Ver Figura 2. 2).

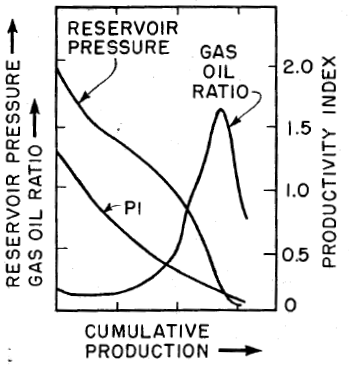



**Figura 2. 2**Rendimiento típico de un campo con empuje por gas en solución
**Fuente:**K. Brown, 1977

*Empuje por Agua o Acuífero Activo:*También se lo conoce como control hidráulico. Algunas de sus características son que el volumen de petróleo del yacimiento no es constante dado que el

agua invade el yacimiento cambiando el volumen inicial del contenedor (yacimiento), hay un desplazamiento de petróleo por agua, también podría tener una fase gaseosa resultando en una combinación de un empuje por agua y depletación, tendrá una tasa de producción mínima.

En un empuje por agua muy activo la declinación de la presión será bastante pequeña y, en realidad, la presión podría mantenerse constante (Ver Figura 2. 3).

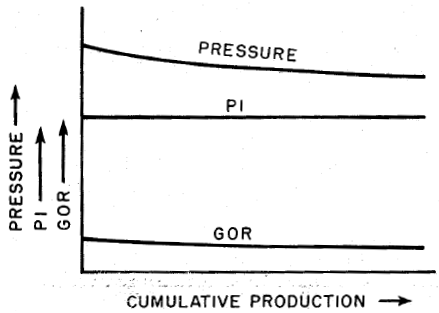



**Figura 2. 3**Rendimiento típico de un campo con empuje por acuífero activo
**Fuente:**K. Brown, 1977

*Empuje por Expansión de Capa de Gas:*También nos podemos referir a este como segregación o drenaje gravitacional. El yacimiento se encuentra en un estado de segregación (una

zona de petróleo cubierta por una capa de gas). A medida que la producción avanza la capa de gas se expande y se mueve hacia abajo, resultando en el mecanismo de empuje. Un empuje por segregación con contraflujo tendrá gas saliendo de solución y moviéndose a la capa de gas.

El empuje por segregación con contraflujo se aproxima a un proceso diferencial de liberación de gas definido como un proceso en el que los gases liberados de solución en el petróleo, cuando la presión se reduce se remueven del contacto con el petróleo tan pronto como se forman ¿? No se entiende éste párrafo(Ver Figura 2. 4).

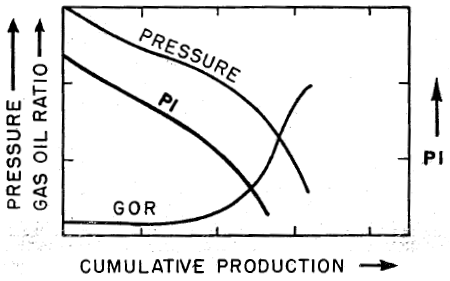



**Figura 2. 4**Rendimiento típico de un campo con empuje por expansión de capa de gas
**Fuente:**K. Brown, 1977

### 2.2.3. Métodos de Levantamiento Artificial

Se utilizan los métodos de levantamiento artificial con el fin de reducir la BHP de la formación con el fin de obtener una mayor tasa de producción de un pozo. Se puede utilizar para generar flujo de un pozo en el que no existe el flujo o se puede utilizar para incrementar el flujo de un pozo para producir a una mayor tasa(J. D. Clegg, 2007). Los métodos más comunes que se utilizan son los siguientes:

*Levantamiento Mecánico:*También conocido como bombeo Mecánico. Estos sistemas son los más antiguos y los más utilizados. Está compuesto por partes que operan tanto en superficie como en fondo. Consiste en un "*prime mover"* que usualmente es un motor eléctrico, y una viga fijada en un poste de pivote. Tendrá barras conectadas a superficie. Estas también estarán conectadas entre sí. (Ver Figura 2. 5).

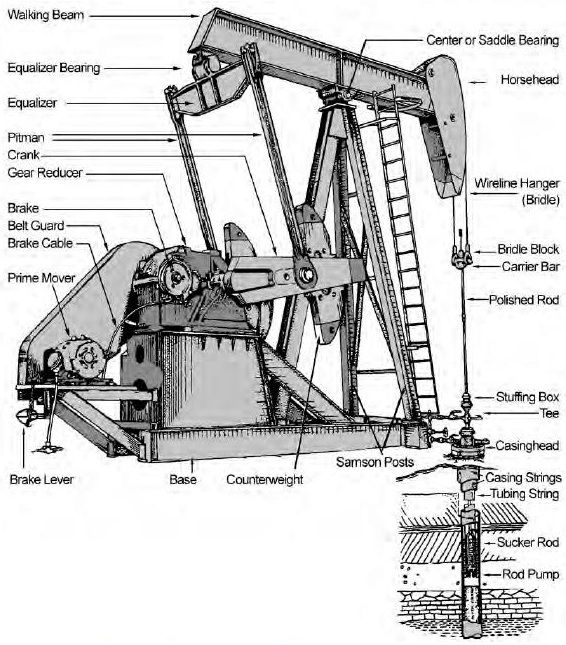



**Figura 2. 5**Esquema de una unidad de bombeo convencional con los componentes mayores de un sistema de bombeo mecánico
**Fuente:**J. D. Clegg, 2007

El sistema permite que la viga haga un movimiento hacia delante y hacia atrás moviendo los componentes en fondo hacia arriba y hacia abajo.

*Gas Lift:* Utiliza una fuente externa de gas a alta presión para suplementar al gas de formación con el fin de levantar los fluidos de pozo. Se utiliza el método de flujo continuo e intermitente.

En su gran mayoría se utiliza el flujo continuo. Se inyecta el gas continuamente al conducto de producción a una profundidad máxima que depende de la presión de inyección del gas y la profundidad del pozo. El gas inyectado se mezcla con los fluidos de producción y disminuye la densidad y el gradiente de presión fluyente de la mezcla que permite se levante la columna de fluido a superficie.

En el caso del método intermitente, es el desplazamiento periódico de líquido del "*tubing*" por inyección de gas a altas presiones. La acción es similar al disparo de una bala. El tapón de líquido que se acumula en el "*tubing*" representa la bala. El gas inyectado produce el movimiento del tapón de líquido a superficie.

*Sistema de Bombeo Electrosumergible:* Los componentes principales de un sistema BES son una bomba multietapas centrífuga, un motor de inducción de tres fases, una sección de una cámara de sello, un cable de poder, y controladores de superficie. (Ver Figura 2. 6).

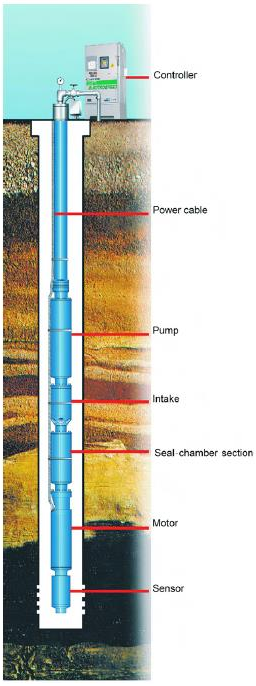



**Figura 2. 6**Configuración de un Sistema BES
**Fuente:**J. D. Clegg, 2007

A medida que el fluido entra al ensamble, primero pasa por un impulsor dentro de la bomba y el fluido es levantado centrífugamente ganando energía en forma de velocidad. Al

salir del impulsor, el fluido entra al difusor donde la velocidad es convertida en presión. Luego, entra en el siguiente impulsor y así sucesivamente hasta pasar por todas las etapas de la bomba hasta que tenga suficiente energía para llegar a la superficie del pozo (Von Flatern, 2015).

### 2.2.4. Bombeo Hidráulico

Se debe resaltar la importancia de este tipo de levantamiento artificial debido a que es el ideal para operar una bomba sumergible, la cual crea un sistema pozo – superficie que va a permitir la extracción de fluidos. Estos sistemas transmiten energía hacia el fondo del pozo por medio de un fluido de poder presurizado que fluye en los tubulares del pozo. La bomba de fondo actúa como un transformador que convierte la energía a presión en los fluidos producidos(Brown & Kermit, 1980).

Una forma común de bomba hidráulica de fondo consiste en un set de pistones reciprocantes, uno impulsado por el fluido motriz y el otro por el los fluidos del pozo. Otra forma que se ha popularizado es la bomba jet que convierte el fluido motriz presurizado en un jet de alta velocidad que se mezcla directamente con los fluidos del pozo (Ver Figura 2. 7).

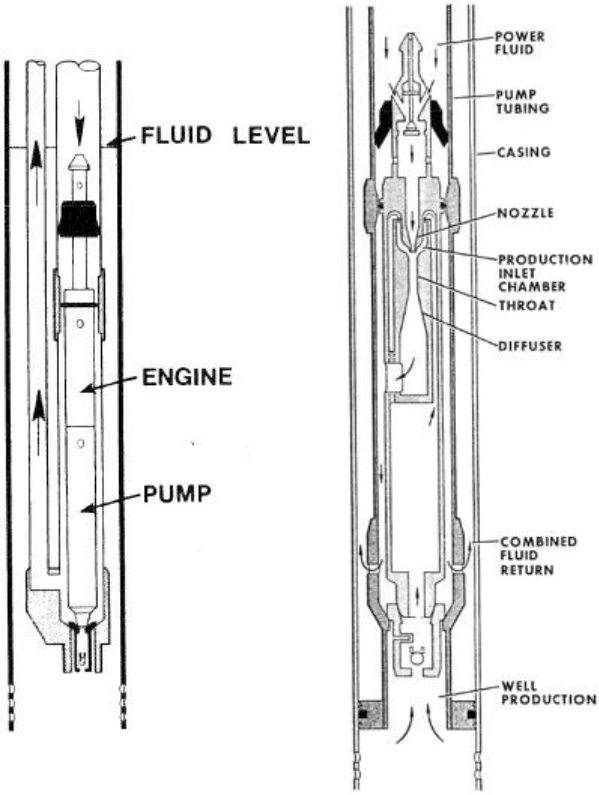



**Figura 2. 7**Bomba de pistones vs bomba jet para bombeo hidráulico
**Fuente:**Brown & Kermit, 1980

La calidad del fluido motriz es uno de los factores más importantes debido a que afectan la vida promedio de una bomba de fondo, y al dañarse reflejan un gran aumento en costos de reparación de las mismas. Uno de los daños

principales que puede generar el fluido motriz a la bomba es el contenido de sólidos del mismo, ya que el flujo de partículas sólidas, generalmente abrasivas, genera pequeños choques contra la bomba, que tarde o temprano cederá dependiendo de la resistencia del material de ésta. Existen dos tipos de sistemas de fluido motriz, los cuales dependerán del tipo de fluido que utilicen, y pueden ser agua y petróleo. Dicha decisión va a depender de diversos factores tales como:

La elección de agua como fluido motriz va a ser generada principalmente por motivos ambientales. El uso de agua va a conllevar a emplear químicos anticorrosivos y de lubricaciónEn vista de que el sistema de bombeo hidráulico por bomba jet es abierto, es decir que el fluido se mezcla, el uso de químicos va a generar un gasto económico debido a que el fluido retorna a superficie y un constante uso de químicos al momento de inyectar fluidos es un aspecto necesario debido a la tendencia del agua de corroer y la poca lubricidad de la misma. Una característica importante del uso del agua es el requerimiento de presión de superficie, el cual es considerablemente menor respecto al uso de petróleo.

El uso de petróleo como fluido motriz va a requerir mayor gasto económico solamente cuando se necesite agregarle químicos extras para generar lubricidad durante su flujo. El mantenimiento en superficie al usar petróleo como fluido motriz es menor debido a que se reemplaza el uso de "*packers*" con el de "*liners*" o "*plungers*" metal – metal. El uso de petróleo permite una mayor vida útil en las bombas de superficie debido a su capacidad de lubricar los equipos, y en algunos casos también el equipo de subsuelo, a diferencia del agua que se ve afectada por las altas temperaturas de fondo. Al poner a prueba un pozo, la presencia de petróleo en el fluido motriz va a causar errores, principalmente cuando la razón entre el petróleo motriz inyectado y el producido es grande (10:1), es decir, un error de 2% en la medida del fluido motriz se puede ver reflejado a 20% en el fluido producido(Brown & Kermit, 1980).

#### 2.2.4.1. Principio de Pascal

El principio fundamental del tipo de sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico se basa en la "*Ley de Pascal*" la cual nos indica que: si a un fluido se le aplica una presión en cualquier punto, dicha presión se

va a transmitir con la misma intensidad a través de todo el fluido y las paredes que lo contengan(Krassik, 2013).

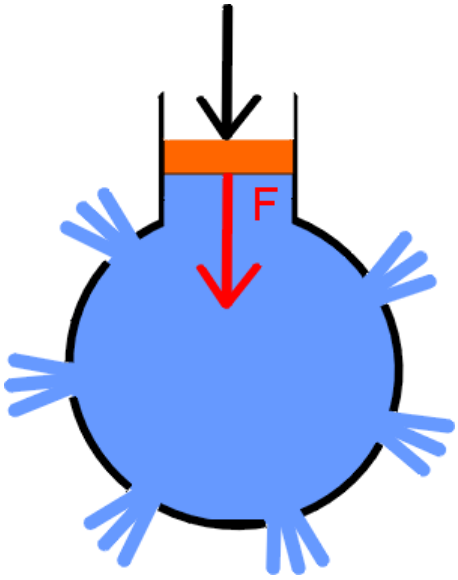



**Figura 2. 8**Principio de Pascal
**Fuente:**Shoaib, 2017

Este principio permite entender el funcionamiento y la utilidad del bombeo hidráulico al permitir el flujo de fluido a través de las paredes del pozo; lo cual facilita que la presión enviada en superficie sea la requerida en el fondo para poder levantar la cantidad de fluido necesaria con el fin de justificar económicamente su extracción.

### 2.2.5. Bomba Hidráulica Tipo Jet

El uso de la bomba hidráulica tipo jet en el bombeo hidráulico se da principalmente a que esta bomba no posee partes móviles y el principio de la misma se basa en la transferencia de energía generada entre el fluido inyectado y el fluido producido (Ver Figura 2. 9). La ventaja que representa la ausencia de partes móviles se observa al poder trabajar con fluidos con tendencia a ser corrosivos y abrasivos, aparte de que los materiales utilizados en este tipo de bombas, en la actualidad, son resistentes a estos ambientes. Una desventaja de este tipo de bombas es que no son aplicables en todos los pozos, ya que la presión de succión es la limitación de las mismas, como en otros tipos de levantamiento. Para definir la misma, se debe tomar en cuenta el IP del pozo y la presión de burbuja. En el caso de bombeo hidráulico tipo jet, otra desventaja que se puede presentar es la cavitación de la bomba, evento que dependerá de la geometría seleccionada.(Brown & Kermit, 1980).

**Figura 2. 9**Bomba Jet armada
**Fuente:** Coronel, D., Cepeda, B., 2017

La bomba jet CLAW®utilizada por SERTECPET®sigue el principio mencionadoanteriormente, el cual se encarga de transferir la energía potencial al atravesar el "*nozzle*" a energía cinética para poder dar inicio a la producción de fluidos. La forma convencional en la cual opera este tipo de bombas al

transportar el fluido inyectado es de dirigirlo al fondo del pozo por medio del "*tubing*", y realizar su retorno por el anular. Se utilizan en pozos de producción continua y cuando se necesiten realizar pruebas de pozos. Se caracteriza por estar construida de un acero de alta calidad, con el cual evita el daño y desgaste por ambientes severos. Se le pueden adaptar sensores para análisis PVT y puede ser fácilmente removida hidráulicamente o con operaciones de "*wireline*"(SERTECPET®, 2017a).

#### 2.2.5.1. Ventajas de la Bomba Jet CLAW®

- Debido a su diseño las pérdidas por fricción son mínimas.
- Es de gran utilidad en operaciones de recuperación que involucren ácidos y solventes debido al material con el que están construidas.
- Es de gran flexibilidad respecto a su uso ya que puede aplicarse en pozos verticales, desviados y horizontales.
- Debido a la gran disponibilidad de los tamaños de "*nozzle*" y "*throat*" se pueden realizar aproximadamente 483 posibles geometrías que varían en un rango de 50 BFPD a 12000 BFPD.

- El tiempo de reparación de la misma es relativamente corto.
- Costos de operación de la bomba son bajos, lo cual permite obtener una mayor ventaja económica.
- Se puede asentar a una profundidad cercana a la formación para extraer fluidos (+/- 200 pies) lo que permite una recopilación de datos de presión y temperatura sin afectaciones por efectos de "*wellborestorage*". (SERTECPET®, 2017a)

#### 2.2.5.2. Partes de la Bomba Hidráulica Tipo Jet

Las partes de la bomba hidráulica tipo, con vista frontal desde el subsuelo, son(SERTECPET®, 2014): (Ver Figura 2. 9) (Ver Tabla II)

<u>Externos</u>

- *Fishingneck:* Elemento principal al momento de recuperar la herramienta para pruebas o cambios en la geometría de la misma. Permite el ingreso del fluido de inyección a la bomba.

- *Center Adapter:*Parte que asegura los elementos sellantes.
- *ChevronPackers:* Se coloca entre el center adapter y el endadapter generalmente en un set de 3 packers, los cuales evitan fugas de fluido y permiten un sello eficaz para la conexión de la bomba de fondo.
- *EndAdapter:*Complemento que asegura los chevronpackers.
- *UpperPackingMandrel:* Es un elemento que une el *fishingneck*con el *outtertube,* el cual contiene el *center adapter, el endadapter*y los chevronpackers.
- *OutterTube:* Tubo que contiene los elementos internos con los que se produce el efecto característico de la bomba el cual permite la producción de fluidos de fondo.
- *DischargeBody:* Elemento en el que ocurre la descarga de fluidos provenientes de fondo del pozo, mezclados con el fluido inyectado de superficie, con el fin de producirlos mediante la línea de retorno del sistema de levantamiento artificial.

- *AdapterExtension:* Un adaptador que sirve para conectar el *dischargebody* con el conector inferior, permitiendo que el fluido pase por él.
- *Bottom Plug:* Pieza final de la bomba en donde se conectará el *adapterextension* y junto a este servirá de apoyo y soporte para todos los elementos que contiene la bomba de fondo.

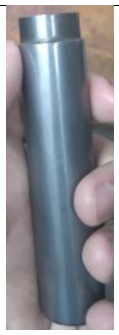
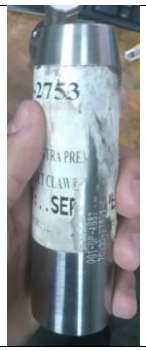
Internos

- *Nozzle:*Es importante en el diseño de la bomba jet de fondo. Sirve para generar el efecto Venturi. Se lo conoce también como boquilla. Generalmente se lo fabrica de una aleación fuerte que soporte las grandes presiones a las que se lo somete, y su apariencia física presenta un cambio de diámetro del inferior respecto al superior, cambiando la energía potencial en cinética y viceversa.
- *Nozzleretainer:* Se encarga de almacenar o retener el "*nozzle"*y conectarlo con el "*throat*". Genera la altura entre la garganta y el "*nozzle"*.

- *Throat:* Este elemento va ubicado luego del "*nozzle"*y trabaja junto con el *difusser*en donde se tiene un área constante para poder mezclar los fluidos provenientes del "*nozzle"*y del fondo del pozo. Se la conoce también como garganta o tubo mezclador.
- *Difusser:* Reside inmediatamente después del "*throat*", cambia la energía cinética a energía potencialal mismo tiempo que genera una presión de descarga lo suficientemente fuerte para levantar los fluidos de fondo. Se lo conoce como difusor o expansor.
- *HousingThroat:* Elemento que contiene el "*throat*" y el difusor, el cual sirve para protegerlos de las grandes presiones de inyección, así como también sirve como conducto del fluido para poder conectarlo con las otras partes de los elementos de la bomba de fondo.

**Tabla II.** Partes de Bomba Jet CLAW

| **Partes de Bomba Jet CLAW** | | |
|---|---|---|
| | | |
| FishingNeck | UpperPackingMandrel | Filter |
| | | |
| Center Adapter | ChevronPackers | EndAdapter |
| | | |
| Nozzle | NozzleRetainer | Throat |

| | | |
|---|---|---|
|  |  | |
| Difusser | HousingThroat | DischargeBody |
| | | |
| OutterTube | AdapterExtension | Bottom Plug |

**Fuente:** Coronel, D., Cepeda, B., 2017

#### 2.2.5.3. Efecto Venturi

Es importante mencionar que el funcionamiento de la bomba hidráulica tipo jet aplica el efecto de Venturi con el cual se genera la presión de succión suficiente para

extraer los fluidos del pozo. El diseño de la bomba está basado para poder cumplir dicho efecto, con el cual se genera una extracción de fluidos sin la necesidad de partes móviles o fuentes externas de energía.

El efecto consiste en generar diferenciales de área los cuales permiten que un fluido varíe en caudal y presión, aprovechando la geometría y configuración de las herramientas para facilitar el movimiento del fluido y generando una transferencia de energías de potencial a cinética. Para poder cumplir el efecto, la bomba posee una configuración de piezas que permiten generar diferentes diferenciales, los cuales aprovecharé para la producción del pozo. Posee un juego de "*nozzle"*o boquilla y "*throat*" o garganta, las mismas que se pueden alternar en diversas combinaciones geométricas respecto a su tamaño con las cuales dependerán según las características del pozo intervenido para poder obtener un caudal ideal de retorno, Dicho caudal permitirá aprovechar al máximo el pozo sin exigirle más de lo que da, sin dañar formaciones y limpiando o enfriando herramientas en el transcurso del mismo. El efecto

Venturi se puede explicar de la siguiente forma: (Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**)

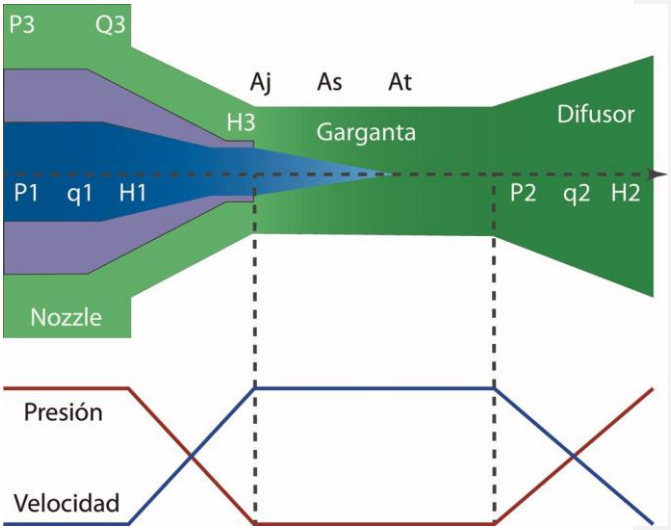



**Figura 2. 10**Efecto Venturi, Funcionamiento de Bomba Jet
**Fuente:** Manual Bomba Jet SERTECPET®, 2014

Se bombea fluido de inyección, el cual atraviesa la boquilla de la bomba de subsuelo con caudal (q1) y presión (P1), esta presión, generalmente baja a la salida de la boquilla, es generada por la reducción de área de lamisma, permitiendo un gran aumento en la velocidad del fluido.

El fluido inyectado va a arrastrar el fluido que se encuentra en el pozo debido a su cambio de velocidades y su diferencial de presiones(SERTECPET®, 2014). Este fluido arrastrado pasa por una sección constante de la garganta de la bomba, en donde se va a producir la mezcla entre el fluido inyectado y el fluido de fondo del pozo y en la cual se conecta el difusor, el mismo que por diferencia de áreas permite disminuir la velocidad del fluido el cual va a terminar con baja velocidad y alta presión (P2) conocida también como presión de descarga la cual debe ser suficientemente alta para poder levantar los fluidos a un (Q2) deseado. La descarga del difusor debe ser la suficiente para lograr empujar los fluidos de fondo del pozo, para completar el ciclo y permitir que se mezclen en la garganta.

Al mismo tiempo que el fluido de inyección es impulsado por la boquilla y mezclado en la garganta con el de fondo, sucede una atracción del mismo alrededor de la boquilla, en donde se va a generar una presión (P3) conocida como presión de succión, la cual permite que los fluidos inyectados y de fondo fluyan a un caudal ideal (Q3) el

cual se verá reflejado en superficie. Otra forma de entender la presión de succión es que el fluido inyectado se mezcla con el fluido de fondo del pozo el cual, debido al diferencial de presión ocasionado a la salida de la boquilla, tiende a subir por la tendencia de la presión de ir de mayor a menor, junto con el empuje ocasionado del fluido inyectado que se mezcla ocasionando un flujo continuo que, según la configuración de la bomba, permitirá producir a caudales ideales según las características de cada pozo.

Se puede observar en la figura mencionada la relación inversa que poseen la presión y la velocidad al momento de que existen los cambios de geometrías de la bomba jet.

#### 2.2.5.4. Nomenclatura

Las partes más importantes de la bomba jet van a presentar un área interna que permitirán combinarlas geométricamente para producir un caudal deseado. Para identificarlas se utiliza una nomenclatura con el cual se pueden identificar el tamaño y la capacidad de las

bombas, al ser datos ideales al momento de realizar diseños. El "*nozzle*" se lo denomina con un número (#6, #8, #9, etc.) y al "*throat*" con una letra (G, H, K, etc.). Se puede observar una aproximación de la inyección generada con cada tamaño de "*nozzle*" (Ver Tabla III) y se puede verificar la combinación de geometrías en la Tabla IVen donde se plantea una producción aproximada.

**Tabla III.** Inyección máxima aproximada

| **Inyección Máxima Aproximada** | |
|---|---|
| **Nozzle** | **Inyección (BFPD)** |
| *4* | 400 |
| *5* | 600 |
| *6* | 750 |
| *7* | 1000 |
| *8* | 1250 |
| *9* | 1450 |
| *10* | 1600 |
| *11* | 2400 |
| *12* | 3400 |

| | |
|---|---|
| *13* | 4500 |
| *14* | 6000 |

**Fuente:**SERTECPET®, 2016

**Tabla IV.** Producción aproximada de geometrías

| **Producción Aproximada** | |
|---|---|
| **Geometría** | **Producción (BFPD)** |
| *5E/5G* | 400 |
| *6F/6G* | 600 |
| *7G/7H* | 800 |
| *8H/8I* | 1000 |
| *9I/9J* | 1400 |
| *10J/10K* | 1600 |
| *11K/11L* | 2200 |
| *12L/12M* | 3200 |
| *13M/13N* | 4500 |
| *14N/14O* | 6000 |

**Fuente:**SERTECPET®, 2016

### 2.2.6. Bomba Jet CLAW®Reversa

Esta bomba posee los mismos componentes de la jet claw® convencional o directa, con la diferencia de que el orden de los mismos está alterado. En el caso de la directa, el "*nozzle*" se ubica en la parte superior, mientras que, en la reversa en la parte inferior, por lo tanto, la dirección de flujo de la misma va a iniciar en el espacio anular con la inyección de fluido y culminar con el "*tubing*" en donde retornará el fluido producido mezclado con el inyectado.

**Figura 2. 11**Bomba Jet CLAW® Reversa
**Fuente:**SERTECPET®, 2017a

#### 2.2.6.1. Ventajas de la Bomba Jet CLAW® Reversa

- La recuperación de fluidos de fondo inicia luego de que la capacidad de la tubería de producción ha sido desplazada, lo cual genera un significante ahorro de tiempo siendo menor el volumen desplazo a superficie al producir por el "*tubing*".
- No requiere presiones de superficie mayores a 2500 psi para comenzar su operación.
- Se recomienda su uso en pozos nuevos o con un contenido de sólidos alto, debido a que este tipo de bomba se caracteriza por permitir una fácil circulación de partículas abrasivas.
- La bomba puede manejar altos volúmenes de gas libre sin presentar desgaste excesivo y significativo(SERTECPET®, 2017a).

### 2.2.7. Software CLAW®

Utilizando el análisis nodal logra diseñar sistemas de producción para el método de levantamiento artificial de bombeo hidráulico. Permite elegir la combinación ideal del tamaño de los componentes principales de la bomba jet, con datos obtenidos en pruebas de producción; así

como simular, ajustar y predecir el comportamiento que tendrán los fluidos de un pozo, indicar el índice de productividad (IP), caudales óptimos y presiones fluyentes (SERTECPET®, 2017c).

#### 2.2.7.1. Parámetros de diseño

Para poder diseñar con esta herramienta es necesario conocer los requerimientos de la misma:

*Pozo y flujo:* Como datos generales se necesita especificar tipo de pozo, método de levantamiento, tipo de fluido, modelo PVT. Hay que determinar los tipos de correlaciones a utilizar para flujo monofásico y multifásico.

*PVT:* Como datos de reservorio se debe ingresar presión, temperatura, presión de separador, temperatura del separador, gravedad específica API, gravedad específica del petróleo, gravedad específica del gas, RGP en solución, corte de agua, salinidad, gravedad específica de agua. Se debe establecer el tipo de correlación PVT a utilizar y definir un punto de burbuja. En caso de no tenerlo el software lo calculará. Se debe indicar la presencia de gases que pueden afectar el diseño como $CO_2$ y $H_2S$, entre otros e indicar su fracción. Como datos de los

fluidos, en el caso del petróleo es necesario ingresar el Bo, μ y la correlación de μ. Como datos del gas tenemos Rs, Bg, densidad, viscosidad, correlación de viscosidad, y en el caso de agua Bw, densidad, viscosidad y su respectiva correlación. Se establecen para el análisis los límites de presión y temperatura y se determinan las correlaciones finales para poder generar resultados.

*Análisis mecánico del pozo:* Se establece la trayectoria del pozo, agregando datos de TVD, MD, azimut, inclinación, entre otras según su tipo. Se establecen los datos de completación y el gradiente de temperatura del mismo.

*Cálculo de IPR:* Se define el modelo de IPR a utilizar y dependiendo del mismo se ingresan los datos que sean requeridos. Se pueden ingresar datos de sensor para generar un IPR con mayor exactitud.

*Diseño hidráulico Jet:* Se define el tipo de sistema que utiliza el bombeo hidráulico y se establece un punto fijo al cual se le puede aplicar un análisis nodal. Se utilizan datos como presión de fondo fluyente, temperatura de fondo fluyente, caudal

inyectado, Bsw inyectado, salinidad y gravedad específica de agua. Se determina un tamaño de boquilla y garganta.

*Caudales de inyección y producción:* Se define el caudal requerido de inyección para obtener un caudal de producción determinado, de los cuales dependerá la selección del “nozzle” o boquilla, y la garganta o su geometría. Los caudales de inyección y producción máximos para cada boquilla y geometría se muestran en las tablas III y IV.

### 2.2.8. Mobile Test Unit (MTU)

La unidad móvil de prueba o MTU por sus siglas en inglés es un equipo que se utiliza en el sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico con el fin de evaluar o producir el pozo (Ver Figura 2. 12). También puede ser utilizada en pozos exploratorios o de avanzada principalmente para realizar pruebas de presión o producción(SERTECPET®, 2015).Este equipo esnecesario para determinar parámetros de fondo y superficie de forma cualitativa y cuantitativa, trabaja en conjunto con una bomba de fondo tipo jet que facilita el levantamiento de fluidos por este método. Cuando ambos equipos se emplean en un pozo se los pueden utilizar para estimular la producción, a la

vez que se obtiene el verdadero potencial y los parámetros en un tiempo corto. Entre las principales ventajas tenemos que no es necesario el uso de tanques para almacenar fluido de inyección, contiene medidores de gas y líquidos, la unidad puede bombear la producción hasta una estación de procesamiento, cuenta con procesos automatizados tanto en alta como en baja presión (SERTECPET®, 2017b).

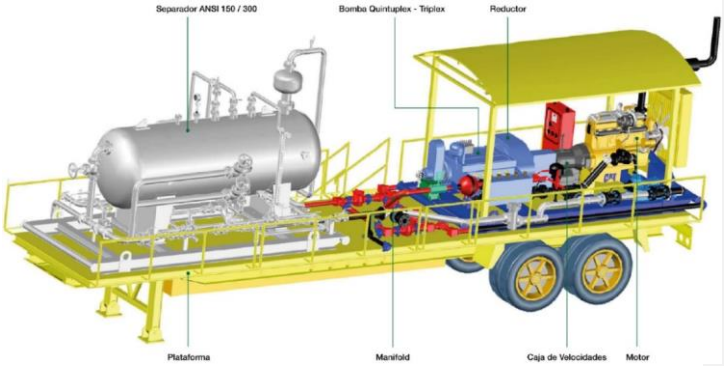



**Figura 2. 12**Componentes de la MTU
**Fuente:**SERTECPET®, 2015

Posee 7 partes principales las cuales son un motor de combustión interna, una caja de velocidades, un reductor de velocidades, una bomba reciprocante de desplazamiento positivo, un *manifold*, un separador, y una plataforma.

### 2.2.9. Análisis Nodal

El análisis nodal es una aproximación que se utiliza para analizar los problemas que pueden tener los pozos productores de petróleo y para mejorar el desempeño de diversos pozos al conocer el caudal óptimo a los que pueden producir sin causar daños en equipos, las paredes del pozo o la formación. En el caso en el que se utilice un levantamiento artificial, la presión se va a reflejar como una función de la tasa de producción.

Dicho análisis se puede aplicar tanto en la superficie como en el subsuelo, es decir, en donde se pueda generar un nodo, el cual es el punto en donde existen presiones de entrada y de salida relacionadas con caudales de inyección y de producción. El objetivo principal es poder generar resultados de tal forma que la producción actual de crudo se pueda comparar con la producción que debería generar el pozo de acuerdo con su potencial y tomar decisiones para llegar a dicho caudal óptimo (Beggs, 2003).

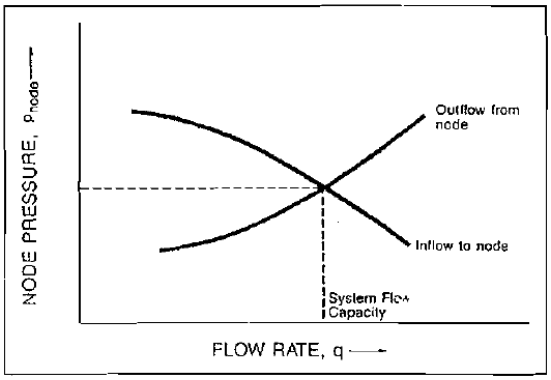



**Figura 2. 13**Determinación de capacidad de flujo
**Fuente:**Beggs, 2003

Para modelar utilizando análisis nodal en el bombeo hidráulico es necesario conocer las presiones de entrada y salida del mismo. El problema es encontrar un caudal que pueda existir entre ese diferencial de presiones, que permita producir el pozo a niveles ideales. Se establece que, para una presión de entrada y una presión de salida dadas, existe uno y solo un caudal que pueda existir en dicha diferencia, por lo cual se procede a fijar una presión, generalmente la de entrada y alternar los valores de la presión de salida para encontrar caudales a cada una de estas.Posterior, se realiza un bosquejo en una gráfica de presión versus caudal. Luego se procede a fijar la presión de salida y variar la presión de entrada para generar nuevos caudales. Se trazan los resultados en la gráfica anteriormente creada y se selecciona el punto en el que ambas líneas se crucen. Dicho punto va a representar el caudal óptimo

con el que puede producir el pozo (Ver Figura 2. 13)(Camaro, Aguilar, Ríos, & Rivas, 2009)

# CAPÍTULO 3
## METODOLOGÍA

El desarrollo integral del proyecto va a incluir el análisis de 12 pozos del campo Sterling con datos de reservorio, datos mecánicos de pozo y diseño de bomba los cuales utilizan bombeo hidráulico con MTU en conjunto con una bomba jet de fondo. Con la ayuda de estos datos se podrán observar sus condiciones actuales y realizar un estudio que permita rediseñar el sistema óptimo modificando las geometrías de la bomba jet de fondo. El método utilizado para el estudio será del tipo correlacional, con el fin de analizar cómo se comporta la producción de un pozo al cambiar los parámetros de una bomba.

Para que se cumpla el objetivo del proyecto es necesario utilizar la herramienta digital CLAW®. Con los datospreviamente mencionados, al diseñar geometrías ideales en los pozos, se podrá realizar un análisis comparativo de optimización con la producciónpropuesta respecto a la producción actual. Estopermitirá descartar pozos cuyo aumento de fluido producido no sea lo suficientemente significante. Se realizará el análisis de los 12 pozos en donde se desarrollarán propuestas individualespara observar cambios en la presión y caudal de inyección, para obtener un retorno aceptable y que justifique la intervención en los mismos. Se seleccionarán los pozos que presenten las mejores opciones para poder mostrar los resultados como un aumento de producción individual y del campo. Se utilizan datos de

completación de cada pozo para realizar un diseño con menor incertidumbre.

## 3.1 Selección de Pozos del Campo Sterling

Para el estudio, se han seleccionado los pozos Kane-01, Kane-17, Kane-19, Kane-25, Kane-26, Kane-88, Kane-101, Kane-112, Kane-130, Kane-134, Kane-190D, Kane-197D. Las características principales de los pozos y su diseño de bombeo hidráulico actual se muestran desde laTabla Vhasta la Tabla XVI.

**Tabla V.** Características Principales del pozo Kane-01

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 10I |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1200 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 211 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 270 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 27.8 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.888 |
| *Bsw (%)* | 3 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 24800 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.02 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 60 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |

| | |
|---|---|
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9386 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9047 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3700 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 1795 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 26 |

**Fuente:** Base de datos SERTECPET®

**Tabla VI.** Características principales del pozo Kane-17

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 10K |
| *PowerOil/MTU* | MTU |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1033 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 218.6 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 380 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 25.1 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.904 |
| *Bsw (%)* | 20 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 26500 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.02 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 50 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Camisa |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9405 |

| | |
|---|---|
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9088.5 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | 9155 |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3500 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 3176 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 24 |
| *API Fluido Motriz* | 20.35 |

**Fuente:** Base de datos SERTECPET®

**Tabla VII.** Características principales del pozo Kane-19

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 10I |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1200 |
| *Presión de Reservorio (psi)* | |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 218.6 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 398 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 26.7 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.804 |
| *Bsw (%)* | 60 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 18000 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 75 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9379 |

| | |
|---|---|
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9086 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3910 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 2330 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 25.6 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla VIII.** Características principales del pozo Kane-25

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 9A(10I) |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1500 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 210 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 615 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 25.5 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.901 |
| *Bsw (%)* | 60.5 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 6300 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 65 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9390 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |

| | |
|---|---|
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9108 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3750 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 1600 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.5 |
| *API Fluido Motriz* | 25.5 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla IX.** Características principales del pozo Kane-26

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 11J |
| *PowerOil/MTU* | MTU |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1250 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 210 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 221 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 26.1 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.898 |
| *Bsw (%)* | 48 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 8800 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 90 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9375 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9137 |

| | |
|---|---|
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3500 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 2374 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 100 |
| *API Fluido Motriz* | 10.00 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla X.** Características principales del pozo Kane-88

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | T |
| *Geometría Actual* | 9A (10I) |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | - |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | - |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 240 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1293 |
| *Grado API (°API)* | 28 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.887 |
| *Bsw (%)* | 6 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 15100 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 60 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 412 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.257 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9666 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9458 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |

| | |
|---|---|
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3700 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 2580 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 25.6 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla XI.** Características principales del pozo Kane-101

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 9A |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1200 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 210 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 550 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 26.5 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.896 |
| *Bsw (%)* | 70 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 14300 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 40 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9369 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9187 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |

| | |
|---|---|
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3750 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 1660 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 25.6 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla XII.** Características principales del pozo Kane-112

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | Basal Tena |
| *Geometría Actual* | 10I |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 800 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 197 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 350 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 807 |
| *Grado API (°API)* | 26.5 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.896 |
| *Bsw (%)* | 12.6 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 19500 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 60 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 150 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.099 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 8691 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 8400 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | 8433 |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |

| | |
|---|---|
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3700 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 1590 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 25.6 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla XIII.** Características principales del pozo Kane-130

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 12K |
| *PowerOil/MTU* | MTU |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1600 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 210 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 528 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 23.2 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.915 |
| *Bsw (%)* | 56 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 12500 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 110 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Camisa |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9443 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9264.2 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |

| | |
|---|---|
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3500 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 3123 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 100 |
| *API Fluido Motriz* | 10 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla XIV.** Características principales del pozo Kane-134

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 10I |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1300 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 210 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 230 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 27.2 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.892 |
| *Bsw (%)* | 4 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 19800 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 70 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Cavidad |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9434 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9229 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |

| | |
|---|---|
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3300 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | 2215 |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 26 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

**Tabla XV.** Características principales del pozo Kane-190D

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | TI |
| *Geometría Actual* | 12K |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1100 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 215 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 430 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1293 |
| *Grado API (°API)* | 27.1 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.892 |
| *Bsw (%)* | 5 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 17600 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 150 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 412 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.257 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Camisa |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9956 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | 9624.1 |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9591.7 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | 9260.1 |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |

| | |
|---|---|
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |
| *Presión de Inyección (psi)* | 3500 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | - |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 26 |

**Fuente**:Base de datos SERTECPET®

**Tabla XVI.** Características principales del pozo Kane-197D

| **Características Principales** | |
|---|---|
| *Formación* | UI |
| *Geometría Actual* | 11K |
| *PowerOil/MTU* | PO |
| **Datos del Yacimiento** | |
| *Presión de Yacimiento (psi)* | 1200 |
| *Temperatura de Reservorio (°F)* | 215 |
| *Presión de Fondo Fluyente (psi)* | - |
| *Presión de Intake (psi)* | - |
| *Producción Actual (BFPD)* | 320 |
| *Presión de Burbuja (psi)* | 1175 |
| *Grado API (°API)* | 28,5 |
| *SG del petróleo (adim.)* | 0.884 |
| *Bsw (%)* | 14 |
| *Salinidad Total (ppm -Cl)* | 19500 |
| *SG del Agua (adim.)* | 1.01 |
| *Presión Del Separador (psi)* | 140 |
| *Temperatura Del Separador (°F)* | - |
| *GOR (SCF/STB)* | 260 |
| *SG del Gas (adim.)* | 1.138 |
| **Datos Mecánicos del Pozo** | |
| *Cavidad o Camisa* | Camisa |
| *Prof. de Reservorio MD (ft)* | 9758 |
| *Prof. de Reservorio TVD (ft)* | 9390.2 |
| *Prof. de Bomba MD (ft)* | 9600 |
| *Prof. de Bomba TVD (ft)* | 9232.3 |
| *Prof. de Sensor MD (ft)* | - |
| *Prof. de Sensor TVD (ft)* | - |
| *OD Casing (in)* | 7 |
| *ID Casing(in)* | 6.276 |
| *OD Tubing (in)* | 3.5 |
| *ID Tubing(in)* | 2.992 |
| **Datos Diseño Jet** | |

| | |
|---|---|
| *Presión de Inyección (psi)* | 3500 |
| *Caudal de Inyección (BFPD)* | - |
| *Bsw Fluido Motriz (%)* | 0.2 |
| *API Fluido Motriz* | 26 |

**Fuente**:Base de datos SERTECPET®

## 3.2 Rediseño de Equipos de Bombeo Hidráulico Jet

Para realizar la optimización de la producción de petróleo en los campos seleccionados anteriormente mencionados se procederá a utilizar el software CLAW®. Se presentarán entre una y dos propuestas de mejora en el caudal de producción tomando en consideraciones el caudal de inyección requerido y la disponibilidad del fluido motriz a utilizarse (sea este PowerOil o por medio de las MTU). Con el fin de dicha optimización, se buscan 4 cambios principalmente:

1. Disminuir la presión de entrada a la bomba o PIP
2. Aumentar el caudal de producción
3. Disminuir el caudal de inyección
4. Aumentar el tiempo de vida de los equipos

Para comenzar, se tienen ciertas consideraciones a tomar en cuenta:

1. La temperatura del separador se tomará como la temperatura en superficie (110 ºF).
2. El caudal de cavitación debe ser como mínimo un 25% mayor al caudal de producción.

3. Para las correlaciones de PVT utilizaremos la siguiente tabla:

**Tabla XVII.** Valores Promedios de los Análisis PVT de campo Sterling

| Zona | Pb | Ty | ºAPI | GOR | Bo | G.Gas |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *Hollín I.* | 78 | 225 | 27.1 | 24 | 1.163 | 1577 |
| *Hollín S.* | 550 | 225 | 27.3 | 124 | 1.133 | 1356 |
| *T* | 1293 | 215 | 30.3 | 412 | 1.361 | 1257 |
| *U* | 1175 | 211 | 25.3 | 260 | 1.245 | 1138 |
| *Basal Tena* | 807 | 181 | 24.1 | 150 | 1.117 | 1099 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

Las curvas generadas por el programa sobre las cuales se seleccionó las posibles geometrías de propuesta se muestran en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** hasta **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

### 3.2.1. Pozo Kane-01

El estado inicial del pozo Kane-01 se presenta en la Tabla XVIII. También se muestrandos propuestas de mejora.

**Tabla XVIII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-01

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 | Propuesta 2 |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 10I | 11J | 11I |
| *Presión de inyección (psi)* | 3700 | 3500 | 3500 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 1738 | 2360 | 2269 |
| *PIP (psi)* | 565 | 484 | 493 |
| *Pwf (psi)* | 696 | 616 | 672 |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 492 | 436 | 366 |
| *Caudal de producción (BFPD* | 269 | 299 | 296 |
| *BSW (%)* | 3% | 3% | 3% |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 261 | 290 | 287 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.2. Pozo Kane-17

El estado inicial del pozo Kane-17 se presenta en la Tabla XIX. En este caso no se presenta una propuesta de optimización en vista de que utiliza una unidad MTU para el bombeo del fluido motriz, la cual tiene una presión de inyección máxima de 3500 psi. Actualmente ya posee dicha presión, por lo que se optó por mantener el diseño actual.

**Tabla XIX.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-17

| **Parámetros** | **Actual** | **Propuesta 1** |
|---|---|---|
| *Geometría* | 12K | - |
| *Presión de inyección (psi)* | 3500 | - |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 3228 | - |
| *PIP (psi)* | 310 | - |
| *Pwf (psi)* | 440 | - |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 464 | - |
| *Caudal de producción (BFPD* | 379 | - |
| *BSW (%)* | 20% | - |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 303 | - |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.3. Pozo Kane-19

El estado inicial del pozo Kane-19 se presenta en la Tabla XX. También se muestran dos propuestas de mejora.

**Tabla XX.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-19

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 | Propuesta 2 |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 10I | 11J | 11K |
| *Presión de inyección (psi)* | 3910 | 3300 | 3900 |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 1895 | 2464 | 2594 |
| *PIP (psi)* | 365 | 351 | 288 |
| *Pwf (psi)* | 486 | 473 | 410 |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 463 | 475 | 592 |
| *Caudal de producción (BFPD)* | 397 | 401 | 420 |
| *BSW (%)* | 60% | 60% | 60% |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 159 | 160 | 168 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.4. Pozo Kane-25

El estado inicial del pozo Kane-25 se presenta en la Tabla XXI. También se muestran dos propuestas de mejora.

**Tabla XXI.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-25

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 | Propuesta 2 |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 9A (10I) | 12K | 12L |
| *Presión de inyección (psi)* | 3650 | 3300 | 3500 |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 1794 | 3161 | 3213 |
| *PIP (psi)* | 848 | 601 | 622 |
| *Pwf (psi)* | 965 | 718 | 739 |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 761 | 708 | 998 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| *Caudal de producción (BFPD* | 615 | 749 | 734 |
| *BSW (%)* | 60,5% | 60,5% | 60,5% |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 243 | 296 | 290 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.5. Pozo Kane-26

El estado inicial del pozo Kane-26 se presenta en la tabla Tabla XXII. En este caso no se presenta una propuesta de optimización en vista de que utiliza una unidad MTU para el bombeo del fluido motriz, la cual tiene una presión de inyección máxima de 3500 psi. Actualmente ya posee dicha presión, por lo que se optó por mantener el diseño actual.

**Tabla XXII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-26

| **Parámetros** | **Actual** | **Propuesta 1** |
|---|---|---|
| *Geometría* | 11J | - |
| *Presión de inyección (psi)* | 3500 | - |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 2463 | - |
| *PIP (psi)* | 198 | - |
| *Pwf (psi)* | 296 | - |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 311 | - |
| *Caudal de producción (BFPD* | 220 | - |
| *BSW (%)* | 48% | - |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 114 | - |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.6. Pozo Kane-88

El estado inicial del pozo Kane-88 se presenta en la Tabla XXIII. También se muestran dos propuestas de mejora.

**Tabla XXIII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-88

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 | Propuesta 2 |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 9A | 12K | 10I |
| *Presión de inyección (psi)* | 3700 | 3000 | 3600 |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 1665 | 2965 | 1734 |
| *PIP (psi)* | 672,8 | 655 | 671 |
| *Pwf (psi)* | 753 | 736 | 752 |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 523 | 547 | 512 |
| *Caudal de producción (BFPD* | 240 | 315 | 245 |
| *BSW (%)* | 6% | 6% | 6% |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 226 | 296 | 230 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.7. Pozo Kane-101

El estado inicial del pozo Kane-101 se presenta en la Tabla XXIV. También se muestran dos propuestas de mejora.

**Tabla XXIV.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-101

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 | Propuesta 2 |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 9A (10I) | 12K | 12L |
| *Presión de inyección (psi)* | 3750 | 3200 | 3400 |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 1830 | 3165 | 3209 |
| *PIP (psi)* | 732 | 580 | 592 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| *Pwf (psi)* | 809 | 657 | 669 |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 716 | 647 | 953 |
| *Caudal de producción (BFPD* | 550 | 707 | 696 |
| *BSW (%)* | 70% | 70% | 70% |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 165 | 212 | 209 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.8. Pozo Kane-112

El estado inicial del pozo Kane-112 se presenta en la Tabla XXV. También se muestra una propuesta de mejora.

**Tabla XXV.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-112

| **Parámetros** | **Actual** | **Propuesta 1** | **Propuesta 2** |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 10I | 11K | - |
| *Presión de inyección (psi)* | 3700 | 3700 | - |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 1838 | 2492 | - |
| *PIP (psi)* | 304 | 265 | - |
| *Pwf (psi)* | 419 | 294 | - |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 390 | 524 | - |
| *Caudal de producción (BFPD* | 349 | 372 | - |
| *BSW (%)* | 13% | 13% | - |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 305 | 324 | - |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.9. Pozo Kane-130

El estado inicial del pozo Kane-130 se presenta en la Tabla XXVI. En este caso no se presenta una propuesta de optimización en vista de que utiliza una unidad MTU para el

bombeo del fluido motriz, la cual tiene una presión de inyección máxima de 3500 psi. Actualmente ya posee dicha presión, por lo que se optó por mantener el diseño actual.

**Tabla XXVI.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-130

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 |
|---|---|---|
| *Geometría* | 12K | - |
| *Presión de inyección (psi)* | 3500 | - |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 3204 | - |
| *PIP (psi)* | 376 | - |
| *Pwf (psi)* | 451 | - |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 586 | - |
| *Caudal de producción (BFPD* | 525 | - |
| *BSW (%)* | 56% | - |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 231 | - |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.10. Pozo Kane-134

El estado inicial del pozo Kane-134 se presenta en la Tabla XXVII. También se muestran dos propuestas de mejora.

**Tabla XXVII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-134

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 | Propuesta 2 |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 10I | 11I | 11J |
| *Presión de inyección (psi)* | 3300 | 2750 | 3500 |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 1680 | 2212 | 2381 |
| *PIP (psi)* | 689 | 626 | 477 |
| *Pwf (psi)* | 769 | 706 | 557 |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 565 | 425 | 403 |
| *Caudal de producción (BFPD* | 230 | 249 | 290 |
| *BSW (%)* | 4% | 4% | 4% |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 221 | 239 | 278 |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.11. Pozo Kane 190D

El estado inicial del pozo Kane-190D se presenta en la Tabla XXVIII. En este caso no se presenta una propuesta de optimización en vista de que utiliza una unidad MTU para el bombeo del fluido motriz, la cual tiene una presión de inyección máxima de 3500 psi. Actualmente ya posee dicha presión, por lo que se optó por mantener el diseño actual.

**Tabla XXVIII.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-190D

| **Parámetros** | **Actual** | **Propuesta 1** |
|---|---|---|
| *Geometría* | 12K | - |
| *Presión de inyección (psi)* | 3500 | - |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 3065 | - |
| *PIP (psi)* | 714 | - |
| *Pwf (psi)* | 856 | - |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 687 | - |
| *Caudal de producción (BFPD* | 429 | - |
| *BSW (%)* | 5% | - |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 408 | - |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

### 3.2.12. Pozo Kane-197D

El estado inicial del pozo Kane-197D se presenta en la Tabla XXIX. También se muestra una propuesta de mejora.

**Tabla XXIX.** Datos actuales y de propuesta del pozo Kane-197D

| Parámetros | Actual | Propuesta 1 | Propuesta 2 |
|---|---|---|---|
| *Geometría* | 11K | 12K | - |
| *Presión de inyección (psi)* | 3500 | 3000 | - |
| *Caudal de inyección (BIPD)* | 2493 | 3161 | - |
| *PIP (psi)* | 469 | 415 | - |
| *Pwf (psi)* | 531 | 477 | - |
| *Caudal de cavitación (BFPD)* | 684 | 504 | - |
| *Caudal de producción (BFPD* | 320 | 335 | - |
| *BSW (%)* | 14% | 14% | - |
| *Caudal de petróleo (BFPD)* | 275 | 288 | - |

**Fuente:**Base de datos SERTECPET®

# CAPÍTULO 4
## ANÁLISIS DE RESULTADOS

Anteriormente se tenía una serie de propuestas de geometría para optimizar cada uno de los pozos del campo en cuestión.El siguiente paso por seguir es seleccionar la optimización definitiva que se implementará cumpliendo con los parámetros establecidos en el capítulo anterior. La selección se la realizó analizando las curvas obtenidas con las diferentes geometrías propuestas en el capítulo anterior. Se seleccionaron las que cumplían con la mayoría de los siguientes puntos:

1. Se disminuyó la presión de inyección
2. Se disminuyó el caudal de inyección
3. Se incremento el caudal de producción
4. Existía una margen suficiente respecto a la curva de cavitación

En la Tabla XXX se muestra una matriz de todos los pozos del campo Sterling con sus respectivas geometrías de optimización, el método de inyección del fluido motriz, la diferencia de caudal de inyección y producción (específicamente de petróleo), la diferencia de presión de inyección y el caudal de cavitación.

**Tabla XXX.** Matriz de resultados

| Pozo | Geometría elegida | PO/MTU | $\Delta Q_{iny}$(BFPD) | $\Delta P_{iny}$ (PSI) | $\Delta Q_o$ (BOPD) | $Q_{cav}$(BFPD) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Kane 01** | 11J | PO | 91 | 200 | 31 | 436 |
| **Kane 17** | - | MTU | - | - | - | - |
| **Kane 19** | 11K | PO | 699 | 10 | 9 | 592 |
| **Kane 25** | 12L | PO | 1419 | 150 | 47 | 998 |
| **Kane 26** | - | MTU | - | - | - | - |
| **Kane 88** | 12K | PO | 1300 | 700 | 70 | 547 |
| **Kane 101** | 12L | PO | 1379 | 350 | 44 | 953 |
| **Kane 112** | 11K | PO | 654 | 0 | 19 | 524 |
| **Kane 130** | - | MTU | - | - | - | - |
| **Kane 134** | 11J | PO | 701 | 200 | 57 | 403 |
| **Kane 190D** | - | PO | - | - | - | - |
| **Kane 197D** | 12K | PO | 668 | 500 | 13 | 504 |

**Fuente:** Coronel, D.; Cepeda, B. 2017

## 4.1 Análisis de Propuestas

- Kane-01:Se selecciona la geometría 11J en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** en las 4 curvas a diferentes presiones de inyección, las cuales me permiten estimar una producción deseada al variar dicho parámetro, el cual se

puede controlar fácilmente desde superficie. Es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se requiere de un aumento de 91BBLS de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa.Dado que el caudal de cavitación es 1.5 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite. De realizarse, la optimización neta de los BPPD sería de 31 barriles.

- Kane-17:La geometría que actualmente se encuentra en el subsuelo mostró ser la más óptima a las condiciones actuales del pozo y del yacimiento. Por ende, un cambio de geometría produciría una mejora insignificante o ninguna en su defecto. Esto se puede apreciar en el**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, por lo tanto, se recomienda no intervenir el pozo Kane-17 del campo Sterling.
- Kane-19:Se selecciona la geometría 11K en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se requiere de un aumento de 699bbls de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa.Dado que el caudal de cavitación es 1.36 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite.

- Kane-25:Se selecciona la geometría 12L en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se requiere de un aumento de 1419bbls de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa. Dado que el caudal de cavitación es 1.5 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite.De realizarse, la optimización neta de los BPPD sería de 63 barriles.
- Kane-26:La geometría que actualmente se encuentra en el subsuelo mostró ser la más óptima a las condiciones actuales del pozo y del yacimiento representando la presión de inyección y producción de crudo ideales que me puede otorgar este pozo sin que ocurra cavitación en la bomba. Por ende, un cambio de geometría produciría una mejora insignificante o ninguna en su defecto, por lo cual se sugiere no intervenir este pozo. Esto se puede apreciar en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**el cual representa el estado actual en el que se encuentra el pozo con una geometría 12K.
- Kane-88:Se selecciona la geometría 12K en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. En este caso, es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se

requiere de un aumento de 1300BBLS de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa. Dado que el caudal de cavitación es 1.7 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite.De realizarse, la optimización neta de los BPPD sería de 70 barriles.

- Kane-101:Se selecciona la geometría 12L en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**En este caso, es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se requiere de un aumento 1379BBLS de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa. Dado que el caudal de cavitación es 1.4 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite.De realizarse, la optimización neta de los BPPD sería de 44 barriles.
- Kane-112:Se selecciona la geometría 11K en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. En este caso, es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se requiere de un aumento 654BBLS de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa. Dado que el caudal de

cavitación es 1.4 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite.De realizarse, la optimización neta de los BPPD sería de 19 barriles.

- Kane-130: La geometría que actualmente se encuentra en el subsuelo mostró ser la más óptima a las condiciones actuales del pozo y del yacimiento. Por ende, un cambio de geometría produciría una mejora insignificante o ninguna en su defecto. Cabe recalcar que esta geometría se encuentra cercana a la cavitación. Esto se puede apreciar en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.
- Kane-134:Se selecciona la geometría 11J en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. En este caso, es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se requiere de un aumento 751BBLS de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa. Dado que el caudal de cavitación es 1.4 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite.De realizarse, la optimización neta de los BPPD sería de 59 barriles.
- Kane-190D: La geometría que actualmente se encuentra en el subsuelo mostró ser la más óptima a las condiciones actuales del

pozo y del yacimiento. Por ende, un cambio de geometría produciría una mejora insignificante o ninguna en su defecto. Esto se puede apreciar en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

- Kane-197D: Se selecciona la geometría 12K en vista de que se obtiene el mejor caudal de retorno de producción de petróleo, como se observa en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. En este caso, es necesario comprobar la disponibilidad del fluido ya que se requiere de un aumento 668BBLS de inyección. Por otro lado, la disminución de la presión es significativa. Dado que el caudal de cavitación es 1.5 veces el caudal de producción de fluidos, esta geometría mantendrá un largo período de vida hasta que esta se cavite.De realizarse, la optimización neta de los BPPD sería de 13 barriles.

# CAPÍTULO 5
## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

# CONCLUSIONES

Se realizó la optimización del campo Sterling al rediseñar la geometría de fondo en el bombeo hidráulico tipo jet y se observó las ventajas de estas modificaciones al momento de aumentar la producción de un pozo debido a que necesita poco tiempo de intervención de cambio de partes y bajos costos de la misma, así como el tiempo en el cual no se produce el pozo es bastante bajo, lo suficiente para justificar el arreglo propuesto.

Se estimó que al aplicarse las 8 optimizaciones propuestas a los pozos se pudo obtener un incremento neto de 220 BOPD en el campo Sterling, para lo cual se debe considerar que los pozos en los cuales se realizará dichos cambios serán los que representen el mayor aumento individual de producción de petróleo.

Se estableció que las geometrías propuestas para la optimización de los pozos se consiguieron con el uso del software de SERTECPET® el cual toma en cuenta las partes y herramientas de dicha empresa por lo cual la utilización de tamaños de boquillas y gargantas de otros fabricantes podría resultar en producciones incorrectas y diseños no adecuados.

A pesar de que uno de los parámetros que se buscaba era la disminución del caudal de inyección del fluido motriz, esto no se cumplió con los rediseños

establecidos debido a que estees directamente proporcional al caudal del retorno.

Se estableció que es más sencillo realizar optimizaciones en pozos con métodos de inyección de poweroil ya que se tiene una mayor disponibilidad de fluido por los caudales y presiones que estos manejan, en contraste a las unidades MTU, las cuales tienen limitaciones en cuanto a estos parámetros.

Analizando la gráfica de curvas de la bomba con la curva de cavitación y la curva IPR del pozo Kane-130D, se pudo observar que la geometría que actualmente se encuentra en subsuelo, aparte de no ser la adecuada para una producción óptima, está próxima a cavitarse, lo que significa que un cambio en las condiciones del pozo (como presión o caudal) podría generar este fenómeno y causar un daño irreparable al equipo usado.

Analizando la gráfica del pozo Kane-190D de la curva de la bomba con la curva de cavitación y el IPR del pozo se observó que existe un cruce entre las curvas de la bomba a diferentes presiones de entrada PIP mostrando que la geometría usada ha llegado a tal punto que un aumento de presión de entrada entraría en la región donde no se puede conocer con seguridad lo que ocurriría respecto al caudal.

Se estimó que la misma metodología que se ha utilizado se puede aplicar a pozos que recién entrarían a producir con un levantamiento artificial de tipo

de hidráulico con modificaciones mínimas en el proceso y consideraciones de fluido motriz.

Este campo en específico contará con la ventaja de poder modificar la producción de petróleo alterando las presiones de inyección, dado que se realizó la optimización con el fin de poder extender la vida productiva del equipo y poder obtener diferentes caudales sin necesidad de realizar cambios en la geometría.

# RECOMENDACIONES

Comentado [X1]: EN MAYÚSCULAS

Al momento de realizar los diseños se debe verificar que la cantidad de fluido motriz esté disponible en las facilidades de superficie destinadas al pozo en consideración ya que, de no hacerlo, se estarían ejecutando propuestas y diseños sin fundamentos que justifiquen la realización del mismo.

Se debe tener, al momento de diseñar, que las curvas de la bomba se encuentren a una distancia considerable de las curvas de cavitación con lo cual se puede garantizar una vida útil extendida de la geometría a aplicar.

Los primeros pozos que deben ser optimizados, en caso de no poder implementarse todas las propuestas de optimización, deben ser los Kane-88, Kane-101 y Kane-134, debido a que tienen un aumento más significativo en su producción de petróleo que los otros 5.

Al momento de realizar una nueva optimización a otros campos, se recomienda realizar el estudio a los pozos que estén trabajando con poweroil, debido a que sus rangos de manejo de presiones y caudales permiten mayor libertad al escoger diferentes geometrías.

Observando que se puede llegar un aumento de +200 BPPD realizando optimizaciones de las bombas jet utilizando el software CLAW®, esto incentiva a realizar los mismos estudios en otros campos con pozos con características similares a las del campo Sterling.

Es importante familiarizarse con el software que se está utilizando (CLAW®) para poder entender las correlaciones que las diferentes variables que se ingresan mantienen entre sí y, así, optimizar en este caso el tiempo que se toma realizar una optimización de bomba jet.

Respecto al pozo Kane-130, se debería realizar un estudio más a fondo sobre su rediseño en vista de que su estado actual está próximo a cavitarse y no se obtuvieron mejoras significativas en su producción al momento de realizar la optimización.

Dado que las condiciones de los pozos cambian con el tiempo, en especial su producción de petróleo es de interés del cliente establecer un calendario para realizar este tipo de modificaciones en las geometrías para mantener una producción óptima la mayoría del tiempo.

# ANEXOS

## Anexo A.

**Figura A-1.** Estado actual del pozo Kane-01 con geometría 10I

Sertecpet

**REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW**

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

**INFORMACION GENERAL**

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 7:34:10 |
| POZO: | Kane 01 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

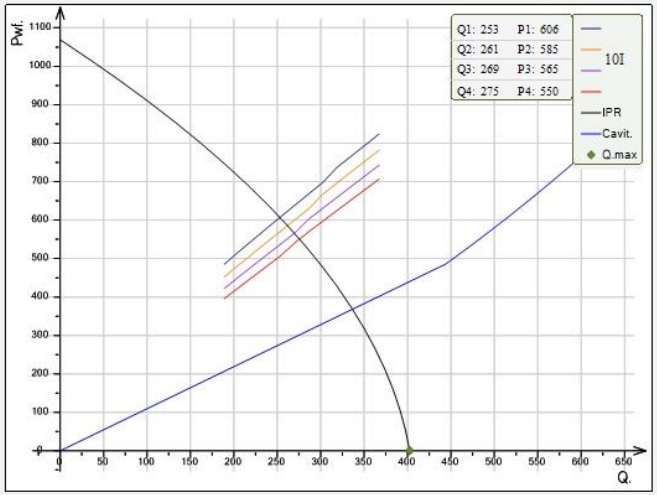
**DATOS PRUEBA**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 3.00 | % |
| GOR: | 273 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 211 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.02 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 270 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 696 | psi |
| API: | 27.8 | °API | Producción de Petróleo: | 262 | bppd |

**RESULTADOS**

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.520 | stb/dia/psi | IP: | 0.536 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 390 | bppd | Q Fluido max: | 403 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | (TRIAL) Eficiencia % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 189 | 485 | 1,724 | 444 | 23 | 88 |
| 3,500 | 221 | 548 | 1,716 | 481 | 25 | 88 |
| 3,500 | 254 | 608 | 1,707 | 516 | 26 | 87 |
| 3,500 | 286 | 668 | 1,696 | 549 | 26 | 87 |
| 3,500 | 319 | 737 | 1,691 | 585 | 27 | 86 |
| 3,500 | 351 | 795 | 1,682 | 615 | 28 | 86 |
| 3,600 | 189 | 452 | 1,741 | 423 | 24 | 91 |
| 3,600 | 221 | 512 | 1,733 | 460 | 25 | 91 |
| 3,600 | 254 | 571 | 1,725 | 495 | 26 | 91 |
| 3,600 | 286 | 630 | 1,716 | 528 | 27 | 90 |
| 3,600 | 319 | 696 | 1,709 | 564 | 27 | 90 |
| 3,600 | 351 | 753 | 1,701 | 594 | 28 | 89 |
| 3,700 | 189 | 422 | 1,758 | 404 | 24 | 95 |
| 3,700 | 221 | 480 | 1,750 | 441 | 25 | 94 |
| 3,700 | 254 | 538 | 1,742 | 475 | 26 | 94 |
| 3,700 | 286 | 602 | (TRIAL)1,735 | 513 | 27 | 94 |
| 3,700 | 319 | 659 | 1,727 | 544 | 28 | 93 |
| 3,700 | 351 | 715 | 1,719 | 574 | 28 | 93 |
| 3,800 | 189 | 396 | 1,774 | 386 | 25 | 98 |
| 3,800 | 221 | 452 | 1,766 | 423 | 26 | 98 |
| 3,800 | 254 | 507 | 1,758 | 457 | 27 | 97 |
| 3,800 | 286 | 570 | 1,752 | 494 | 27 | 97 |
| 3,800 | 319 | 624 | 1,744 | 525 | 28 | 97 |
| 3,800 | 351 | 679 | 1,736 | 555 | 29 | 96 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

Fuente: **Sertecpet, 2018**

Kane

**Figura A-2.**Propuesta del pozo Kane-01 con geometría 11I

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 7:34:10 |
| POZO: | Kane 01 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

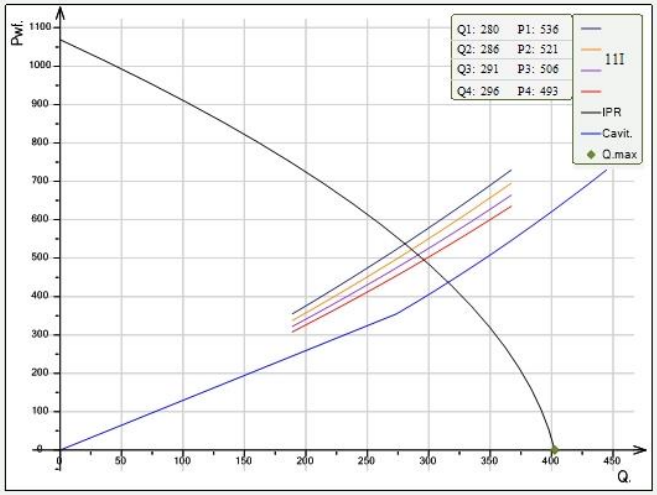
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 3.00 | % |
| GOR: | 273 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 211 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.02 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 270 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 696 | psi |
| API: | 27.8 | °API | Producción de Petróleo: | 262 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.520 | stb/dia/psi | IP: | 0.536 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 390 | bppd | Q Fluido max: | 403 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,200 | 189 | 355 | 2,323 | 274 | 26 | 108 |
| 3,200 | 221 | 417 | 2,311 | 305 | 26 | 108 |
| 3,200 | 254 | 482 | 2,299 | 336 | 26 | 107 |
| 3,200 | 286 | 549 | 2,286 | 369 | (TRIAL)26 | 107 |
| 3,200 | 319 | 619 | 2,272 | 399 | 26 | 106 |
| 3,200 | 351 | 692 | 2,257 | 430 | 26 | 105 |
| 3,300 | 189 | 337 | 2,344 | 264 | 26 | 113 |
| 3,300 | 221 | 397 | 2,332 | 296 | 26 | 112 |
| 3,300 | 254 | 458 | 2,321 | 326 | 26 | 112 |
| 3,300 | 286 | 523 | 2,308 | 357 | 26 | 111 |
| 3,300 | 319 | 590 | 2,295 | 386 | 26 | 110 |
| 3,300 | 351 | 659 | 2,281 | 416 | 26 | 110 |
| 3,400 | 189 | 322 | 2,364 | 255 | 26 | 117 |
| 3,400 | 221 | 378 | 2,353 | 286 | 26 | 117 |
| 3,400 | 254 | 437 | 2,342 | 316 | 26 | 116 |
| 3,400 | 286 | 499 | 2,330 | 346 | 26 | 115 |
| 3,400 | 319 | 563 | 2,318 | 375 | 26 | 115 |
| 3,400 | 351 | 630 | 2,305 | 404 | 26 | 114 |
| 3,500 | 189 | 308 | 2,383 | 246 | 26 | 122 |
| 3,500 | 221 | 362 | 2,373 | 276 | 26 | 121 |
| 3,500 | 254 | 418 | 2,362 | 307 | 26 | 121 |
| 3,500 | 286 | 477 | 2,351 | 335 | 26 | 120 |
| 3,500 | 319 | 538 | 2,339 | 364 | 26 | 119 |
| 3,500 | 351 | 602 | 2,327 | 392 | 26 | 119 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-3**. Propuesta del pozo Kane-01 con geometría 11J

Sertecpet®

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 7:34:10 |
| POZO: | Kane01 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

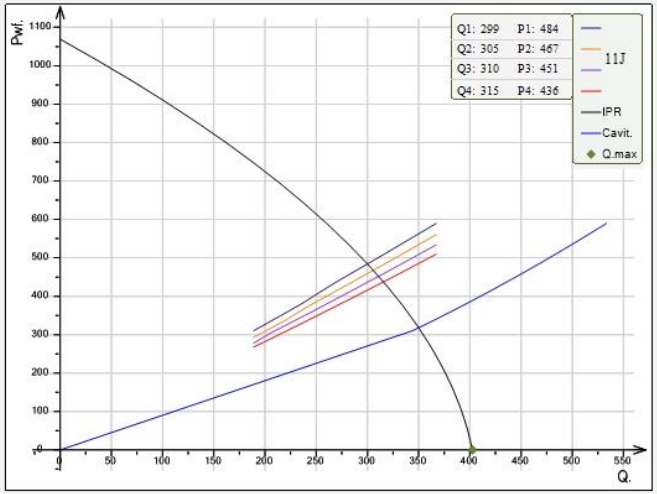
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 3.00 | % |
| GOR: | 273 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 211 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.02 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 270 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 696 | psi |
| API: | 27.8 | °API | Producción de Petróleo: | 262 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.520 | stb/dia/psi | IP: | 0.536 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 390 | bppd | Q Fluido max: | 403 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 189 | 310 | 2,382 | 344 | 26 | 122 |
| 3,500 | 221 | 359 | 2,372 | 381 | 26 | 121 |
| 3,500 | 254 | 411 | 2,366 | 418 | 27 | 121 |
| 3,500 | 286 | 463 | 2,355 | 453 | 27 | 120 |
| 3,500 | 319 | 513 | 2,346 | 486 | 28 | 120 |
| 3,500 | 351 | 564 | 2,336 | 518 | 28 | 119 |
| 3,600 | 189 | 293 | 2,401 | 331 | 26 | 126 |
| 3,600 | 221 | 340 | 2,393 | 366 | 27 | 126 |
| 3,600 | 254 | 391 | 2,386 | 404 | 27 | 125 |
| 3,600 | 286 | 439 | 2,377 | 437 | 27 | 125 |
| 3,600 | 319 | 487 | 2,368 | 469 | 28 | 124 |
| 3,600 | 351 | 536 | 2,358 | 500 | 28 | 124 |
| 3,700 | 189 | 278 | 2,421 | 319 | 27 | 131 |
| 3,700 | 221 | 326 | 2,414 | 356 | 27 | 130 |
| 3,700 | 254 | 371 | 2,406 | 390 | 27 | 130 |
| 3,700 | 286 | 417 | 2,397 | 422 | 28 | 129 |
| 3,700 | 319 | 463 | 2,389 | 453 | 28 | 129 |
| 3,700 | 351 | 510 | 2,380 | 484 | 28 | 128 |
| 3,800 | 189 | 268 | 2,442 | 310 | 27 | 135 |
| 3,800 | 221 | 310 | 2,434 | 344 | 27 | 135 |
| 3,800 | 254 | 353 | 2,426 | 377 | 28 | 134 |
| 3,800 | 286 | 397 | 2,418 | 406 | 28 | 134 |
| 3,800 | 319 | 441 | 2,409 | 439 | 28 | 133 |
| 3,800 | 351 | 487 | 2,401 | 469 | 28 | 133 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-4.** Estado actual del pozo Kane-17 con geometría 12K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | BETTY CEPEDA |
| FECHA: | 26-Dec-17 8:34:17 AM |
| POZO: | Kane 17 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

### DATOS PRUEBA

| | | |
|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi |
| GOR: | 243 | scf/stbl |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.02 | adim. |
| (TRIAL)Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. |
| API: | 25.1 | °API |

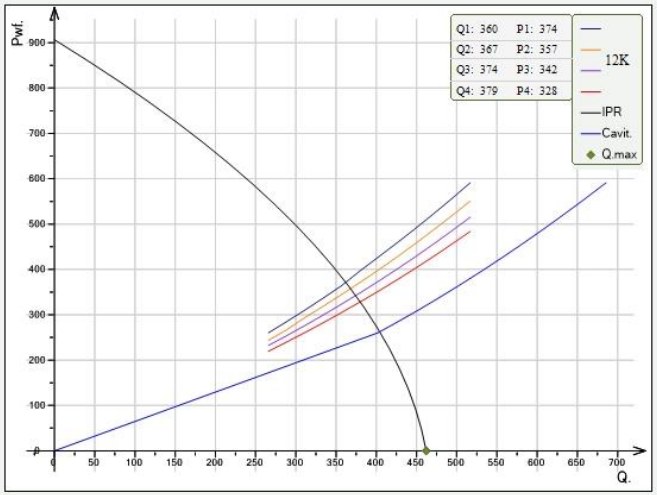
| | | |
|---|---|---|
| Corte de Agua (BSW): | 20.00 | % |
| Temperatura de Reservorio: | 219 | °F |
| Presión de Reservorio: | 1,033 | psi |
| Producción de Fluido: | 380 | bfpd |
| Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 455 | psi |
| Producción de Petróleo: | 304 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | |
|---|---|---|
| IP: | 0.526 | stb/dia/psi |
| Q Pet. b: | 0 | bppd |
| Q Pet. max: | 370 | bppd |

| IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|
| IP: | 0.657 | stb/dia/psi | |
| Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Fluido max: | 462 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operacion psi | Produccion Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyeccion bfpd | Caudal de Cavitacion bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,200 | 266 | 260 | 3,160 | 402 | 26 | 179 |
| 3,200 | 312 | 311 | 3,149 | 453 | 27 | 179 |
| 3,200 | 357 | 365 | 3,137 | 503 | 27 | 178 |
| 3,200 | 403 | 428 | 3,125 | 558 | 27 | 177 |
| 3,200 | 448 | 490 | 3,111 | 609 | 27 | 176 |
| 3,200 | 494 | 556 | 3,096 | 660 | 27 | 176 |
| 3,300 | 266 | 244 | 3,189 | 385 | 27 | 187 |
| 3,300 | 312 | 294 | 3,181 | 437 | 27 | 186 |
| 3,300 | 357 | 345 | 3,170 | 485 | 27 | 186 |
| 3,300 | 403 | 399 | 3,158 | 533 | 27 | 185 |
| 3,300 | 448 | 457 | 3,145 | 582 | 27 | 184 |
| 3,300 | 494 | 518 | 3,131 | 631 | 28 | 183 |
| 3,400 | 266 | 232 | 3,220 | 372 | 27 | 194 |
| 3,400 | 312 | 277 | 3,211 | 419 | 27 | 194 |
| 3,400 | 357 | 324 | 3,200 | 465 | 27 | 193 |
| 3,400 | 403 | 374 | 3,189 | 511 | 27 | 192 |
| 3,400 | 448 | 425 | 3,177 | 558 | 28 | 192 |
| 3,400 | 494 | 485 | 3,164 | 605 | 28 | 191 |
| 3,500 | 266 | 220 | 3,248 | 358 | 27 | 202 |
| 3,500 | 312 | 261 | 3,239 | 403 | 27 | 201 |
| 3,500 | 357 | 305 | 3,229 | 447 | 28 | 201 |
| 3,500 | 403 | 352 | 3,219 | 492 | 28 | 200 |
| 3,500 | 448 | 402 | 3,208 | 536 | 28 | 199 |
| 3,500 | 494 | 456 | 3,196 | 581 | 28 | 199 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: DIEGO CORONEL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-5.** Estado actual del pozo Kane-19 con geometría 10I

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 9:34:31 |
| POZO: | Kane 19 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

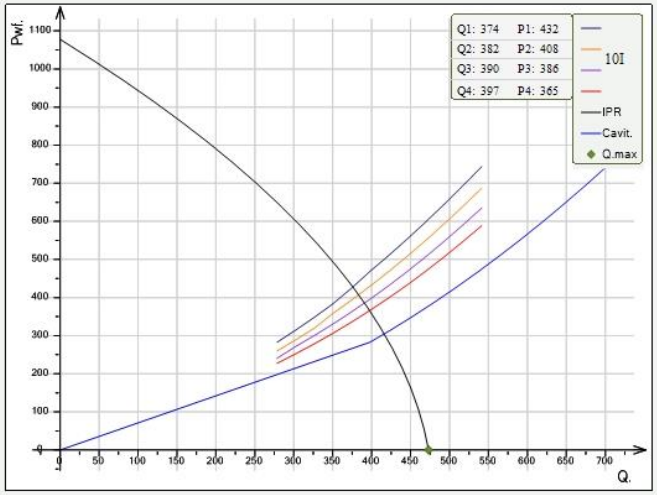
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 60.00 | % |
| GOR: | 257 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 219 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 398 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 486 | psi |
| API: | 26.7 | °API | Producción de Petróleo: | 159 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.223 | stb/dia/psi | IP: | 0.557 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 189 | bppd | Q Fluido max: | 473 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,600 | 279 | 283 | 1,859 | 398 | 26 | 119 |
| 3,600 | 326 | 348 | 1,851 | 451 | 27 | 118 |
| 3,600 | 374 | 425 | 1,839 | 507 | 27 | 117 |
| 3,600 | 422 | 511 | 1,832 | 565 | 28 | 117 |
| 3,600 | 470 | 599 | 1,820 | 620 | 29 | 116 |
| 3,600 | 517 | 694 | 1,807 | 674 | 29 | 116 |
| 3,700 | 279 | 260 | 1,876 | 378 | 27 | 124 |
| 3,700 | 326 | 320 | 1,869 | 428 | 27 | 123 |
| 3,700 | 374 | 393 | 1,861 | 485 | 28 | 123 |
| 3,700 | 422 | 468 | 1,852 | 537 | 28 | 122 |
| 3,700 | 470 | 551 | 1,841 | 590 | 29 | 121 |
| 3,700 | 517 | 640 | 1,829 | 644 | 29 | 120 |
| 3,800 | 279 | 241 | 1,895 | 361 | 27 | 128 |
| 3,800 | 326 | 300 | 1,888 | 412 | 28 | 128 |
| 3,800 | 374 | 362 | 1,880 | 462 | 28 | 127 |
| 3,800 | 422 | 431 | 1,871 | 512 | 29 | 127 |
| 3,800 | 470 | 508 | 1,861 | 563 | 29 | 126 |
| 3,800 | 517 | 591 | 1,850 | 615 | 29 | 125 |
| 3,900 | 279 | 228 | 1,911 | 348 | 28 | 133 |
| 3,900 | 326 | 279 | 1,904 | 394 | 28 | 132 |
| 3,900 | 374 | 336 | 1,897 | 441 | 28 | 132 |
| 3,900 | 422 | 399 | 1,889 | 489 | 29 | 131 |
| 3,900 | 470 | 470 | 1,880 | 538 | (TRIAL)29 | 131 |
| 3,900 | 517 | 547 | 1,870 | 588 | 30 | 130 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-6.** Propuesta del pozo Kane-19 con geometría 11J

Sertecpet®

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

**INFORMACION GENERAL**

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 9:34:31 |
| POZO: | ! Kane19 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

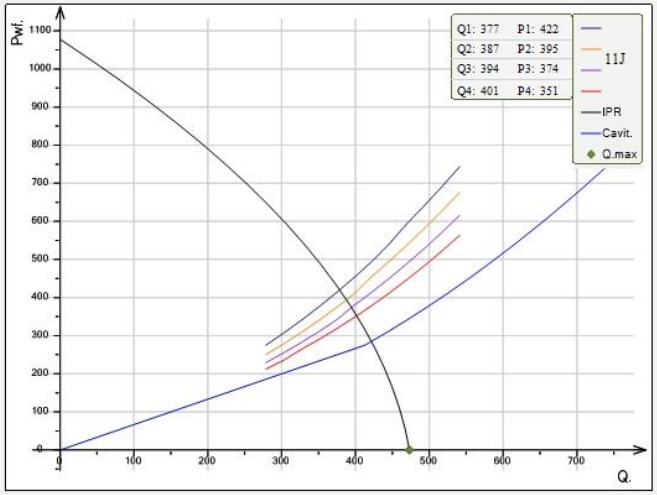
**DATOS PRUEBA**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 60.00 | % |
| GOR: | 257 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 219 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 398 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 486 | psi |
| API: | 26.7 | °API | Producción de Petróleo: | (TRIAL)1 | bppd |

**RESULTADOS**

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.223 | stb/dia/psi | IP: | 0.557 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 189 | bppd | Q Fluido max: | 473 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,000 | 279 | 275 | 2,413 | 413 | 25 | 128 |
| 3,000 | 326 | 340 | 2,401 | 469 | 26 | 127 |
| 3,000 | 374 | 413 | 2,388 | 526 | 26 | 127 |
| 3,000 | 422 | 494 | 2,373 | 585 | 27 | 126 |
| 3,000 | 470 | 594 | 2,356 | 650 | 27 | 125 |
| 3,000 | 517 | 692 | 2,338 | 710 | 28 | 124 |
| 3,100 | 279 | 250 | 2,438 | 389 | 26 | 134 |
| 3,100 | 326 | 308 | 2,428 | 442 | 26 | 133 |
| 3,100 | 374 | 374 | 2,416 | 496 | 27 | 133 |
| 3,100 | 422 | 455 | 2,403 | 557 | 27 | 132 |
| 3,100 | 470 | 537 | 2,388 | 614 | 28 | 131 |
| 3,100 | 517 | 628 | 2,371 | 672 | 28 | 130 |
| 3,200 | 279 | 229 | 2,462 | 369 | 27 | 140 |
| 3,200 | 326 | 282 | 2,453 | 419 | 27 | 139 |
| 3,200 | 374 | 341 | 2,442 | 470 | 27 | 139 |
| 3,200 | 422 | 414 | 2,431 | 527 | 27 | 138 |
| 3,200 | 470 | 489 | 2,418 | 581 | 28 | 137 |
| 3,200 | 517 | 572 | 2,402 | 636 | 28 | 136 |
| 3,300 | 279 | 212 | 2,485 | 352 | 27 | 146 |
| 3,300 | 326 | 264 | 2,479 | 402 | 27 | 145 |
| 3,300 | 374 | 318 | 2,469 | 450 | 27 | 145 |
| 3,300 | 422 | 379 | 2,458 | 500 | 28 | 144 |
| 3,300 | 470 | 447 | 2,446 | 551 | 28 | 143 |
| 3,300 | 517 | 523 | 2,432 | 604 | 28 | 142 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-7.** Propuesta del pozo Kane-19 con geometría 11K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 9:34:31 |
| POZO: | Kane 19 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

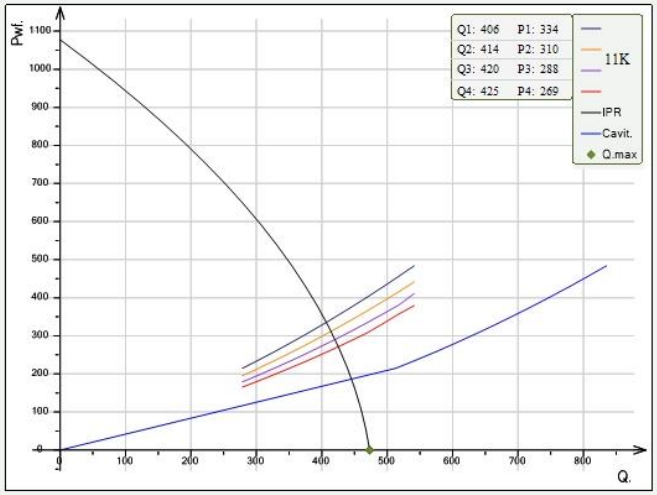
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 60.00 | % |
| GOR: | 257 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 219 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 398 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 486 | psi |
| API: | 26.7 | °API | Producción de Petróleo: | 159 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.223 | stb/dia/psi | IP: | 0.557 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 189 | bppd | Q Fluido max: | 473 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,700 | 279 | 215 | 2,565 | 513 | 23 | 169 |
| 3,700 | 326 | 257 | 2,558 | 573 | 24 | 168 |
| 3,700 | 374 | 303 | 2,550 | 632 | 24 | 168 |
| 3,700 | 422 | 351 | 2,542 | 691 | 25 | 167 |
| 3,700 | 470 | 402 | 2,533 | 749 | 25 | 167 |
| 3,700 | 517 | 456 | 2,523 | 807 | 26 | 166 |
| 3,800 | 279 | 195 | 2,588 | 484 | 24 | 175 |
| 3,800 | 326 | 234 | 2,581 | 540 | 24 | 175 |
| 3,800 | 374 | 275 | 2,574 | 597 | 25 | 174 |
| 3,800 | 422 | 319 | 2,567 | 653 | 25 | 174 |
| 3,800 | 470 | 366 | 2,559 | 708 | 26 | 173 |
| 3,800 | 517 | 416 | 2,550 | 764 | 26 | 172 |
| 3,900 | 279 | 179 | 2,610 | 456 | 25 | 181 |
| 3,900 | 326 | 214 | 2,604 | 512 | 25 | 181 |
| 3,900 | 374 | 252 | 2,597 | 565 | 26 | 180 |
| 3,900 | 422 | 292 | 2,591 | 619 | 26 | 180 |
| 3,900 | 470 | 335 | 2,583 | 672 | 26 | 179 |
| 3,900 | 517 | 381 | 2,575 | 725 | 27 | 179 |
| 4,000 | 279 | 165 | 2,631 | 435 | 25 | 188 |
| 4,000 | 326 | 196 | 2,626 | 487 | 26 | 187 |
| 4,000 | 374 | 232 | 2,620 | 538 | 26 | 187 |
| 4,000 | 422 | 269 | 2,614 | 588 | 27 | 186 |
| 4,000 | 470 | 308 | 2,607 | 639 | 27 | 186 |
| 4,000 | 517 | 357 | 2,601 | 696 | 27 | 185 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-8.** Estado actual del pozo Kane-25 con geometría 10I

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 10:32:55 |
| POZO: | Kane25 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

### DATOS PRUEBA

| | | |
|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi |
| GOR: | 252 | scf/stbl |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.00 | adim. |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. |
| API: | 25.5 | °API |

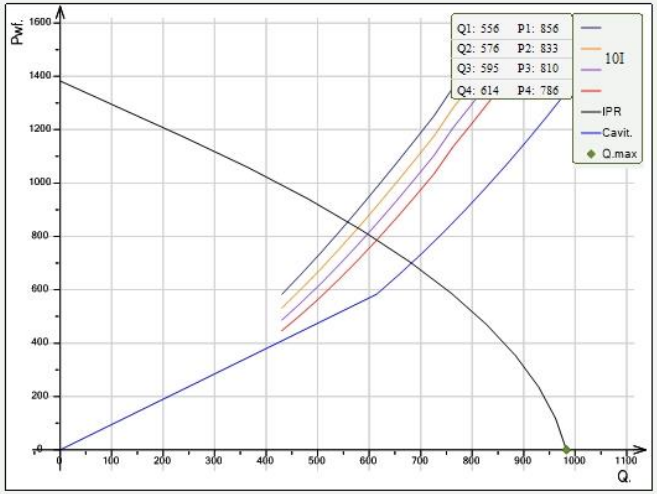
| | | |
|---|---|---|
| Corte de Agua (BSW): | 60.50 | % |
| Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Presión de Reservorio: | 1,500 | psi |
| Producción de Fluido: | 615 | bfpd |
| Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 905 | psi |
| Producción de Petróleo: | 243 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | |
|---|---|---|
| IP: | 0.451 | stb/dia/psi |
| Q Pet. b: | 94 | bppd |
| Q Pet. max: | 388 | bppd |

| IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|
| IP: | 1.142 | stb/dia/psi | |
| Q Fluido b: | 237 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Fluido max: | 983 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,450 | 431 | 583 | 1,801 | 615 | 28 | 110 |
| 3,450 | 504 | 735 | 1,790 | 702 | 29 | 109 |
| 3,450 | 578 | 899 | 1,757 | 786 | 30 | 108 |
| 3,450 | 652 | 1,072 | 1,733 | 868 | 30 | 106 |
| 3,450 | 726 | 1,252 | 1,708 | 946 | 31 | 105 |
| 3,450 | 800 | 1,449 | 1,682 | 1,026 | 31 | 103 |
| 3,550 | 431 | 532 | 1,822 | 583 | 28 | 115 |
| 3,550 | 504 | (TRIAL)675 | 1,803 | 668 | 29 | 114 |
| 3,550 | 578 | 832 | 1,782 | 752 | 30 | 112 |
| 3,550 | 652 | 1,000 | 1,759 | 835 | 30 | 111 |
| 3,550 | 726 | 1,176 | 1,734 | 914 | 31 | 109 |
| 3,550 | 800 | 1,371 | 1,709 | 995 | 31 | 108 |
| 3,650 | 431 | 486 | 1,843 | 553 | 28 | 120 |
| 3,650 | 504 | 620 | 1,825 | 636 | 29 | 118 |
| 3,650 | 578 | 769 | 1,805 | 720 | 30 | 117 |
| 3,650 | 652 | 931 | 1,783 | 802 | 30 | 116 |
| 3,650 | 726 | 1,103 | 1,760 | 882 | 31 | 114 |
| 3,650 | 800 | 1,296 | 1,735 | 965 | 31 | 113 |
| 3,750 | 431 | 447 | 1,862 | 526 | 28 | 124 |
| 3,750 | 504 | 571 | 1,846 | 607 | 29 | 123 |
| 3,750 | 578 | 711 | 1,827 | 689 | 30 | 122 |
| 3,750 | 652 | 867 | 1,807 | 770 | 30 | 121 |
| 3,750 | 726 | 1,034 | 1,784 | 851 | 31 | 119 |
| 3,750 | 800 | 1,224 | 1,760 | 934 | 31 | 117 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-9.** Propuesta del pozo Kane-25 con geometría 11J

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 10:32:55 |
| POZO: | Kane 25 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

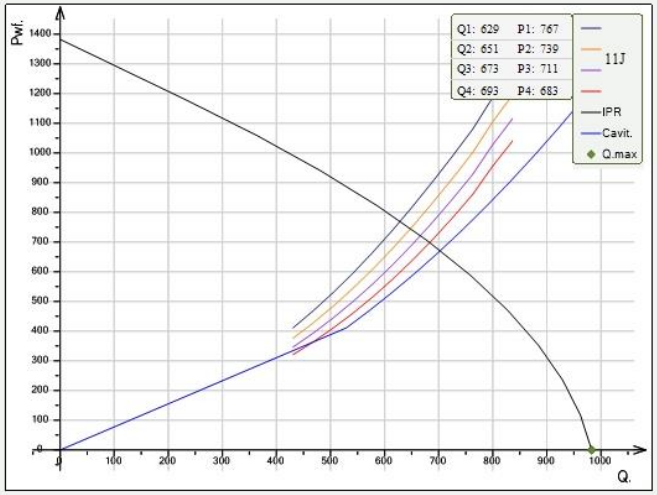
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 60.50 | % |
| GOR: | 252 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.00 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,500 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 615 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 905 | psi |
| API: | 25.5 | °API | Producción de Petróleo: | 243 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.451 | stb/dia/psi | IP: | 1.142 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 94 | bppd | Q Fluido b: | 237 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 388 | bppd | Q Fluido max: | 983 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,200 | 431 | 411 | 2,433 | 529 | 27 | 138 |
| 3,200 | 504 | 529 | 2,411 | 613 | 28 | 137 |
| 3,200 | 578 | 666 | 2,385 | 700 | 28 | 135 |
| 3,200 | 652 | 820 | 2,356 | 788 | 29 | 134 |
| 3,200 | 726 | 990 | 2,324 | 876 | 29 | 132 |
| 3,200 | 800 | 1,186 | 2,289 | 969 | 29 | 130 |
| 3,300 | 431 | 376 | 2,459 | 502 | 28 | 144 |
| 3,300 | 504 | 483 | 2,440 | 582 | 28 | 143 |
| 3,300 | 578 | 609 | 2,417 | 665 | 29 | 141 |
| 3,300 | 652 | 754 | 2,390 | 751 | 29 | 140 |
| 3,300 | 726 | 915 | 2,359 | 838 | 29 | 138 |
| 3,300 | 800 | 1,104 | 2,326 | 931 | 29 | 136 |
| 3,400 | 431 | 346 | 2,485 | 476 | 28 | 150 |
| 3,400 | 504 | 444 | 2,467 | 553 | 28 | 149 |
| 3,400 | 578 | 559 | 2,446 | 633 | 29 | 148 |
| 3,400 | 652 | 693 | 2,421 | 716 | 29 | 146 |
| 3,400 | 726 | 846 | 2,393 | 802 | 29 | 144 |
| 3,400 | 800 | 1,027 | 2,362 | 894 | 29 | 143 |
| 3,500 | 431 | 321 | 2,509 | 457 | 28 | 156 |
| 3,500 | 504 | 410 | 2,493 | 528 | 28 | 155 |
| 3,500 | 578 | 516 | 2,474 | 604 | 29 | 154 |
| 3,500 | 652 | 640 | 2,452 | 684 | 29 | 152 |
| 3,500 | 726 | 782 | 2,425 | 767 | 29 | 151 |
| 3,500 | 800 | 955 | 2,397 | 858 | 29 | 149 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-10.**Propuesta del pozo Kane-25 con geometría 11K

Sertecpet®

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 10:32:55 |
| POZO: | Kane 25 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

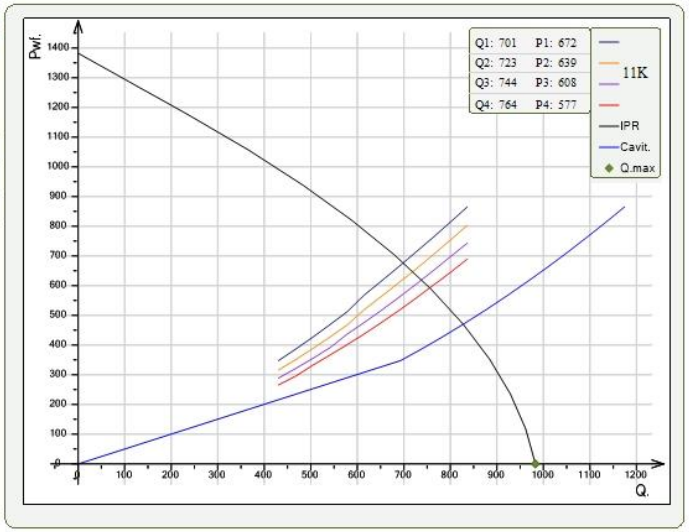
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 60.50 | % |
| GOR: | 252 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.00 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,500 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 615 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 905 | psi |
| API: | 25.5 | °API | Producción de Petróleo: | 243 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.451 | stb/dia/psi | IP: | 1.142 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 94 | bppd | Q Fluido b: | 237 | (TRI @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 388 | bppd | Q Fluido max: | 983 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,700 | 431 | 345 | 2,543 | 693 | 25 | 167 |
| 3,700 | 504 | 427 | 2,529 | 782 | 26 | 166 |
| 3,700 | 578 | 512 | 2,514 | 870 | 27 | 165 |
| 3,700 | 652 | 616 | 2,496 | 967 | 28 | 164 |
| 3,700 | 726 | 713 | 2,481 | 1,052 | 28 | 163 |
| 3,700 | 800 | 814 | 2,462 | 1,134 | 29 | 162 |
| 3,800 | 431 | 316 | 2,568 | 654 | 25 | 174 |
| 3,800 | 504 | 388 | 2,555 | 740 | 26 | 173 |
| 3,800 | 578 | 468 | 2,541 | 825 | 27 | 172 |
| 3,800 | 652 | 564 | 2,527 | 920 | 28 | 171 |
| 3,800 | 726 | 656 | 2,511 | 1,003 | 29 | 170 |
| 3,800 | 800 | 753 | 2,493 | 1,085 | 29 | 169 |
| 3,900 | 431 | 289 | 2,592 | 620 | 26 | 180 |
| 3,900 | 504 | 355 | 2,580 | 702 | 27 | 179 |
| 3,900 | 578 | 437 | 2,569 | 793 | 27 | 178 |
| 3,900 | 652 | 517 | 2,555 | 875 | 28 | 177 |
| 3,900 | 726 | 604 | 2,540 | 957 | 29 | 176 |
| 3,900 | 800 | 697 | 2,523 | 1,038 | 29 | 175 |
| 4,000 | 431 | 266 | 2,615 | 590 | 27 | 186 |
| 4,000 | 504 | 332 | 2,607 | 674 | 27 | 186 |
| 4,000 | 578 | 401 | 2,594 | 754 | 28 | 185 |
| 4,000 | 652 | 476 | 2,581 | 834 | 28 | 184 |
| 4,000 | 726 | 558 | 2,567 | 914 | 29 | 183 |
| 4,000 | 800 | 644 | 2,551 | 993 | 29 | 182 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-11.**Propuesta del pozo Kane-25 con geometría 12K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

**INFORMACION GENERAL**

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 10:32:55 |
| POZO: | Kane 25 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

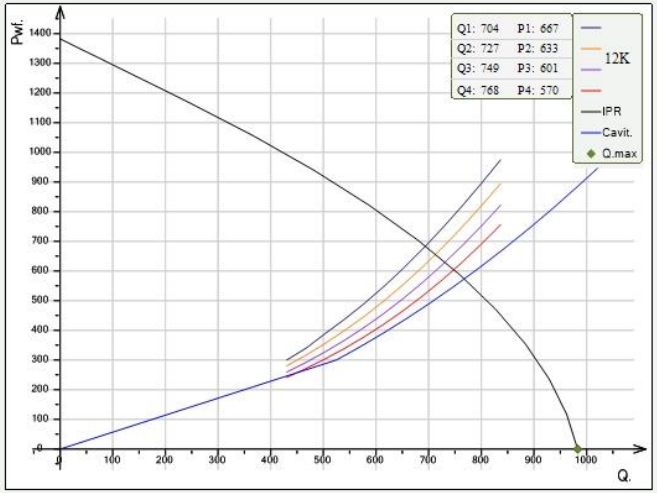
**DATOS PRUEBA**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 60.50 | % |
| GOR: | 252 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.00 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,500 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 615 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 905 | psi |
| API: | 25.5 | °API | Producción de Petróleo: | 243 | bppd |

**RESULTADOS**

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.451 | stb/dia/psi | IP: | 1.142 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 94 | bppd | Q Fluido b: | 237 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 388 | bppd | Q Fluido max: | 983 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,200 | 431 | 300 | (TRIAL)3,177 | 525 | 27 | 180 |
| 3,200 | 504 | 390 | 3,160 | 613 | 27 | 179 |
| 3,200 | 578 | 491 | 3,136 | 702 | 27 | 178 |
| 3,200 | 652 | 609 | 3,108 | 795 | 28 | 176 |
| 3,200 | 726 | 744 | 3,075 | 891 | 28 | 174 |
| 3,200 | 800 | 895 | 3,039 | 989 | 28 | 172 |
| 3,300 | 431 | 281 | 3,211 | 504 | 27 | 188 |
| 3,300 | 504 | 357 | 3,194 | 582 | 27 | 187 |
| 3,300 | 578 | 448 | 3,173 | 665 | 28 | 186 |
| 3,300 | 652 | 555 | 3,148 | 753 | 28 | 184 |
| 3,300 | 726 | 679 | 3,118 | 846 | 28 | 183 |
| 3,300 | 800 | 819 | 3,084 | 941 | 28 | 181 |
| 3,400 | 431 | 260 | 3,242 | 481 | 27 | 196 |
| 3,400 | 504 | 329 | 3,226 | 554 | 27 | 195 |
| 3,400 | 578 | 411 | 3,207 | 632 | 28 | 194 |
| 3,400 | 652 | 508 | 3,185 | 715 | 28 | 192 |
| 3,400 | 726 | 621 | 3,158 | 804 | 28 | 191 |
| 3,400 | 800 | 751 | 3,128 | 896 | 28 | 189 |
| 3,500 | 431 | 242 | 3,272 | 460 | 28 | 203 |
| 3,500 | 504 | 305 | 3,257 | 529 | 28 | 203 |
| 3,500 | 578 | 379 | 3,241 | 603 | 28 | 201 |
| 3,500 | 652 | 467 | 3,220 | 681 | 28 | 200 |
| 3,500 | 726 | 571 | 3,197 | 765 | 28 | 199 |
| 3,500 | 800 | 690 | 3,169 | 854 | 28 | 197 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-12.**Propuesta del pozo Kane-25 con geometría 12L

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| (TRIAL)COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 10:32:55 |
| POZO: | Sacha 25 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |
| | Kane |

### DATOS PRUEBA

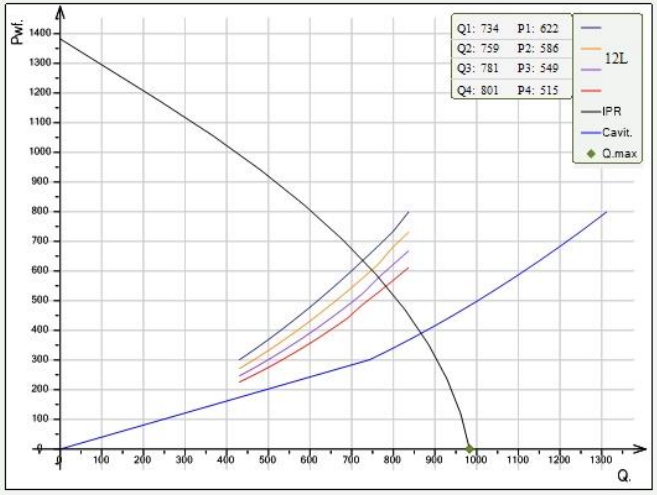
| | | |
|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi |
| GOR: | 252 | scf/stbl |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.00 | adim. |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. |
| API: | 25.5 | °API |

| | | |
|---|---|---|
| Corte de Agua (BSW): | 60.50 | % |
| Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Presión de Reservorio: | 1,500 | psi |
| Producción de Fluido: | 615 | bfpd |
| Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 905 | psi |
| Producción de Petróleo: | 243 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.451 | stb/dia/psi | IP: | 1.142 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 94 | bppd | Q Fluido b: | 237 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 388 | bppd | Q Fluido max: | 983 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 431 | 301 | 3,257 | 743 | 24 | 203 |
| 3,500 | 504 | 374 | 3,241 | 845 | 24 | 202 |
| 3,500 | 578 | 453 | 3,222 | 947 | 25 | 200 |
| 3,500 | 652 | 541 | 3,202 | 1,049 | 26 | 199 |
| 3,500 | 726 | 634 | 3,181 | 1,150 | 27 | 198 |
| 3,500 | 800 | 734 | 3,157 | 1,250 | 27 | 196 |
| 3,600 | 431 | 271 | 3,289 | 698 | 24 | 211 |
| 3,600 | 504 | 336 | 3,275 | 794 | 25 | 210 |
| 3,600 | 578 | 409 | 3,258 | 891 | 26 | 209 |
| 3,600 | 652 | 489 | 3,240 | 989 | 26 | 207 |
| 3,600 | 726 | 576 | 3,220 | 1,088 | 27 | 206 |
| 3,600 | 800 | 682 | 3,199 | 1,198 | 28 | 205 |
| 3,700 | 431 | 247 | 3,320 | 659 | 25 | 219 |
| 3,700 | 504 | 305 | 3,307 | 749 | 26 | 218 |
| 3,700 | 578 | 370 | 3,293 | 841 | 26 | 217 |
| 3,700 | 652 | 443 | 3,276 | 935 | 27 | 216 |
| 3,700 | 726 | 523 | 3,258 | 1,029 | 27 | 214 |
| 3,700 | 800 | 622 | 3,239 | 1,137 | 28 | 213 |
| 3,800 | 431 | 226 | 3,350 | 624 | 26 | 227 |
| 3,800 | 504 | 279 | 3,338 | 709 | 26 | 226 |
| 3,800 | 578 | 338 | 3,325 | 796 | 27 | 225 |
| 3,800 | 652 | 404 | 3,310 | 885 | 27 | 224 |
| 3,800 | 726 | 487 | 3,296 | 987 | 27 | 223 |
| 3,800 | 800 | 569 | 3,277 | 1,080 | 28 | 222 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-13.**Propuesta del pozo Kane-25 con geometría 12L

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | BETTY CEPEDA |
| FECHA: | 26-Dec-17 11:20:07 AM |
| POZO: | Kane 26 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

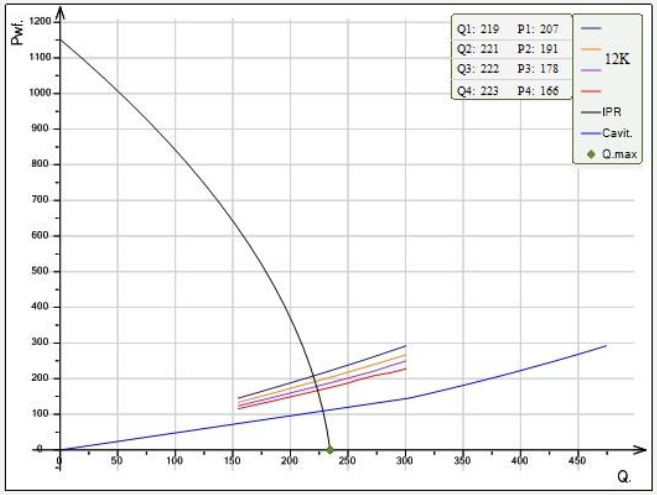
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 48.00 | % |
| GOR: | 258 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,250 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 221 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 295 | psi |
| API: | 26.1 | °API | Producción de Petróleo: | 115 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.120 | stb/dia/psi | IP: | 0.231 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 122 | bppd | Q Fluido max: | 234 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | (TRIAL) Potencia HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,050 | 155 | 145 | 3,103 | 303 | 23 | 168 |
| 3,050 | 181 | 170 | 3,097 | 336 | 23 | 167 |
| 3,050 | 208 | 196 | 3,092 | 368 | 24 | 167 |
| 3,050 | 234 | 222 | 3,086 | 399 | 24 | 167 |
| 3,050 | 261 | 249 | 3,080 | 429 | 24 | 166 |
| 3,050 | 287 | 276 | 3,074 | 460 | 24 | 166 |
| 3,150 | 155 | 134 | 3,129 | 287 | 24 | 175 |
| 3,150 | 181 | 156 | 3,124 | 318 | 24 | 174 |
| 3,150 | 208 | 179 | 3,120 | 348 | 24 | 174 |
| 3,150 | 234 | 203 | 3,114 | 377 | 24 | 174 |
| 3,150 | 261 | 228 | 3,109 | 406 | 25 | 174 |
| 3,150 | 287 | 254 | 3,104 | 435 | 25 | 173 |
| 3,250 | 155 | 124 | 3,155 | 272 | 25 | 182 |
| 3,250 | 181 | 145 | 3,151 | 302 | 25 | 182 |
| 3,250 | 208 | 166 | 3,146 | 331 | 25 | 181 |
| 3,250 | 234 | 188 | 3,142 | 359 | 25 | 181 |
| 3,250 | 261 | 211 | 3,137 | 386 | 25 | 181 |
| 3,250 | 287 | 237 | 3,128 | 416 | 25 | 180 |
| 3,350 | 155 | 116 | 3,181 | 260 | 25 | 189 |
| 3,350 | 181 | 135 | 3,177 | 289 | 25 | 189 |
| 3,350 | 208 | 155 | 3,172 | 316 | 26 | 189 |
| 3,350 | 234 | 175 | 3,168 | 342 | 26 | 188 |
| 3,350 | 261 | 198 | 3,166 | 371 | 26 | 188 |
| 3,350 | 287 | 217 | 3,159 | 393 | 26 | 188 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: DIEGO CORONEL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-14.** Estado actual del pozo Kane-88 con geometría 10I

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | BETTY CEPEDA |
| FECHA: | 08-Aug-17 4:56:39 PM |
| POZO: | Kane 88 |
| RESERVORIO: | T |

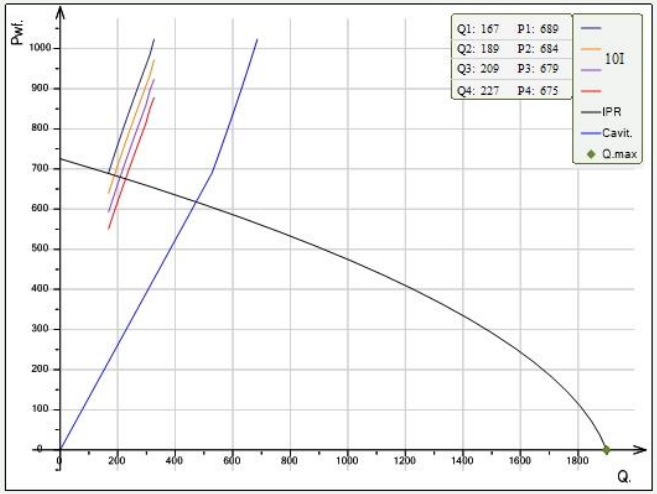
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,293 | psi | Corte de Agua (BSW): | 6.00 | % |
| GOR: | 336 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 215 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 806 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.26 | adim. | Producción de Fluido: | 240 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 753 | psi |
| API: | 28.0 | °API | Producción de Petróleo: | 226 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 4.286 | stb/dia/psi | IP: | 4.559 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,293 |
| Q Pet. max: | 1,785 | bppd | Q Fluido max: | 1,899 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,200 | 168 | 690 | 1,679 | 528 | 21 | 78 |
| 3,200 | 197 | 753 | 1,670 | 560 | 22 | 78 |
| 3,200 | 226 | 814 | 1,661 | 589 | 23 | 78 |
| 3,200 | 254 | 872 | 1,653 | 617 | 25 | 77 |
| 3,200 | 283 | 929 | 1,645 | 643 | 26 | 77 |
| 3,200 | 312 | 985 | 1,636 | 668 | 27 | 76 |
| 3,300 | 168 | 639 | 1,699 | 501 | 21 | 82 |
| 3,300 | 197 | 702 | 1,690 | 534 | 23 | 81 |
| 3,300 | 226 | 763 | 1,682 | 564 | 24 | 81 |
| 3,300 | 254 | 821 | 1,673 | 593 | 25 | 80 |
| 3,300 | 283 | 878 | 1,665 | 620 | 26 | 80 |
| 3,300 | 312 | 934 | 1,657 | 645 | 27 | 80 |
| 3,400 | 168 | 593 | 1,718 | 476 | 22 | 85 |
| 3,400 | 197 | 655 | 1,710 | 509 | 23 | 85 |
| 3,400 | 226 | 715 | 1,701 | 541 | 24 | 84 |
| 3,400 | 254 | 773 | 1,693 | 570 | (TRIAL)25 | 84 |
| 3,400 | 283 | 830 | 1,685 | 597 | 26 | 84 |
| 3,400 | 312 | 886 | 1,677 | 623 | 27 | 83 |
| 3,500 | 168 | 551 | 1,737 | 452 | 22 | 89 |
| 3,500 | 197 | 612 | 1,728 | 487 | 23 | 88 |
| 3,500 | 226 | 672 | 1,720 | 518 | 25 | 88 |
| 3,500 | 254 | 729 | 1,712 | 548 | 26 | 87 |
| 3,500 | 283 | 785 | 1,704 | 576 | 27 | 87 |
| 3,500 | 312 | 851 | 1,696 | 607 | 27 | 87 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: DIEGO CORONEL

Fuente: **Sertecpet, 2018**

**Figura A-15.**Propuesta del pozo Kane-88 con geometría 12K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | BETTY CEPEDA |
| FECHA: | 12-Jan-18 10:49:46 AM |
| POZO: | Kane 88 |
| RESERVORIO: | T |

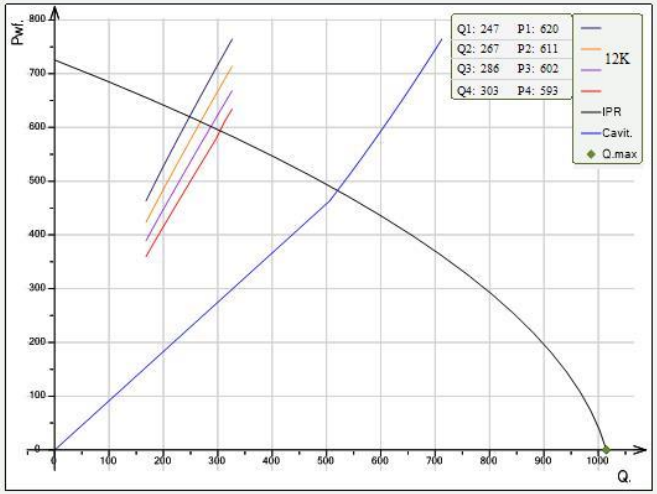
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,293 | psi | Corte de Agua (BSW): | 6.00 | % |
| GOR: | 337 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 215 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 806 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.26 | adim. | Producción de Fluido: | 240 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 704 | psi |
| API: | 28.0 | °API | Producción de Petróleo: | 226 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 2.219 | stb/dia/psi | IP: | 2.361 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,293 |
| Q Pet. max: | 954 | bppd | Q Fluido max: | 1,015 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2,800 | 168 | 464 | 2,933 | 505 | 20 | 120 |
| 2,800 | 197 | 522 | 2,919 | 549 | 21 | 119 |
| 2,800 | 226 | 578 | 2,904 | 589 | 22 | 119 |
| 2,800 | 254 | 632 | 2,890 | 627 | 23 | 118 |
| 2,800 | 283 | 686 | 2,875 | (TRIAL)662 | 24 | 117 |
| 2,800 | 312 | 738 | 2,863 | 696 | 25 | 117 |
| 2,900 | 168 | 424 | 2,966 | 475 | 21 | 125 |
| 2,900 | 197 | 479 | 2,952 | 518 | 22 | 125 |
| 2,900 | 226 | 533 | 2,938 | 557 | 23 | 124 |
| 2,900 | 254 | 586 | 2,925 | 595 | 24 | 124 |
| 2,900 | 283 | 638 | 2,912 | 630 | 24 | 123 |
| 2,900 | 312 | 689 | 2,899 | 664 | 25 | 123 |
| 3,000 | 168 | 389 | 2,997 | 447 | 22 | 131 |
| 3,000 | 197 | 442 | 2,984 | 489 | 23 | 130 |
| 3,000 | 226 | 494 | 2,971 | 529 | 23 | 130 |
| 3,000 | 254 | 545 | 2,958 | 566 | 24 | 129 |
| 3,000 | 283 | 595 | 2,946 | 601 | 25 | 129 |
| 3,000 | 312 | 644 | 2,933 | 634 | 25 | 128 |
| 3,100 | 168 | 360 | 3,026 | 423 | 23 | 137 |
| 3,100 | 197 | 410 | 3,014 | 464 | 23 | 136 |
| 3,100 | 226 | 459 | 3,002 | 503 | 24 | 136 |
| 3,100 | 254 | 508 | 2,990 | 539 | 25 | 135 |
| 3,100 | 283 | 556 | 2,978 | 574 | 25 | 135 |
| 3,100 | 312 | 610 | 2,967 | 612 | 26 | 134 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: DIEGO CORONEL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-16.** Estado actual del pozo Kane-101 con geometría 10I

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 11:29:10 |
| POZO: | Kane101 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

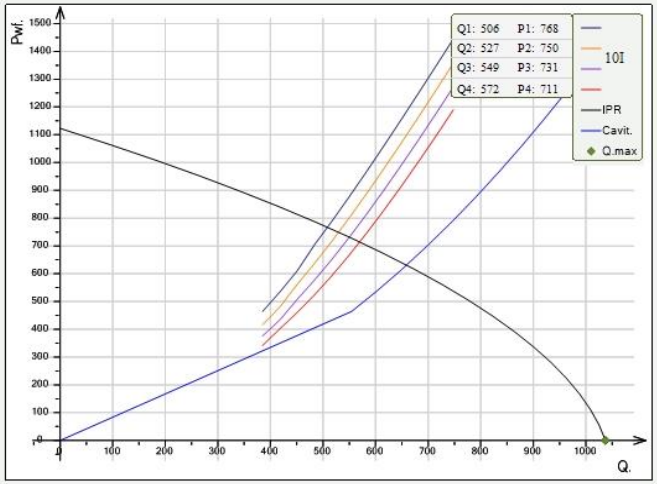
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 70.00 | % |
| GOR: | 261 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 550 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 808 | psi |
| API: | 26.5 | °API | Producción de Petróleo: | 165 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.421 | stb/dia/psi | IP: | 1.405 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 311 | bppd | Q Fluido max: | 1,037 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,550 | 385 | 454 | 1,834 | 554 | 26 | 116 |
| 3,550 | 451 | 610 | 1,814 | 647 | 27 | 114 |
| 3,550 | 517 | 790 | 1,792 | 747 | 28 | 113 |
| 3,550 | 583 | 968 | 1,768 | 835 | 29 | 112 |
| 3,550 | 649 | 1,156 | 1,742 | 920 | 30 | 110 |
| 3,550 | 715 | 1,348 | 1,715 | 1,001 | 31 | 108 |
| 3,650 | (TRIAL)385 | 417 | 1,854 | 521 | 27 | 120 |
| 3,650 | 451 | 562 | 1,837 | 618 | 28 | 119 |
| 3,650 | 517 | 716 | 1,817 | 708 | 29 | 118 |
| 3,650 | 583 | 889 | 1,794 | 797 | 29 | 116 |
| 3,650 | 649 | 1,071 | 1,769 | 883 | 30 | 115 |
| 3,650 | 715 | 1,261 | 1,743 | 965 | 31 | 113 |
| 3,750 | 385 | 376 | 1,874 | 492 | 27 | 125 |
| 3,750 | 451 | 508 | 1,859 | 583 | 28 | 124 |
| 3,750 | 517 | 652 | 1,840 | 671 | 29 | 123 |
| 3,750 | 583 | 815 | 1,819 | 760 | 29 | 121 |
| 3,750 | 649 | 991 | 1,795 | 846 | 30 | 120 |
| 3,750 | 715 | 1,177 | 1,770 | 930 | 30 | 118 |
| 3,850 | 385 | 342 | 1,892 | 465 | 28 | 130 |
| 3,850 | 451 | 460 | 1,879 | 552 | 28 | 129 |
| 3,850 | 517 | 594 | 1,862 | 637 | 29 | 128 |
| 3,850 | 583 | 746 | 1,842 | 724 | 29 | 126 |
| 3,850 | 649 | 915 | 1,820 | 810 | 30 | 125 |
| 3,850 | 715 | 1,096 | 1,796 | 894 | 30 | 123 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-17.**Propuesta del pozo Kane-101 con geometría 11J

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 11:29:10 |
| POZO: | Kane101 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

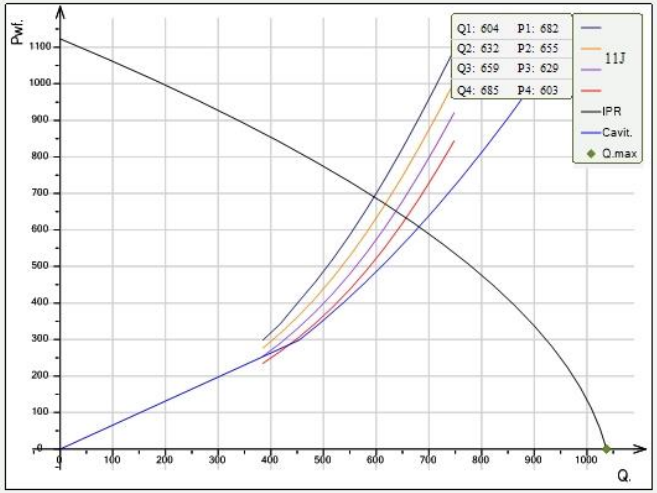
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 70.00 | % |
| GOR: | 261 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 550 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 808 | psi |
| API: | 26.5 | °API | Producción de Petróleo: | 165 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.421 | stb/dia/psi | IP: | 1.405 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 311 | bppd | Q Fluido max: | 1,037 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,300 | 385 | 298 | 2,477 | 454 | 27 | 145 |
| 3,300 | 451 | 400 | 2,461 | 538 | 27 | 144 |
| 3,300 | 517 | 519 | 2,440 | 623 | 28 | 143 |
| 3,300 | 583 | 660 | 2,414 | 713 | 28 | 141 |
| 3,300 | 649 | 821 | 2,384 | 805 | 29 | 140 |
| 3,300 | 715 | 1,000 | 2,350 | 897 | 29 | 138 |
| 3,400 | 385 | 277 | 2,503 | 434 | 27 | 151 |
| 3,400 | 451 | 362 | 2,488 | 508 | 28 | 150 |
| 3,400 | 517 | 468 | 2,469 | 588 | 28 | 149 |
| 3,400 | 583 | 596 | 2,446 | 673 | 28 | 148 |
| 3,400 | 649 | 745 | 2,419 | 763 | 29 | 146 |
| 3,400 | 715 | 914 | 2,387 | 854 | 29 | 144 |
| 3,500 | 385 | 254 | 2,527 | 413 | 28 | 157 |
| 3,500 | 451 | 330 | 2,514 | 481 | 28 | 156 |
| 3,500 | 517 | 425 | 2,497 | 556 | 28 | 155 |
| 3,500 | 583 | 540 | 2,476 | 637 | 28 | 154 |
| 3,500 | 649 | 677 | 2,452 | 723 | 29 | 152 |
| 3,500 | 715 | 835 | 2,423 | 812 | 29 | 151 |
| 3,600 | 385 | 235 | 2,550 | 394 | 28 | 163 |
| 3,600 | 451 | 304 | 2,538 | 458 | 28 | 162 |
| 3,600 | 517 | 388 | 2,523 | 528 | 28 | 161 |
| 3,600 | 583 | 492 | 2,505 | 604 | 29 | 160 |
| 3,600 | 649 | 617 | 2,483 | 686 | 29 | 159 |
| 3,600 | 715 | 763 | 2,456 | 773 | 29 | 157 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-18.**Propuesta del pozo Kane-101 con geometría 12K

Sertecpet®

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 11:29:10 |
| POZO: | Kane 101 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

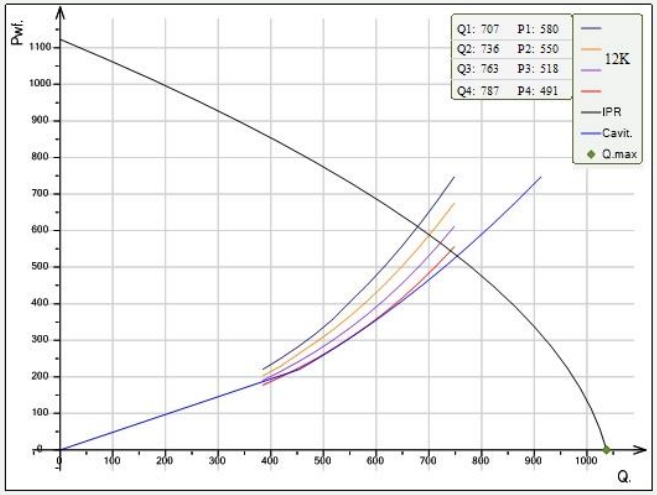
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 70.00 | % |
| GOR: | 261 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 550 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 808 | psi |
| API: | 26.5 | °API | Producción de Petróleo: | 165 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.421 | stb/dia/psi | IP: | 1.405 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 311 | bppd | Q Fluido max: | 1,037 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,200 | 385 | 221 | 3,204 | 454 | 26 | 182 |
| 3,200 | 451 | 282 | 3,190 | 524 | 27 | 181 |
| 3,200 | 517 | 356 | 3,172 | 601 | 27 | 180 |
| 3,200 | 583 | 452 | 3,154 | 688 | 27 | 179 |
| 3,200 | 649 | 558 | 3,129 | 775 | 28 | 177 |
| 3,200 | 715 | 680 | 3,099 | 866 | 28 | 176 |
| 3,300 | 385 | 203 | 3,234 | 432 | 27 | 189 |
| 3,300 | 451 | 261 | 3,224 | 502 | 27 | 189 |
| 3,300 | 517 | 328 | 3,209 | 573 | 27 | 188 |
| 3,300 | 583 | 408 | 3,190 | 649 | 27 | 187 |
| 3,300 | 649 | 502 | 3,168 | 731 | 28 | 185 |
| 3,300 | 715 | 613 | 3,142 | 818 | 28 | 184 |
| 3,400 | 385 | 190 | 3,266 | 416 | 27 | 197 |
| 3,400 | 451 | 240 | 3,255 | 478 | 27 | 196 |
| 3,400 | 517 | 300 | 3,241 | 544 | 27 | 196 |
| 3,400 | 583 | 371 | 3,225 | 615 | 28 | 195 |
| 3,400 | 649 | 455 | 3,205 | 691 | 28 | 193 |
| 3,400 | 715 | 555 | 3,182 | 773 | 28 | 192 |
| 3,500 | 385 | 177 | 3,294 | 399 | 27 | 205 |
| 3,500 | 451 | 223 | 3,284 | 457 | 27 | 204 |
| 3,500 | 517 | 276 | 3,272 | 518 | 28 | 203 |
| 3,500 | 583 | 339 | 3,258 | 584 | 28 | 203 |
| 3,500 | 649 | 415 | 3,241 | 656 | 28 | 202 |
| 3,500 | 715 | 505 | 3,220 | 733 | 28 | 200 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-19.**Propuesta del pozo Kane-101 con geometría 12L

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 11:29:10 |
| POZO: | Kane 101 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

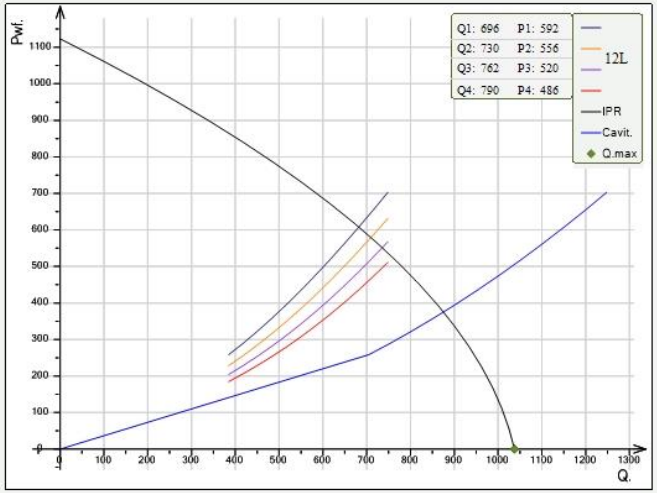
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 70.00 | % |
| GOR: | 261 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 550 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 808 | psi |
| API: | 26.5 | °API | Producción de Petróleo: | 165 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.421 | stb/dia/psi | IP: | 1.405 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 311 | bppd | Q Fluido max: | 1,037 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,400 | 385 | (TRIAL)258 | 3,249 | 705 | 22 | 196 |
| 3,400 | 451 | 323 | 3,235 | 803 | 23 | 195 |
| 3,400 | 517 | 396 | 3,218 | 903 | 24 | 194 |
| 3,400 | 583 | 475 | 3,200 | 1,003 | 24 | 193 |
| 3,400 | 649 | 562 | 3,179 | 1,102 | 25 | 192 |
| 3,400 | 715 | 655 | 3,158 | 1,200 | 25 | 191 |
| 3,500 | 385 | 228 | 3,282 | 656 | 23 | 204 |
| 3,500 | 451 | 285 | 3,269 | 747 | 23 | 203 |
| 3,500 | 517 | 350 | 3,254 | 841 | 24 | 202 |
| 3,500 | 583 | 422 | 3,238 | 936 | 25 | 201 |
| 3,500 | 649 | 501 | 3,220 | 1,032 | 25 | 200 |
| 3,500 | 715 | 586 | 3,200 | 1,128 | 25 | 199 |
| 3,600 | 385 | 204 | 3,312 | 614 | 24 | 212 |
| 3,600 | 451 | 255 | 3,301 | 699 | 24 | 211 |
| 3,600 | 517 | 312 | 3,288 | 786 | 25 | 210 |
| 3,600 | 583 | 376 | 3,274 | 876 | 25 | 210 |
| 3,600 | 649 | 447 | 3,258 | 968 | 26 | 209 |
| 3,600 | 715 | 526 | 3,240 | 1,061 | 26 | 207 |
| 3,700 | 385 | 185 | 3,342 | 578 | 25 | 220 |
| 3,700 | 451 | 229 | 3,332 | 657 | 25 | 219 |
| 3,700 | 517 | 280 | 3,321 | 739 | 25 | 219 |
| 3,700 | 583 | 337 | 3,308 | 823 | 26 | 218 |
| 3,700 | 649 | 401 | 3,294 | 910 | 26 | 217 |
| 3,700 | 715 | 473 | 3,278 | 999 | 27 | 216 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-20.**Estado actual del pozo Kane-112 con geometría 10I

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 13:10:08 |
| POZO: | Kane 112 |
| RESERVORIO: | Basal Tena |

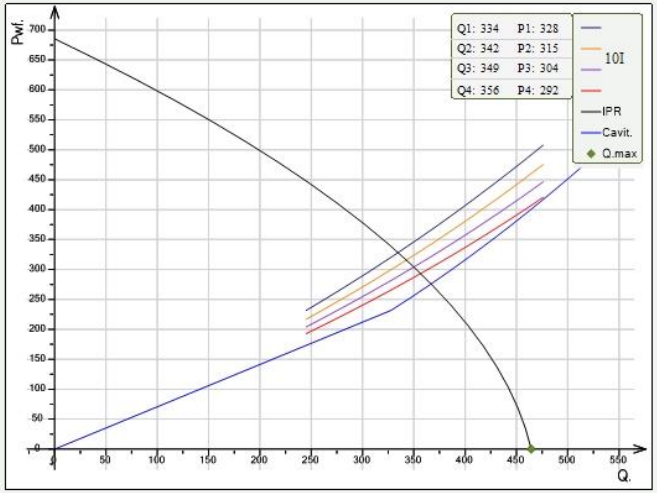
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 807 | psi | Corte de Agua (BSW): | 12.60 | % |
| GOR: | 168 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 197 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 800 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.10 | adim. | Producción de Fluido: | 350 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 419 | psi |
| API: | 26.5 | °API | Producción de Petróleo: | 306 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.802 | stb/dia/psi | IP: | 0.918 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 807 |
| Q Pet. max: | 406 | bppd | Q Fluido max: | 464 | bfpd @Pwf | (TRI |

| Presion de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 245 | 232 | 1,818 | 328 | 28 | 113 |
| 3,500 | 287 | 275 | 1,812 | 366 | 28 | 113 |
| 3,500 | 329 | 322 | 1,806 | 405 | 29 | 112 |
| 3,500 | 371 | 371 | 1,799 | 443 | 29 | 112 |
| 3,500 | 413 | 423 | 1,792 | 481 | 29 | 111 |
| 3,500 | 455 | 479 | 1,785 | 519 | 30 | 111 |
| 3,600 | 245 | 217 | 1,835 | 314 | 28 | 117 |
| 3,600 | 287 | 258 | 1,829 | 351 | 29 | 117 |
| 3,600 | 329 | 301 | 1,824 | 388 | 29 | 117 |
| 3,600 | 371 | 347 | 1,817 | 424 | 29 | 116 |
| 3,600 | 413 | 396 | 1,811 | 461 | 30 | 116 |
| 3,600 | 455 | 448 | 1,804 | 498 | 30 | 115 |
| 3,700 | 245 | 204 | 1,851 | 302 | 29 | 122 |
| 3,700 | 287 | 242 | 1,846 | 337 | 29 | 121 |
| 3,700 | 329 | 283 | 1,841 | 373 | 29 | 121 |
| 3,700 | 371 | 326 | 1,835 | 408 | 30 | 121 |
| 3,700 | 413 | 372 | 1,829 | 443 | 30 | 120 |
| 3,700 | 455 | 421 | 1,822 | 479 | 30 | 120 |
| 3,800 | 245 | 193 | 1,867 | 291 | 29 | 126 |
| 3,800 | 287 | 229 | 1,862 | 325 | 29 | 126 |
| 3,800 | 329 | 267 | 1,857 | 359 | 30 | 126 |
| 3,800 | 371 | 307 | 1,852 | 393 | 30 | 125 |
| 3,800 | 413 | 351 | 1,846 | 427 | 30 | 125 |
| 3,800 | 455 | 396 | 1,840 | 461 | 30 | 124 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-21.**Propuesta del pozo Kane-112 con geometría 11K

Sertecpet®

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: (TRIAL)20

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 13:10:08 |
| POZO: | Kane112 |
| RESERVORIO: | Basal Tena |

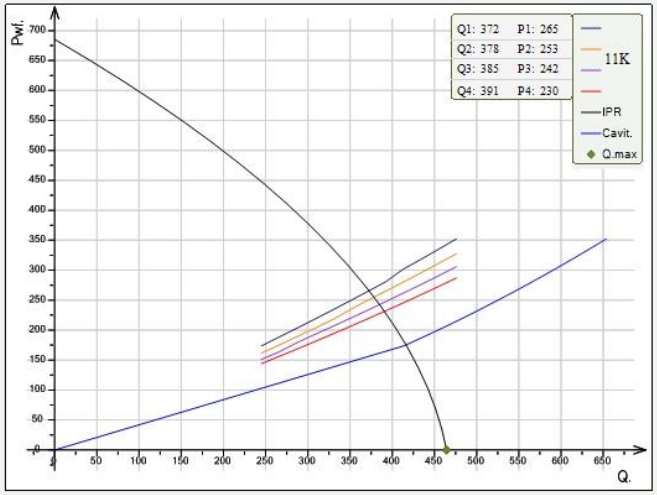
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 807 | psi | Corte de Agua (BSW): | 12.60 | % |
| GOR: | 168 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 197 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 800 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.10 | adim. | Producción de Fluido: | 350 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.90 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 419 | psi |
| API: | 26.5 | °API | Producción de Petróleo: | 306 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.802 | stb/dia/psi | IP: | 0.918 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 807 |
| Q Pet. max: | 406 | bppd | Q Fluido max: | 464 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,600 | 245 | 174 | 2,506 | 414 | 26 | 160 |
| 3,600 | 287 | 203 | 2,500 | 459 | 26 | 160 |
| 3,600 | 329 | 233 | 2,495 | 503 | 26 | 160 |
| 3,600 | 371 | 265 | 2,490 | 545 | 27 | 159 |
| 3,600 | 413 | 302 | 2,486 | 593 | 27 | 159 |
| 3,600 | 455 | 335 | 2,480 | 633 | 28 | 159 |
| 3,700 | 245 | 162 | 2,528 | 394 | 26 | 166 |
| 3,700 | 287 | 189 | 2,523 | 438 | 27 | 166 |
| 3,700 | 329 | 217 | 2,518 | 479 | 27 | 166 |
| 3,700 | 371 | 250 | 2,515 | 525 | 27 | 166 |
| 3,700 | 413 | 280 | 2,509 | 565 | 28 | 165 |
| 3,700 | 455 | 312 | 2,504 | 605 | 28 | 165 |
| 3,800 | 245 | 151 | 2,549 | 377 | 27 | 172 |
| 3,800 | 287 | 179 | 2,547 | 422 | 27 | 172 |
| 3,800 | 329 | 206 | 2,542 | 463 | 27 | 172 |
| 3,800 | 371 | 233 | 2,537 | 502 | 28 | 172 |
| 3,800 | 413 | 262 | 2,532 | 541 | 28 | 171 |
| 3,800 | 455 | 291 | 2,527 | 579 | 28 | 171 |
| 3,900 | 245 | 144 | 2,572 | 365 | 27 | 179 |
| 3,900 | 287 | 168 | 2,568 | 405 | 28 | 178 |
| 3,900 | 329 | 193 | 2,564 | 444 | 28 | 178 |
| 3,900 | 371 | 219 | 2,559 | 482 | 28 | 178 |
| 3,900 | 413 | 245 | 2,555 | 519 | 29 | 177 |
| 3,900 | 455 | 273 | 2,550 | 556 | 29 | 177 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-22.**Estado actual del pozo Kane-130 con geometría 12K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 13:32:23 |
| POZO: | Kane130 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

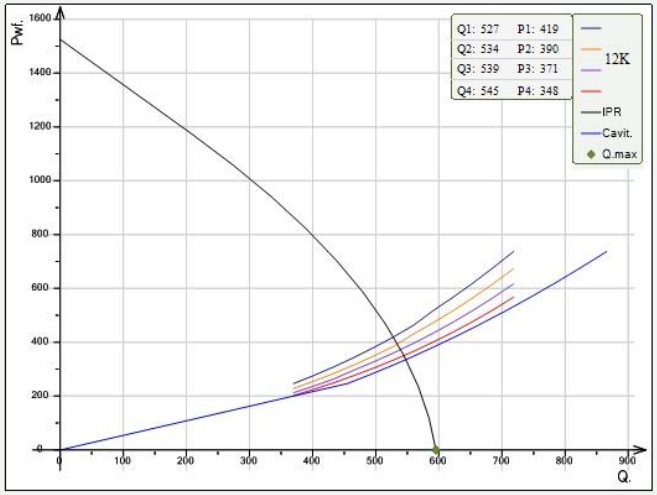
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 56.00 | % |
| GOR: | 233 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,600 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 528 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.91 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 495 | psi |
| API: | 23.2 | °API | Producción de Petróleo: | 232 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.261 | stb/dia/psi | IP: | 0.594 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 91 | bppd | Q Fluido b: | 208 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 262 | bppd | Q Fluido max: | 595 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 370 | 246 | 3,199 | 455 | 26 | 199 |
| 3,500 | 433 | 308 | 3,187 | 520 | 26 | 198 |
| 3,500 | 496 | 380 | 3,172 | 589 | 26 | 197 |
| 3,500 | 560 | 463 | 3,154 | 662 | 27 | 196 |
| 3,500 | 623 | 568 | 3,135 | 746 | 27 | 195 |
| 3,500 | 686 | 678 | 3,112 | 825 | 27 | 193 |
| 3,600 | 370 | 228 | 3,226 | 434 | 26 | 206 |
| 3,600 | 433 | 284 | 3,215 | 495 | 26 | 206 |
| 3,600 | 496 | 349 | 3,202 | 560 | 27 | 205 |
| 3,600 | 560 | 431 | 3,188 | 635 | 27 | 204 |
| 3,600 | 623 | 518 | 3,170 | 707 | 27 | 203 |
| 3,600 | 686 | 618 | 3,149 | 783 | 28 | 202 |
| 3,700 | 370 | 213 | 3,253 | 415 | 27 | 214 |
| 3,700 | 433 | 263 | 3,243 | 473 | 27 | 213 |
| 3,700 | 496 | 327 | 3,233 | 539 | 27 | 213 |
| 3,700 | 560 | 396 | 3,219 | 604 | 27 | 212 |
| 3,700 | 623 | 475 | 3,202 | 672 | 27 | 211 |
| 3,700 | 686 | 567 | 3,183 | 744 | 28 | 210 |
| 3,800 | 370 | 202 | 3,281 | 402 | 27 | 222 |
| 3,800 | 433 | 249 | 3,272 | 458 | 27 | 221 |
| 3,800 | 496 | 304 | 3,261 | 516 | 27 | 221 |
| 3,800 | 560 | 366 | 3,248 | 577 | 27 | 220 |
| 3,800 | 623 | 438 | 3,233 | 641 | 28 | 219 |
| 3,800 | 686 | 521 | 3,216 | 709 | 28 | 218 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-23.** Estado actual del pozo Kane-134 con geometría 10I

Sertecpet®

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 13:47:38 |
| POZO: | Kane 134 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

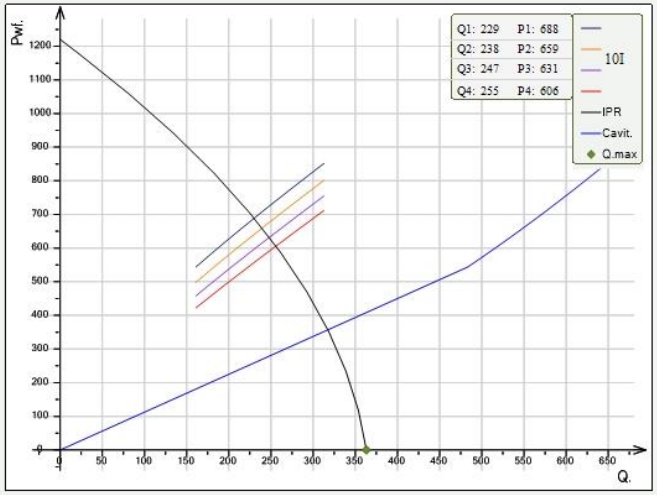
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 4.00 | % |
| GOR: | 268 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,300 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 230 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 768 | psi |
| API: | 27.2 | °API | Producción de Petróleo: | 221 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.499 | stb/dia/psi | IP: | 0.520 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 23 | bppd | Q Fluido b: | 24 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 349 | bppd | Q Fluido max: | 363 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,300 | 161 | 544 | 1,701 | 483 | 20 | 82 |
| 3,300 | 189 | 603 | 1,693 | 518 | 21 | 81 |
| 3,300 | 216 | 661 | 1,684 | 550 | 23 | 81 |
| 3,300 | 244 | 717 | 1,675 | 580 | 24 | 81 |
| 3,300 | 271 | 771 | 1,668 | 608 | 25 | 80 |
| 3,300 | 299 | 825 | 1,661 | 635 | 26 | 80 |
| 3,400 | 161 | 498 | 1,720 | 456 | 21 | 85 |
| 3,400 | 189 | 557 | 1,712 | 491 | 22 | 85 |
| 3,400 | 216 | 613 | 1,704 | 523 | 23 | 84 |
| 3,400 | 244 | 668 | 1,696 | 554 | 24 | 84 |
| 3,400 | 271 | 722 | 1,688 | 582 | 25 | 84 |
| 3,400 | 299 | 775 | 1,681 | 610 | 26 | 83 |
| (TRIAL)3,500 | 161 | 458 | 1,738 | 431 | 21 | 89 |
| 3,500 | 189 | 515 | 1,730 | 466 | 22 | 88 |
| 3,500 | 216 | 570 | 1,722 | 499 | 24 | 88 |
| 3,500 | 244 | 624 | 1,715 | 529 | 25 | 87 |
| 3,500 | 271 | 677 | 1,707 | 558 | 25 | 87 |
| 3,500 | 299 | 729 | 1,700 | 586 | 26 | 87 |
| 3,600 | 161 | 423 | 1,755 | 408 | 22 | 92 |
| 3,600 | 189 | 477 | 1,748 | 443 | 23 | 92 |
| 3,600 | 216 | 531 | 1,740 | 476 | 24 | 91 |
| 3,600 | 244 | 583 | 1,733 | 506 | 25 | 91 |
| 3,600 | 271 | 635 | 1,726 | 535 | 26 | 91 |
| 3,600 | 299 | 686 | 1,719 | 563 | 27 | 90 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-24.**Propuesta del pozo Kane-134 con geometría 11I

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

**INFORMACION GENERAL**

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 13:47:38 |
| POZO: | Kane 134 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

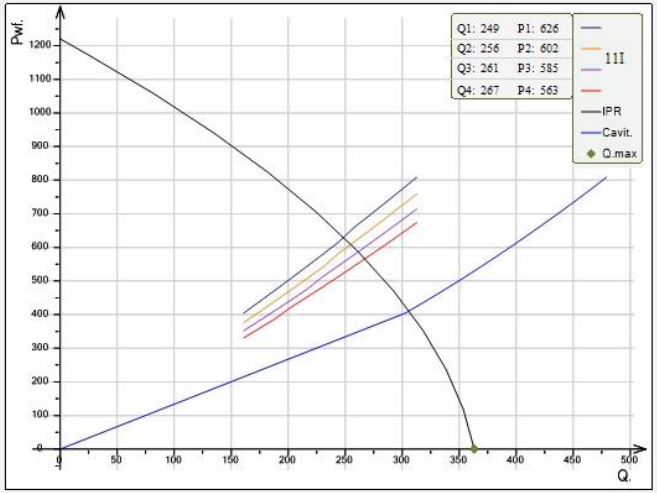
**DATOS PRUEBA**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 4.00 | % |
| GOR: | 268 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,300 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 230 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 768 | psi |
| API: | 27.2 | °API | Producción de Petróleo: | 221 | bppd |

**RESULTADOS**

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.499 | stb/dia/psi | IP: | (TRIA | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 23 | bppd | Q Fluido b: | 24 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 349 | bppd | Q Fluido max: | 363 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presion de Operacion psi | Producción Deseada bfpd | Presion de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2,750 | 161 | 405 | 2,247 | 303 | 24 | 90 |
| 2,750 | 189 | 473 | 2,233 | 337 | 24 | 90 |
| 2,750 | 216 | 543 | 2,219 | 369 | 25 | 89 |
| 2,750 | 244 | 614 | 2,205 | 401 | 25 | 88 |
| 2,750 | 271 | 696 | 2,190 | 435 | 26 | 88 |
| 2,750 | 299 | 771 | 2,175 | 465 | 26 | 87 |
| 2,850 | 161 | 376 | 2,270 | 288 | 24 | 94 |
| 2,850 | 189 | 441 | 2,257 | 321 | 25 | 94 |
| 2,850 | 216 | 507 | 2,244 | 353 | 25 | 93 |
| 2,850 | 244 | 581 | 2,232 | 386 | 25 | 93 |
| 2,850 | 271 | 651 | 2,218 | 416 | 26 | 92 |
| 2,850 | 299 | 723 | 2,203 | 446 | 26 | 92 |
| 2,950 | 161 | 352 | 2,292 | 275 | 25 | 99 |
| 2,950 | 189 | 413 | 2,280 | 307 | 25 | 98 |
| 2,950 | 216 | 475 | 2,268 | 337 | 25 | 98 |
| 2,950 | 244 | 545 | 2,257 | 370 | 26 | 97 |
| 2,950 | 271 | 611 | 2,243 | 399 | 26 | 96 |
| 2,950 | 299 | 679 | 2,230 | 428 | 26 | 96 |
| 3,050 | 161 | 331 | 2,314 | 264 | 25 | 103 |
| 3,050 | 189 | 388 | 2,303 | 294 | 25 | 102 |
| 3,050 | 216 | 451 | 2,292 | 326 | 26 | 102 |
| 3,050 | 244 | 512 | 2,281 | 355 | 26 | 101 |
| 3,050 | 271 | 575 | 2,268 | 384 | 26 | 101 |
| 3,050 | 299 | 641 | 2,255 | 412 | 26 | 100 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-25.**Propuesta del pozo Kane-134 con geometría 11J

Sertecpet®

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 13:47:38 |
| POZO: | Kane134 |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

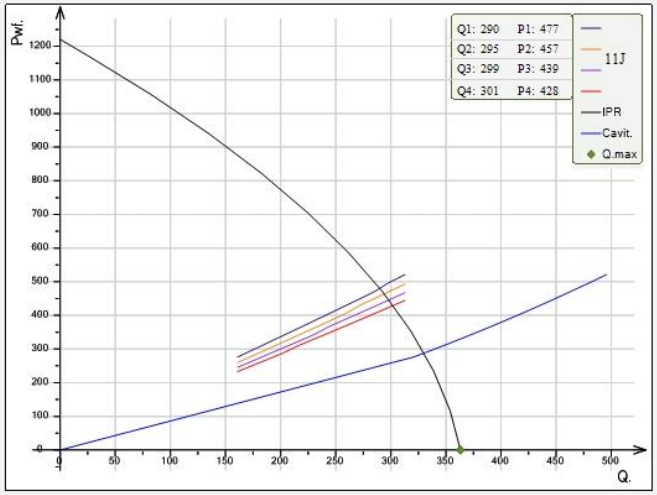
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 4.00 | % |
| GOR: | 268 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 210 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,300 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 230 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 768 | psi |
| API: | 27.2 | °API | Producción de Petróleo: | 221 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.499 | stb/dia/psi | IP: | 0.520 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 23 | bppd | Q Fluido b: | 24 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 349 | bppd | Q Fluido max: | 363 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 161 | 276 | 2,401 | 321 | 25 | 123 |
| 3,500 | 189 | 319 | 2,393 | 355 | 25 | 122 |
| 3,500 | 216 | 362 | 2,385 | 387 | 26 | 122 |
| 3,500 | 244 | 405 | 2,377 | 418 | 26 | 121 |
| 3,500 | 271 | 449 | 2,369 | 448 | 27 | 121 |
| 3,500 | 299 | 499 | 2,362 | 481 | 27 | 121 |
| 3,600 | 161 | 260 | 2,421 | 307 | 25 | 127 |
| 3,600 | 189 | 300 | 2,413 | 340 | 26 | 127 |
| 3,600 | 216 | 341 | 2,406 | 372 | 26 | 126 |
| 3,600 | 244 | 382 | 2,398 | 402 | 27 | 126 |
| 3,600 | 271 | 429 | 2,392 | 435 | 27 | 126 |
| 3,600 | 299 | 471 | 2,384 | 464 | 27 | 125 |
| 3,700 | 161 | 245 | 2,440 | 295 | 26 | 132 |
| 3,700 | 189 | 284 | 2,433 | 327 | 26 | 131 |
| 3,700 | 216 | 323 | 2,426 | 358 | 27 | 131 |
| 3,700 | 244 | 367 | 2,420 | 391 | 27 | 131 |
| 3,700 | 271 | 406 | 2,413 | 419 | 27 | 130 |
| 3,700 | 299 | 447 | 2,405 | 447 | 27 | 130 |
| 3,800 | 161 | 233 | 2,458 | 284 | 26 | 136 |
| 3,800 | 189 | 270 | 2,452 | 315 | 27 | 136 |
| 3,800 | 216 | 310 | 2,447 | 348 | 27 | 136 |
| 3,800 | 244 | 348 | 2,440 | 377 | 27 | 135 |
| 3,800 | 271 | 386 | 2,433 | 405 | 27 | 135 |
| 3,800 | 299 | 425 | 2,426 | 432 | 28 | 134 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-26.**Estado actual del pozo Kane-190D con geometría 12K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 14:12:32 |
| POZO: | Kane 190D |
| RESERVORIO: | T-Inferior |

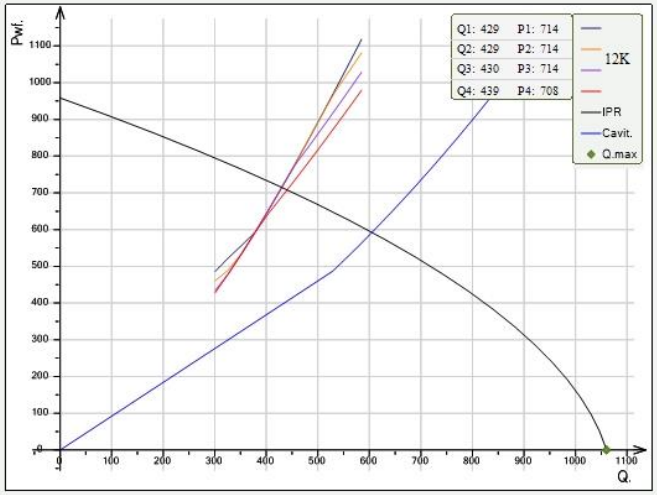
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,293 | psi | Corte de Agua (BSW): | 5.00 | % |
| GOR: | 326 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 215 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,100 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.26 | adim. | Producción de Fluido: | 430 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.89 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 857 | psi |
| API: | 27.1 | °API | Producción de Petróleo: | 409 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 1.678 | stb/dia/psi | IP: | 1.766 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,293 |
| Q Pet. max: | 1,007 | bppd | Q Fluido max: | 1,060 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 301 | 486 | 3,068 | 528 | 26 | 157 |
| 3,500 | 353 | 558 | 3,050 | 581 | 27 | 156 |
| 3,500 | 404 | 653 | 3,089 | 646 | 27 | 170 |
| 3,500 | 456 | 779 | 3,041 | 728 | 27 | 146 |
| 3,500 | 507 | 911 | 2,992 | 807 | 28 | 139 |
| 3,500 | 559 | 1,048 | 2,944 | 885 | 28 | 131 |
| 3,600 | 301 | 460 | 3,096 | 509 | 27 | 162 |
| 3,600 | 353 | 536 | 3,138 | 565 | 27 | 163 |
| 3,600 | 404 | 653 | 3,089 | 646 | 27 | 154 |
| 3,600 | 456 | 779 | 3,041 | 728 | 27 | 146 |
| 3,600 | 507 | 911 | 2,992 | 807 | 28 | 139 |
| 3,600 | 559 | 1,028 | 2,958 | 873 | 28 | 155 |
| 3,700 | 301 | 434 | 3,179 | 488 | 27 | 171 |
| 3,700 | 353 | 536 | 3,138 | 565 | 27 | 163 |
| 3,700 | 404 | 653 | 3,089 | 646 | 27 | 154 |
| 3,700 | 456 | 776 | 3,043 | 726 | 27 | 164 |
| 3,700 | 507 | 875 | 3,019 | 786 | 28 | 163 |
| 3,700 | 559 | 977 | 2,993 | 845 | 28 | 161 |
| 3,800 | 301 | 428 | 3,186 | 484 | 27 | 185 |
| 3,800 | 353 | 536 | 3,138 | 565 | 27 | 177 |
| 3,800 | 404 | 644 | 3,097 | 640 | 27 | 172 |
| 3,800 | 456 | 736 | 3,075 | 701 | 27 | 170 |
| 3,800 | 507 | 831 | 3,052 | 760 | 28 | 169 |
| 3,800 | 559 | 929 | 3,027 | 818 | 28 | 168 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-27.**Estado actual del pozo Kane-197D con geometría 11K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 14:20:56 |
| POZO: | Kane 197D |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

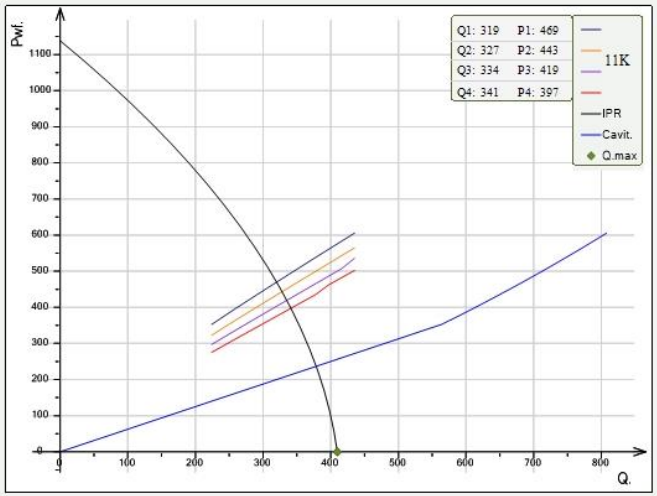
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 14.00 | % |
| GOR: | 276 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 215 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 320 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.88 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 532 | psi |
| API: | 28.5 | °API | Producción de Petróleo: | 275 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.412 | stb/dia/psi | IP: | 0.479 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 352 | bppd | Q Fluido max: | 410 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,500 | 224 | 353 | 2,514 | 564 | 22 | 156 |
| 3,500 | 262 | 400 | 2,506 | 614 | 23 | 156 |
| 3,500 | 301 | 447 | 2,497 | 661 | 24 | 155 |
| 3,500 | 339 | 493 | 2,489 | 706 | 24 | 155 |
| 3,500 | 378 | 538 | 2,481 | 748 | 25 | 154 |
| 3,500 | 416 | 583 | 2,473 | 788 | 26 | 154 |
| 3,600 | 224 | 323 | 2,539 | 531 | 23 | 163 |
| 3,600 | 262 | 368 | 2,531 | (TRIAL)580 | 23 | 162 |
| 3,600 | 301 | 412 | 2,523 | 627 | 24 | 161 |
| 3,600 | 339 | 456 | 2,516 | 670 | 25 | 161 |
| 3,600 | 378 | 500 | 2,508 | 712 | 26 | 160 |
| 3,600 | 416 | 543 | 2,500 | 752 | 26 | 160 |
| 3,700 | 224 | 297 | 2,563 | 501 | 23 | 169 |
| 3,700 | 262 | 340 | 2,556 | 550 | 24 | 168 |
| 3,700 | 301 | 382 | 2,548 | 595 | 25 | 168 |
| 3,700 | 339 | 424 | 2,541 | 638 | 26 | 167 |
| 3,700 | 378 | 466 | 2,534 | 680 | 26 | 167 |
| 3,700 | 416 | 507 | 2,526 | 719 | 27 | 166 |
| 3,800 | 224 | 275 | 2,586 | 476 | 24 | 175 |
| 3,800 | 262 | 316 | 2,579 | 523 | 25 | 174 |
| 3,800 | 301 | 356 | 2,572 | 567 | 25 | 174 |
| 3,800 | 339 | 396 | 2,565 | 609 | 26 | 174 |
| 3,800 | 378 | 435 | 2,558 | 650 | 27 | 173 |
| 3,800 | 416 | 482 | 2,553 | 696 | 27 | 173 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

**Figura A-28.**Propuesta del pozo Kane-197D con geometría 12K

Sertecpet

## REPORTE DE ANALISIS NODAL CON BOMBA JET CLAW

**Método: Voguel**

CODIGO: GI.OP.RE.17
REV: 03
FECHA: 2007-11-06

### INFORMACION GENERAL

| | |
|---|---|
| COMPAÑIA: | ESPOL |
| REPRESENTANTE: | Diego Coronel |
| FECHA: | 26/12/2017 14:20:56 |
| POZO: | Kane 197D |
| RESERVORIO: | U-Inferior |

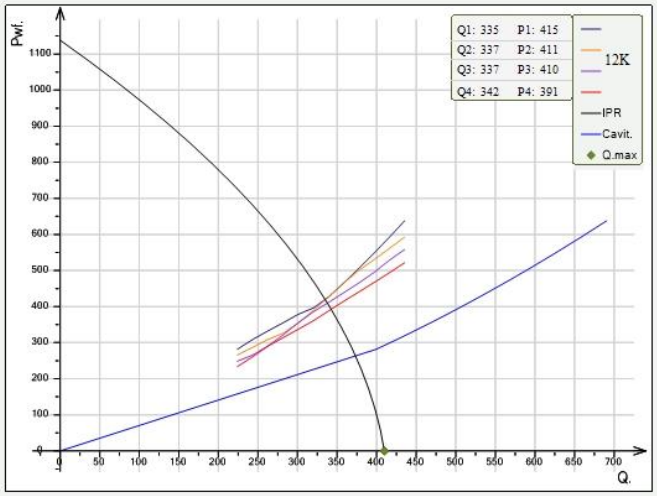
### DATOS PRUEBA

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Presión de Burbuja (Pb): | 1,175 | psi | Corte de Agua (BSW): | 14.00 | % |
| GOR: | 276 | scf/stbl | Temperatura de Reservorio: | 215 | °F |
| Gravedad Espec. Agua : | 1.01 | adim. | Presión de Reservorio: | 1,200 | psi |
| Gravedad Espec. Gas: | 1.14 | adim. | Producción de Fluido: | 320 | bfpd |
| Gravedad Espec. Petróleo: | 0.88 | adim. | Presión Fondo Fluyente(Pwf): | 532 | psi |
| API: | 28.5 | °API | Producción de Petróleo: | 275 | bppd |

### RESULTADOS

| IP | | | IP COMPUESTO | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| IP: | 0.412 | stb/dia/psi | IP: | 0.479 | stb/dia/psi | |
| Q Pet. b: | 0 | bppd | Q Fluido b: | 0 | bfpd @ Pb | 1,175 |
| Q Pet. max: | 352 | bppd | Q Fluido max: | 410 | bfpd @Pwf | 0 |

| Presión de Operación psi | Producción Deseada bfpd | Presión de Entrada psi | Caudal de Inyección bfpd | Caudal de Cavitación bfpd | Eficiencia Bomba % | Potencia Bomba HP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3,000 | 224 | 282 | 3,144 | 399 | 26 | 167 |
| 3,000 | 262 | 332 | 3,135 | 447 | 26 | 166 |
| 3,000 | 301 | 379 | 3,124 | 489 | 26 | 166 |
| 3,000 | 339 | 427 | 3,150 | 530 | 26 | 176 |
| 3,000 | 378 | 505 | 3,114 | 594 | 26 | 170 |
| 3,000 | 416 | 592 | 3,078 | 658 | 27 | 165 |
| 3,100 | 224 | 266 | 3,177 | 384 | 26 | 174 |
| 3,100 | 262 | 309 | 3,167 | 426 | 26 | 174 |
| 3,100 | 301 | 355 | 3,167 | 468 | 27 | 173 |
| 3,100 | 339 | 427 | 3,150 | 530 | 26 | 176 |
| 3,100 | 378 | 501 | 3,120 | 589 | 27 | 171 |
| 3,100 | 416 | 561 | 3,105 | 635 | 27 | 171 |
| 3,200 | 224 | 249 | 3,207 | 366 | 26 | 182 |
| 3,200 | 262 | 290 | 3,223 | 408 | 27 | 181 |
| 3,200 | 301 | 355 | 3,187 | 468 | 27 | 173 |
| 3,200 | 339 | 412 | 3,167 | 517 | 27 | 180 |
| 3,200 | 378 | 466 | 3,155 | 562 | 27 | 179 |
| 3,200 | 416 | 529 | 3,143 | 611 | 27 | 178 |
| 3,300 | 224 | 234 | 3,259 | 350 | 27 | 196 |
| 3,300 | 262 | 290 | 3,223 | 408 | 27 | 181 |
| 3,300 | 301 | 337 | 3,211 | 452 | 27 | 188 |
| 3,300 | 339 | 388 | 3,197 | 497 | 27 | 187 |
| 3,300 | 378 | 441 | 3,190 | 541 | 27 | 187 |
| 3,300 | 416 | 494 | 3,178 | 584 | 27 | 186 |




ELABORADO POR: BETTY CEPEDA

APROBADO POR: ESPOL

**Fuente:** Sertecpet, 2018

# BIBLIOGRAFÍA

Beggs, H. D. (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis (2 ed.). Tulsa, Oklahoma: OGCI & Petroskills.

Brown, K. (1977). Technology of artificial lift methods. Volume 1. Inflow performance, multiphase flow in pipes, the flowing well.

Camaro, E., Aguilar, J., Ríos, A., & Rivas, F. (2009). An artificial gas lift production well model using nodal analysis. 30.

Clegg, J. D. (2007). Petroleum Engineering Handbook. Richardson: Society of Petroleum Engineers.

Devold, H. (2013). Oil and Gas Production Handbook. An Introduction to Oil and Gas Production, Transport Refining and Petrochemical Industry. Oslo: ABB.

Interstate-McBee. (2014). Replacement Parts for CATERPILLAR C12-3406-3406E-C15.

Pérez, A. (2013). Diseño Óptimo de Esquemas Mecánicos Aplicados en Pozos Verticales y Direccionales Del Campo Sacha Mediante el Uso Del Software de Ingeniería edm. Escuela Superior Politécnica Nacional, Guayaquil, Ecuador.

Ron, B., Cosad, C., Hudson, S., Romero, G., & Shanmugam, V. (2014). Taking the Pulse of Producing Wells-ESP Surveillance. Oilfield Review, 16 - 25.

Shoaib, M. (2017). Physics Theories Law Basic Concept & Resources with all branches - Pascal's Law. from http://physicsabout.com/pascal-law/